

Table des matières

1	INTRODUCTION GENERALE.....	1
1.1	Contexte général et problématique.....	1
1.2	Définition du potentiel solaire.....	2
1.3	Objectifs	4
1.4	Méthodologie de travail	4
1.5	Caractéristiques des filières solaires	4
1.6	Présentation des deux territoires	5
2	LA RESSOURCE SOLAIRE	7
2.1	Physique du rayonnement solaire.....	7
2.1.1	Le rayonnement solaire	7
2.1.2	Variations interannuelles du rayonnement solaire	7
2.1.3	Effets géométriques – variabilité spatio-temporelle du rayonnement solaire	8
2.1.4	Effets de l’atmosphère – appauvrissement du rayonnement solaire	8
2.2	La ressource solaire à Genève.....	9
2.3	Les méthodes d’évaluation existantes au niveau territorial	11
2.4	Description de l’outil <i>areasolarradiation</i>	12
3	METHODE D’EVALUATION.....	14
3.1	Définitions	14
3.2	Importation des données géoréférencées.....	14
3.3	Evaluation de la ressource.....	16
3.3.1	Configuration des paramètres de l’outil <i>areasolarradiation</i>	16
3.3.2	Sélection des surfaces de toit mobilisables	21
3.3.3	Calcul du rayonnement solaire global sur les surfaces mobilisables	23
3.3.4	Synthèse de la partie évaluation de la ressource	23
3.4	Evaluation du potentiel de production énergétique.....	25
3.4.1	Calcul du potentiel PV	25
3.4.2	Calcul du potentiel thermique pour l’ECS	26
3.4.3	Calcul du potentiel PV avec capteurs thermiques pour l’ECS.....	30
4	RESULTATS ET ANALYSES.....	31
4.1	Structures des attributs de chaque bâtiment	31
4.2	Synthèse des résultats par zone d’étude	31

4.3	Partie ressource	32
4.3.1	Analyse de sensibilité.....	32
4.3.2	Analyse comparative des surfaces mobilisables	33
4.3.3	Rayonnement solaire sur les surfaces mobilisables	36
4.4	Scénario 1 : Potentiel PV	37
4.5	Scénario 2 : Potentiel PV et thermique pour l'ECS	39
4.5.1	Potentiel thermique pour l'ECS	39
4.5.2	Potentiel PV avec capteurs thermiques pour l'ECS	41
5	MISE EN PERSPECTIVE ET DISCUSSION	44
5.1	Comparaison des deux scénarios.....	44
5.2	Comparaison avec d'autres méthodes	45
5.3	Les limites de l'approche	46
	CONCLUSIONS GENERALES	49
	BIBLIOGRAPHIE.....	51
	TABLE DES FIGURES.....	54
	TABLE DES CARTES.....	55
	TABLE DES TABLEAUX	55
	ANNEXES	56

1 Introduction générale

1.1 Contexte général et problématique

Depuis toujours, l'être humain exploite et transforme l'énergie afin de satisfaire ses besoins énergétiques. Evolutions et révolutions énergétiques ont alors jalonné et accompagné le développement humain : découverte du feu, émergence de l'agriculture, révolution industrielle, cette dernière ayant constitué un tournant majeur dans l'histoire des sociétés humaines. C'est à partir de ce moment, avec l'invention de la machine à vapeur, que les sociétés modernes sont devenues dépendantes des énergies non-renouvelables, charbon dans un premier temps puis pétrole et gaz. L'exploitation des ressources fossiles a dès lors servi de socle au développement économique et social.

Néanmoins, la consommation excessive d'énergie et l'accroissement de la population mondiale soulèvent plusieurs questions problématiques pour l'avenir. En effet, la fourniture des services énergétiques engendre un certain nombre de contraintes et de risques : le risque d'épuisement des stocks d'énergie fossile ; les impacts environnementaux liés à l'utilisation de l'énergie parmi lesquels le risque climatique dû à l'augmentation des gaz à effet de serre et la pollution ; les problèmes liés au développement de l'industrie nucléaire énergétique dont le risque d'accident et celui de son utilisation à des fins militaires. Ces risques sont à même de contribuer à l'aggravation des tensions pour le contrôle des sources d'approvisionnement.

Ces enjeux placent le débat sur l'énergie au cœur des préoccupations des sociétés modernes. L'énergie peut alors être perçue comme un défi, « *car la question énergétique et environnementale est en train de nous obliger à réfléchir sur les choix fondamentaux de société, comme le débat sur le développement durable le montre* » (Hollmuller *et al.*, 1999). Dans ce cadre, le développement des énergies renouvelables et les économies d'énergie semblent être les solutions idéales au défi énergétique à long terme.

Parmi les filières énergétiques renouvelables, les filières solaires thermique et photovoltaïque sont très intéressantes pour l'avenir de par leurs grands potentiels (Lachal, 1999). Leur ressource, le gisement solaire, est inépuisable et relativement bien réparti sur l'ensemble de la planète. Son exploitation peut se faire localement et elle a très peu d'impact sur l'environnement. Dans un milieu urbain où la pression sur l'usage du sol peut se révéler importante, la production décentralisée est particulièrement intéressante. Les toitures peuvent en effet servir de support pour les installations solaires.

Les filières solaires décentralisées sont prometteuses pour l'avenir et leur développement est croissant dans beaucoup de pays. Toutefois, leurs parts dans les bouquets énergétiques restent très faibles. Leurs potentiels demandent à être évalués afin de permettre la mise en place de politiques adéquates pour leur développement. Cependant, il manque encore aujourd'hui une compréhension claire de leurs potentiels (Suri *et al.*, 2007). L'une des raisons est un manque de connaissances et d'outils d'analyses concernant la distribution spatiale du rayonnement solaire et son adéquation avec la demande énergétique au niveau du territoire. Dès lors, les décideurs et spécialistes de l'aménagement urbain n'ont souvent pas les outils nécessaires au niveau territorial pour leur permettre d'optimiser le développement des filières solaires

(Gadsden *et al.*, 2003). Aussi, une cartographie de la ressource et une évaluation territoriale du potentiel de production d'énergie électrique et thermique apparaissent comme fondamentales pour faire de la planification énergétique territorial. Le but de ces outils est d'intégrer le développement du solaire dans les processus de développement urbain (Gaiddon *et al.*, 2009).

Dans ce cadre, ce travail consiste en l'évaluation du potentiel solaire photovoltaïque et thermique de deux zones d'études aux morphologies urbaines différentes : le quartier urbain des Pâquis et la commune périurbaine de Veyrier. Ce travail tentera dès lors de répondre à plusieurs questions : Quel est le potentiel solaire de ces territoires ? Quel est l'impact de la morphologie urbaine ? Comment gérer le conflit d'usage quant à l'utilisation des surfaces de captage disponibles ? Faut-il opter pour du 100% PV ? Ou est-il préférable de coupler PV et solaire thermique ?

1.2 Définition du potentiel solaire

Le potentiel solaire PV et thermique est défini comme la quantité d'énergie finale électrique et thermique potentiellement produite à partir du rayonnement solaire. Bien que la ressource solaire suffirait largement en tant que telle à couvrir nos besoins, plusieurs facteurs viennent restreindre la quantité d'énergie effectivement valorisable.

Le potentiel solaire PV (Figure 1) dépend de quatre facteurs : les réalités locales (surfaces de captage à disposition ; inclinaison et orientation des toits ; obstruction sur les toits ; ...), les données météorologiques, l'efficacité du système de transformation et les facteurs économiques (Wittmann et Bajons, 1997). Le potentiel solaire thermique (Figure 2) dépend également de ces quatre facteurs, auxquels s'ajoutent encore des contraintes liées à l'adéquation spatio-temporelle de la production solaire avec la demande de chaleur.

L'évaluation du potentiel solaire PV et thermique peut ainsi être décortiquée en une succession d'évaluation de potentiels de natures différentes : évaluation d'un potentiel physique lié aux caractéristiques du rayonnement solaire sur le territoire étudié, évaluation d'un potentiel géographique lié aux surfaces de toit qui sont en mesure de capter cette énergie et, enfin, évaluation d'un potentiel technique qui consiste à déterminer les caractéristiques des systèmes de transformation (Izquierdo *et al.*, 2008). Ensuite, les contraintes liées à l'adéquation dans le temps et l'espace de la production et de la demande, en particulier en ce qui concerne la filière solaire thermique, viennent limiter ce potentiel. Enfin, ce dernier est également limité par les contraintes économiques et les conflits d'usage quant à l'utilisation des surfaces de toit.

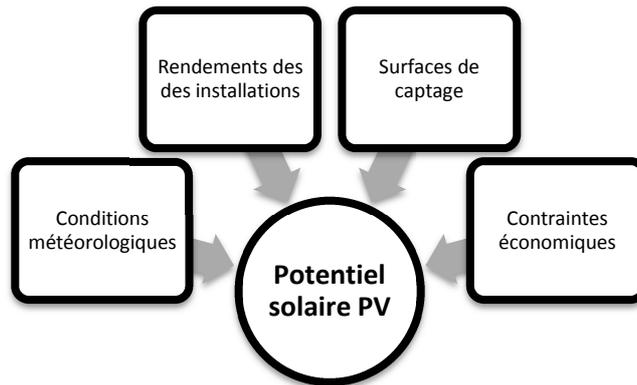


Figure 1: Facteurs déterminants le potentiel solaire PV

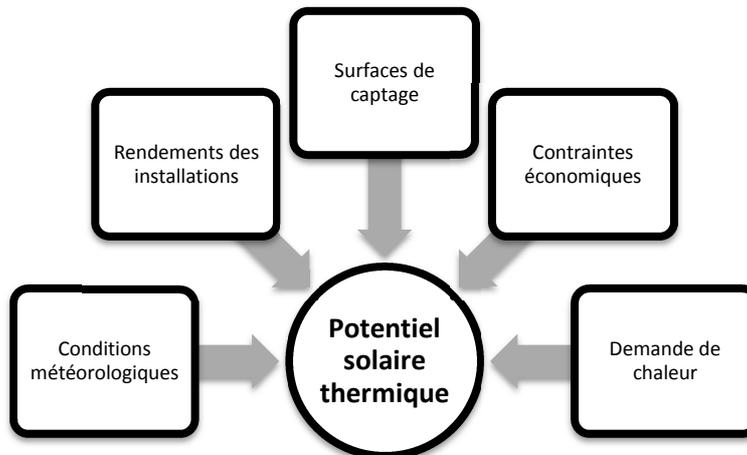


Figure 2: Facteurs déterminants le potentiel solaire thermique

L'évaluation du potentiel solaire peut être effectuée à plusieurs échelles pour répondre à des besoins différents : de l'échelle mondiale à celle du bâtiment en passant par l'échelle du pays, de la ville et du quartier. A chacune d'entre elles correspondent des méthodes d'analyses différentes. Les outils utilisés à l'échelle du bâtiment se révèleront inappropriés pour étudier une région, car ils demanderaient une trop grande quantité de calculs. C'est pourquoi, à l'échelle des régions et des pays, des simplifications sont nécessaires. Ainsi, plus l'échelle d'analyse est réduite, plus les résultats seront précis. Le potentiel solaire PV ou thermique peut alors être évalué par différentes approches selon l'échelle à laquelle se focalise l'étude, les buts recherchés ainsi que les moyens et les données à disposition (NET Nowak Energie & Technologie AG, 2004) :

- L'approche « *pragmatique* » consiste à estimer rapidement sur quelques bâtiments la faisabilité d'un projet selon des critères-clés.
- L'approche « *architecturale* » consiste à analyser finement la toiture d'un bâtiment en vue d'y poser une installation solaire.
- L'approche « *statistique* » permet d'estimer le potentiel solaire à une échelle plus large en relevant des données qui caractérisent un échantillon représentatif du parc immobilier étudié.

- L'approche « GIS » utilise les Systèmes d'Information Géographique pour évaluer le potentiel solaire sur un territoire. Cette approche est particulièrement appropriée pour travailler à l'échelle du quartier ou de la ville.

1.3 Objectifs

L'objectif principal de ce travail est d'évaluer, par une approche « GIS », le potentiel solaire PV et thermique d'un quartier urbain et d'une commune périurbaine du canton de Genève afin de les comparer et de déterminer l'impact de la morphologie urbaine. Concrètement, il s'agit de déterminer, d'analyser et de comparer :

- *Les surfaces de toit mobilisables*
- *Le rayonnement solaire mobilisable*
- *Le potentiel de production photovoltaïque*
- *Le potentiel de production thermique pour l'ECS*

1.4 Méthodologie de travail

Ce travail se focalise sur deux zones d'études. A l'aide des Systèmes d'Information Géographique (GIS), les surfaces de toit mobilisables pour la pose d'installations solaires et le rayonnement mobilisable sur ces surfaces sont déterminés. A partir de là, en admettant un rendement de système de 12% pour la transformation du rayonnement solaire en électricité correspondant à des installation PV standards en silicium cristallin, le potentiel PV est calculé (Brito et al., 2011). Le potentiel de production thermique est, lui, déterminé en calculant la production de chaleur de capteurs solaires vitrés en fonction des besoins en considérant des systèmes solaires classiques. Celle-ci est déterminée grâce à des courbes *input/output* qui prennent en compte les conditions d'irradiance et la demande (Lachal, 2000).

1.5 Caractéristiques des filières solaires

L'énergie solaire reçue par la terre sous forme de rayonnement électromagnétique est considérable. Toutefois, il ne s'agit là que d'énergie primaire qui, en soi, ne permet pas de satisfaire tous les besoins énergétiques d'un consommateur. Penser que l'énergie solaire est gratuite est une fausse idée. Bien que pour les filières solaires la ressource en tant que telle ne s'achète pas, les différentes étapes jusqu'à son exploitation finale, elles, ont un coût. Parmi ces étapes, citons sa transformation, son transport, son stockage et sa distribution (Lachal, 1999). C'est pourquoi il est important de réfléchir en termes de filière énergétique, de la ressource à la prestation énergétique délivrée au consommateur. A partir de là, une analyse des différents enjeux techniques, environnementaux, économiques, urbanistiques et politiques peut être entreprise.

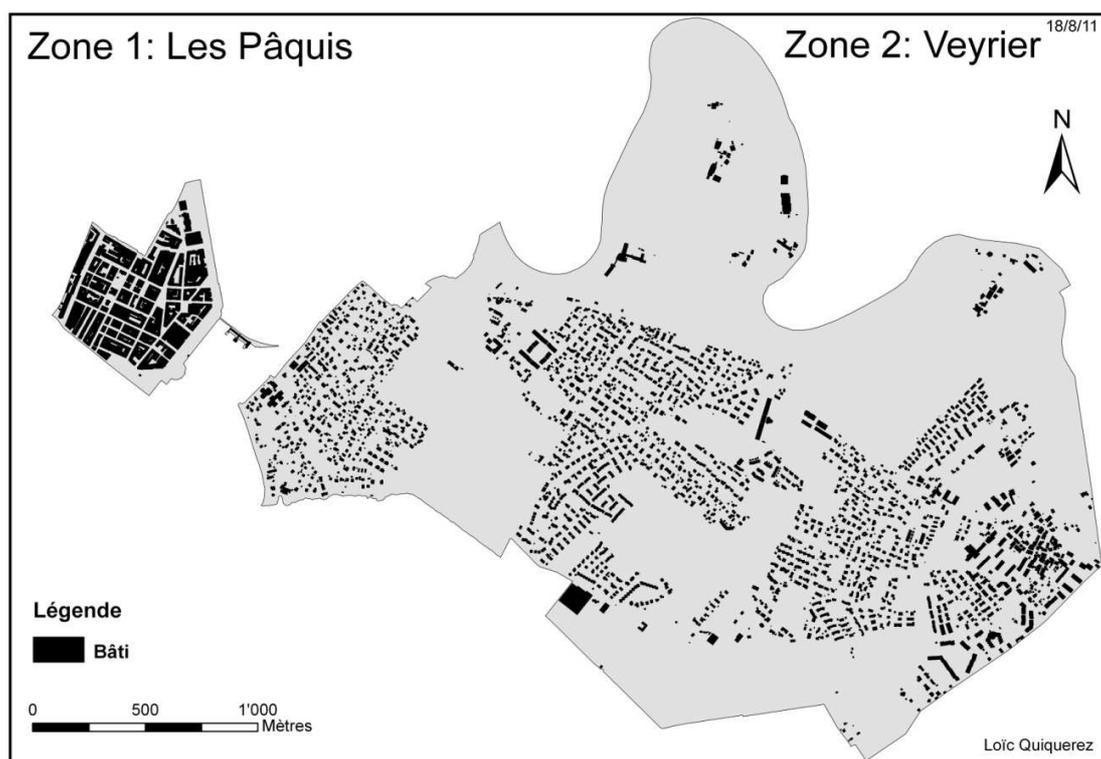
Les avantages des filières solaires sont multiples. D'une part, la ressource est inépuisable et relativement bien répartie sur l'ensemble de la planète. D'autre part, son exploitation a peu d'impact sur l'environnement que ce soit d'un point de vue écologique, visuel ou sonore. Contrairement aux filières fossiles, la transformation du rayonnement solaire en énergie finale n'émet pas de gaz à effet de serre et ne contribue donc pas au réchauffement climatique. Enfin, l'énergie solaire est une ressource qui peut être exploitée localement. En revanche, les limites sont principalement les contraintes de temps et de lieux entre la demande en énergie et la disponibilité d'une ressource qui varie dans le temps (intermittence) et l'espace. A cela s'ajoute des contraintes économiques qui impliquent que les coûts de production d'un kilowattheure « solaire » sont encore élevés comparés à d'autres filières énergétiques.

Les deux grandes filières solaires sont la filière solaire PV et la filière solaire thermique. La filière PV consiste en la transformation directe du rayonnement solaire en électricité grâce à l'effet photovoltaïque. Il existe plusieurs types d'utilisation pour la production d'électricité parmi lesquels les installations de production PV autonomes, généralement dans des zones isolées, et les systèmes connectés au réseau qui sont les plus fréquents. En Europe, 99.8% des nouvelles installations en 2008 sont directement connectées au réseau (Mermoud A., 2010). Parmi ces dernières, on peut encore distinguer les installations centralisées, au sol, des installations décentralisées, généralement installées sur les toits. Ce sont ces dernières qui nous intéressent dans cette étude.

La filière thermique est la plus ancienne et la plus aisée des filières solaires (Lachal, 1999). Elle consiste en la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. On distingue les systèmes passifs des systèmes actifs. Les systèmes passifs sont l'utilisation directe du rayonnement solaire afin d'obtenir des gains thermiques dans le bâtiment grâce notamment à la bonne orientation des surfaces vitrées et à une bonne isolation des murs (Lachal, 1999). Les systèmes actifs permettent l'exploitation de l'énergie solaire via une installation solaire assurant la production, l'accumulation et le transport de la chaleur (Swissolar, 2011). Dans le domaine du solaire thermique, plusieurs applications peuvent être envisagées, les principales étant la production d'eau chaude sanitaire et l'appoint au chauffage des bâtiments. Toutefois, d'autres types d'applications sont également possibles, notamment le chauffage de l'eau chaude industrielle ou encore la production de froid en utilisant une machine frigorifique. Dans ce travail, c'est uniquement le préchauffage de l'eau chaude sanitaire qui est étudié.

1.6 Présentation des deux territoires

L'idée de ce travail est de comparer le potentiel solaire PV et thermique de deux territoires du canton de Genève aux densités de population différentes. Le choix pour la zone dense s'est porté sur le quartier des Pâquis, situé au centre ville de Genève. Pour la zone moins dense, la commune périurbaine de Veyrier a été choisie (Carte 1). Ces deux zones, qui chacune compte environ une dizaine de milliers d'habitants, ont des caractéristiques morphologiques très différentes, en particulier en ce qui concerne la densité de population par rapport à la surface du territoire et celle par rapport à l'emprise au sol du bâti (Tableau 1). Le quartier des Pâquis est multifonctionnel, constitué d'immeubles où l'habitat est collectif. La commune de Veyrier est principalement résidentielle, avec quelques immeubles collectifs et beaucoup de villas.



Carte 1: Présentation des deux zones d'études

<i>Indicateurs morphologiques</i>	<i>Les Pâquis</i>	<i>Veyrier</i>
Superficie du territoire (m ²)	412'952	6'496'793
Emprise au sol du bâti (m ²)	191'331	467'743
Densité du bâti (m ² /m ²)	0.46	0.07
Nombre de bâtiments (EGID)	637	4'052
Surface des toits (m ²)	212'897	521'548
Pente moyenne des toits (°)	15.5	21.1
Population (personne)	10'642	9'411
Densité de population (pers./km ²)	25.8	1.5
Densité de pop. par rapport au bâti (pers./m ²)	0.06	0.02
<i>Indicateur énergétique</i>		
Consommation électrique 2010 (GWh) (SIG)	85.0	31.5

Tableau 1: Indicateurs morphologiques et énergétiques des deux zones : Pâquis et Veyrier, Source: SITG, et SIG pour la consommation électrique

2 La ressource solaire

2.1 Physique du rayonnement solaire

2.1.1 Le rayonnement solaire

L'énergie solaire est à l'origine de presque toutes les formes d'énergies que l'on peut trouver sur notre planète. Cette énergie résulte de la fusion nucléaire qui s'opère au centre du soleil, où 4 atomes d'hydrogène fusionnent pour donner un atome d'hélium. L'énergie libérée se répand à la vitesse de la lumière et voyage à travers le système solaire puis l'univers sous forme de rayonnement électromagnétique constitué de photons. La radiation solaire est caractérisée par des longueurs d'ondes courtes de 0.15 à 3 - 4 μm (Goyette, 2009).

Le soleil peut être considéré comme un corps noir avec une température de surface d'environ 5900 K (Goyette, 2009). D'après la loi de Stephan-Boltzmann, l'énergie radiante émise par un corps noir est une fonction de la puissance quatrième de sa température. La puissance totale émise par le soleil peut ainsi être évaluée à $4 \cdot 10^{26}$ W (Guisan, 1982).

Tenant compte de la loi de la conservation de l'énergie dans l'espace, qui implique que « le total du flux émis par le soleil doit passer par la surface d'une sphère dont le soleil est le centre » (Ineichen, 2010), on peut alors déterminer la densité du flux d'énergie solaire reçu perpendiculairement au sommet de l'atmosphère (constante solaire). La valeur communément admise et figurant dans les tables est de $1'367 \text{ Wm}^{-2}$ (Ineichen, 2010). Le transfert du rayonnement solaire jusqu'à la surface de la planète dépend ensuite de plusieurs paramètres : variations interannuelles du rayonnement, effets géométriques, effets de l'atmosphère et conditions météorologiques (Ineichen, 2010).

2.1.2 Variations interannuelles du rayonnement solaire

Bien qu'aujourd'hui la constante solaire soit de $1'367 \text{ Wm}^{-2}$, il n'en a pas toujours été le cas. Sur le long terme, des changements dans les paramètres astronomiques de la Terre impliquent des fluctuations de la quantité d'énergie captée par la Terre. Les cycles de Milankovitch permettent d'expliquer ces variations (Beniston, 2010). Trois paramètres orbitaux expliquent ces cycles : modification de l'orbite de la Terre par rapport au Soleil, variation de l'inclinaison de l'axe de la Terre par rapport à l'écliptique et précession astronomique. Ces changements dans les paramètres orbitaux ont des périodicités respectives de 100'000, 40'000 et 23'000 ans et impliquent une fluctuation de l'énergie solaire interceptée par la Terre au sommet de l'atmosphère de +/- 5% (Beniston, 2010).

Un autre facteur qui explique la variation interannuelle du rayonnement solaire est lié aux cycles des taches solaires. « Ces taches correspondent à des zones du soleil où les températures sont plus basses que la température moyenne à la surface (...), mais où le magnétisme est nettement plus intense » (Beniston, 2009, p.49). Dès lors, plus il y a de taches solaires, plus l'irradiance solaire est forte. Ces taches solaires ont des cycles d'activités de 11,

22 et 240 ans et induisent des différences d'intensité énergétique solaire de +/- 0.1% (Beniston, 2009).

2.1.3 Effets géométriques – variabilité spatio-temporelle du rayonnement solaire

Bien que l'énergie solaire soit disponible sur l'ensemble du globe, néanmoins elle n'est pas distribuée de manière égale spatialement et temporellement. La variabilité spatiale et temporelle de la ressource résulte d'effets géométriques. :

- L'*excentricité de la trajectoire de la terre autour du soleil* a pour conséquence une variation de la distance Terre-Soleil comprise entre $1.471 \cdot 10^{11}$ mètres (périhélie - 3 janvier) et $1.521 \cdot 10^{11}$ mètres (aphélie - 4 juillet) (Goyette, 2009). Cette variation de la distance Terre-Soleil implique une variation du rayonnement extra-atmosphérique de +/-3.4%.
- L'*inclinaison de l'axe de la terre* de 23.4° par rapport à l'écliptique (plan de la trajectoire autour du soleil) explique la variabilité saisonnière de la ressource solaire (Ineichen, 2010). Ceci implique qu'en hiver, dans l'hémisphère nord, la densité du rayonnement solaire est plus faible puisque le soleil est plus bas sur l'horizon. De plus, les journées étant moins longues, la durée d'ensoleillement est plus courte. C'est l'inverse qui se produit en été.
- La *rotation de la terre* sur elle-même détermine la variabilité journalière de la ressource solaire. C'est à midi solaire que le soleil atteint son point le plus haut dans le ciel et donc que le rayonnement solaire est le plus intense.

2.1.4 Effets de l'atmosphère – appauvrissement du rayonnement solaire

Lorsqu'elle pénètre dans l'atmosphère, la radiation solaire subit plusieurs effets qui appauvrissent la quantité de rayonnement parvenant à la surface de la planète. Ces effets déterminent la transmissivité atmosphérique. Ainsi, le rayonnement solaire peut être transmis directement jusqu'au sol, mais il peut également être réfléchi en dehors de l'atmosphère, absorbé par celui-ci ou encore être diffusé dans toutes les directions.

L'atmosphère n'absorbe pas dans toutes les longueurs d'ondes du spectre solaire. Seules certaines portions du spectre sont partiellement ou totalement absorbées par la vapeur d'eau principalement, mais également par d'autres gaz présents dans l'atmosphère : dioxyde de carbone, ozone (surtout pour l'ultraviolet) et méthane notamment. La diffusion dépend de la taille des particules frappées par le rayonnement solaire. Les principaux éléments qui impliquent une diffusion du rayonnement sont les molécules d'air (diffusion de Rayleigh), les aérosols et les gouttelettes d'eau présentes dans les nuages (diffusion de Mie).

Le rayonnement solaire transmis directement à la surface de la terre est appelé rayonnement direct. Le rayonnement diffusé est communément appelé rayonnement diffus. La somme des deux rayonnements donne le rayonnement solaire global qui parvient à la surface après avoir traversé l'atmosphère.

Les conditions météorologiques, particulièrement la couverture nuageuse, ont un impact important sur la transmissivité atmosphérique et sur le rapport rayonnement diffus/rayonnement global. En effet, les nuages diffusent le rayonnement solaire dans toutes les directions y compris vers l'espace et, ainsi, appauvrissent le rayonnement solaire qui parvient au sol. Dès lors, entre un ciel clair et un ciel très nuageux, la puissance du rayonnement solaire à la surface peut varier d'un facteur 10. Il y a ainsi un lien direct entre le nombre d'heures d'ensoleillement et le rayonnement solaire global à la surface.

En plus de la diffusion et de l'absorption par différents constituants de l'atmosphère, l'appauvrissement de la radiation solaire va encore dépendre de la quantité d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire. Cette dernière dépend principalement de l'angle d'incidence des rayons. Elle détermine la masse optique (Goyette, 2009). Ainsi, si le soleil est bas sur l'horizon, la radiation traverse une épaisseur d'atmosphère plus grande que s'il est haut dans le ciel.

2.2 La ressource solaire à Genève

Plusieurs stations mesurent le rayonnement solaire dans la ville de Genève. Depuis 1990, l'Université de Genève récolte des séries de mesures à la station de la Jonction au centre-ville (Latitude 46.199°N, longitude 6.131°E, altitude 420m). Différents paramètres y sont mesurés parmi lesquels le rayonnement solaire global, direct et diffus sur plan horizontal. Le rayonnement solaire global annuel moyen sur la période 2003-2009 est de 1'297 kWh/m² par an, soit 3.55 kWh/m² par jour en moyenne (Groupe Energie de l'Université de Genève). La dynamique mensuelle de l'irradiance peut également être observée (Figure 3).

En juillet, le rayonnement solaire global atteint 189 kWh/m², ce qui correspond à une irradiance moyenne journalière de 6.1 kWh/m² par jour. En décembre, le rayonnement solaire global sur l'ensemble du mois est de 25 kWh/m², soit 0.8 kWh/m² par jour. La variation été (juin, juillet, août) – hiver (décembre, janvier, février) est relativement importante, d'un facteur 4.5 environ. On peut aussi observer la variation de la proportion de rayonnement diffus par rapport au rayonnement global. De manière générale, la proportion de rayonnement diffus est plus importante en hiver qu'en été. Au mois de janvier, celle-ci est de 60% tandis qu'au mois de juin elle est de 35%. La moyenne annuelle de la proportion de rayonnement diffus sur la période 2003-2009 se situe à 43%.

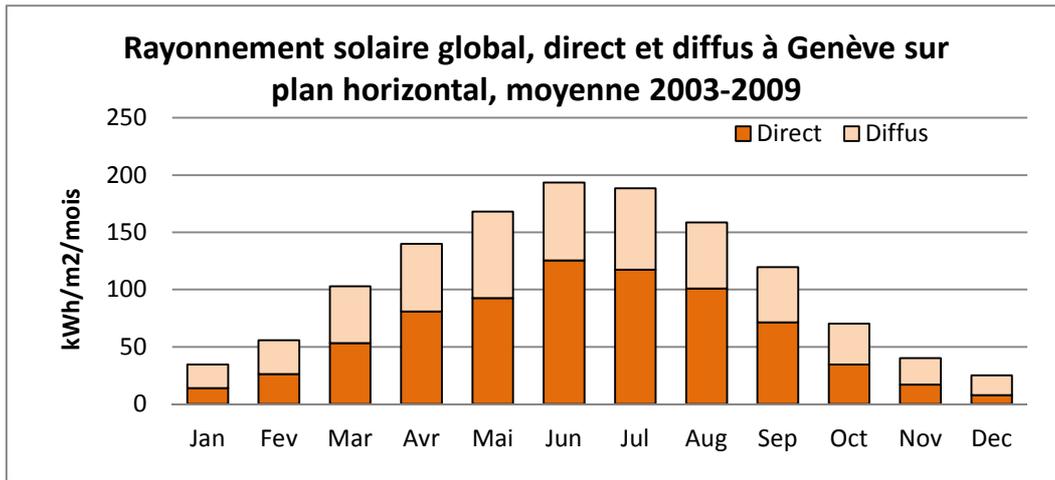


Figure 3: Rayonnement global, direct et diffus à Genève sur plan horizontal, Source: Groupe énergie de l'Université de Genève

Les mesures présentées ci-dessus caractérisent le rayonnement solaire global à la surface sur un plan horizontal. Or, les toits peuvent être plats ou inclinés. Dès lors, le rayonnement solaire varie selon l'inclinaison et l'orientation du plan. A Genève, la surface optimale est orientée plein sud avec une inclinaison de 30° (NET Nowak Energie & Technologie AG, 2004). C'est avec ces caractéristiques que l'irradiance annuelle y est maximale. Sur le tableau suivant (Tableau 2), le rayonnement solaire global est donné en termes relatifs pour douze orientations en pas de 30° et dix inclinaisons en pas de 10°. Le 100% correspond à l'irradiance annuelle maximale.

Sur le tableau d'après (Tableau 3), le rayonnement solaire est donné en valeurs absolues à partir de la valeur moyenne mesurée à la Jonction sur la période 2003-2009 sur un plan horizontal. L'obstruction n'est pas prise en compte. La valeur optimale est alors de 1'457 kWh/m² par année pour un plan incliné à 30° et orienté plein sud. Il est intéressant de noter que pour un même décalage vers l'est ou l'ouest et pour une inclinaison donnée, la quantité d'énergie reçue est identique.

Orientation inclinaison	180°(N)	150°	120°	90°(O)	60°	30°	0°(S)	-30°	-60°	-90°(E)	-120°	-150°	-180°(N)
90°	29%	31%	40%	49%	58%	64%	65%	64%	58%	49%	40%	31%	29%
80°	30%	35%	44%	55%	66%	73%	75%	73%	66%	55%	44%	35%	30%
70°	33%	38%	49%	62%	73%	81%	84%	81%	73%	62%	49%	38%	33%
60°	38%	43%	54%	67%	79%	88%	91%	88%	79%	67%	54%	43%	38%
50°	46%	50%	60%	73%	85%	93%	96%	93%	85%	73%	60%	50%	46%
40°	54%	58%	67%	79%	89%	96%	99%	96%	89%	79%	67%	58%	54%
30°	63%	67%	74%	83%	91%	98%	100%	98%	91%	83%	74%	67%	63%
20°	73%	75%	80%	86%	92%	97%	98%	97%	92%	86%	80%	75%	73%
10°	82%	83%	85%	89%	92%	94%	95%	94%	92%	89%	85%	83%	82%
0°	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%	89%

Tableau 2: Irradiance annuelle en valeurs relatives pour Genève selon différentes inclinaisons et orientations, Source: NET Nowak Energie & Technologie AG (2004)

Orientation inclinaison	180°(N)	150°	120°	90°(O)	60°	30°	0°(S)	-30°	-60°	-90°(E)	-120°	-150°	-180°(N)
90°	423	452	583	714	845	932	947	932	845	714	583	452	423
80°	437	510	641	801	962	1064	1093	1064	962	801	641	510	437
70°	481	554	714	903	1064	1180	1224	1180	1064	903	714	554	481
60°	554	627	787	976	1151	1282	1326	1282	1151	976	787	627	554
50°	670	729	874	1064	1238	1355	1399	1355	1238	1064	874	729	670
40°	787	845	976	1151	1297	1399	1442	1399	1297	1151	976	845	787
30°	918	976	1078	1209	1326	1428	1457	1428	1326	1209	1078	976	918
20°	1064	1093	1166	1253	1340	1413	1428	1413	1340	1253	1166	1093	1064
10°	1195	1209	1238	1297	1340	1370	1384	1370	1340	1297	1238	1209	1195
0°	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297

Tableau 3: Irradiance annuelle moyenne en valeurs absolues (kWh/m²) pour Genève sur la période 2003-2009 selon différentes inclinaisons et orientations

Les deux figures précédentes concernent le rayonnement solaire annuel, pour lequel l’inclinaison optimale est d’environ 30°. En revanche, pour une saison spécifique, l’inclinaison optimale est différente. Ainsi, en hiver, l’inclinaison optimale sera plus importante dans la mesure où la trajectoire apparente du soleil dans le ciel est plus basse. Ce paramètre est à prendre en compte selon les types d’installations solaires voulus. Sur la figure suivante (Figure 4) sont comparés le rayonnement solaire global mensuel sur un plan horizontal et le rayonnement solaire global mensuel sur le plan d’inclinaison optimal de 30° orienté sud. En été, la surface horizontale reçoit davantage de rayonnement que le plan incliné à 30°, alors qu’en hiver c’est le contraire. Toutefois, la moyenne annuelle de l’énergie reçue est plus importante pour le plan incliné à 30°.

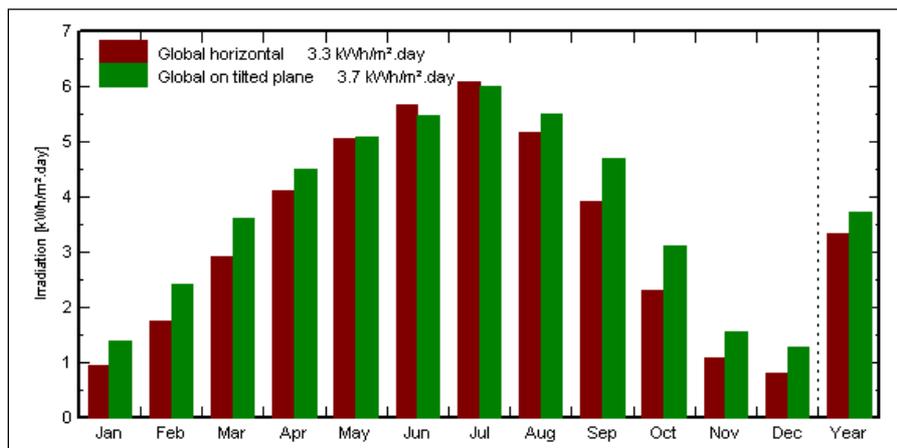


Figure 4: Rayonnement global mensuel sur plan horizontal (rouge) ou sur plan incliné à 30° (vert), Source: PVsystem

2.3 Les méthodes d’évaluation existantes au niveau territorial

Comme cela a été énoncé dans le chapitre introductif, plusieurs approches permettent l’évaluation du potentiel solaire. La méthode présentée dans ce travail est basée sur les Systèmes d’Information Géographique (GIS). Elle utilise l’outil *areasolarradiation* (cf. 2.4) pour calculer le rayonnement solaire global sur un territoire. Des études utilisant une approche GIS à l’échelle d’un quartier ou d’une commune ont déjà été effectuées. Bien qu’encore peu nombreuses, elles se développent rapidement (Dean et al., 2009).

Cette étude s’inspire en partie de trois méthodes utilisant les GIS : la méthode développée par J. Faessler (2010), celle développée par M.C. Brito et al. (2011) et celle développée par

C. Carneiro et *al.* (2009a, 2009b). Les deux premières se basent sur l’outil *areasolarradiation* pour évaluer le potentiel solaire PV. Les résultats y sont exprimés en valeurs annuelles. La principale différence réside dans le fait que la méthode de J. Faessler détermine des surfaces mobilisables en excluant les superstructures ainsi que les surfaces trop peu irradiées, alors que la méthode de M.C. Brito et *al.* n’en tient pas compte. La dernière méthode, celle de C. Carneiro et *al.*, est plus complexe et consiste, pour déterminer le rayonnement solaire sur les toitures, à reconstruire par interpolation un modèle urbain de surface 2.5D à partir de données LIDAR (*Light Detection and Ranging*) et d’une couche vectorielle 2D représentant l’emprise au sol des toits dérivée d’un modèle urbain 3D. Une procédure de segmentation permet de définir plus précisément la pente et l’orientation des toits. Ensuite, une sélection des toits est effectuée selon plusieurs critères (surface minimale, pente maximale, orientation). Finalement, à partir des formules liées à la géométrie solaire, le rayonnement solaire pour diverses inclinaisons et orientations est déterminé. Les calculs sont effectués pour les douze journées représentatives des moyennes mensuelles.

2.4 Description de l’outil *areasolarradiation*

Dans ce travail, l’outil d’analyse spatiale *areasolarradiation* du logiciel *ArcGIS* est utilisé pour évaluer le rayonnement solaire global sur un espace géographique et pour une période de temps donnés (Fu et Rich, 1999). Il s’agit d’un modèle qui dérive l’irradiance solaire à partir d’un modèle numérique de surface (MNS) en fonction de différents paramètres. Le rayonnement solaire global sur chaque cellule du MNS est modélisé à partir de calculs complexes liés à la physique du rayonnement solaire (cf. annexe 1).

La méthode de calcul de l’outil se base dans un premier temps sur la génération, pour chaque pixel du MNS, d’une projection stéréographique représentant la voûte céleste vue du sol en regardant vers le haut. Ceci permet de déterminer la portion de ciel visible depuis chaque pixel. Le calcul du bassin visuel est effectué en déterminant, dans différentes directions, l’angle maximum des masques obstruant le ciel et l’angle de l’horizon. Il en résulte une image raster circulaire (Figure 5) sur laquelle chaque maille a une valeur qui correspond à un ciel obstrué (pixel gris) ou visible (pixel blanc). La position de chaque maille est fonction de l’angle zénithal et de l’angle azimutal. A titre illustratif, l’image générée est superposée à une photographie du ciel vue du sol avec un objectif fish-eye (Figure 5).

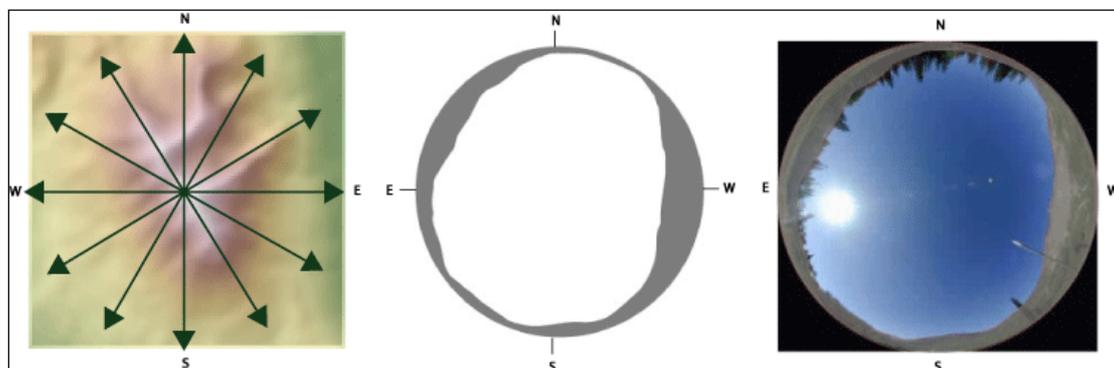


Figure 5: Génération du bassin visuel du ciel, Source: ESRI

Dans un deuxième temps, afin de déterminer le rayonnement solaire direct pour chaque pixel, un diagramme solaire organisé dans le même système de projection hémisphérique que l’image générée précédemment est utilisé et combiné au bassin visuel de la voûte céleste. Ce

diagramme représente la trajectoire apparente du soleil dans le ciel en fonction du temps et de la latitude (Figure 7). La position du soleil est déterminée par un angle azimutal et un angle zénithal. Ce diagramme est segmenté en différents secteurs « définis par la position du soleil à plusieurs intervalles durant le jour (heures) et l'année (jours ou mois) » (ESRI, 2011). La configuration des paramètres de temps et de latitude vont déterminer le diagramme solaire et ses secteurs. Pour chaque secteur, le rayonnement solaire direct est calculé à partir des équations relatives à la physique du rayonnement solaire, en tenant compte de la pente et de l'orientation de la surface. En superposant à ce diagramme solaire le bassin visuel du ciel, la somme du rayonnement direct peut être calculée.

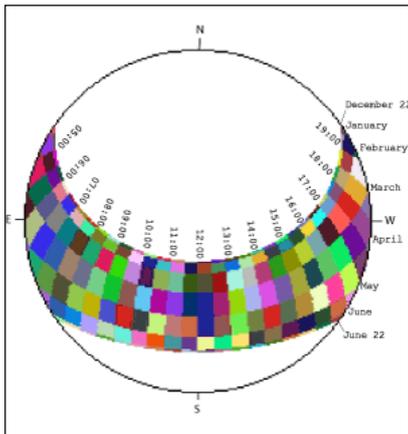


Figure 7: Diagramme solaire avec les secteurs, Source : ESRI

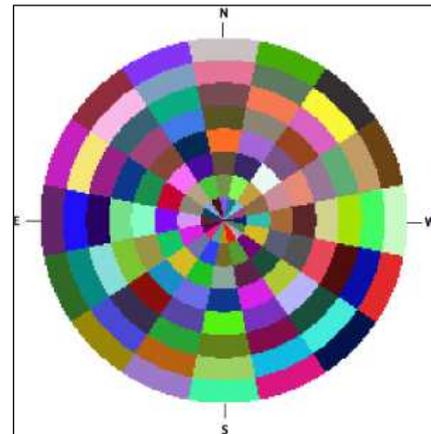


Figure 6: Carte du ciel avec les secteurs, Source : ESRI

Dans un troisième temps, il faut pouvoir déterminer la quantité de rayonnement solaire diffus qui arrive sur chaque pixel. Pour ce faire, une carte du ciel hémisphérique est calculée, divisée en plusieurs secteurs (Figure 6). Pour chacun de ces secteurs, définis en fonction d'angles zénithal et azimutal, le rayonnement diffus est calculé. Cette carte du ciel est dans la même projection que l'image du bassin visuel et que le diagramme solaire.

Finalement, en superposant le bassin visuel au diagramme solaire et à la carte du ciel, le rayonnement solaire direct et diffus provenant des différentes portions du ciel peuvent être déterminés (Figure 8). Dès lors, par addition, on obtient le rayonnement solaire global. Afin d'obtenir une carte d'irradiance, ce calcul est effectué pour chaque pixel du MNS en input.

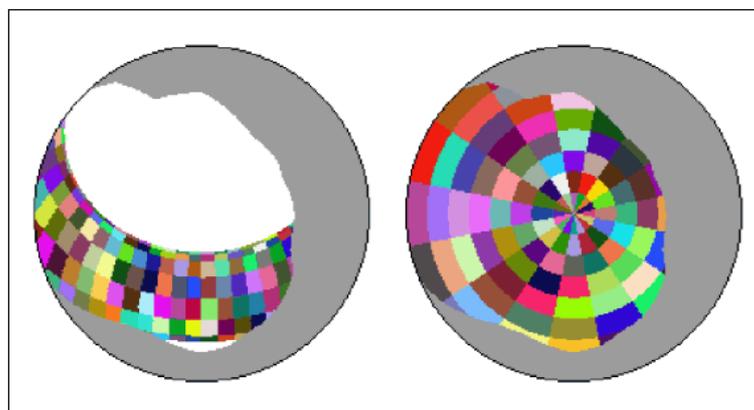


Figure 8: Superposition du bassin visuel sur le diagramme solaire puis sur la carte du ciel, Source: ESRI

3 Méthode d'évaluation

3.1 Définitions

Avant de présenter la méthode d'évaluation, certains termes utilisés sont définis ci-dessous:

- **Surfaces mobilisables** : Surfaces de toit suffisamment bien irradiées pour qu'une installation solaire puisse être envisagée.
- **Surfaces valorisées pour le PV** : Surfaces mobilisables utilisées pour la pose de panneaux PV.
- **Surfaces valorisées pour l'ECS** : Surfaces mobilisables utilisées pour la pose de capteurs thermiques pour la préparation d'ECS. Elles sont dimensionnées en fonction du nombre d'habitants.
- **Potentiel solaire PV** : Energie électrique produite sur les surfaces valorisées pour le PV. Il dépend des conditions météorologiques, des caractéristiques de la surface valorisée pour le PV (inclinaison, orientation, obstruction) et de l'efficacité de la transformation.
- **Potentiel solaire thermique pour la préparation d'ECS** : Energie thermique produite sur les surfaces valorisées pour l'ECS. Il dépend des conditions météorologiques, des caractéristiques de la surface valorisée pour l'ECS, de la consommation thermique d'ECS et de l'efficacité de la transformation.

3.2 Importation des données géoréférencées

Dans ce travail, le logiciel *ArcGIS* est utilisé. Dans ce dernier, une *geodatabase* est créée dans de laquelle sont regroupées toutes les couches d'information géoréférencées nécessaires. Les couches intrantes suivantes ont été importées du Système d'Information du Territoire Genevois (SITG) :

➤ **Modèle numérique de surface (MNS) :**

Nom : A.GEO_MNA_GRID_SURFACE

Source : Service de l'organisation et des systèmes d'information

Type de données : Raster

Méthode d'acquisition : Interférométrie laser aéroportée (LIDAR)

Taille du pixel (résolution) : 1m

Valeur du pixel : altitude

Précision planimétrique : 0.50 m

Précision altimétrique : 0.15 m (surface dure) – 1.0 m (zone forêt)

➤ **Sections de toits des bâtiments hors-sol :**

Nom : A.CAD_BATIMENT_HORSOL_TOIT

Source : Service de la mensuration officielle

Type de données : Vecteur – Polygone
Méthode d'acquisition : Photogrammétrie
Précision planimétrique : 0.30 m
Précision altimétrique : 0.30 m
Attributs principaux :

- EGID : Identifiant du bâtiment
- SHAPE.AREA : surface de l'emprise au sol des toitures (m²)

➤ **Superstructures des toitures des bâtiments hors-sol :**

Nom : A.CAD_BATIMENT_HORSOL_TOIT_SP
Source : Service de la mensuration officielle
Type de données : Vecteur - Polygone
Méthode d'acquisition : Photogrammétrie
Précision planimétrique : 0.30 m
Précision altimétrique : 0.30 m
Attributs principaux :

- EGID : Identifiant du bâtiment
- SHAPE.AREA : surface de l'emprise au sol des superstructures (m²)

➤ **Toits des bâtiments hors-sol (3D):**

Nom : A.SITG_A_BATIMENT_3D_BASIC_TOIT
Source : Service de la mensuration officielle
Type de données : Vecteur - MultiPatch
Méthode d'acquisition : Photogrammétrie
Précision planimétrique : 0.30 m
Précision altimétrique : 0.30 m
Attributs principaux :

- EGID : Identifiant du bâtiment
- Pente moyenne
- Surface totale du toit (m²)

➤ **Communes du canton de Genève :**

Nom : A.GEO_COMMUNES_GE_SIMPLIFIEES
Source : Service de l'organisation et des systèmes d'information
Type de données : Vecteur - Polygone
Attributs principaux :

- COMMUNE : nom de la commune
- SHAPE.AREA : surface de la commune

➤ **Secteurs**

Nom : A.SITG.A_OCS_POP_SECTEUR
Source : Office cantonal de la statistique
Type de données : Vecteur - Polygone
Attributs principaux :

- SECTEUR : Identifiant-secteur
- SOUS-SECTEUR : Identifiant sous-secteur
- SECTEUR_VILLE : Nom du secteur

➤ **Adresses géoréférencées à l'entrée des bâtiments :**

Nom : A.CAD_ADRESSE

Source : Service de la mensuration officielle

Type de données : Vecteur - Point

Attributs principaux :

- EGID : Identifiant du bâtiment
- NBR_HABITANTS : Nombre d'habitants à l'adresse
- NBR_EMPLOIS : Nombre d'emplois à l'adresse

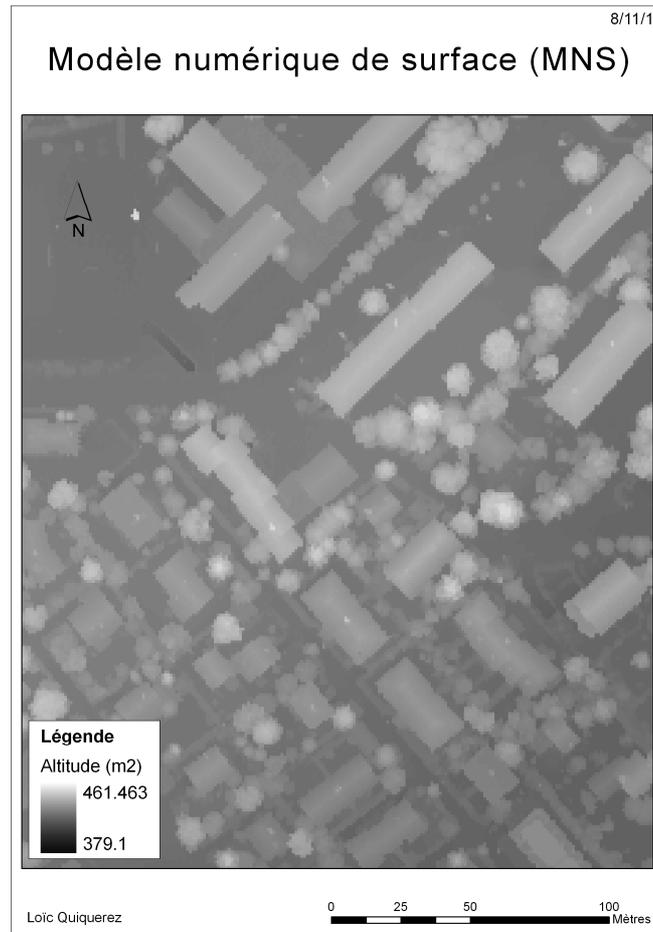
3.3 Evaluation de la ressource

Dans un premier temps, le but est de déterminer la distribution spatio-temporelle du rayonnement solaire global sur les deux territoires d'étude grâce à l'outil *areasolarradiation*.

3.3.1 Configuration des paramètres de l'outil *areasolarradiation*

➤ *Modèle numérique de surface (MNS)*

L'input de l'outil *areasolarradiation* est un modèle numérique de surface. Il s'agit d'une image raster qui rend compte du relief, où chaque pixel correspond à une altitude. A partir de cette image et des paramètres suivants, l'outil peut dériver les valeurs d'irradiance pour chaque pixel. Le MNS présenté en exemple ci-dessous (Carte 2) couvre une partie de la commune de Veyrier.



Carte 2: MNS

➤ *Configuration de la période de temps*

L'outil peut être configuré afin de calculer le rayonnement solaire pour différentes périodes de temps : pour une année entière, pour un ou plusieurs jours, pour un certain nombre d'heures dans une journée. Les intervalles de temps à travers l'année (en jour) et à travers la journée (en heure) utilisés pour le calcul des secteurs du diagramme solaire peuvent être paramétrés (ESRI, 2011). Leurs valeurs par défaut, utilisées dans ce travail, sont de 14 jours pour l'intervalle à travers l'année et d'une demi-heure pour l'intervalle à travers le jour.

Dans cette étude, l'outil a été configuré pour calculer le rayonnement solaire sur une année entière (année moyenne 2003-2009) et sur les douze journées représentatives des moyennes mensuelles d'irradiance.

➤ *Latitude et proportion de rayonnement solaire diffus*

Deux paramètres liés aux caractéristiques de l'espace géographique étudié doivent être déterminés : la latitude et la proportion de rayonnement solaire diffus. Pour Genève, la latitude est de 46°2N. Les données pour le rayonnement solaire diffus proviennent des mesures effectuées par le Groupe Energie de l'Université de Genève (cf. annexe 2). Un problème lié à l'outil *areasolarradiation* est le fait qu'une modification de la proportion de rayonnement solaire diffus ne modifie pas la proportion de rayonnement solaire direct. Ceci

est problématique dans la mesure où la somme des deux proportions doit toujours donner 100%. Dès lors, le rayonnement solaire global est faussé puisqu'il est calculé en additionnant le rayonnement solaire direct et diffus. Néanmoins, ce problème peut être contourné en ajustant le paramètre de la transmissivité atmosphérique afin que les résultats (rayonnement solaire global sur plan horizontal) obtenus avec les bonnes proportions de rayonnement solaire diffus soit cohérents avec les valeurs qui ont été mesurées à la station de la Jonction. La méthode utilisée pour ajuster la transmissivité atmosphérique est présentée ci-dessous.

➤ *Méthode pour déterminer la transmissivité atmosphérique*

- 1) Sélectionner un pixel de référence sur une surface horizontale et sans obstacle.
- 2) Faire tourner l'outil *areasolarradiation* sur le pixel de référence pour les journées représentatives des moyennes mensuelles avec le rapport diffus/global adéquat et sans considérer les pentes afin d'être sûr que la surface est bien horizontale.
- 3) Modifier le paramètre de la transmissivité atmosphérique jusqu'à ce que la valeur du pixel de référence corresponde (+/- 10 Wh) à la valeur du rayonnement solaire global pour le jour représentatif de la moyenne mensuelle. Cette dernière est obtenue en divisant la valeur mesurée du mois par le nombre de jours qu'il compte.

Au final, les données intrantes principales du modèle sont le MNS, la latitude, l'intervalle temporel (un jour ou une année), la proportion de rayonnement solaire diffus et, enfin, la transmissivité atmosphérique ajustée de sorte que le rayonnement solaire global sur plan horizontal calculé sur le pixel de référence corresponde (+/- 10 Wh) au rayonnement solaire global horizontal mesuré (moyenne 2003-2009) (Tableau 4).

Jour	Diffus/global	Transmissivité	Rayonnement global mesuré (Wh/m ²)	Rayonnement global obtenu sur le pixel de référence (Wh/m ²)
17.janv	60%	0.480	1119	1119
16.févr	53%	0.477	1990	1993
16.mars	48%	0.493	3317	3323
15.avr	42%	0.495	4668	4672
15.mai	45%	0.432	5424	5431
11.juin	35%	0.505	6447	6447
17.juil	38%	0.503	6083	6078
16.août	36%	0.508	5118	5122
15.sept	40%	0.535	3990	3989
15.oct	51%	0.485	2264	2261
14.nov	58%	0.491	1339	1343
10.déc	69%	0.435	808	803
Année	Diffus/global	Transmissivité	Rayonnement global mesuré (kWh/m ²)	Rayonnement global obtenu sur le pixel de référence (kWh/m ²)
Moy 03-09	43%	0.478	1297 kWh	1297 kWh

Tableau 4: Récapitulatif des données intrantes au modèle *areasolarradiation*

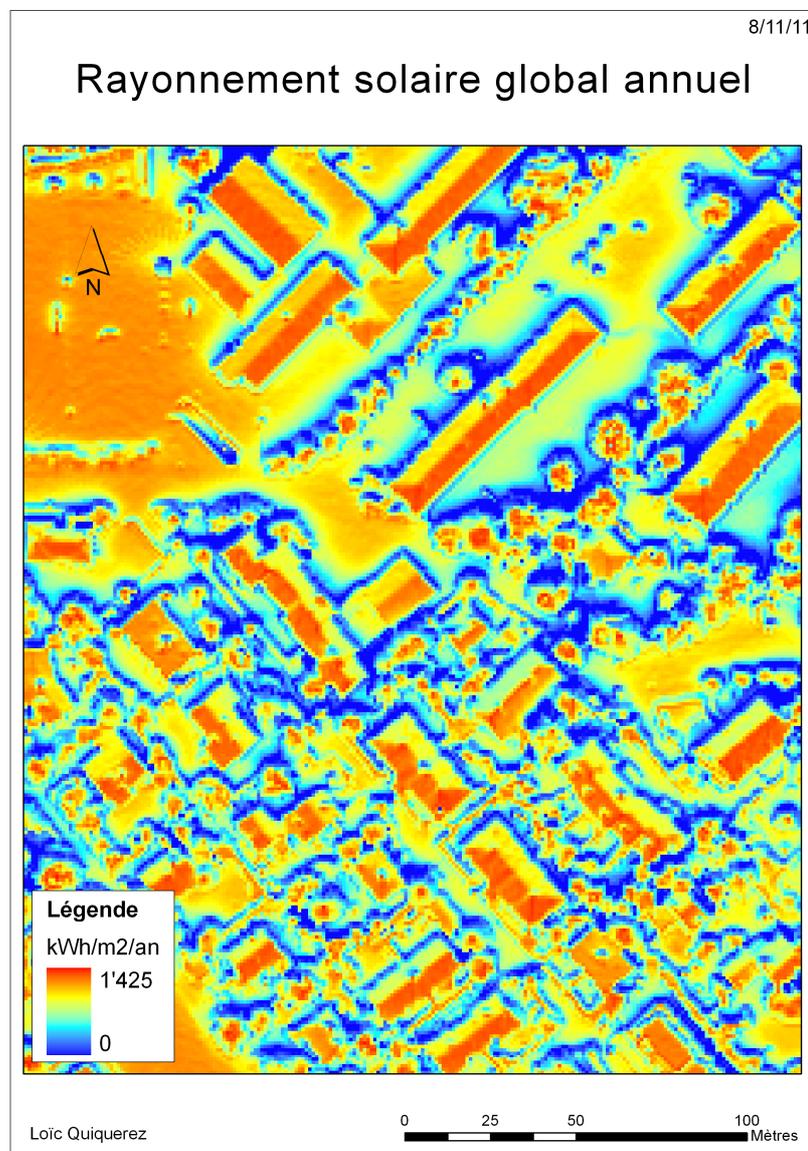
➤ *Paramètres liés à la précision*

Des paramètres permettent d'affiner la précision du calcul. La résolution de l'image du bassin visuel du ciel, du diagramme solaire et de la carte du ciel peut être modifiée. De plus, il est également possible de choisir le nombre de directions azimutales pour le calcul du bassin

visuel. Enfin, le nombre de divisions azimutales et zénithales utilisées pour créer la carte du ciel en secteurs peut aussi être modifié (ESRI, 2011). Ces paramètres vont avoir une influence sur les temps de calcul. Dans ce travail, les valeurs proposées par défaut ont été utilisées :

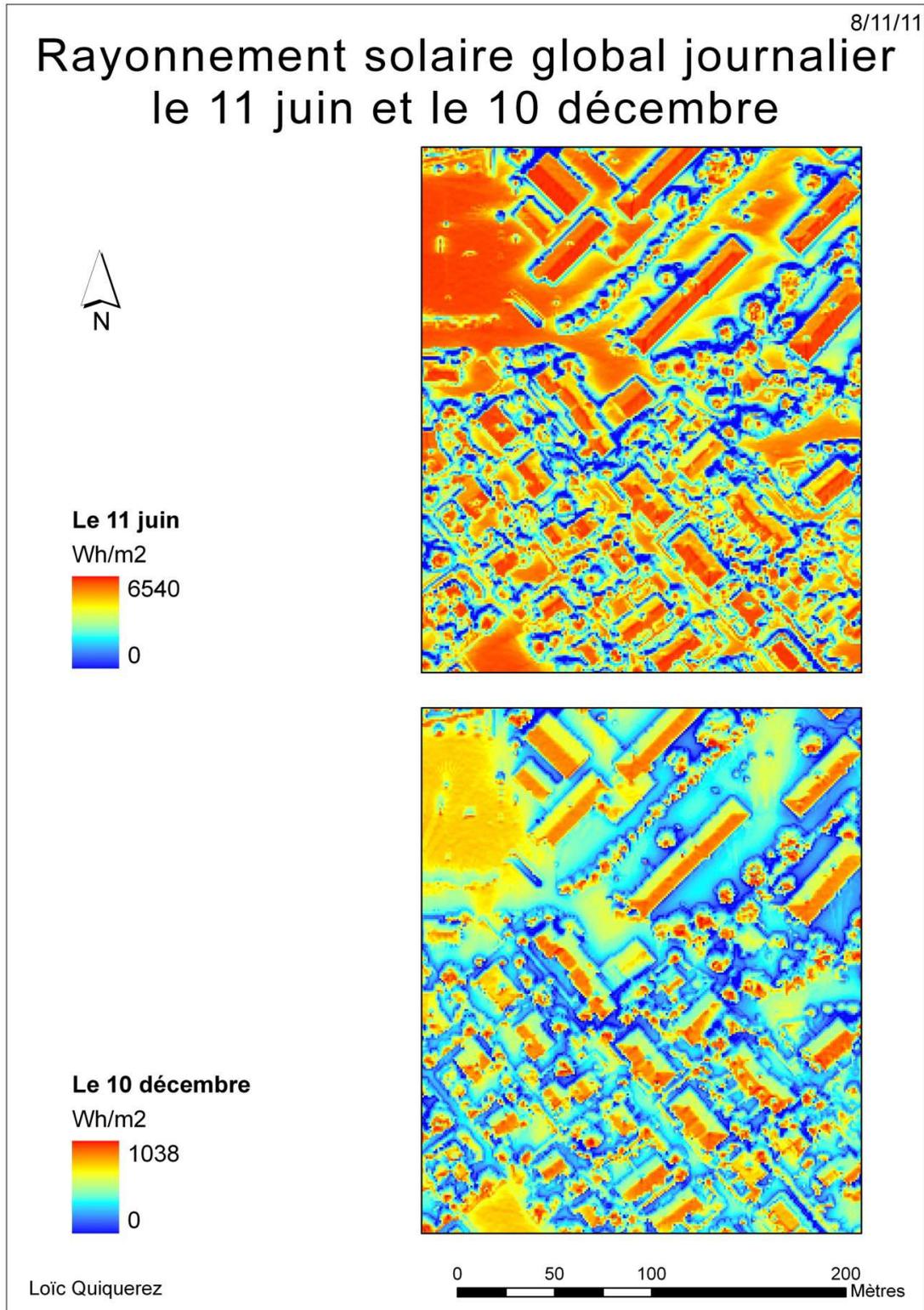
- Résolution du bassin visuel du ciel : raster de 200x200 pixels
- Nombre de directions azimutales pour le calcul du bassin visuel du ciel : 32
- Nombre de divisions azimutales : 8
- Nombre de divisions zénithales : 8

Une fois l'outil appliqué sur le territoire d'étude grâce à un script Python¹ (cf. annexe 4), une image raster avec une valeur d'irradiance solaire pour chaque pixel en Wh/m² est obtenue pour une année et pour les douze journées représentatives des douze mois de l'année (Carte 3 et Carte 4). Les cartes ci-dessous concernent une partie de la commune de Veyrier (la même que pour le MNS ci-dessus).



Carte 3: Rayonnement solaire global annuel

¹ Langage de programmation



Carte 4: Rayonnement solaire global journalier

3.3.2 Sélection des surfaces de toit mobilisables

La sélection des surfaces de toit mobilisables s'opère à partir de la carte d'irradiance solaire annuelle (Carte 3) générée grâce l'outil *areasolarradiation*. Sur cette carte, chaque pixel représente une valeur d'irradiance annuelle. Dans un premier temps, une sélection des pixels intéressants est effectuée en déterminant une valeur seuil. Celle-ci correspond à une valeur d'irradiance solaire annuelle à partir de laquelle une surface peut être qualifiée comme ayant de bonnes conditions d'irradiance. La valeur de base utilisée dans ce travail est de 1'100 kWh/m²/an. Ci-dessous, on peut observer, sans obstruction, quels types de surfaces (selon leur orientation et inclinaison) sont retenues en utilisant une valeur seuil de 1'100 kWh/m²/an comme critère de sélection (Tableau 5 ; cf. 2.2).

Orientation inclinaison	180°(N)	150°	120°	90°(O)	60°	30°	0°(S)	-30°	-60°	-90°(E)	-120°	-150°	-180°(N)
90°	423	452	583	714	845	932	947	932	845	714	583	452	423
80°	437	510	641	801	962	1064	1093	1064	962	801	641	510	437
70°	481	554	714	903	1064	1180	1224	1180	1064	903	714	554	481
60°	554	627	787	976	1151	1282	1326	1282	1151	976	787	627	554
50°	670	729	874	1064	1238	1355	1399	1355	1238	1064	874	729	670
40°	787	845	976	1151	1297	1399	1442	1399	1297	1151	976	845	787
30°	918	976	1078	1209	1326	1428	1457	1428	1326	1209	1078	976	918
20°	1064	1093	1166	1253	1340	1413	1428	1413	1340	1253	1166	1093	1064
10°	1195	1209	1238	1297	1340	1370	1384	1370	1340	1297	1238	1209	1195
0°	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297	1297

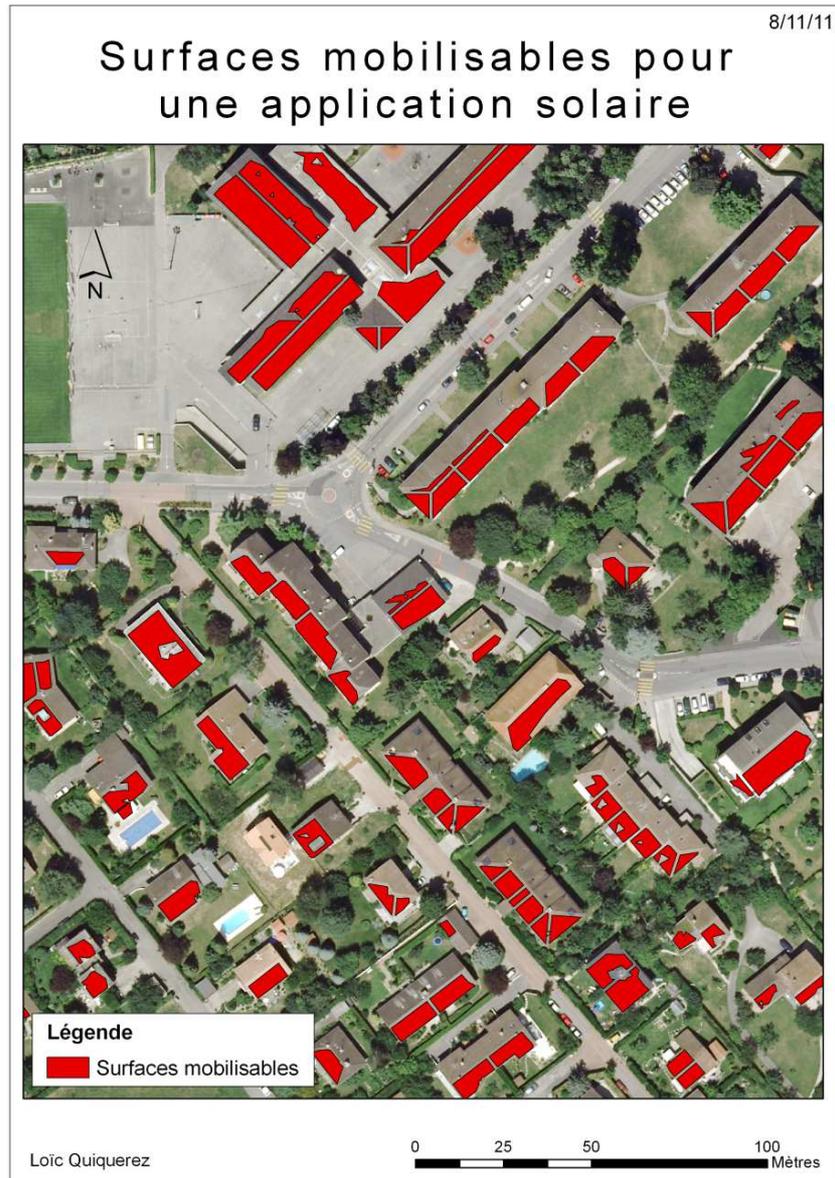
Tableau 5: Sélection des surfaces mobilisables

Concrètement, dans *ArcGIS*, l'outil *Raster Calculator*² est utilisé afin de sélectionner les pixels recevant plus de 1'100 kWh/m²/an. Une image raster avec deux valeurs (« 0 » si le pixel reçoit moins de 1'100 kWh/m²/an, « 1 » s'il en reçoit plus) est obtenue. Cette image raster est *vectorisée*, ce qui permet d'obtenir des polygones auxquels sont attribuées les valeurs « 0 » ou « 1 ». Une sélection des polygones avec la valeur « 1 » permet de recréer une couche avec uniquement les surfaces qui reçoivent plus de 1'100 kWh/m²/an.

La couche des sections de toit du SITG est alors utilisée. Les superstructures des toits sont soustraites à cette dernière. Puis, on applique un buffer de 0.5 mètre pour enlever les 50 premiers centimètres en bordure de toiture, entre les différentes sections de toit et contre les superstructures. Une intersection avec la couche des surfaces recevant plus de 1'100 kWh/m²/an permet d'obtenir une couche de polygones avec les surfaces de toit ayant de bonnes conditions d'irradiance (>1'100 kWh/m²/an), sans tenir compte des superstructures et des bordures.

Enfin, un second filtre est appliqué afin d'éviter les surfaces trop petites lorsque, par exemple, un seul pixel de plus de 1'100 kWh/m²/an se retrouve au milieu d'autres de moins de 1'100 kWh/m²/an. Ainsi, seules les surfaces d'une superficie égale ou supérieure à 10 m² sont retenues. Après l'application de ce second filtre, on obtient une couche de polygones avec les surfaces de toit mobilisables pour une application solaire (Carte 5).

² Outil de géotraitement intégré dans *ArcGIS*



Carte 5: Surfaces mobilisables

Les surfaces obtenues ci-dessus correspondent à des emprises au sol. De ce fait, la surface de chaque polygone ne représente pas une surface réelle de toit puisque la pente n'est pas prise en compte. Afin de l'intégrer, la couche des toits 3D du SITG est utilisée. Cette couche contient des données sur la superficie réelle et la pente moyenne de chaque toit. A partir de là, un ratio est calculé pour chaque toit en divisant la superficie réelle du toit par l'emprise au sol de celui-là. Pour obtenir l'emprise au sol totale du toit et non celle des sections de toit, l'outil *dissolve*³ est appliqué sur le champ « EGID » (identifiant bâtiment). Finalement, pour obtenir la superficie réelle de la surface de toit mobilisable par bâtiment (EGID), l'emprise au sol de cette dernière est multipliée par le ratio calculé ci-dessus.

³ Outil de géotraitement intégré dans *ArcGIS*

3.3.3 Calcul du rayonnement solaire global sur les surfaces mobilisables

L'outil *zonal statistic as table*⁴ est appliqué sur la couche de données contenant les surfaces de toit mobilisables par bâtiment pour calculer la somme du rayonnement solaire global sur ces dernières. En d'autres termes, l'outil additionne les valeurs d'irradiance de chaque pixel se situant à l'intérieur des surfaces mobilisables. Le rayonnement solaire mobilisable est ainsi déterminé. A ce stade, il est possible d'effectuer une cartographie des résultats obtenus afin de visualiser quels sont les bâtiments présentant les meilleures conditions d'irradiance sur le territoire d'étude (cf. annexes 5 et 6).

3.3.4 Synthèse de la partie évaluation de la ressource

La figure ci-dessous est une synthèse, sous forme de schéma, des différentes étapes qui permettent l'évaluation des surfaces mobilisables par toit ainsi que le calcul du rayonnement solaire global sur ces surfaces de toit (Figure 9). Les données intrantes y sont représentées en bleu, les opérations en rouge, les résultats intermédiaires en vert et, enfin, les résultats finaux en jaune.

⁴ Idem

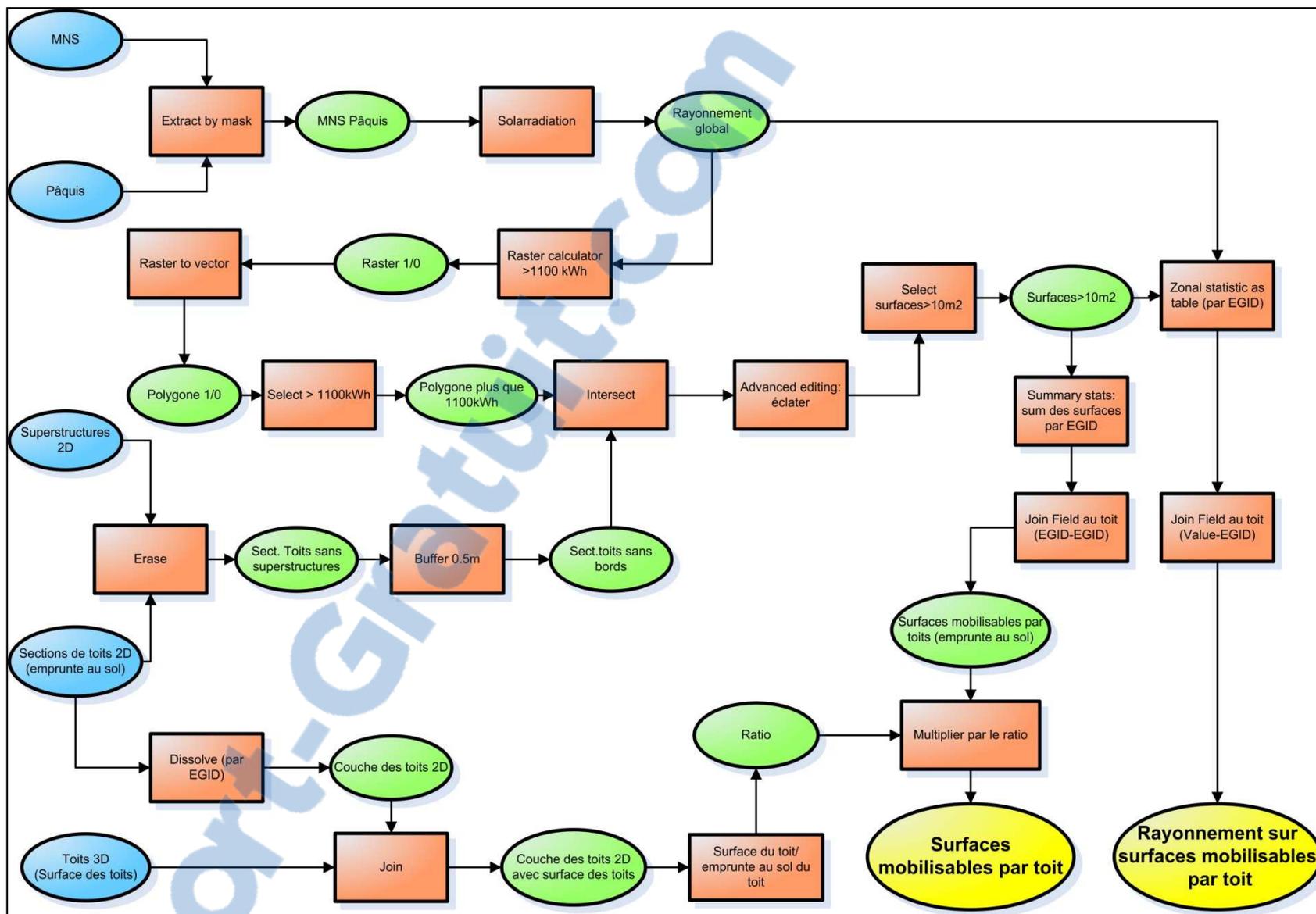


Figure 9: Schéma "Ressource"

3.4 Evaluation du potentiel de production énergétique

Selon la filière solaire choisie, la prestation énergétique n'est pas la même. Les deux principales prestations sont : la production d'électricité et la production de chaleur pour l'ECS. De ce fait, il peut y avoir un conflit d'usage quant à l'affectation des surfaces de toit mobilisables. Deux scénarios sont alors envisagés :

- **Scénario 1 : Tout PV**

L'intégralité des surfaces mobilisables est investie par des panneaux PV pour la production d'électricité.

- **Scénario 2 : PV et eau chaude sanitaire**

Dans ce scénario, une partie des surfaces mobilisables est occupée par des capteurs solaires thermiques pour l'ECS, le reste par des panneaux PV.

3.4.1 Calcul du potentiel PV

Le potentiel de production PV de chaque toit est estimé à partir de la couche des toits à laquelle ont été jointes les données concernant les surfaces mobilisables et le rayonnement solaire global mobilisable. Lorsque la surface mobilisable d'un toit est inférieure à 15 m², celle-ci n'est pas comptabilisée, car une installation PV trop petite n'est pas efficiente d'un point de vue économique (Carneiro et *al.*, 2009a). Ce critère permet de déterminer quelles sont les surfaces de toit sur lesquelles sont posés des panneaux PV.

Il faut alors déterminer le rendement de système de l'installation PV qui dépend de la technologie utilisée. Pour connaître la production électrique par toit, la somme du rayonnement solaire global sur les surfaces valorisées pour le PV est multipliée par un rendement de système de 12% (Brito et *al.*, 2011). Cette valeur correspond à une installation PV standard en silicium cristallin. Toutefois, certaines études utilisent d'autres valeurs, comme c'est le cas de la méthode développée par Carneiro et *al.* (2009a) qui utilise un rendement de système de 9%. Cette opération est effectuée pour l'année et pour les douze journées représentatives des moyennes mensuelles, bien qu'en réalité les rendements varient légèrement durant l'année en fonction de plusieurs paramètres parmi lesquels la température des panneaux et l'intensité du rayonnement solaire (Falk et *al.*, 2006). D'autres façons de représenter le potentiel PV sont également possibles (cf. annexe 7).

La figure ci-dessous (Figure 10) présente un schéma qui synthétise la méthode d'évaluation du potentiel PV.

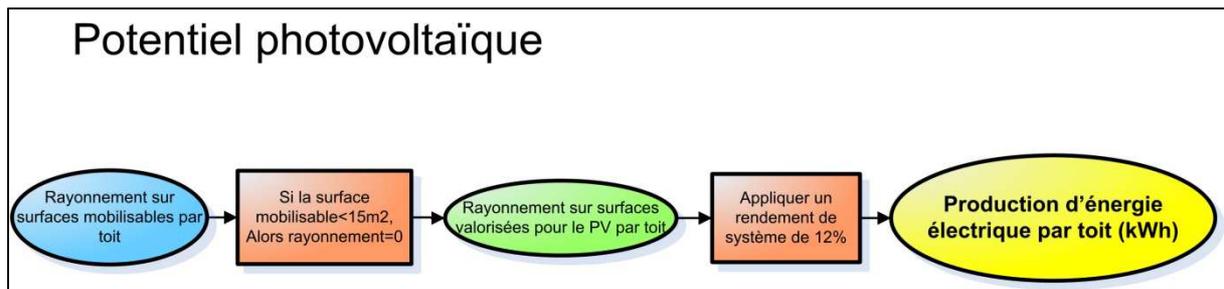


Figure 10: Schéma "Potentiel PV"

3.4.2 Calcul du potentiel thermique pour l'ECS

Le potentiel thermique pour l'ECS est déterminé en fonction des besoins. Dans ce travail, c'est uniquement le potentiel pour le résidentiel qui est étudié. Cela demande de connaître le nombre d'habitants par bâtiment (EGID). Cette information est contenue dans la couche des adresses issues du SITG. Cette dernière est ensuite jointe à la couche des toits contenant les données sur les surfaces mobilisables et le rayonnement solaire global mobilisable.

Une surface spécifique cible (m^2 de capteurs/habitant) est calculée pour chaque bâtiment en fonction du nombre d'habitants (Figure 11). Les valeurs qui ont été sélectionnées sont inspirées de celles proposées par l'Office Fédéral de l'Environnement (OFEN, 2000) :

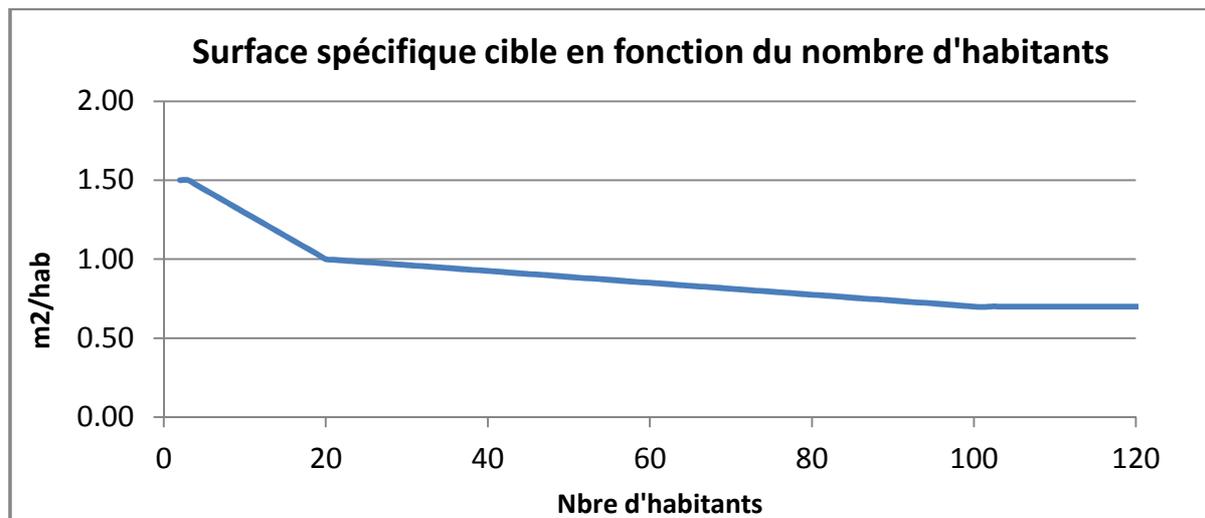


Figure 11: Surface spécifique cible en fonction du nombre d'habitants

En multipliant la surface spécifique cible d'un bâtiment par son nombre d'habitants, la surface cible qu'il faudrait idéalement avoir à disposition pour faire de l'ECS est déterminée. Toutefois, pour les cas où la cible est plus petite que la surface mobilisable, une surface seuil doit être déterminée. Celle-ci équivaut à la moitié de la surface cible. La procédure itérative suivante permet le calcul de la surface valorisée pour la pose de capteurs thermiques pour l'ECS :

- Si la surface mobilisable pour une installation solaire sur le toit est inférieure à la surface seuil calculée, la surface valorisée pour l'ECS est nulle.

- Si la surface mobilisable pour une installation solaire est supérieure à la surface seuil, mais toutefois inférieure à la surface cible, alors la surface valorisée pour l'ECS correspond à la surface mobilisable pour une installation solaire.
- Si la surface mobilisable pour une installation solaire est supérieure à la surface cible, alors la surface valorisée pour l'ECS correspond à la surface cible, ce qui permet d'éviter un surdimensionnement de l'installation.
- Enfin, si la surface calculée est inférieure à 3 m², elle est considérée comme nulle.

Cette étape a permis de déterminer, pour chaque bâtiment, la surface valorisée pour la pose de capteurs thermiques pour la production d'ECS. La surface spécifique réelle (SS) de chaque bâtiment peut ensuite être calculée en divisant la surface valorisée pour l'ECS par le nombre d'habitants du bâtiment.

La production moyenne mensuelle d'une installation solaire classique (cf. annexe 8) pour l'ECS à Genève est calculée par l'expression suivante, issue de résultats de simulations (Lachal, 2000) :

$$Output = A \cdot Input + Cst$$

Avec : *Output*, la production mensuelle moyenne (kWh/m²/jour)

Input, l'irradiance solaire mensuelle sur les capteurs (kWh/m²/jour)

A et *Cst*, des paramètres liés aux capteurs et à la surface spécifique déterminés de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \text{Pour des capteurs vitrés : } \quad A &= 0.184 \cdot SS^2 - 0.764 \cdot SS + 1.035 \\ Cst &= -0.305 \cdot SS^2 + 1.03 \cdot SS - 0.786 \end{aligned}$$

Avec : *SS*, la surface spécifique

L'irradiance solaire mensuelle sur les capteurs est calculée en multipliant l'irradiance sur la surface valorisée pour l'ECS par le ratio entre la surface valorisée pour l'ECS et la surface mobilisable totale.

La surface spécifique représente en réalité une surface par unité de consommation (UC), « définie comme la consommation moyenne d'une personne, soit 50 litres d'eau chaude à 55°C par jour, représentant une demande énergétique de 2.45 kWh/jour ou 900 kWh/an, pertes de distribution comprises » (Lachal, 2002, p.5). Il s'agit là d'une valeur moyenne annuelle. Or, pour déterminer une production mensuelle, il faut imaginer que cette surface spécifique change en fonction de la variation de la consommation en ECS. Cette dernière est estimée (Figure 12) en mensualisant la consommation annuelle moyenne (2.45 kWh/jour) à partir de données représentatives de la variation de la consommation en ECS d'un logement standard mesurées sur un bâtiment genevois (Zgraggen, 2010). De ce fait, pour le calcul de la production des capteurs solaires thermiques, il faut considérer une surface spécifique (SS) qui varie mensuellement en fonction de l'évolution mensuelle de la consommation en ECS.

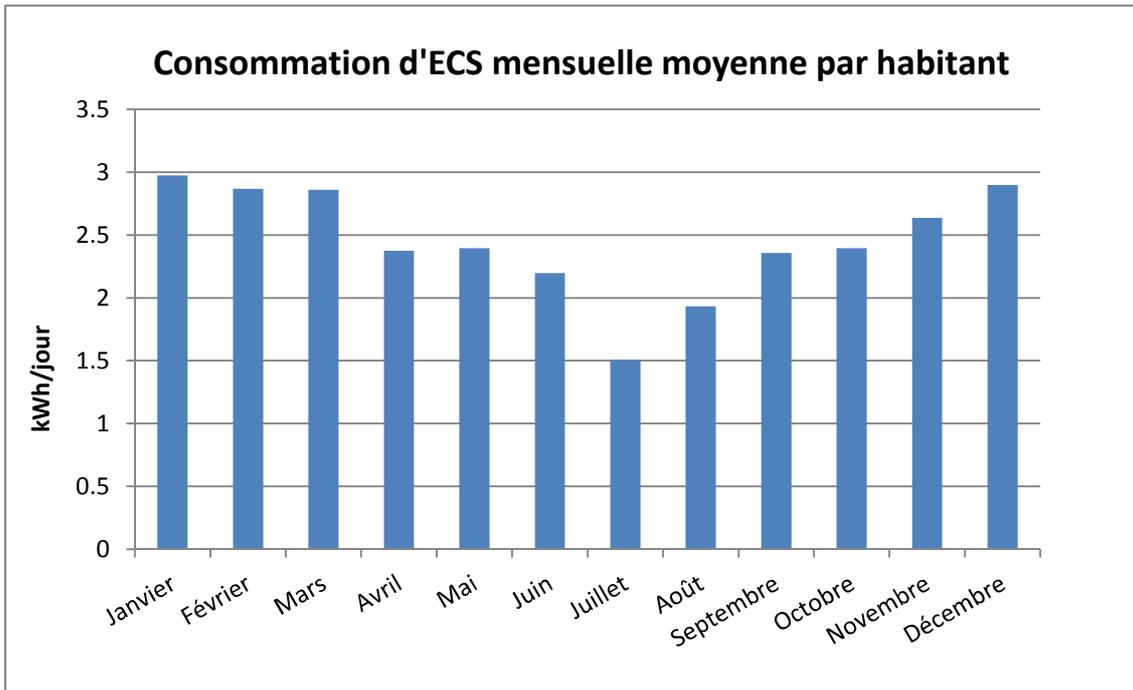


Figure 12: Consommation ECS mensuelle moyenne par habitant

Connaissant la consommation d'ECS mensuelle moyenne par habitant et le nombre d'habitants par bâtiment, la consommation d'ECS mensuelle des bâtiments peut être déterminée. Si la production des capteurs calculée ci-dessus dépasse la consommation en ECS du bâtiment, l'excès n'est pas comptabilisé. Dans ce cas, la production effectivement valorisée est équivalente à la consommation.

Enfin, le taux de couverture solaire mensuel ou annuel est calculé en divisant la production d'ECS valorisée par la consommation thermique du bâtiment pour l'ECS.

La figure ci-dessous présente une synthèse des différentes étapes qui permettent l'évaluation du potentiel thermique pour l'ECS (Figure 13).

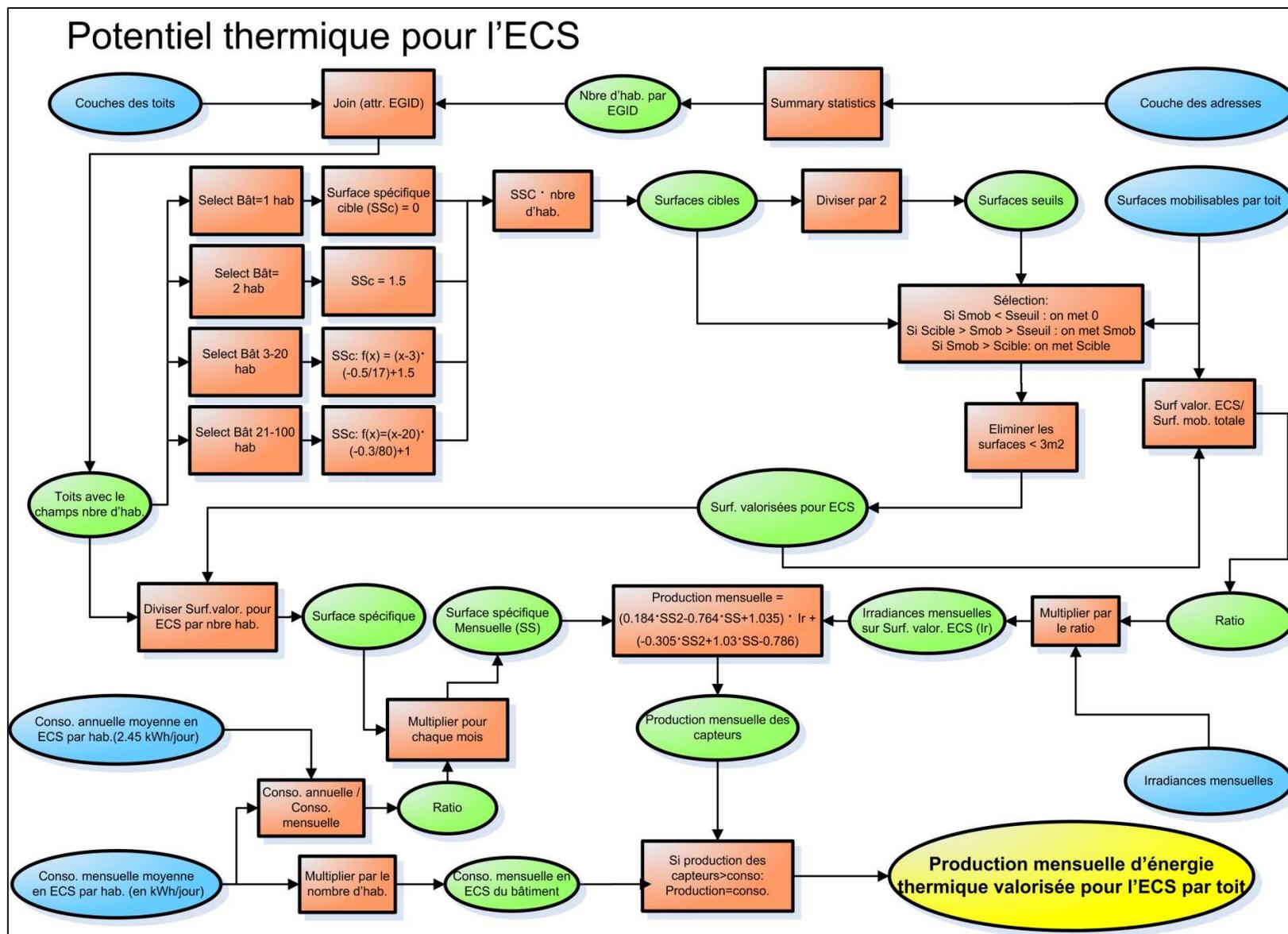


Figure 13: Schéma "Potentiel thermique pour l'ECS"

3.4.3 Calcul du potentiel PV avec capteurs thermiques pour l'ECS

Coupler le PV et le solaire thermique ECS induit un conflit d'usage concernant l'occupation des surfaces mobilisables sur les toits. Il est dès lors nécessaire de fixer des priorités. Dans ce cas, la démarche est la suivante : mettre des capteurs pour l'ECS quand cela est possible (au moins deux habitants, au moins 3 m² de surfaces de capteurs) puis, s'il reste une surface suffisante pour poser du PV (minimum 15 m²), compléter le toit avec des panneaux PV. Le thermique ECS est posé en priorité dans la mesure où c'est une technologie plus « simple » et moins coûteuse que le PV.

Pour connaître les surfaces valorisées pour le PV en présence de capteurs solaires thermiques pour l'ECS, les surfaces valorisées pour l'ECS sont soustraites aux surfaces valorisées pour le PV calculées dans le premier scénario (cf. 3.4.1). Si les surfaces qui en résultent sont inférieures à 15 m², elles sont éliminées. Si elles sont supérieures, elles sont alors disponibles pour des panneaux PV.

Enfin, il faut pouvoir déterminer le rayonnement solaire sur les surfaces valorisées pour le PV en présence de surfaces dédiées à l'ECS. Pour ce faire, un ratio pour chaque toit est calculé en divisant la surface valorisée pour le PV en présence de capteurs thermiques pour l'ECS par la surface valorisée pour le PV lorsqu'il n'y a pas d'ECS. En multipliant le rayonnement solaire sur les surfaces valorisées pour le PV sans capteurs thermique pour l'ECS par le ratio calculé ci-dessus, on obtient le rayonnement solaire sur les surfaces valorisées pour le PV en présence de capteurs thermiques pour l'ECS. Le potentiel de production électrique est ensuite calculé mensuellement et annuellement en prenant un rendement de système de 12%.

4 Résultats et analyses

4.1 Structures des attributs de chaque bâtiment

Le modèle présenté ci-dessus permet d'obtenir, pour les deux territoires étudiés, une couche de données avec les attributs suivants par bâtiment (EGID) (cf. annexe 9):

Caractéristiques générales :

- Nombre d'habitants
- Surface totale du toit
- Pente moyenne du toit
- Surface mobilisable pour une installation solaire
- Rayonnement solaire global mobilisable

Potentiel solaire PV (pour les scénarios 1 et 2)

- Surface valorisée pour le PV
- Production électrique
- Puissance installée
- Coût de l'investissement

Potentiel solaire thermique pour l'ECS

- Surface spécifique
- Surface valorisée pour l'ECS
- Production solaire thermique valorisée pour l'ECS
- Consommation thermique d'ECS
- Taux de couverture solaire
- Coût de l'investissement

4.2 Synthèse des résultats par zone d'étude

	<i>Pâquis</i>	<i>Veyrier</i>
<i>Caractéristiques de bases</i>		
Population	10'642	9'411
Superficie totale des toits (m ²)	211'897	521'548
Pente moyenne (°)	15.5	21.1
Surfaces mobilisables (m ²)	56'244	132'313
Part des surfaces mobilisables	0.27	0.25
Rayonnement sur les surfaces mobilisables (GWh)	62	149

Scénario 1 : PV		
Surfaces valorisées pour le PV (m ²)	56'165	129'397
Production PV (MWh)	7'440	17'548
Production PV par habitant (kWh/hab)	699	1'865
Production PV par m ² de toiture (kWh/m ²)	35	34
Productivité PV (kWh/m ²)	132	136
Productivité PV (kWh/Wc)	0.88	0.90
Puissance installée (MWc)	8.4	19.4
Demande électrique (MWh)	84'976	31'464
Taux de couverture (%)	8.8	55.8
Scénario 2 : ECS et PV		
Surfaces valorisées pour le thermique (m ²)	9'715	10'969
Production thermique (MWh)	4'720	4'138
Production thermique par habitant (kWh/hab)	444	440
Production thermique par m ² de toiture (kWh/m ²)	22	8
Productivité thermique (kWh/m ²)	486	377
Consommation thermique ECS (MWh)	9'506	8'406
Taux de couverture (%)	49.7	49.2
Taux de couverture pour les toits producteurs (%)	51.9	54.5
Surfaces valorisées pour le PV (m ²)	46'315	117'549
Production PV (MWh)	6'135	15'946
Production PV par habitant (kWh/hab)	576	1'694
Production PV par m ² de toiture (kWh/m ²)	29	31
Productivité PV (kWh/m ²)	132	136
Productivité PV (kWh/Wc)	0.88	0.90
Puissance installée (MWc)	6.9	17.6
Demande électrique (MWh)	84'976	31'464
Taux de couverture (%)	7.2	50.7

Tableau 6: Synthèse des résultats

4.3 Partie ressource

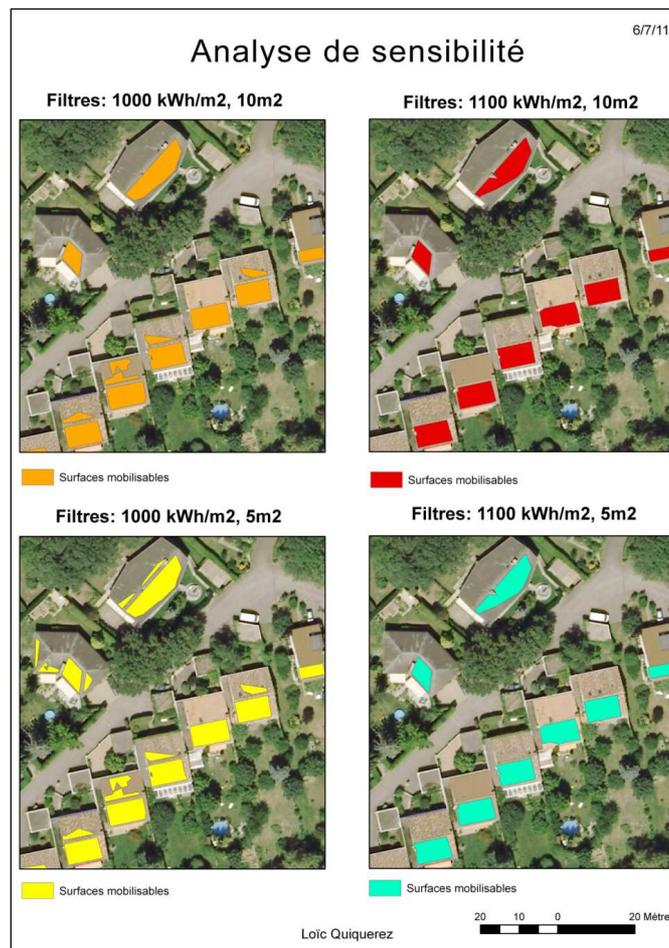
4.3.1 Analyse de sensibilité

L'exploitation de la ressource solaire dépend des surfaces de toit mobilisables pour la pose d'installations solaires. Une analyse de sensibilité est effectuée afin d'évaluer l'impact des deux filtres utilisés dans le processus de sélection de ces surfaces. Le premier concerne la quantité d'énergie solaire minimale que doit recevoir un pixel, le second concerne la surface minimale des surfaces mobilisables. Les deux valeurs seuils testées pour le premier filtre sont de 1'000 et de 1'100 kWh/m². Sur le quartier des Pâquis, la baisse de la valeur seuil de 1'100 à 1'000 kWh/m² induit une augmentation d'environ 6-7% de la proportion des surfaces mobilisables par rapport aux surfaces totales des toits. Pour le second filtre, les valeurs minimales testées sont de 5 et 10 m². Dans ce cas, une baisse de la valeur seuil de

10 à 5 m² induit une augmentation de 1-2% (Tableau 7). C'est donc surtout le premier filtre, la valeur seuil d'irradiance, qui influence les résultats. L'influence des deux filtres sur les surfaces mobilisables peut également être visualisée sur une carte (Carte 6).

FILTRES :	1000kWh 10m ²	1100kWh 10m ²	1000kWh 5m ²	1100kWh 5m ²
Surfaces mobilisables (m ²)	70'236	56'244	73'580	58'986
Part des surfaces mobilisables	0.33	0.27	0.35	0.28
Rayonnement mobilisable (MWh)	75'453	62'083	78'740	64'922

Tableau 7: Analyse de sensibilité en fonction des filtres



Carte 6: Analyse de sensibilité

4.3.2 Analyse comparative des surfaces mobilisables

La somme totale des surfaces mobilisables est de 132'313 m² à Veyrier et de 56'244 m² aux Pâquis. La différence est liée à une superficie totale des toits plus importante à Veyrier (521'548 m²) qu'aux Pâquis (211'897 m²). Rapporté au nombre d'habitants, cela donne 13.7 m²/hab contre 5.3 m²/hab.

En analysant la distribution des toits en fonction des surfaces mobilisables, on observe qu'aux Pâquis ces dernières sont, en proportion, plus importantes qu'à Veyrier (Figure 14). Cela s'explique principalement par le fait que les bâtiments (EGID) des Pâquis sont plus grands que les bâtiments de la commune de Veyrier. Si près de 40% des bâtiments à Veyrier n'ont pas de surface mobilisable, c'est souvent parce qu'ils ont une surface de toit trop petite. Cela

concerne généralement les garages individuels ou autres très petits bâtiments qui sont compris dans la couche des bâtiments du SITG.

En analysant la fréquence de distribution des toits en fonction de la taille des surfaces mobilisables, on observe des différences entre les deux zones d'études (Figure 15). A Veyrier, près de 37% des toits ont entre 10 et 30 m² de surfaces mobilisables, et 65% entre 10 et 50 m². Aux Pâquis, les surfaces mobilisables entre 10 et 30 m² ne représentent que 7% des toits. Dans ce quartier, c'est entre 50 et 70 m² que l'on trouve la fréquence la plus importante, avec 16% des toits. Un peu plus de 52% des toits des Pâquis ont entre 30 et 110 m² de surfaces mobilisables.

La proportion des surfaces mobilisables par rapport aux surfaces de toit totales est représentée sur le graphique suivant (Figure 16). Notons que les courbes sont relativement similaires. Aux Pâquis, près de 33% des toits ont entre 20 et 30% de surfaces mobilisables, alors qu'à Veyrier on n'en compte que 27% pour cette même classe (Figure 17). Aux Pâquis, la distribution des toits se concentre principalement entre 20 et 50% de surfaces mobilisables, alors qu'à Veyrier c'est entre 10 et 40%. La proportion de surfaces mobilisables par toit est donc légèrement meilleure dans le quartier des Pâquis. La part totale des surfaces mobilisables par rapport à la surface totale des toits est de 26.5% aux Pâquis et de 25.4% à Veyrier.

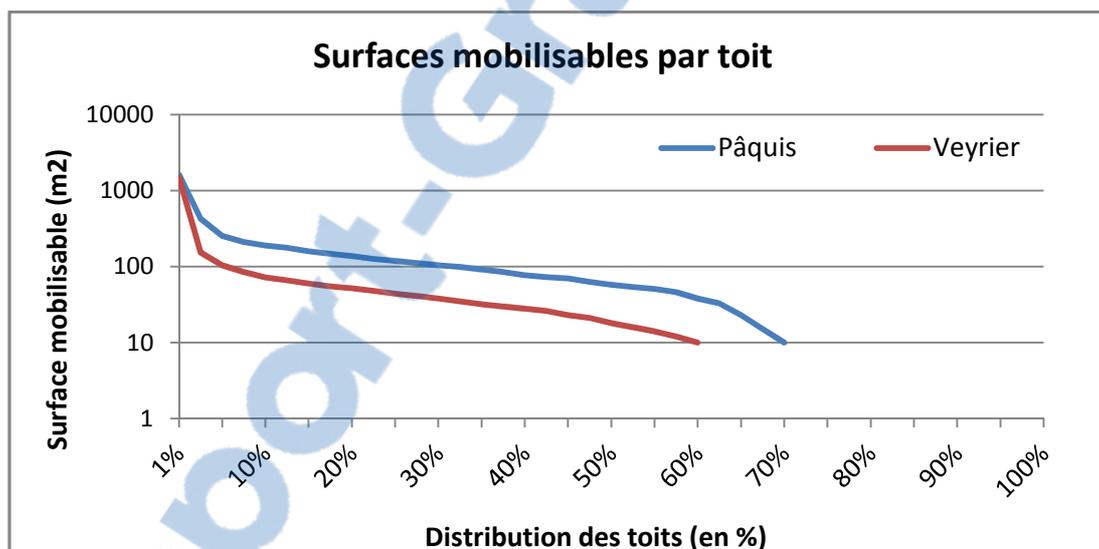


Figure 14: Surfaces mobilisables par toit

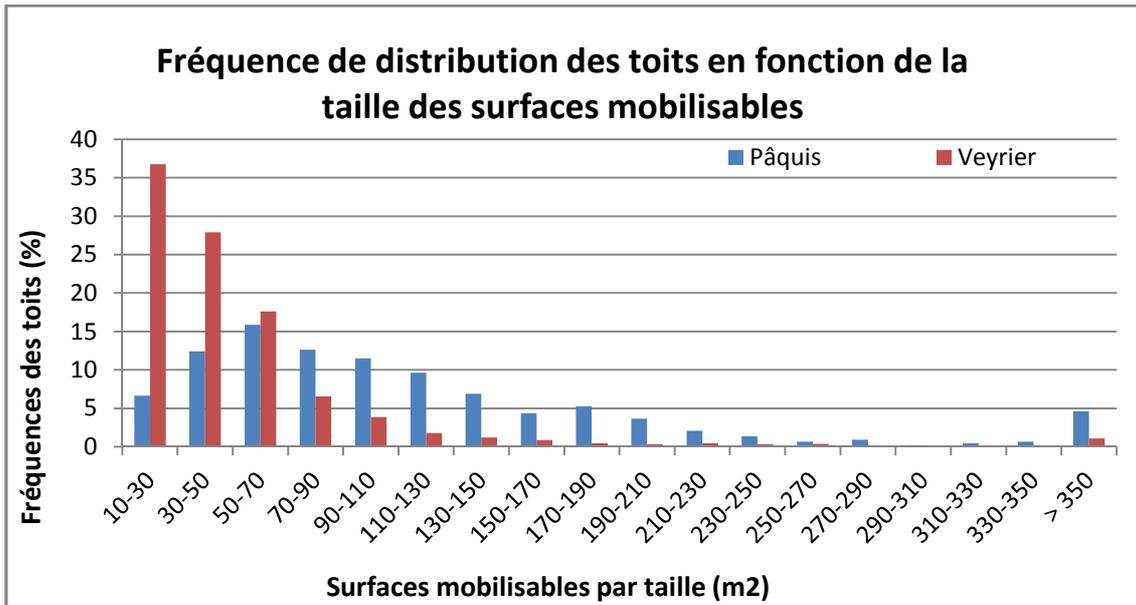


Figure 15: Fréquence distribution des toits en fonction de la taille des surfaces mobilisables

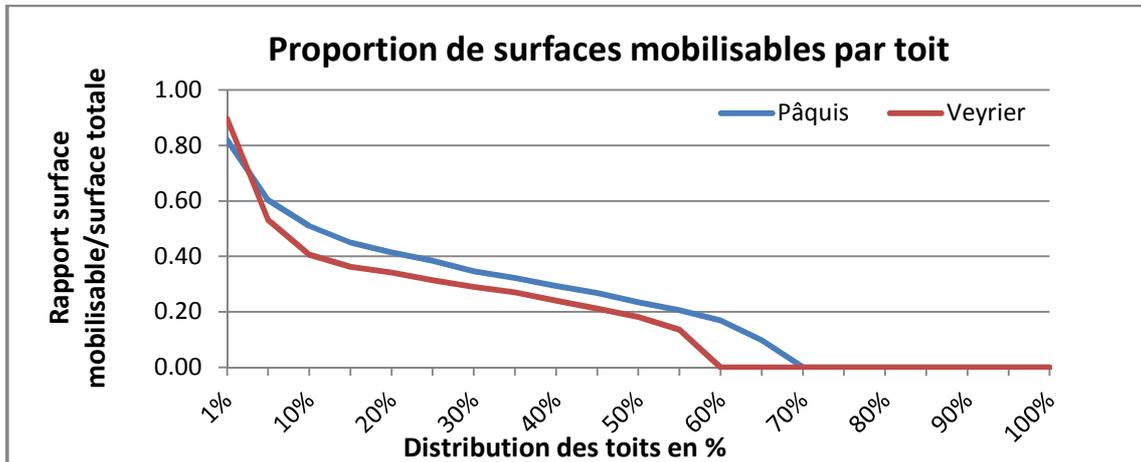


Figure 16: Proportion de surfaces mobilisables par toit

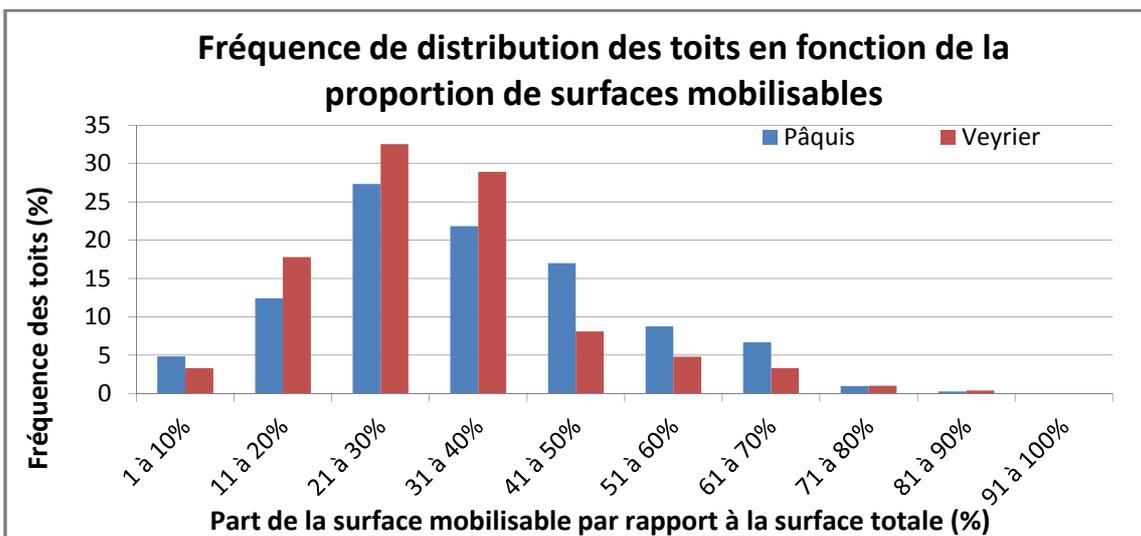


Figure 17: Fréquence de distribution des toits en fonction de la proportion de surfaces mobilisables

4.3.3 Rayonnement solaire sur les surfaces mobilisables

La somme totale du rayonnement solaire global annuel sur les surfaces mobilisables des bâtiments des Pâquis s'élève à 62 GWh, contre 149 GWh à Veyrier. Cette différence s'explique principalement par un nombre de mètres carrés mobilisables bien plus élevé à Veyrier qu'aux Pâquis. Rapporté aux superficies totales des toits, le rayonnement solaire mobilisable est relativement proche pour les deux territoires avec 293 kWh/m² aux Pâquis et 286 kWh/m² à Veyrier (Figure 18). En revanche, rapporté au nombre d'habitants, l'énergie mobilisable est beaucoup plus importante à Veyrier qu'aux Pâquis, avec respectivement 15'833 et 5'826 kWh/hab (Figure 19). Cette différence s'explique principalement par une densité de population par rapport à la surface du bâti plus faible à Veyrier (0.02 hab/m²) qu'aux Pâquis (0.06 hab/m²).

La distribution des toits en fonction de l'irradiance solaire mobilisable suit la distribution des toits en fonction des surfaces mobilisables (Figure 20). En effet, il y a une forte corrélation (coefficient de corrélation de 0.98) entre la surface mobilisable et le rayonnement solaire mobilisable (Figure 21). Ainsi, près de 60% des bâtiments de Veyrier reçoivent entre 10 et 50 MWh sur leurs surfaces mobilisables. Cette classe ne représente que 15% des bâtiments des Pâquis, quartier dans lequel près de 30% des bâtiments reçoivent entre 50 et 90 MWh.

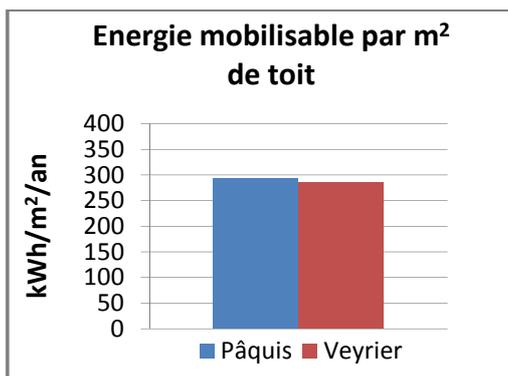


Figure 18: Energie mobilisable m² de toit

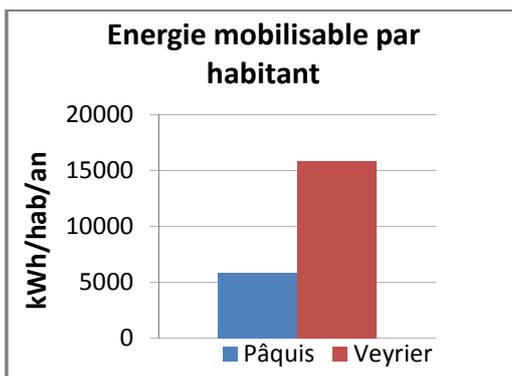


Figure 19: Energie mobilisable par habitant

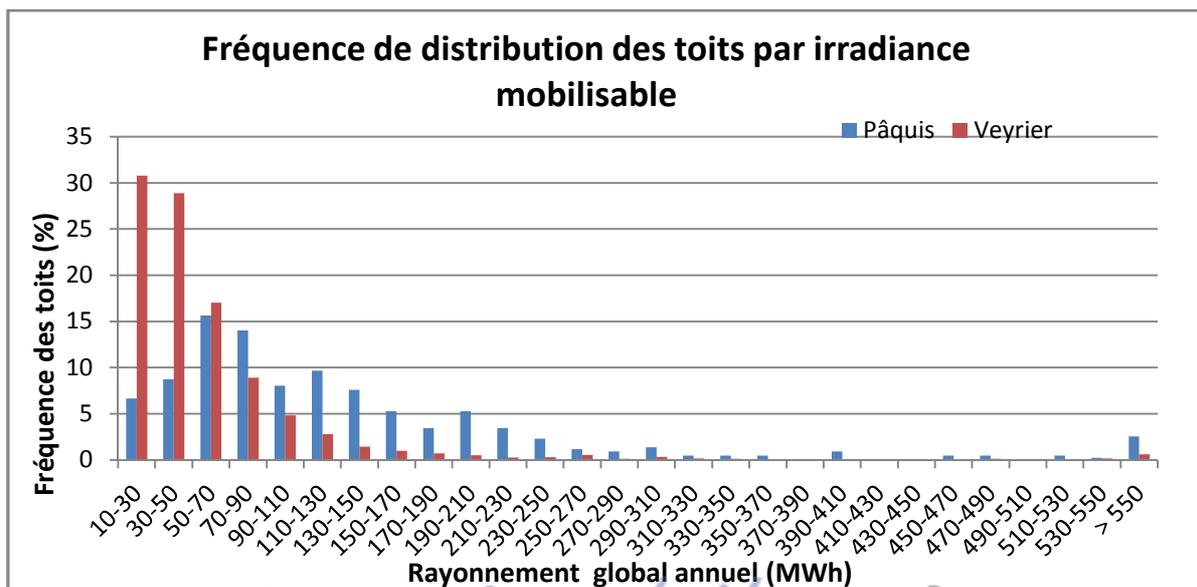


Figure 20: Fréquence distribution des toits par irradiance mobilisable

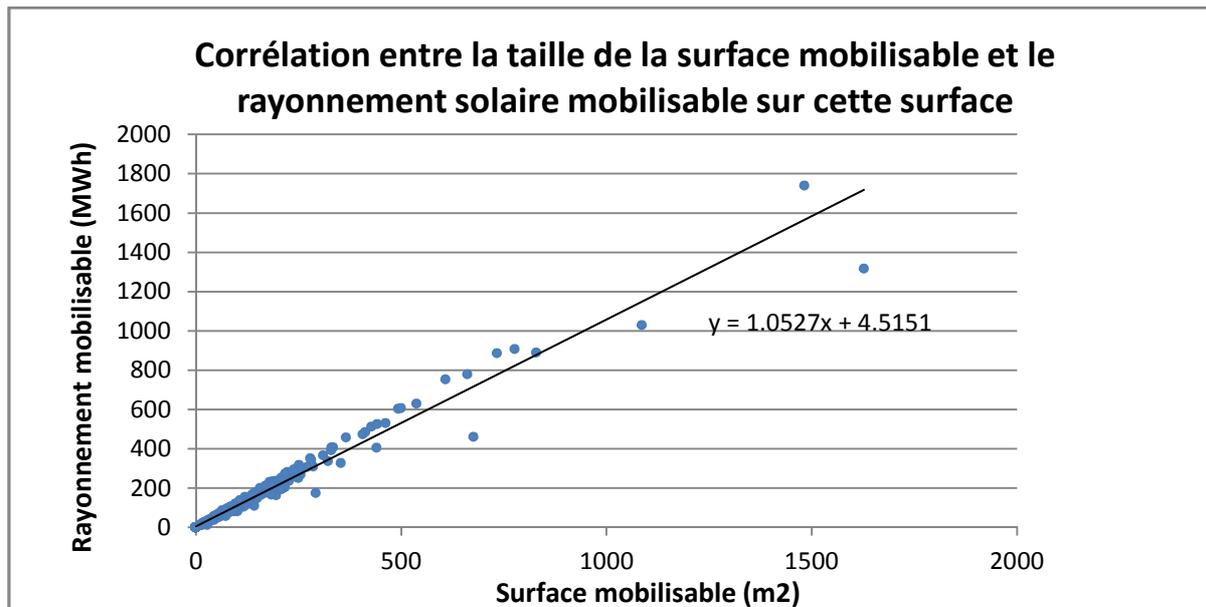


Figure 21: Corrélation entre la taille de la surface mobilisable et le rayonnement solaire mobilisable

4.4 Scénario 1 : Potentiel PV

Dans l'optique où les surfaces mobilisables sont dédiées exclusivement au PV, le potentiel de production électrique sur le territoire des Pâquis s'élève à 7'440 MWh par an, pour un parc PV de 56'165 m² équivalent à une puissance installée de 8.4 MWc. Comme il y a beaucoup plus de surfaces bâties à Veyrier, le potentiel PV y est plus important : 17'548 MWh pour un parc de 129'397 m², ce qui correspond à une puissance installée de 19.4 MWc. Rapporté aux nombres d'habitants, cela représente un potentiel de 699 kWh/hab pour les Pâquis et 1'865 kWh/hab pour Veyrier. La productivité moyenne des panneaux est relativement semblable pour les deux territoires, à savoir 132 kWh/m² (ou 0.88 kWh/Wc) pour les panneaux installés aux Pâquis, et 136 kWh/m² (ou 0.90 kWh/Wc) pour ceux installés à Veyrier. La productivité légèrement plus grande à Veyrier peut s'expliquer par le fait qu'il y a moins d'obstruction urbaine qu'aux Pâquis, où la densité du bâti est beaucoup plus élevée. Une meilleure orientation et inclinaison des toits à Veyrier pourrait aussi expliquer cette différence. Le coût global de l'investissement pour les deux parcs est estimé respectivement à 42 et 103 millions de CHF. Aux Pâquis, le potentiel PV équivaut à 7.2% de la consommation électrique du quartier en 2010, qui se monte à 85 GWh (SIG, communication personnelle). A Veyrier, avec un potentiel de production plus important et une consommation électrique de 31 GWh, cette part est de 55.8%.

En analysant la distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV sur les deux zones d'études, on constate que ces dernières sont plus petites à Veyrier qu'aux Pâquis (Figure 22). Cela est dû au fait qu'il y a davantage de petits bâtiments à Veyrier. On remarque également que la fréquence de distribution des toits en fonction de la taille des surfaces valorisées pour le PV est très similaire à la distribution des toits en fonction des surfaces mobilisables (Figure 15).

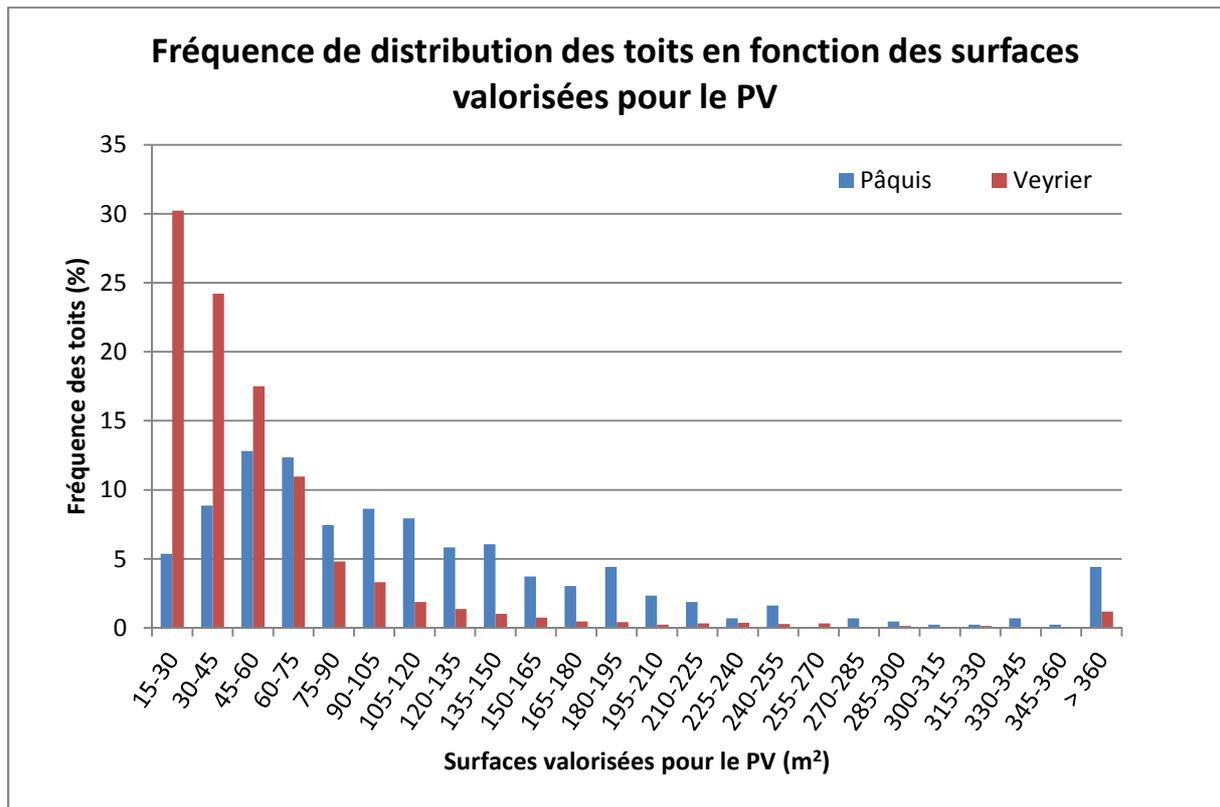
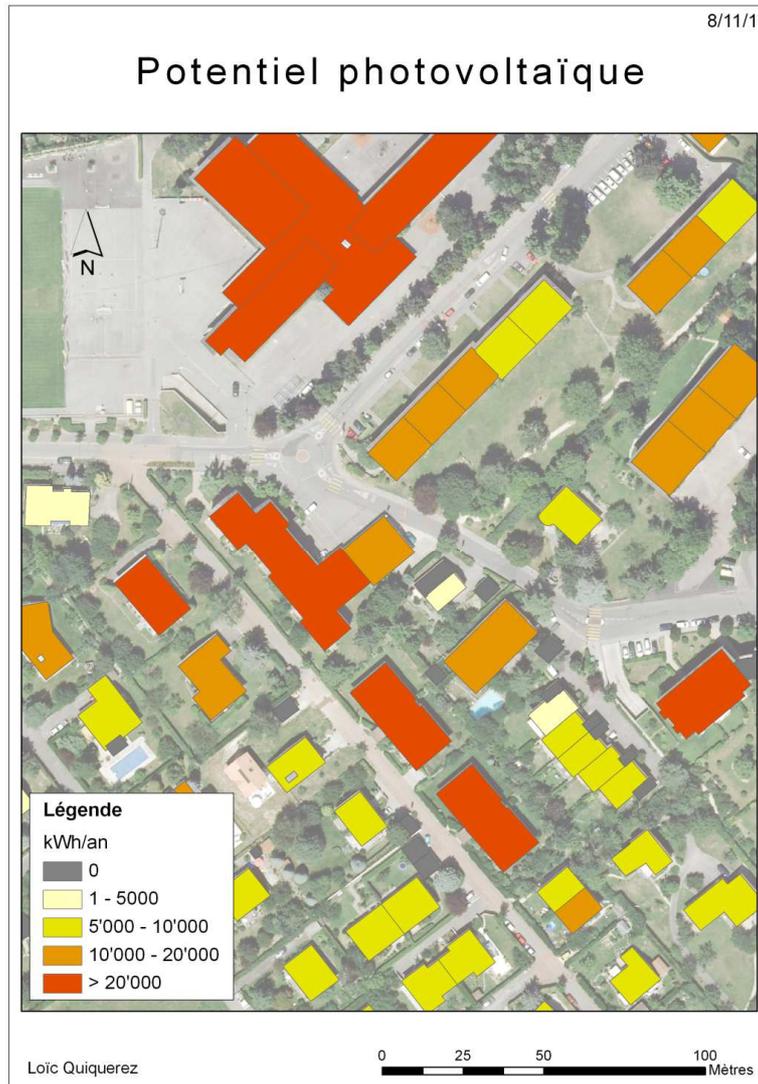


Figure 22: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV

Enfin, le potentiel PV peut être analysé spatialement sous forme de carte (Carte 7). Cela permet de visualiser l'influence de la taille du bâtiment et donc de la superficie de la toiture sur le potentiel PV. Les grands bâtiments ont généralement un potentiel très intéressant (en orange foncé). En revanche, quelques bâtiments de faibles tailles n'ont pas de surfaces valorisées pour la pose de panneaux PV. Ils ont alors un potentiel PV nul (en gris).



Carte 7: Potentiel PV

4.5 Scénario 2 : Potentiel PV et thermique pour l'ECS

4.5.1 Potentiel thermique pour l'ECS

Le potentiel thermique pour l'ECS du quartier des Pâquis s'élève à 4'720 MWh par an pour une surface de capteurs totale de 9'715 m². Celui de la commune de Veyrier se chiffre, lui, à 4'138 MWh pour une surface de capteurs de 10'969 m². Le potentiel ECS est donc légèrement plus faible à Veyrier. Cela s'explique par le fait qu'il est directement lié à la consommation et donc au nombre d'habitants. Dans le quartier des Pâquis, 10'191 habitants (sur un total de 10'642) pourraient bénéficier d'une installation solaire pour l'ECS contre 8'492 dans la commune de Veyrier (sur un total de 9'411). Rapporté au nombre d'habitants pour lesquels une installation ECS est mise en place, le potentiel aux Pâquis est de 463 kWh/hab contre 487 kWh/hab à Veyrier. La légère différence s'explique principalement par la morphologie urbaine des deux zones. L'analyse de la distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour l'ECS permet ainsi d'observer qu'à Veyrier, près de 88% des

toits sur lesquels des capteurs solaires thermiques sont posés ont une surface de capteurs de 3 à 9 m² (Figure 23). Cela s'explique par un nombre important de villas et donc de bâtiments (EGID) avec peu d'habitants. Pour ceux-ci, le dimensionnement des capteurs solaires (m²/hab) est plus généreux et donc la production par habitant plus grande. En revanche, cela implique une baisse de la productivité. Ainsi, la productivité moyenne des capteurs aux Pâquis est de 486 kWh/m² alors qu'elle est de 377 kWh/m² à Veyrier. Toutefois, rapporté au nombre d'habitants total, la production thermique pour l'ECS est relativement similaire sur les deux zones d'études avec 444 kWh/m² pour les Pâquis et 440 kWh/m² pour Veyrier. La production par habitant baisse davantage à Veyrier car il y a plus d'habitations pour lesquelles il n'y a pas d'installation ECS. Cela est dû aux nombreuses villas n'abritant qu'un seul habitant et pour lesquelles aucune installation n'est posée.

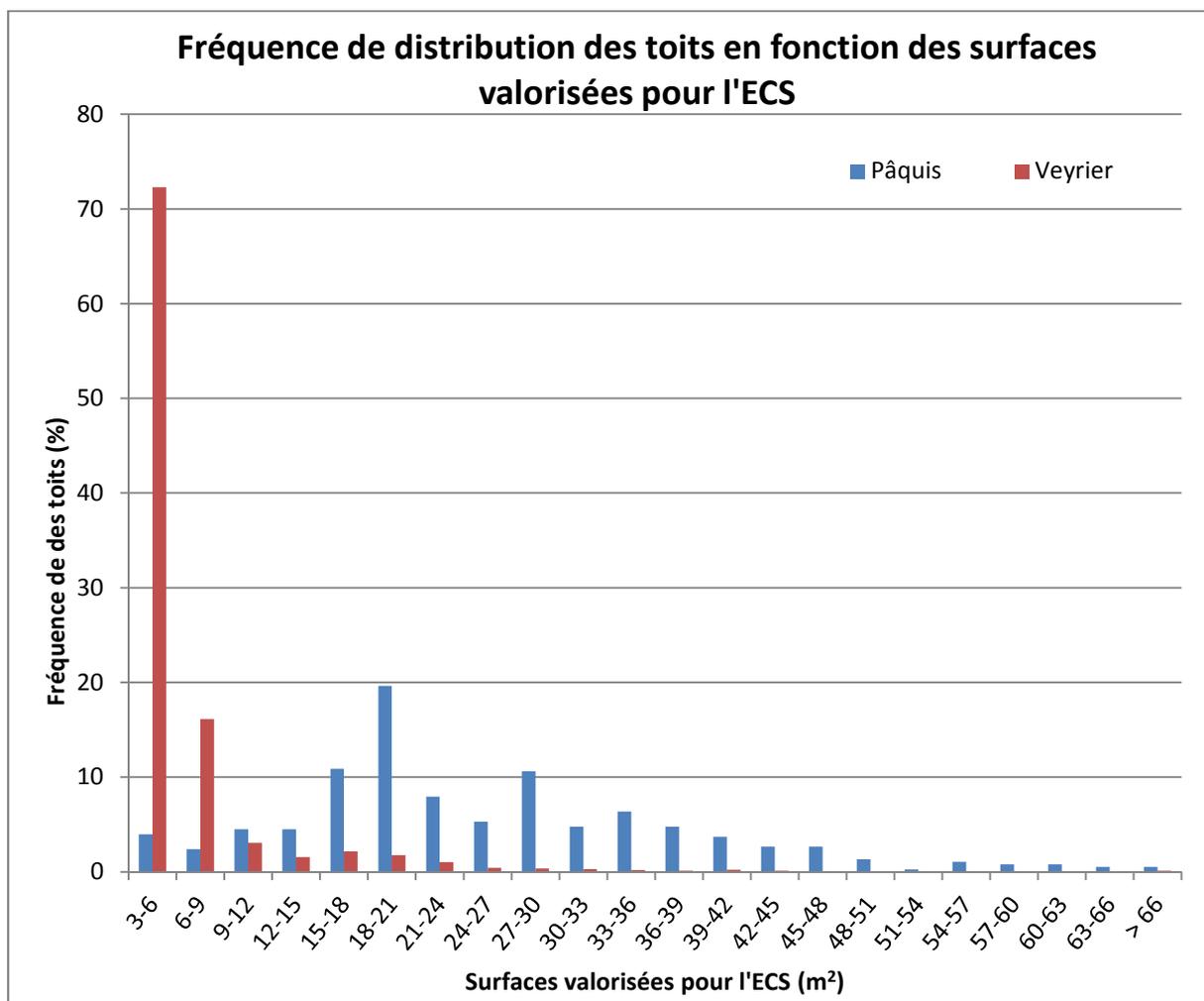
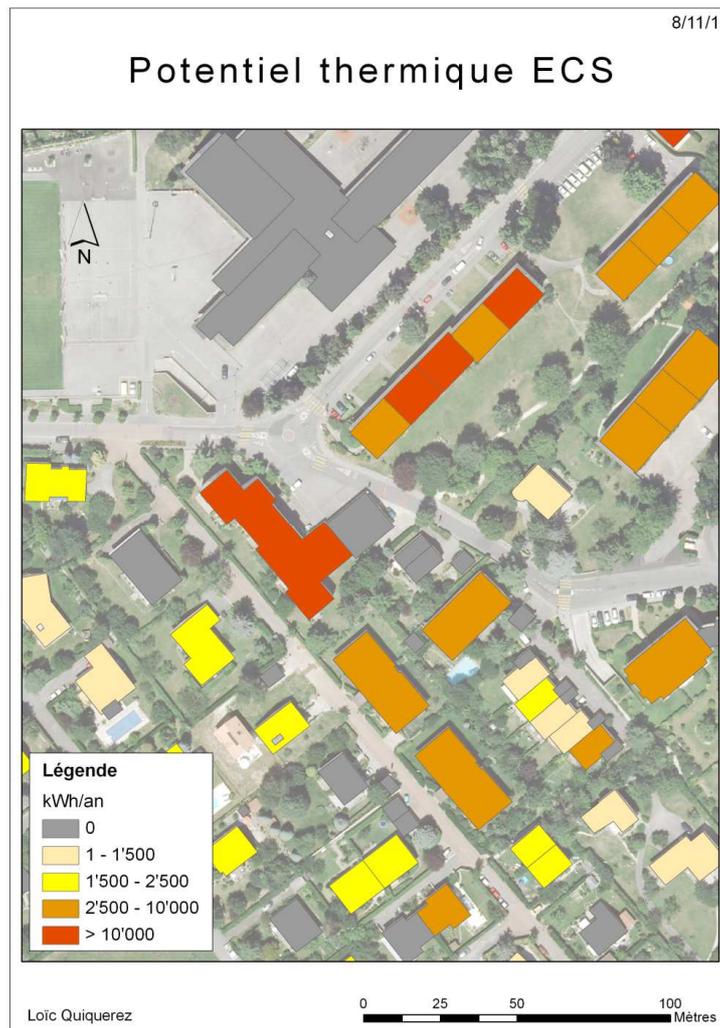


Figure 23: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour l'ECS

Avec une consommation annuelle en ECS pour les Pâquis et Veyrier respectivement de 8'406 et 9'506 MWh, les taux de sont de 50 et 49%. En considérant uniquement la consommation ECS des bâtiments producteurs, les taux de couverture respectifs s'élèvent à 52% et 55%. Le taux de couverture plus grand à Veyrier s'explique par la présence des villas pour lesquelles le dimensionnement est plus grand.

Le potentiel ECS peut être visualisé sur une carte (Carte 8). Certains bâtiments (en gris) ont un potentiel nul. Dans la plupart des cas, il s'agit de bâtiments pas ou peu habités (une personne). C'est notamment le cas du centre sportif (au nord de la carte). De plus, pour

quelques bâtiments, la pose de capteurs n'est pas possible car il n'y a pas une surface mobilisable suffisante. Les bâtiments les plus intéressants (en orange foncé) sont des immeubles locatifs abritant de nombreux habitants.



Carte 8: Potentiel thermique pour l'ECS

4.5.2 Potentiel PV avec capteurs thermiques pour l'ECS

Le potentiel PV dans le deuxième scénario est logiquement plus faible que le potentiel PV dans le premier. En effet, aux Pâquis, les surfaces valorisées pour le PV diminuent, passant de 56'165 (scénario 1) à 46'315 m² (scénario 2). A Veyrier, elles passent de 129'397 à 117'549 m². Le potentiel PV annuel se chiffre ainsi à 6'135 MWh aux Pâquis et 15'946 MWh à Veyrier. En comparant la fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV dans les scénarios 1 et 2, on constate l'effet de la pose des capteurs thermiques pour l'ECS sur la taille des surfaces disponibles pour le PV (Figure 24 et 25). Cet effet est plus prononcé aux Pâquis, où le nombre de petites installations PV augmente significativement, tandis que le nombre de grandes diminue. A Veyrier, comme les installations pour l'ECS sont généralement plus petites (Figure 23), l'impact est moins important.

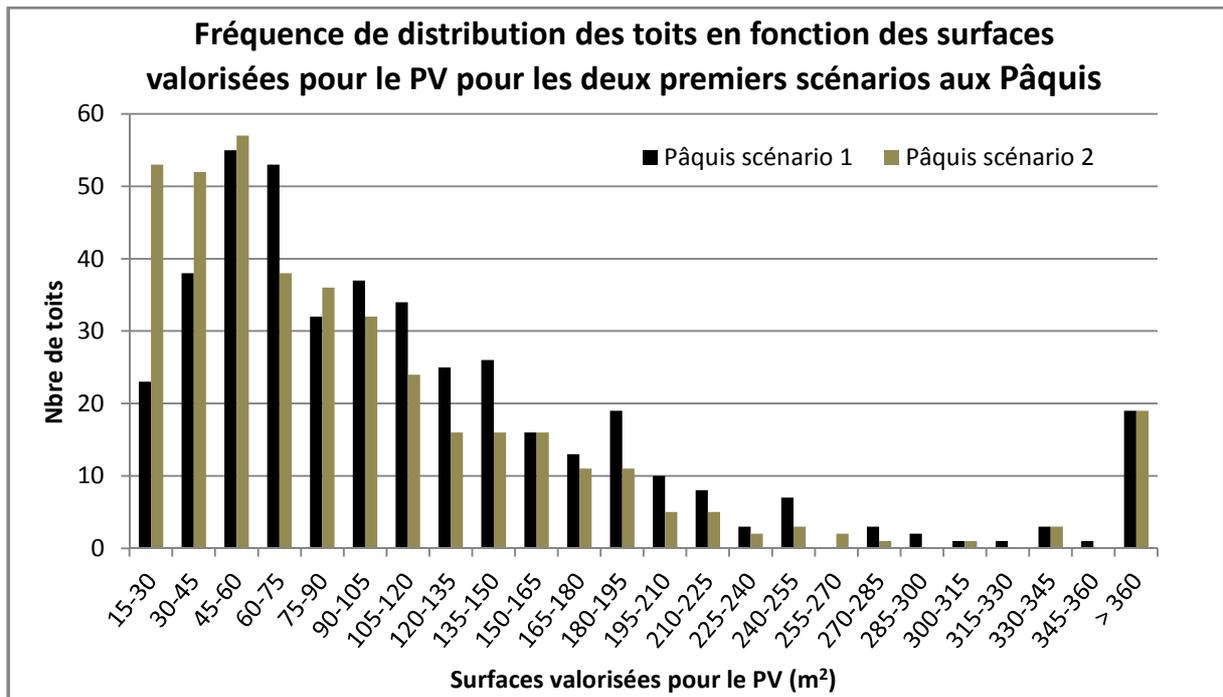


Figure 24: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV pour les deux premiers scénarios aux Pâquis

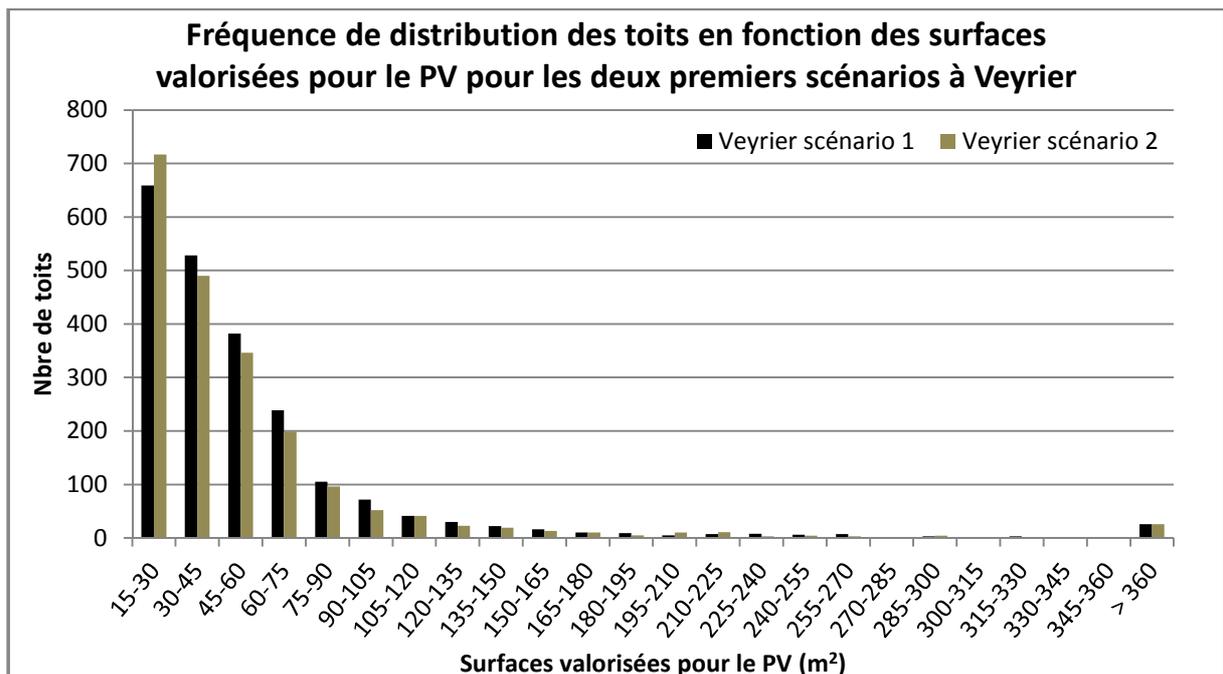


Figure 25: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV pour les deux premiers scénarios à Veyrier

En ce qui concerne la répartition des surfaces valorisées pour le PV et l’ECS, elle est différente pour les deux territoires. En effet, la part des surfaces mobilisables totales occupée par des capteurs thermiques est plus importante aux Pâquis qu’à Veyrier (Figure 26). Cela s’explique par une densité de population par bâtiment plus importante aux Pâquis. La répartition des surfaces valorisées pour le PV et l’ECS peut également être observée pour chaque bâtiment du territoire (Carte 9). Il est intéressant de constater que pour des villas avec les mêmes surfaces de toit mobilisables, la répartition est différente. Cela dépend directement de la consommation d’ECS du bâtiment et donc du nombre d’habitants.

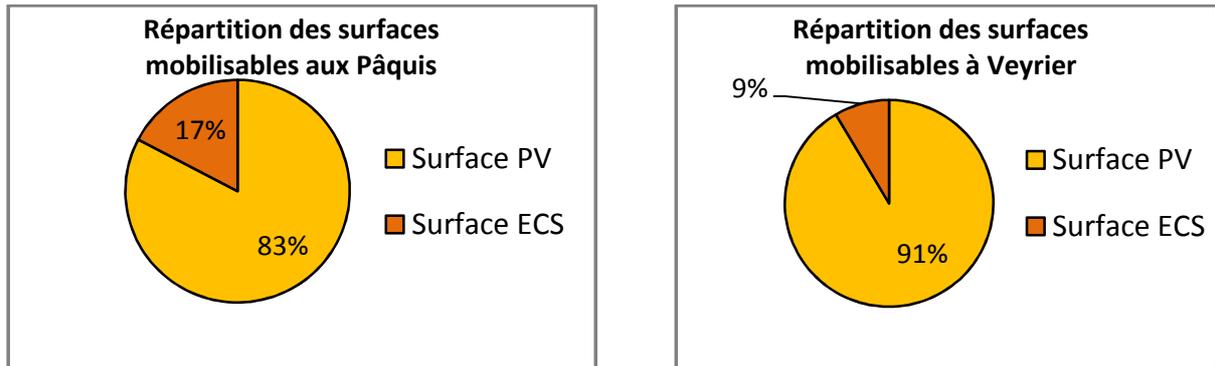
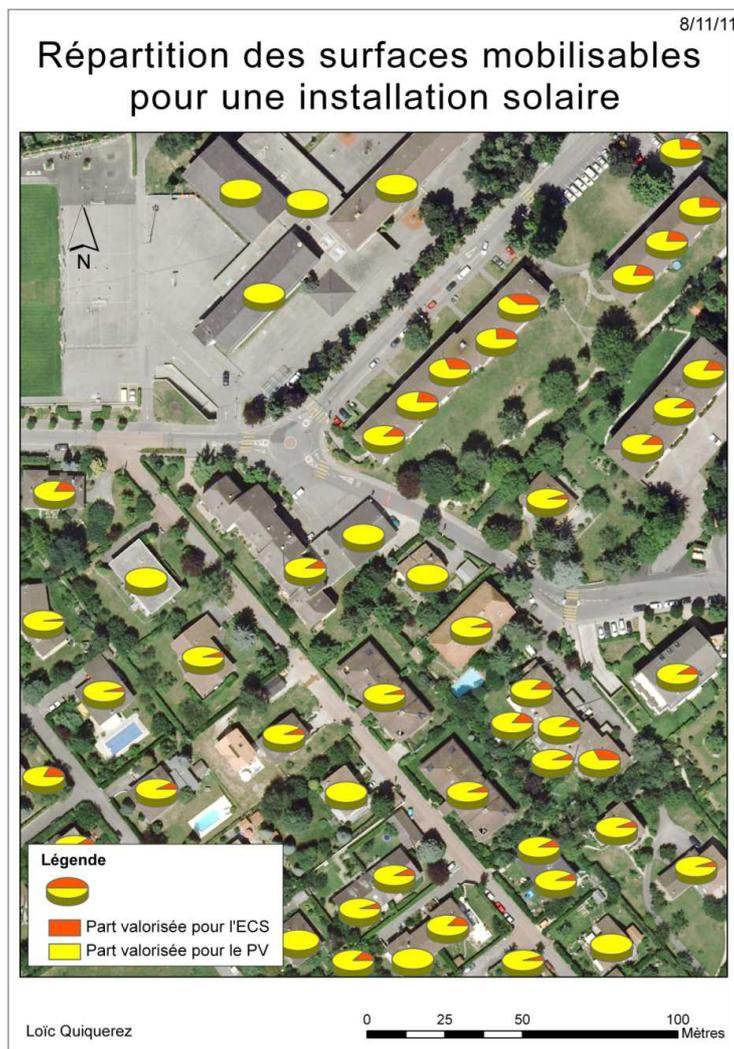


Figure 26: Répartition des surfaces pour le PV et l'ECS, aux Pâquis et à Veyrier



Carte 9: Affectation des surfaces mobilisables pour une installation solaire

5 Mise en perspective et discussion

5.1 Comparaison des deux scénarios

Aux Pâquis, la pose de capteurs thermiques pour l'ECS dans le deuxième scénario implique une diminution de la surface valorisée pour le PV par rapport au premier, ce qui induit une baisse de la production PV annuelle d'environ 17%, passant de 7.4 à 6.1 GWh (Figure 27 et 28). En revanche, cela permet une production thermique intéressante de 4.7 GWh qui n'existe pas dans le premier scénario.

A Veyrier, la situation est relativement similaire, dans la mesure où la pose de capteurs thermiques pour l'ECS dans le deuxième scénario a un faible impact sur la production PV potentielle. En effet, celle-ci ne diminue que de 9% par rapport à la production PV dans le premier scénario, passant ainsi de 17.5 GWh à 15.9 GWh. Par contre, l'utilisation de 8.5% des surfaces mobilisables totales pour l'ECS permet une production thermique de 4.1 GWh.

Après avoir analysé les résultats, le premier et le deuxième scénarios paraissent. En effet, la pose de capteurs pour l'ECS dans un quartier urbain ou périurbain n'affecte pas énormément le potentiel de production PV. De plus, les productions PV et thermiques pour l'ECS peuvent être valorisées en été, lorsque la ressource est pleinement disponible.

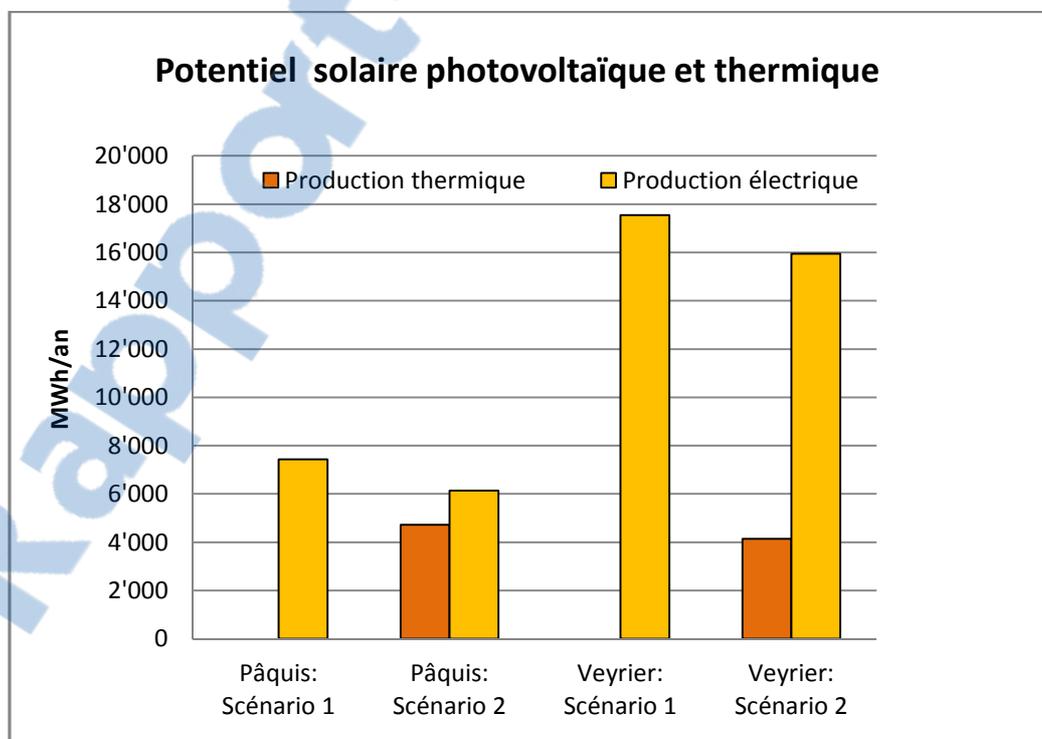


Figure 27: Potentiel solaire PV et thermique selon le scénario

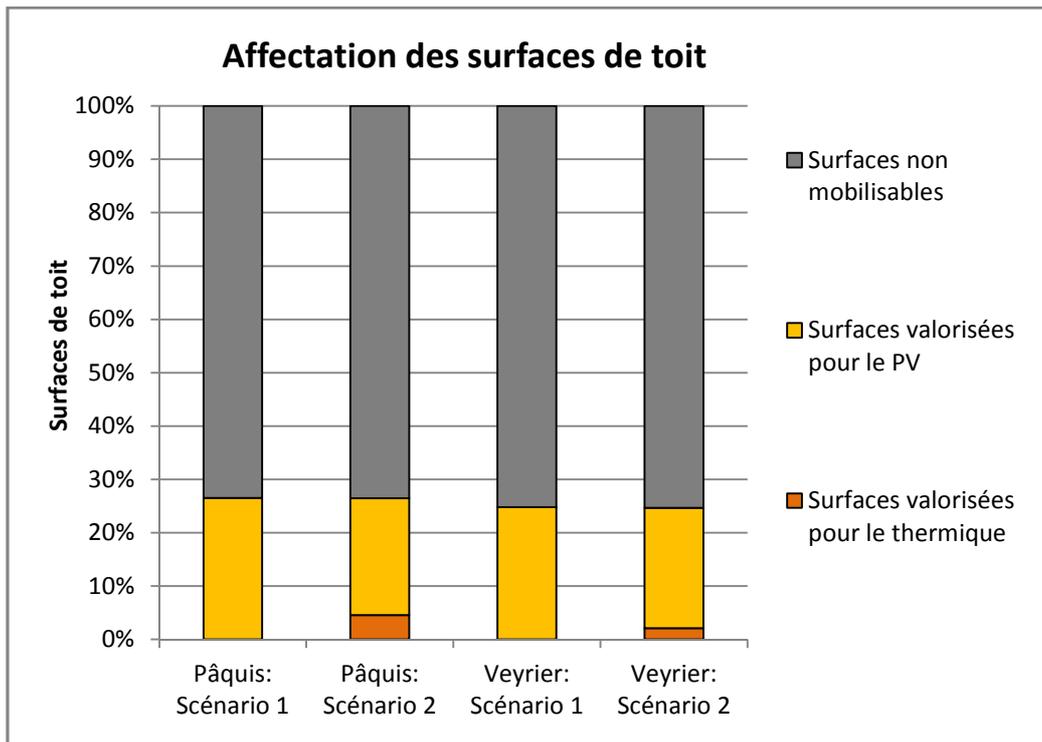


Figure 28: Affectation des surfaces de toit selon le scénario

5.2 Comparaison avec d'autres méthodes

La méthode développée par M.C. Brito *et al.* (2011) a estimé le potentiel PV d'un quartier d'une ville au Portugal. Leur méthode évalue le potentiel PV sur l'ensemble des toits, n'opérant pas de sélection des surfaces mobilisables en fonction de la pente, de l'orientation, de l'inclinaison et de l'ombrage comme cela a été effectué dans ce travail. Les 538 bâtiments sélectionnés représentent une emprise au sol de 85'000 m² et offrent un potentiel PV de 11.5 GWh par an, pour un rendement de système de 12%. En comparaison, en mobilisant la totalité des surfaces de toit des Pâquis, le potentiel du quartier se chiffrerait à 21.1 GWh par année. Ce potentiel est plus grand car la surface totale des toits est plus grande, avec une emprise au sol de 191'331 m². Par contre, rapporté à l'emprise au sol, le potentiel PV dans le quartier portugais est estimé à 135.3 kWh/m², alors qu'aux Pâquis il serait de 110.3 kWh/m². Cette différence est logique compte tenu des conditions d'irradiance des zones d'études avec, à Lisbonne, un rayonnement solaire global annuel moyen sur plan horizontal de 1'648 kWh/m² (US Department of Energy). Cependant, comme dans ce travail le potentiel PV n'est calculé que sur une fraction des surfaces de toit (environ 27% des surfaces de toit), le potentiel PV rapporté à ces dernières s'abaisse à 35 kWh/m².

La méthode développée par J. Faessler (2010) a évalué le potentiel solaire PV de la commune de Meyrin, dans le canton de Genève, en prenant également des rendements de système PV de 12%. Le potentiel de production PV annuel en utilisant les surfaces mobilisables des 1'127 bâtiments y est estimé à 26'000 MWh, correspondant à 1'480 kWh/hab. A titre comparatif, aux Pâquis, le potentiel PV par habitant est de 699 kWh/hab. Les surfaces mobilisables estimées à Meyrin représentent 53% des surfaces de toit totales et correspondent à 14 m²/hab. Aux Pâquis, elles sont de 5.3 m²/hab. Les différences s'expliquent probablement par la méthode de sélection des surfaces mobilisables (filtres différents), la morphologie du bâti et la densité de population par rapport au bâti.

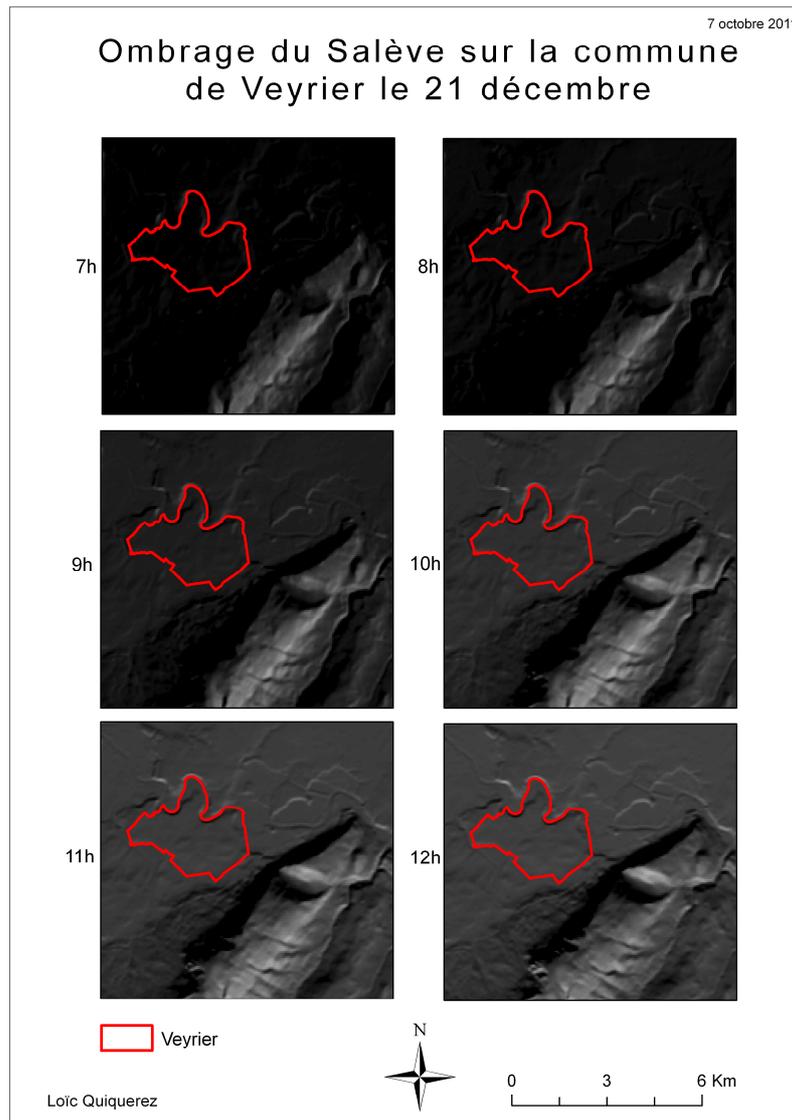
La méthode développée par C. Carneiro et *al.* (2009a) évalue le potentiel solaire de deux zones tests à Genève, l'une plus dense que l'autre. Ces deux zones restent néanmoins plus petites que le quartier des Pâquis et la commune de Veyrier. La proportion des surfaces mobilisables par rapport aux surfaces totales de toit y sont de 55.4% pour la zone dense et 53.1% pour la zone moins dense. Ces valeurs sont beaucoup plus importantes que les valeurs obtenues dans ce travail, de 26.5 et 25.4% pour les Pâquis et Veyrier. Le rayonnement solaire sur l'ensemble des surfaces de toit des deux zones est de 780 et 840 kWh/m². En comparaison, aux Pâquis, le rayonnement solaire sur l'ensemble des toits est de 830 kWh/m². Les ordres de grandeurs sont donc les mêmes. Une cartographie de la ressource solaire sur l'ensemble du canton de Genève, issue des résultats de la méthode développée par ces experts, est en cours d'élaboration (Desthieux, 2011). Malheureusement, celle-ci n'étant pas encore disponible, une comparaison avec les résultats de ce travail n'a pas été possible.

Une méthode développée par Net Nowak Energie and Technologie AG (2004) a évalué, par une approche statistique, le potentiel solaire des toitures du parc immobilier public du canton de Genève (NET Nowak Energie & Technologie AG, 2004). L'échantillon du parc immobilier sélectionné et analysé a une emprise au sol de 1'880'000 m². Les surfaces mobilisables représentent 34% de la surface totale des toits. Le rayonnement solaire mobilisable rapporté à l'emprise au sol des surfaces mobilisables est évalué à 1'252 kWh/m². En comparaison, pour le quartier des Pâquis, il est évalué à 1'223 kWh/m². Les résultats sont relativement proches. D'autres études statistiques similaires ont été effectuées sur la ville de Zurich et le canton de Fribourg. La part des surfaces mobilisables par rapport aux surfaces totales de toit y sont estimées respectivement à 32.1 et 31.6% (NET Nowak Energie & Technologie AG, 2010). Ces chiffres sont relativement cohérents avec ceux obtenus dans ce travail.

5.3 Les limites de l'approche

L'approche développée dans ce travail a certaines limites. Elle ne prend pas en compte certains conflits d'usage quant à l'utilisation des surfaces de toit, notamment si ceux-ci sont végétalisés. Cet aspect pourrait être traité en utilisant une orthophoto. Toutefois, cela comporterait le désavantage de devoir traiter les bâtiments au cas par cas.

La modélisation de l'irradiance solaire dans cette étude est semi-dirigée, dans la mesure où un paramètre (la transmissivité atmosphérique) est ajusté pour permettre d'obtenir des résultats cohérents avec ce qui a été mesuré sur le terrain. Ceci a l'avantage de prendre en compte indirectement les masques lointains qui ne sont pas représentés dans le MNS en input car ils impliqueraient des temps de calculs beaucoup trop importants. De ce fait, les masques lointains (hors du MNS en input) aux Pâquis et à Veyrier sont considérés comme identiques qu'à la station de la Jonction où les mesures ont été prises. Cela ne pose pas de problèmes majeurs pour le quartier des Pâquis dont l'horizon lointain est relativement semblable à la Jonction. En revanche, la question se pose pour la commune de Veyrier, dont une partie se trouve proche du Salève, montagne située au sud de Genève. Néanmoins, après avoir observé les ombres portées du Salève par analyse spatiale sur plusieurs journées et à différentes heures, on peut constater qu'elles ont très peu d'impact sur Veyrier. En effet, même le matin au solstice d'hiver, lorsque la course du soleil est la plus basse dans le ciel, le Salève n'obstrue guère plus la commune de Veyrier que le centre-ville de Genève (Carte 10).



Carte 10: Ombrage du Salève sur la commune de Veyrier le 21/12

Le potentiel solaire a été évalué en utilisant, comme données intrantes, des valeurs moyennes à partir de mesures prises sur la période 2003-2009. Or, cette période comporte deux années relativement chaudes et bien irradiées (cf. annexe 3). Dès lors, il aurait été intéressant de travailler avec d'autres valeurs moyennes pour observer l'impact des variations interannuelles sur le potentiel solaire.

En ce qui concerne le potentiel PV la pose de panneaux inclinés, lorsque les toits sont plats, n'a pas été prise en compte. Ceci implique que le rendement des panneaux sur les toits plats est légèrement plus faible que ce qu'il pourrait potentiellement être.

Quant au potentiel solaire pour l'ECS, il a été estimé en fonction du nombre d'habitants. De ce fait, il est calculé uniquement pour des bâtiments résidentiels. Son potentiel pour d'autres types de bâtiments (administratifs, industriels, scolaires...) n'est ainsi pas pris en compte.

Enfin, le but de cette étude n'est pas l'évaluation du potentiel solaire sur un seul bâtiment, ce qui peut être fait par des spécialistes dans le domaine, mais bien une évaluation du potentiel solaire à l'échelle d'un territoire. Une évaluation à cette échelle a le défaut de ses qualités,

c'est-à-dire qu'en donnant rapidement des résultats pour des milliers de bâtiments, elle engendre une perte de précision de l'information à une échelle plus fine. Néanmoins, l'avantage principal de cette approche « GIS » est de pouvoir fixer rapidement des ordres de grandeurs à l'échelle d'un territoire, sans avoir besoin d'aller sur le terrain traiter les toitures au cas par cas. De plus, le modèle développé est relativement simple d'exécution et peut donc être répété sur d'autres territoires sans trop de difficultés, du moment que les données intrantes sont disponibles. Cela permet d'obtenir une certaine quantité d'informations pour l'élaboration d'un diagnostic territorial concernant les filières solaires. Il serait toutefois intéressant, pour un bâtiment particulier, de comparer les résultats issus de cette approche « GIS » avec une étude sur le terrain.

Conclusions générales

Ce travail a permis, grâce aux Systèmes d'Information Géographique, d'évaluer le potentiel solaire PV et thermique des bâtiments à une échelle territoriale. Il s'est effectué en analysant les facteurs déterminants, parmi lesquels les conditions d'irradiance, les surfaces de toit mobilisables pour le captage de la ressource et le rendement des installations. La problématique liée à l'adéquation entre la disponibilité de la ressource et la consommation énergétique a également été prise en compte. Une étude sur deux territoires différents - un quartier urbain (Les Pâquis) et une commune périurbaine (Veyrier) - a montré l'impact de la morphologie urbaine sur le potentiel solaire.

En ce qui concerne les surfaces mobilisables, elles sont proportionnellement du même ordre de grandeur pour les deux zones, à savoir qu'elles représentent entre 25 et 27% des surfaces de toit. La faible densité de population par rapport au bâti explique pourquoi la commune de Veyrier a un plus grand potentiel PV rapporté au nombre d'habitants. Rapporté aux surfaces de toit totales, le potentiel PV est relativement similaire sur les deux zones d'études. A l'inverse, comme il dépend directement de la demande et que son dimensionnement est donc basé sur la consommation, le potentiel thermique pour l'ECS rapporté aux surfaces de toit est supérieur aux Pâquis. Enfin, proportionnellement au nombre d'habitants, le potentiel thermique pour l'ECS est globalement le même pour les deux zones d'études.

Bien que le gisement solaire soit inépuisable et disponible presque partout, le potentiel de production solaire dans un environnement urbain est restreint par des surfaces de captage qui ne sont pas disponibles en quantité illimitée. Il en résulte une concurrence quant à l'occupation des surfaces de toit. D'après les résultats obtenus, combiner du solaire thermique pour l'ECS avec du PV ne baisse pas significativement le potentiel de production PV par rapport à un scénario où l'intégralité des surfaces est valorisée pour la pose de panneaux PV. Ceci s'explique en partie par le fait que la part des surfaces mobilisables occupée par des capteurs solaires thermiques est relativement faible (17% aux Pâquis et 9% à Veyrier). Dès lors, la combinaison des deux technologies semble être une option intéressante. Le potentiel évalué pour un scénario où l'on combine PV et thermique ECS se chiffre à 6.1 GWh électriques et 4.7 GWh thermiques par an aux Pâquis. A Veyrier, il est de 15.9 GWh électriques et 4.1 GWh thermiques.

Le potentiel solaire thermique et photovoltaïque correspond à une énergie virtuellement produite. Des contraintes économiques et des conflits d'usages viennent créer un fossé important entre le potentiel et la réalité. Dès lors, la question qui peut se poser est la suivante : pourra-t-on parvenir à une production équivalente au potentiel estimé ou du moins s'en approcher ? Et en combien de temps ?

En ce qui concerne le PV, l'aspect économique reste le frein principal au développement intensif de la filière. Toutefois, des coûts de production en baisse continue, d'une part, et l'augmentation du prix de l'électricité, d'autre part, pourraient bientôt permettre au kilowattheure PV d'être compétitif sur le marché de l'électricité sans assistance. Les contraintes économiques sont moins importantes pour la filière thermique ECS. En outre, une augmentation attendue du prix des énergies fossiles contribuera à la rendre encore plus compétitive sur le marché énergétique. La vitesse du développement des filières solaires

dépendra donc en grande partie de l'abaissement des barrières économiques et des instruments de politiques énergétiques mis en place.

Bien que les résultats soient intéressants et que la perspective concernant la baisse des coûts et l'amélioration de l'efficacité des transformateurs solaires suscitent beaucoup d'espoirs, le développement intensif des filières solaires ne constitue pas l'unique solution qui permettra de relever le défi énergétique auquel sont confrontées nos sociétés. La variabilité intrinsèque de la ressource solaire restera une contrainte avec laquelle il faudra composer, bien qu'il existe des techniques de stockage. C'est pourquoi le développement des filières solaires doit se faire en complémentarité avec le développement d'autres filières énergétiques renouvelables, si possible locales. De plus, des efforts en matière d'efficacité et de sobriété énergétique doivent être entrepris. Tels sont les moyens pour réaliser les objectifs affichés par la politique énergétique cantonale dans l'optique de parvenir à une société moins gourmande en énergie et moins dépendante des énergies fossiles, sans avoir recours à l'énergie nucléaire.

Bibliographie

Articles scientifiques :

Brito, M.C., Gomes, N., Santos, T., Tenedorio, J.A. (2011). Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data. *Elsevier editorial system for solar energy*.

Carneiro, C., Morello, E., Desthieux, G. (2009a). Assessment of solar irradiance on the urban fabric for the production of renewable energy using LIDAR data and image processing techniques. *Lecture Notes in Geoinformation and Cartography*, 83-112.

Carneiro, C., Morello, E., Desthieux, G., Camponovo, R., Gallinelli, P. (2009b). *GIS-Based assessment of solar irradiance on the urban fabric and potential for active solar technology*.

Fu, P., Rich, P.M. (1999). Design and implementation of the Solar Analyst: an ArcView extension for modeling solar radiation at landscape scales. Proc. IX Annual ESRI User Conference.

Gadsden, S., Rylatt, M., Lomas, K., Robinson, D. (2003). Predicting the urban solar fraction: a methodology for energy advisers and planners based on GIS. *Energy and Buildings* 35, 37-48.

Izquierdo, S., Rodrigues, M., Norberto, F. (2008). A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. *Solar Energy* 82, 929-939.

Sorensen, B. (2001). GIS management of solar resource data. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 67, 503-509.

Suri, M., Huld, T.A., Dunlop, E.D., Ossenbrink, H.A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy* 81 (10), 1295-1305.

Wittman, H., Bajons, P., Doneus, M., Friesinger, H. (1997). Identification of roof areas suited for solar energy conversion systems. *Renewable Energy*, Vol.11, No 1, 25-36.

Institutions et associations

OFEN (2000). *Dimensionnement d'installations à capteurs solaires*. Berne : Office fédérale de l'énergie.

URL : <http://www.suisse-energie.ch>

Monographies :

Beniston, M. (2009). *Changements climatiques et impacts, de l'échelle globale à l'échelle locale*. Lausanne : Presses polytechniques et universitaires romandes, 243p.

Ineichen, P. (1999). Le gisement solaire. In Hollmuller, P., Lachal, B., Weber, W., *Quels systèmes énergétiques pour le XXI^e siècle ? Productions* (123-131), Genève : Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie.

Lachal, B. (1999). Spécificité des énergies renouvelables. In Hollmuller, P., Lachal, B., Weber, W., *Quels systèmes énergétiques pour le XXI^e siècle ? Productions* (123-131), Genève : Centre universitaire d'étude des problèmes de l'énergie.

Rapports:

Lachal, B. (2000). *Enercad, calcul de la production de chaleur de capteurs solaires sur une base mensuelle*. Genève [Rapport technique].

Lachal, B. (2002). *Etude sur le subventionnement des capteurs solaires thermiques à Genève*. Genève [Rapport technique].

NET Nowak Energie & Technologie AG (2004). *Le potentiel solaire dans le canton de Genève : analyse et évaluation du potentiel solaire – photovoltaïque et thermique – dans le parc immobilier public du canton de Genève* [Rapport technique].

NET Nowak Energie & Technologie AG (2010). *Potenzialabschätzung für Sonnenkollektoren im Wohngebäudepark: Regionalstudie Wohngebäudepark des Kantons Freiburg und Reevaluation des Potenzials in der Stadt Zürich* [Rapport technique].

Mémoires, thèses :

Faessler, J. (2010). *Evaluation du potentiel solaire en milieu urbain : essais d'application aux toitures du canton de Genève*. Mémoire de certificat de géomatique. Université de Genève, faculté des Sciences Economiques et Sociales, département de géographie.

Zraggen, J.-M. (2010). *Bâtiments résidentiels locatifs à haute performance énergétique : objectifs et réalités*. Thèse. Université de Genève, faculté des Sciences.

Sites internet :

ESRI, ArcGIS Resource Center, site consulté le 28 mars 2011.

URL : <http://resources.arcgis.com>

Groupe énergie/Forel de l'Université de Genève, site consulté le 2 avril 2011.

URL : <http://www.unige.ch/energie>

Swissolar, site consulté le 12 mars 2011.

URL : <http://www.swissolar.ch>

Système d'Information du Territoire Genevois (SITG), site consulté le 15 mars 2011.

URL : <http://www.sitg.ch>

US Department of Energy - EnergyPlus Energy Simulation Software. Weather data: Lisboa, site consulté le 28 décembre 2011.

http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data3.cfm/region=6_europe_wmo_region_6/country=PRT/cname=Portugal

Cours universitaires:

Beniston, M. (2010). *Changements climatiques* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Goyette, S. (2009). *Modélisation environnementale* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Guisan, O. (1982). *Energie solaire* [Support de cours]. Université de Genève, faculté des Sciences, section de Physique.

Ineichen, P. (2010). *Energies renouvelables : Le gisement solaire* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Khoury, J. (2010). *Utilisation rationnelle de l'énergie: Diagnostique énergétique* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Lachal, B. (2010). *Bases physiques et technologiques de l'énergie : Transformateurs solaires* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Mermoud, A. (2010). *Energies renouvelables : La filière photovoltaïque* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Mermoud, F. (2010). *Energies renouvelables : Le solaire thermique* [Support de cours]. Université de Genève, Institut des Sciences de l'Environnement.

Présentations et conférences :

Desthieux, G. (2011). *Le potentiel solaire : analyse de la radiation solaire sur le canton de Genève*. Genève, 24 Juin 2011.

Table des figures

Figure 1: Facteurs déterminants le potentiel solaire PV	3
Figure 2: Facteurs déterminants le potentiel solaire thermique	3
Figure 3: Rayonnement global, direct et diffus à Genève sur plan horizontal, Source: Groupe énergie de l'Université de Genève	10
Figure 4: Rayonnement global mensuel sur plan horizontal (rouge) ou sur plan incliné à 30° (vert), Source: PVsyst.....	11
Figure 5: Génération du bassin visuel du ciel, Source: ESRI	12
Figure 6: Diagramme solaire avec les secteurs, Source : ESRI	13
Figure 7: Carte du ciel avec les secteurs, Source : ESRI	13
Figure 8: Superposition du bassin visuel sur le diagramme solaire puis sur la carte du ciel, Source: ESRI	13
Figure 9: Schéma "Ressource"	24
Figure 10: Schéma "Potentiel PV"	26
Figure 11: Surface spécifique cible en fonction du nombre d'habitants.....	26
Figure 12: Consommation ECS mensuelle moyenne par habitant.....	28
Figure 13: Schéma "Potentiel thermique pour l'ECS"	29
Figure 14: Surfaces mobilisables par toit.....	34
Figure 15: Fréquence distribution des toits en fonction de la taille des surfaces mobilisables	35
Figure 16: Proportion de surfaces mobilisables par toit.....	35
Figure 17: Fréquence de distribution des toits en fonction de la proportion de surfaces mobilisables.....	35
Figure 18: Energie mobilisable m ² de toit.....	36
Figure 19: Energie mobilisable par habitant	36
Figure 20: Fréquence distribution des toits par irradiance mobilisable	36
Figure 21: Corrélation entre la taille de la surface mobilisable et le rayonnement solaire mobilisable	37
Figure 22: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV.....	38
Figure 23: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour l'ECS	40
Figure 24: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV pour les deux premiers scénarios aux Pâquis	42
Figure 25: Fréquence de distribution des toits en fonction des surfaces valorisées pour le PV pour les deux premiers scénarios à Veyrier.....	42
Figure 26: Répartition des surfaces pour le PV et l'ECS, aux Pâquis et à Veyrier.....	43
Figure 27: Potentiel solaire PV et thermique selon le scénario.....	44
Figure 28: Affectation des surfaces de toit selon le scénario.....	45

Table des cartes

Carte 1: Présentation des deux zones d'études	6
Carte 2: MNS	17
Carte 3: Rayonnement solaire global annuel.....	19
Carte 4: Rayonnement solaire global journalier.....	20
Carte 5: Surfaces mobilisables	22
Carte 6: Analyse de sensibilité	33
Carte 7: Potentiel PV	39
Carte 8: Potentiel thermique pour l'ECS	41
Carte 9: Affectation des surfaces mobilisables pour une installation solaire.....	43
Carte 10: Ombrage du Salève sur la commune de Veyrier le 21/12	47

Table des tableaux

Tableau 1: Indicateurs morphologiques et énergétiques des deux zones : Pâquis et Veyrier, Source: SITG, et SIG pour la consommation électrique	6
Tableau 2: Irradiance annuelle en valeurs relatives pour Genève selon différentes inclinaisons et orientations, Source: NET Nowak Energie & Technologie AG (2004).....	10
Tableau 3: Irradiance annuelle moyenne en valeurs absolues (kWh/m ²) pour Genève sur la période 2003-2009 selon différentes inclinaisons et orientations	11
Tableau 4: Récapitulatif des données intrantes au modèle <i>areasolarradiation</i>	18
Tableau 5: Sélection des surfaces mobilisables	21
Tableau 6: Synthèse des résultats	32
Tableau 7: Analyse de sensibilité en fonction des filtres	33

Annexes

- Annexe 1 : Areasolarradiation calculs
- Annexe 2 : Rayonnement solaire global, diffus et direct moyen à la station de la jonction sur la période 2003-2009
- Annexe 3 : Rayonnement solaire global horizontal de 2003 à 2009 mesuré à la station de la Jonction en kWh/m²
- Annexe 4 : Script Python
- Annexe 5 : Cartographie du rayonnement solaire mobilisable par toit
- Annexe 6 : Cartographie du rayonnement solaire par section de toit
- Annexe 7 : Représentation du potentiel PV en kWh/Wc
- Annexe 8 : Description du système de préchauffage ECS simulé numériquement
- Annexe 9 : Extrait de la base de données avec les attributs pour chaque bâtiment

Annexe 1 : Areasolarradiation calculs (ESRI)

Global radiation calculation

Global radiation ($Global_{tot}$) is calculated as the sum of direct (Dir_{tot}) and diffuse (Dif_{tot}) radiation of all sunmap and skymap sectors, respectively.

$$Global_{tot} = Dir_{tot} + Dif_{tot}$$

Direct radiation calculation

Total direct insolation (Dir_{tot}) for a given location is the sum of the direct insolation ($Dir_{\theta,\alpha}$) from all sunmap sectors:

$$Dir_{tot} = \sum Dir_{\theta,\alpha} \quad (1)$$

The direct insolation from the sunmap sector ($Dir_{\theta,\alpha}$) with a centroid at zenith angle (θ) and azimuth angle (α) is calculated using the following equation:

$$Dir_{\theta,\alpha} = S_{Const} * \beta^{m(\theta)} * SunDur_{\theta,\alpha} * SunGap_{\theta,\alpha} * \cos(AngIn_{\theta,\alpha}) \quad (2)$$

where:

S_{Const} is the solar flux outside the atmosphere at the mean earth-sun distance, known as solar constant. The solar constant used in the analysis is 1367 WM-2. This is consistent with the World Radiation Center (WRC) solar constant.

β is transmissivity of the atmosphere (averaged over all wavelengths) for the shortest path (in the direction of the zenith);

$m(\theta)$ is the relative optical path length, measured as a proportion relative to the zenith path length (see equation 3 below).

$SunDur_{\theta,\alpha}$ is the time duration represented by the sky sector. For most sectors, it is equal to the day interval (for example, a month) multiplied by the hour interval (for example, a half hour). For partial sectors (near the horizon), the duration is calculated using spherical geometry;

$SunGap_{\theta,\alpha}$ is the gap fraction for the sunmap sector;

$AngIn_{\theta,\alpha}$ is the angle of incidence between the centroid of the sky sector and the axis normal to the surface (see equation 4 below).

Relative optical length ($m(\theta)$) is determined by the solar zenith angle and elevation above sea level. For zenith angles less than 80o, it can be calculated using the following equation:

$$m(\theta) = \text{EXP}(-0.000118 * \text{Elev} - 1.638 * 10^{-9} * \text{Elev}^2) / \cos(\theta) \quad (3)$$

where:

θ is the solar zenith angle;

Elev is elevation above sea level in meters.

The effect of surface orientation is taken into account by multiplying by the cosine of the angle of incidence. Angle of incidence ($\text{AngInSky}_{\theta,\alpha}$) between the intercepting surface and a given sky sector with a centroid at zenith angle and azimuth angle is calculated using the following equation:

$$\text{AngIn}_{\theta,\alpha} = \text{acos}[\text{Cos}(\theta) * \text{Cos}(G_z) + \text{Sin}(\theta) * \text{Sin}(G_z) * \text{Cos}(\alpha - G_a)] \quad (4)$$

where:

G_z is the surface zenith angle;

G_a is the surface azimuth angle.

(For zenith angles greater than 80° refraction is important).

Diffuse radiation calculation

For each sky sector, the diffuse radiation at its centroid (Dif) is calculated, integrated over the time interval, and corrected by the gap fraction and angle of incidence using the following equation:

$$\text{Difn}_{\theta,\alpha} = R_{\text{glb}} * P_{\text{dif}} * \text{Dur} * \text{SkyGap}_{\theta,\alpha} * \text{Weight}_{\theta,\alpha} * \text{cos}(\text{AngIn}_{\theta,\alpha}) \quad (5)$$

where:

R_{glb} is the global normal radiation (see equation 6 below);

P_{dif} is the proportion of global normal radiation flux that is diffused. Typically it is approximately 0.2 for very clear sky conditions and 0.7 for very cloudy sky conditions;

Dur is the time interval for analysis;

$\text{SkyGap}_{\theta,\alpha}$ is the gap fraction (proportion of visible sky) for the sky sector;

$\text{Weight}_{\theta,\alpha}$ is the proportion of diffuse radiation originating in a given sky sector relative to all sectors (see equation 7 and 8 below);

$\text{AngIn}_{\theta,\alpha}$ is the angle of incidence between the centroid of the sky sector and the intercepting surface.

The global normal radiation (R_{glb}) can be calculated by summing the direct radiation from every sector (including obstructed sectors) without correction for angle of incidence, then correcting for proportion of direct radiation, which equals to $1 - P_{dif}$:

$$R_{glb} = (S_{Const} \Sigma(\beta^{m(\theta)})) / (1 - P_{dif}) \quad (6)$$

For the uniform sky diffuse model, $Weight_{\theta,\alpha}$ is calculated as follows:

$$Weight_{\theta,\alpha} = (\cos\theta_2 - \cos\theta_1) / Div_{azi} \quad (7)$$

where:

θ_1 and θ_2 are the bounding zenith angles of the sky sector;

Div_{azi} is the number of azimuthal divisions in the skymap.

For the standard overcast sky model, $Weight_{\theta,\alpha}$ is calculated as follows:

$$Weight_{\theta,\alpha} = (2\cos\theta_2 + \cos 2\theta_2 - 2\cos\theta_1 - \cos 2\theta_1) / 4 * Div_{azi} \quad (8)$$

Total diffuse solar radiation for the location (Dif_{tot}) is calculated as the sum of the diffuse solar radiation (Dif) from all the skymap sectors:

$$Dif_{tot} = \Sigma Dif_{\theta,\alpha} \quad (9)$$

Annexe 2 : Rayonnement solaire global, diffus et direct moyen à la station de la Jonction sur la période 2003-2009 (Groupe Energie/FOREL)

MOYENNE 2003-2009

Mois	Global (kWh/m ²)	Diffus (kWh/m ²)	Direct (kWh/m ²)	diffus/global
Jan	35	21	14	60%
Fev	56	30	26	53%
Mar	103	50	53	48%
Avr	140	59	81	42%
Mai	168	76	93	45%
Jun	193	68	126	35%
Jul	189	71	118	38%
Aug	159	58	101	36%
Sep	120	48	71	40%
Oct	70	36	35	51%
Nov	40	23	17	58%
Dec	25	17	8	69%
année	1297	556	742	43%

Annexe 3 : Rayonnement solaire global horizontal de 2003 à 2009 mesuré à la station de la Jonction en kWh/m² (Groupe Energie/FOREL)

Mois/années	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1	27.8	33.7	41.5	37.3	36.1	42.3	24.1
2	50.6	57.5	57.5	45.9	51.3	68.8	58.4
3	121.5	94.9	108.1	86.9	105.8	97.8	104.7
4	147.1	133.5	121.9	137.5	165.7	124.2	150.3
5	168.9	183.9	166	154.6	162.7	156.9	183.9
6	213.3	188.1	205.7	208.1	177	166	195.6
7	197	185.4	186.7	197.8	174.1	191.6	187.4
8	173.4	157	144.8	144.6	151.1	161.9	177.7
9	125.8	129.2	117	114.8	133.3	103.6	114.1
10	58.2	62.3	73.7	74.1	75.4	66.7	80.9
11	39.2	39.9	43	46.5	42.2	38.7	31.6
12	30.7	20.4	25.2	28.3	22.4	25.4	23
Somme	1353.5	1285.8	1291.1	1276.4	1297.1	1243.9	1331.7

Annexe 4 : Script Python

Script python permettant le calcul du rayonnement solaire global pour les jours-types représentatifs des différents mois de l'année (ici janvier et février)

```

# Import system modules
import sys, string, os, arcgisscripting
# Create the Geoprocessor object
gp = arcgisscripting.create()
# Check out any necessary licenses
gp.CheckOutExtension("spatial")
# Load required toolboxes...
gp.AddToolbox("D:/ArcGIS/ArcToolbox/Toolboxes/Spatial Analyst Tools.tbx")
# Local variables...
# January
Jan_Pa_Glo = "G:\\Mémoire\\SIG\\Solar\\ProgrPaq.gdb\\Jan_Pa_Glo"
Output_direct_radiation_raster = ""
Output_diffuse_radiation_raster = ""
Output_direct_duration_raster = ""
mnsPaquis = "G:\\Mémoire\\SIG\\Solar\\ProgrPaq.gdb\\MNS_Paquis"
# February
Fev_Pa_Glo = "G:\\Mémoire\\SIG\\Solar\\ProgrPaq.gdb\\Fev_Pa_Glo"
Output_direct_radiation_raster = ""
Output_diffuse_radiation_raster = ""
Output_direct_duration_raster = ""
# Process: Area Solar Radiation...
#Jan
gp.AreaSolarRadiation_sa(mnsPaquis, Jan_Pa_Glo, "46.2113160204385", "200", "WithinDay
17 0 24", "14", "0.5", "NOINTERVAL", "1", "FROM_DEM", "32", "8", "8",
"UNIFORM_SKY", "0.60", "0.48", Output_direct_radiation_raster,
Output_diffuse_radiation_raster, Output_direct_duration_raster)
#Feb
gp.AreaSolarRadiation_sa(mnsPaquis, Fev_Pa_Glo, "46.2113160204385", "200",
"WithinDay 47 0 24", "14", "0.5", "NOINTERVAL", "1", "FROM_DEM", "32", "8", "8",
"UNIFORM_SKY", "0.53", "0.477", Output_direct_radiation_raster,
Output_diffuse_radiation_raster, Output_direct_duration_raster)

```

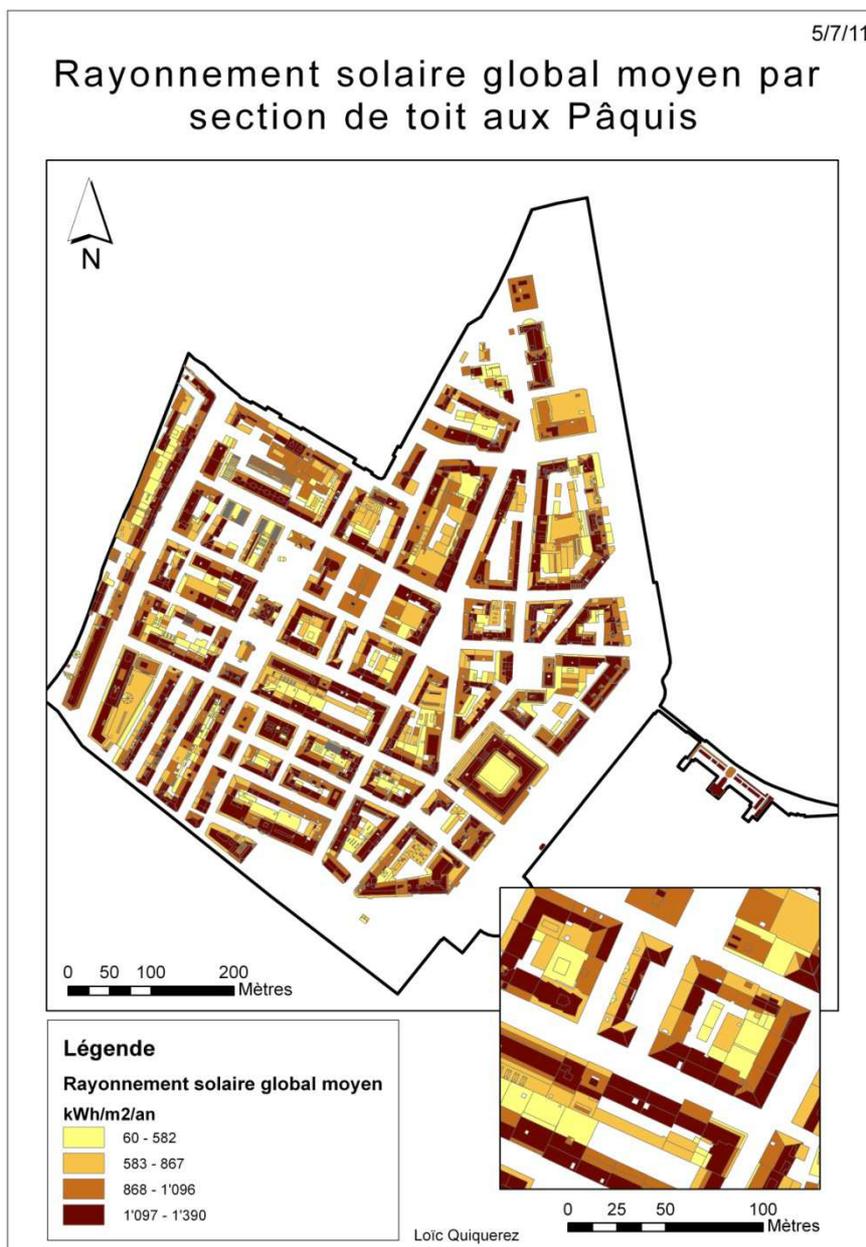
Annexe 5 : Cartographie du rayonnement solaire mobilisable par toit

Ci-dessous est présentée une carte avec le rayonnement solaire global annuel sur les surfaces mobilisables rapporté à la surface totale des toits aux Pâquis. Cela permet de déterminer quels sont les bâtiments présentant les meilleures conditions d'irradiance par rapport à leurs surfaces totales de toit.



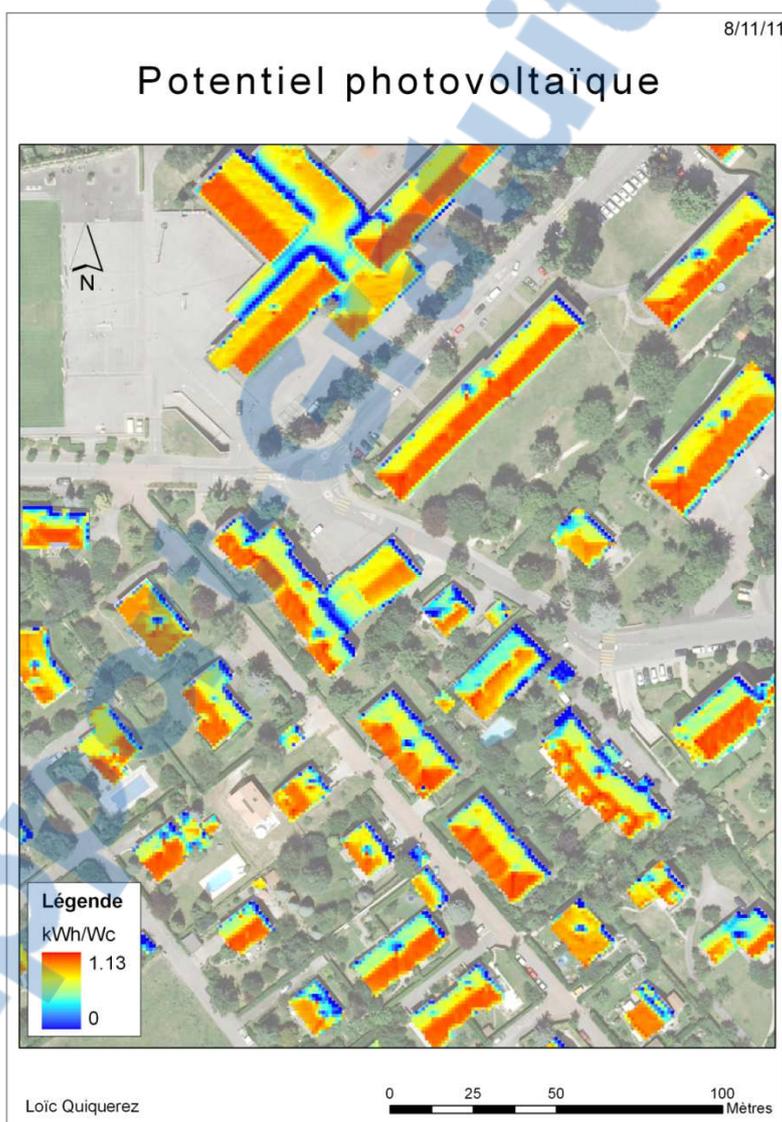
Annexe 6 : Cartographie du rayonnement solaire par section toit

La carte suivante ne tient pas compte des surfaces mobilisables. Ici, l'outil *zonal statistic as table* a été utilisé pour calculer l'irradiance solaire sur les différentes sections de toit, et non sur les surfaces mobilisables comme cela a été fait pour déterminer le potentiel solaire des deux zones d'études.



Annexe 7 : Représentation du potentiel PV en kWh/Wc

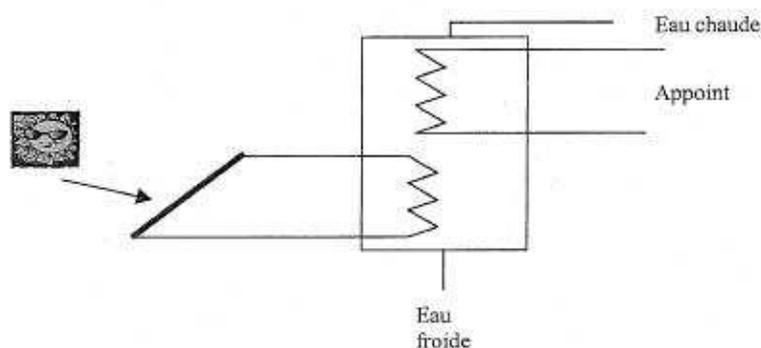
Une manière de représenter le potentiel PV est de « convertir l'irradiance sur une surface donnée ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{an}$) en énergie qu'un système PV standard produirait dans ces conditions d'irradiation, c'est-à-dire en $\text{kWh}/\text{Wc}/\text{an}$, en divisant l'irradiance annuelle par $1'000 \text{ W}/\text{m}^2$ (l'irradiance d'un test standard de modules PV) et en multipliant par l'efficacité du système, typiquement 80% (dû aux effets de température et aux pertes dans les câbles et l'onduleur) » (Brito et *al.*, 2011).⁵ Sur cette carte, les surfaces mobilisables ne sont pas utilisées puisque les pixels couvrent la totalité de la surface des toits.



⁵ Traduction personnelle. Phrase originale : “ [...] convert insolation falling on a given area ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{year}$) into the energy that a standard PV system would produce in those irradiation conditions, i.e. with units $\text{kWh}/\text{Wp}/\text{year}$, by dividing the yearly irradiation by $1000\text{W}/\text{m}^2$ (the standard test illumination for PV modules) and multiplying by the system efficiency, typically 80% (due to temperature effects and cables and inverter losses).”

Annexe 8 : Description du système de préchauffage ECS simulé numériquement (Lachal, 2000)

Il s'agit d'un système classique de préchauffage de l'eau chaude sanitaire avec échangeur solaire dans la partie basse du stock et appoint en haut.



<i>Collecteurs solaires</i>	<i>couverts</i>	<i>non couverts</i>
Efficacité optique	0.80	0.90
Facteurs de pertes	$(4 + 0.1 \Delta T) \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$	$(10 + 0.1 \Delta T) \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$
Capacité thermique	5 kJ/m ² .K	5 kJ/m ² .K
Surface relative	0.2 à 5 m ² /personne	
Orientation/inclinaison	Sud/30°, Sud/90°, Ouest/45°	
Climat	Genève	
<i>Autres composants</i>		
Facteurs de pertes	1 W/m ² .K	
Capacité thermique	16 kJ/m ² .K	
Echangeur de chaleur	80 W/m ² .K	
<i>Stockage</i>		
Partie solaire	30 l/m ²	
Partie appoint	50 l/personne	
Température appoint	55°C, chauffage de nuit	
Pertes Stock	3 W/m ³ .K	
Température max.	95°C	
<i>Demande</i>		
Température	55°C, obtenue par mélange eau froide si nécessaire	
Température eau froide	12 °C	
Volume soutiré	50 l/personne ; 20 l de jour et 30 l de nuit.	
Demande de chaleur	8.8 MJ/Jour.personne	

Caractéristiques du système de préchauffage ECS considéré.

Annexe 9 : Extrait de la base de données avec les attributs pour chaque bâtiment

L'annexe ci-dessous montre une partie de la base de données des Pâquis pour 14 bâtiments (il y en a 637 aux Pâquis et 4'052 à Veyrier).

OBJECTID	Caractéristiques générales					Rayonnement solaire sur surface mobilisable				
	EGID	Nbre d'habitants	Surface totale du toit	Pente moyenne	Surface mobilisable	Janvier	Avril	Juillet	Octobre	Annuel
		Pers.	m ²	°	m ²	kWh/jour	kWh/jour	kWh/jour	kWh/jour	MWh/an
168	1011546	21	299	44	101	78	307	383	159	82.5
169	1011547	24	281	29	82	67	294	377	142	77.8
170	1011548	12	180	12	35	37	148	188	74	39.8
171	1011549	20	168	17	57	55	238	305	115	63.2
172	1011550	17	243	25	35	30	124	157	61	33.3
173	1011551	15	275	21	0	0	0	0	0	0
174	1011552	24	321	19	120	113	486	622	238	129.8
175	1011553	8	141	17	91	91	385	493	189	103.3
176	1011554	9	161	17	109	116	475	596	241	127.2
177	1011555	53	585	5	142	156	650	824	323	173.3
178	1011556	21	183	20	72	65	291	377	136	77.1
179	1011557	22	240	20	51	52	206	253	107	54.9
180	1011558	22	245	19	19	14	55	70	28	14.9
181	1011559	18	209	22	62	56	244	315	116	65.3

Scénario 1 : PV seul					
Potentiel PV					
Surface valorisée pour PV	Ray. valorisé pour PV	Production électrique	Productivité	Productivité	Puissance installée
m ²	MWh/an	MWh/an	kWh/m ²	kWh/Wc	kWc
101	82.5	9.9	98	0.65	15
82	77.8	9.3	114	0.76	12
35	39.8	4.8	137	0.92	5
57	63.2	7.6	134	0.89	8
35	33.3	4.0	113	0.75	5
0	0	0	0	0	0
120	129.8	15.6	130	0.87	18
91	103.3	12.4	137	0.91	14
109	127.2	15.3	140	0.93	16
142	173.3	20.8	147	0.98	21
72	77.1	9.3	129	0.86	11
51	54.9	6.6	128	0.85	8
19	14.9	1.8	94	0.62	3
62	65.3	7.8	127	0.85	9

Scénario 2 : ECS + PV

ECS: déterminer la surface valorisée			Rayonnement sur la surface valorisée pour ECS			
Surface spécifique cible	Surface spécifique réelle	Surface valorisée pour ECS	Janvier	Avril	Juillet	Octobre
m ²	m ²	m ²	kWh/jour	kWh/jour	kWh/jour	kWh/jour
1.00	1.00	21	16.0	63.3	78.9	32.8
0.99	0.99	24	19.3	84.8	108.7	41.0
1.24	1.24	15	15.6	63.1	80.0	31.7
1.00	1.00	20	19.5	84.1	107.8	40.6
1.09	1.09	19	15.5	64.8	82.0	31.9
1.15	0.00	0	0	0	0	0
0.99	0.99	24	22.3	95.6	122.6	46.8
1.35	1.35	11	10.9	46.0	58.9	22.6
1.32	1.32	12	12.7	51.7	65.0	26.2
0.88	0.88	46	51.1	213.1	270.2	105.8
1.00	1.00	21	19.0	85.2	110.3	39.8
0.99	0.99	22	22.1	87.5	107.5	45.5
0.99	0.87	19	14.0	55.3	70.4	28.2
1.06	1.06	19	17.3	75.4	97.7	35.9

Potentiel ECS janvier				Potentiel ECS avril			
Production brute	Demande ECS	Taux de couverture	Production valorisée	Production brute	Demande ECS	Taux de couverture	Production valorisée
kWh/jour	kWh/jour	%	kWh/jour	kWh/jour	kWh/jour	%	kWh/jour
8.4	62.5	13%	8.4	28.1	49.9	56%	28.1
10.2	71.4	14%	10.2	38.0	57.0	67%	38.0
7.0	35.7	19%	7.0	22.8	28.5	80%	22.8
10.2	59.5	17%	10.2	37.2	47.5	78%	37.2
7.6	50.6	15%	7.6	26.5	40.4	66%	26.5
0	44.6	0%	0	0	35.6	0%	0
11.8	71.4	17%	11.8	42.9	57.0	75%	42.9
4.5	23.8	19%	4.5	15.1	19.0	80%	15.1
5.3	26.8	20%	5.3	17.4	21.4	81%	17.4
29.4	157.7	19%	29.4	105.4	125.9	84%	105.4
10.0	62.5	16%	10.0	37.8	49.9	76%	37.8
11.6	65.5	18%	11.6	39.0	52.3	75%	39.0
8.0	65.5	12%	8.0	27.5	52.3	53%	27.5
8.7	53.6	16%	8.7	31.7	42.8	74%	31.7

Potentiel ECS juillet				Potentiel ECS octobre			
Production brute	Demande ECS	Taux de couverture	Production valorisée	Production brute	Demande ECS	TC	Production valorisée
kWh/jour	kWh/jour	%	kWh/jour	kWh/jour	kWh/jour	%	kWh/jour
22.2	31.7	70%	22.2	14.6	50.3	0.29	14.6
30.9	36.2	85%	30.9	18.5	57.5	0.32	18.5
19.5	18.1	100%	18.1	11.6	28.8	0.40	11.6
30.2	30.1	100%	30.1	18.1	47.9	0.38	18.1
21.4	25.6	83%	21.4	13.2	40.7	0.32	13.2
0	22.6	0%	0	0	35.9	0	0
34.8	36.2	96%	34.8	21.1	57.5	0.37	21.1
14.4	12.1	100%	12.1	7.5	19.2	0.39	7.5
15.8	13.6	100%	13.6	8.9	21.6	0.41366	8.9
86.5	79.9	100%	79.9	52.6	127.0	0.41431	52.6
31.0	31.7	98%	31.0	17.8	50.3	0.35316	17.8
30.3	33.2	91%	30.3	20.4	52.7	0.38673	20.4
22.9	33.2	69%	22.9	14.1	52.7	0.26664	14.1
26.0	27.1	96%	26.0	15.2	43.1	0.35186	15.2

Potentiel ECS annuel				Potentiel PV			
Production valorisée	Demande ECS	TC annuel	Productivité	Surface valorisée pour PV	Ratio	Rayonnement mob. pour PV	Production électrique
MWh/an	MWh/an	%	kWh/m ²	m ²		MWh/an	MWh/an
7.3	18.8	39%	350	80	0.79	65.4	7.9
9.8	21.4	46%	414	58	0.71	55.3	6.6
5.9	10.7	55%	399	20	0.57	22.8	2.7
9.5	17.9	53%	476	37	0.65	40.8	4.9
6.9	15.2	45%	370	17	0.48	15.9	1.9
0	13.4	0%	0	0	0	0	0
11.1	21.4	52%	469	96	0.80	104.2	12.5
3.9	7.1	55%	362	80	0.88	90.9	10.9
4.5	8.0	56%	379	97	0.89	113.3	13.6
26.7	47.3	56%	575	95	0.67	116.5	14.0
9.7	18.8	51%	461	51	0.71	54.5	6.5
10.1	19.7	51%	463	30	0.58	31.6	3.8
7.2	19.7	37%	378	0	0	0	0
8.2	16.1	51%	428	42	0.69	45.1	5.4