

Ce texte est la version des auteurs du chapitre homonyme apparu dans l'ouvrage E. Rey (Ed.), *Suburban Polarity*, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes, Lausanne, 2017. Le contenu est substantiellement identique.

Robustesse de l'évaluation du potentiel solaire de formes urbaines différenciées

Giuseppe Peronato, Parag Rastogi et Marilyne Andersen

Introduction

Le potentiel solaire a une importance primordiale dans la performance énergétique des bâtiments, car le soleil est normalement la principale source d'énergie renouvelable à disposition en milieu urbain. Pourtant, le potentiel solaire n'a pas une définition univoque. Comme nous l'avons déjà vu dans les précédents ouvrages de cette série (Andersen & Nault, 2013; Nault, Peronato, & Andersen, 2015), on peut opérer une première distinction entre potentiel solaire actif et passif. Le premier peut ainsi se distinguer en potentiel solaire actif pour systèmes thermiques pour la production d'eau chaude et pour systèmes photovoltaïques pour la production d'électricité. Dans le deuxième on peut distinguer entre le potentiel pour le chauffage de l'espace intérieur à travers les gains solaires, et l'éclairage à travers la lumière naturelle. Dans cette étude, nous allons examiner l'irradiation annuelle sur les surfaces des bâtiments, que l'on peut considérer comme un premier indicateur du potentiel solaire actif, sans compter les pertes dues à la transformation en chaleur ou électricité.

Une évaluation du potentiel solaire dès les premières phases du projet, c.-à-d. lorsque l'on aborde la question de la forme urbaine, permet une intégration plus efficace des critères de performance énergétique. En effet, très souvent ces questions ne sont abordées que dans les phases avancées du projet, lorsqu'il est plus difficile d'effectuer des changements significatifs sur le projet. Cette étude s'inscrit donc dans une démarche d'évaluation précoce du potentiel solaire de différentes formes urbaines. Les visions urbaines développées par les étudiants de l'atelier du Prof. Emmanuel Rey pour le site de Crissier et présentées dans cet ouvrage se prêtent particulièrement bien à cet exercice d'analyse comparative, car elles présentent des formes urbaines très différenciées. Nous allons donc essayer de vérifier si certaines d'entre elles ont une meilleure exposition au soleil.

Pourtant, dans le cadre d'une évaluation précoce, l'analyse ne peut se faire qu'à travers différentes hypothèses et en se basant sur des valeurs de référence standards. Le niveau de détail des projets à l'état initial de conception ne permet en effet pas une évaluation précise des besoins en énergie et donc du dimensionnement des systèmes solaires. En outre, les conditions cadres pour une évaluation financière ne sont pas connues, car elles dépendent entre autre de l'attitude de l'investisseur et de l'évolution du prix de l'énergie. A ce propos, dans le cadre du livre *Urban Recovery* (Nault et al., 2015), les auteurs ont montré que l'évaluation du potentiel solaire actif est fortement influencée par le seuil d'irradiation solaire auquel on décide d'installer des panneaux solaires selon la rentabilité souhaitée. Le meilleur projet selon les hypothèses choisies n'est pas forcément le meilleur avec d'autres conditions. C'est pourquoi il est nécessaire que le décideur soit au courant de l'incertitude associée à l'analyse.

Dans ce but, nous introduisons ici l'évaluation d'un autre facteur d'incertitude : le climat. La variabilité du climat a un effet clair sur le potentiel solaire, notamment en termes de rayonnement disponible et de température. Une étude complète sur l'influence du climat sur la performance des bâtiments a récemment été conduite dans une thèse menée dans le laboratoire LIPID (Rastogi, 2016). Dans le cadre de ce travail, nous limiterons l'analyse à la variabilité du rayonnement solaire, sans compter les différences en température ni les scénarios liés aux changements climatiques.

Nous allons donc montrer l'évaluation des visions urbaines tout en tenant compte de l'incertitude liée aux conditions météorologiques afin d'obtenir un classement qui soit robuste à la variabilité du climat. Cela est fait dans le cadre d'une analyse qui tient en compte plusieurs seuils d'irradiation et, par conséquent, différentes conditions financières.

Méthodologie

Dans cette section, nous introduisons la méthodologie adoptée afin d'analyser le potentiel solaire actif des visions urbaines. L'analyse est conduite à travers des outils de simulation avancés, basés sur le lancement de rayons, à partir d'un modèle 3D et des données climatiques. Ces dernières prennent en compte la présence de rayonnement direct et diffus selon les conditions météorologiques effectives (p.ex. ciel dégagé ou couvert) sur la base de mesures effectuées sur plusieurs années. Le modèle 3D a été produit à partir des dessins des étudiants présentés dans les autres chapitres de cet ouvrage. Nous allons finalement introduire les métriques et les méthodes qui nous permettent de quantifier et de comparer la performance de toutes les visions urbaines.

Scénarios de climat

La simulation de l'irradiation se fait à partir d'un fichier météorologique contenant des données mesurées sur une période de plusieurs années. Contrairement à l'approche traditionnelle, qui se sert d'un seul fichier météorologique typique (p.ex. *Typical Meteorological Year*, TMY), nous proposons ici une méthode basée sur trois fichiers correspondant à trois différents scénarios de rayonnement solaire.

Les fichiers météorologiques ont été produits à partir de la série de données mesurées par MétéoSuisse entre 1981 et 2014 à la station météorologique de l'aéroport de Genève-Cointrin. À partir de ces données réelles, nous allons construire trois années fictives qui représentent trois scénarios à haut, médian et faible rayonnement, nommés respectivement *high-rad*, *mid-rad* et *low-rad*. Pour définir ces scénarios, nous avons considéré la somme des valeurs de rayonnement incident de chaque mois. Par exemple, le scénario *high-rad* correspond à une année composée des mois avec la plus grande irradiation cumulée sur le mois. De même, les mois du scénario *mid-rad* correspondent au rayonnement cumulé médian, est ceux du *low-rad* au rayonnement cumulé minimal.

Simulation

Le modèle 3D a dû d'abord être préparé pour la simulation. Toutes les surfaces ont été ainsi transformées en maillage à l'aide du composant *TestPoints* de l'outil de simulation *Honeybee*¹. Le point central de chaque facette du maillage est utilisé comme senseur pour le calcul de l'irradiation horaire à travers le logiciel *Daysim*. Une résolution de 5 m a été considérée comme appropriée, vu le faible niveau de détail des modèles 3D. La géométrie du modèle 3D a été associée à des matériaux lambertiens (c.-à-d. des matériaux totalement mates, caractérisés par une réflexion parfaitement isotrope) avec des coefficients de réflectivité de 0.10 et 0.20 respectivement pour le terrain et les bâtiments.

La simulation d'irradiation est réalisée par le biais du moteur de simulation *Daysim*², qui s'appuie sur le lanceur de rayons dans *Radiance*³, à travers l'interface *Honeybee*. Les paramètres de simulation prennent en compte une réflexion des rayons sur le contexte urbain, incluant ainsi les apports indirects d'énergie afin de ne pas pénaliser les parties d'enveloppe qui sont ombragées par leur environnement.

¹ <http://www.grasshopper3d.com/group/ladybug>

² <http://daysim.ning.com/>

³ <https://www.radiance-online.org/>

Evaluation

Comme critère d'évaluation, nous utilisons l'irradiation solaire totale cumulée sur la surface d'enveloppe pendant toute l'année et normalisée par la surface de toiture. Cette dernière, dans la plupart des visions urbaines recueillies dans cet ouvrage, correspond aussi à la surface d'emprise au sol. Il est important de remarquer que le facteur de normalisation a un rôle significatif dans l'évaluation des projets, car la surface d'emprise au sol n'est pas constante entre les différentes visions. D'ailleurs, dans le cadre d'une analyse qui inclut aussi la demande en énergie et sa correspondance (« *match* ») avec la production d'énergie, une normalisation par la surface de référence énergétique (SRE) serait probablement plus appropriée. Pourtant, dans le cadre de ce travail, nous avons préféré un facteur de normalisation qui puisse aussi être utilisé pour des installations détachées des bâtiments. Ce facteur pénalise d'ailleurs les projets à haute occupation de sol, qui seraient autrement avantagés du fait de leur grande surface de toiture bien exposée.

Comme dans le chapitre traitant du potentiel solaire dans le précédent ouvrage *Urban Recovery* (Nault et al., 2015), les résultats (exprimés en kWh/m² de surface de toiture) sont ici analysés à différents seuils d'irradiation (exprimés en kWh/m² de surface d'enveloppe) pour évaluer la sensibilité du classement à différentes conditions cadres, notamment de rentabilité. Nous avons choisi de considérer 13 seuils progressifs de 0 à 1200 kWh/m². Si un seuil traditionnel généralement adopté en Suisse pour la rentabilité du photovoltaïque est fixé à environ 1000 kWh/m² (Compagnon, 2004; Nault et al., 2015), on peut s'attendre pour le futur à des conditions d'investissement plus favorables liées p.ex. à une hausse des coûts de l'électricité et/ou une baisse du coût du photovoltaïque, et donc à un seuil d'irradiation plus bas. Dans ce travail, nous introduisons le concept de stabilité, qui correspond ici à la fréquence maximale d'un classement (Baležentis & Streimikiene, 2017), pour évaluer la robustesse de chaque vision urbaine face aux différents seuils d'irradiation. Cependant, il faut rappeler que la stabilité de classement n'est pas indicative de la stabilité du potentiel solaire en soi, mais seulement du positionnement d'une variante dans le classement des toutes les visions urbaines considérées ici.

Comme les simulations d'irradiation sont conduites sur la base de trois fichiers météorologiques distincts, nous obtenons, pour chaque projet et seuil d'irradiation, trois résultats, correspondant aux trois scénarios de rayonnement. Afin d'effectuer un classement qui tienne compte de ces trois scénarios, nous utilisons la moyenne des classements obtenus pour chaque scénario de rayonnement. Cela correspond à donner un poids égal à chaque scénario : on part donc du principe ici que le décideur prend en compte l'éventualité de tout scénario de rayonnement comme également possible, dans le but de minimiser le risque dû à la variabilité du climat.

Résultats

Nous allons ici analyser les résultats des simulations pour les trois scénarios climatiques aux différents seuils d'irradiation considérés afin de classer les projets selon leur potentiel solaire, et d'évaluer la robustesse de l'évaluation face à l'incertitude liée au climat et aux paramètres financiers. Sur la base de ces résultats, nous allons essayer d'établir un classement global des visions urbaines, tout en tenant compte des facteurs d'incertitude analysés.

Classement des visions pour chaque seuil d'irradiation

La Figure 1 montre la variation du classement des visions urbaines en fonction du seuil d'irradiation. Nous pouvons remarquer que le classement devient très sensible au seuil d'irradiation choisi à partir d'un seuil de 200 kWh/m² et nous pouvons donc voir une grande variabilité de classement, allant de pair avec une baisse de la stabilité. En effet, à partir de ce seuil, la partie de surface d'enveloppe qui atteint le seuil (et qui est donc considérée apte à l'installation de systèmes solaires actifs) est très variable à cause des différentes conditions d'exposition des visions urbaines proposées. Le projet R2

se positionne assez bien aux seuils les plus bas grâce à ses nombreuses façades exposées, tandis qu'il perd rapidement en classement à cause de leur ombrage, jusqu'à arriver en dernière position, au fur et à mesure que le seuil augmente.

Il est aussi important de remarquer qu'à partir d'un seuil de 200 kWh/m², le classement des trois différents scénarios ne suit pas toujours la même tendance. Cela signifie que certains projets sont plus sensibles à un scénario de rayonnement que d'autres projets. C'est le cas, par exemple, de la vision C1 à partir de 600 kWh/m². En effet, les scénarios *low-rad* et *mid-rad* perdent plus rapidement des positions dans le classement que le scénario *high-rad*. Cela signifie que sa performance relative est plus robuste à des conditions à haut rayonnement, pour lesquelles elle est presque systématiquement en tête du classement. Au contraire, la vision R1 gagne des positions à partir du scénario *low-rad*, jusqu'à arriver en tête du classement (toujours pour le scénario *low-rad*) entre 800 et 900 kWh/m². Cela est probablement dû au fait que, contrairement à ses façades très rapprochées les unes des autres, ses toitures bénéficient d'une bonne exposition : ce potentiel est plus fort à des conditions de faible rayonnement (et haut seuil), lorsque seules les toitures sont prises en compte.

Dans la Figure 3, on peut examiner la performance des projets en termes d'irradiation. On peut remarquer qu'à certains seuils d'irradiation, certains projets restent meilleurs que d'autres même à des scénarios de rayonnement *a priori* plus avantageux. Cela est le cas par exemple du seuil 0, auquel le scénario *mid-rad* du projet C1 surclasse le scénario *high-rad* de presque tous les autres projets. Cela indique est un ultérieur indice de la meilleure performance relative du scénario C1.

Stabilité du classement

Le Tableau 1 montre comment le projet C1 a aussi la stabilité de classement la plus haute. Cela est dû au fait qu'il occupe la même position le plus fréquemment : il est classé en première position dans la moitié des cas. Bien que la stabilité ne soit pas très haute en termes absolus, cela nous donne une indication de la robustesse de l'évaluation de cette vision face à différents seuils d'irradiation par rapports aux autres visions. En outre, le bon classement pour les autres seuils nous indique que ce projet a un bon potentiel solaire à d'autres conditions aussi. Au contraire, toutes les autres visions ont une stabilité inférieure ou égale à 50%. Il est donc difficile d'établir pour celles-ci un classement robuste, car selon les conditions cadres de l'évaluation financière, leur performance relative peut changer.

Incertitude liée au climat

La Figure 2 montre le niveau d'incertitude (défini comme la différence entre le scénario *high-rad* et *low-rad*) à différents seuils d'irradiation. On peut remarquer que le projet C1, bien que presque toujours gagnant dans le classement du Tableau 1, est aussi celui qui est le plus sensible à la variabilité du climat et donc est à associer à une plus grande incertitude. Au contraire, le projet L2 résulte toujours en bas du classement, mais a aussi l'incertitude la plus basse (jusqu'à un seuil de 800 kWh/m²). Au seuil de 900 kWh/m², on trouve un minimum d'incertitude pour toutes les visions, car à ce seuil, ce sont les toitures qui sont principalement prises en compte et comme toutes les visions ont des toitures plates, l'irradiation normalisée est pratiquement la même. Pour les seuils plus hauts, l'incertitude augmente de nouveau, à cause du scénario *low-rad* qui a un potentiel solaire nul pour toutes les visions.

Dans le Tableau 1, nous pouvons aussi remarquer que certaines visions ont un même classement, par exemple C3 et R3 au seuil de 800 kWh/m². En effet, l'incertitude climatique les rend équivalentes en termes de potentiel solaire.

Classement global des visions

Un classement global peut être composé en choisissant le plus fréquent des classements sur les différents seuils d'irradiation (Tableau 1, dernière ligne). Cependant, la faible stabilité pour des scénarios (< 0.5) suggère que ce classement est peu robuste. Si le projet gagnant et plus stable (C1) n'est pas retenu pour une quelconque raison, le choix entre les autres projets devrait donc se faire à un seuil spécifique. En outre, nous avons vu comment le projet C1 est aussi celui avec la plus grande incertitude dû à la variabilité du climat aux seuils jusqu'à 800 kWh/m^2 , ce qui est aussi un facteur à considérer et qui pourrait éventuellement suggérer de limiter l'installation aux endroits où ce seuil est atteint, donc surtout en toiture.

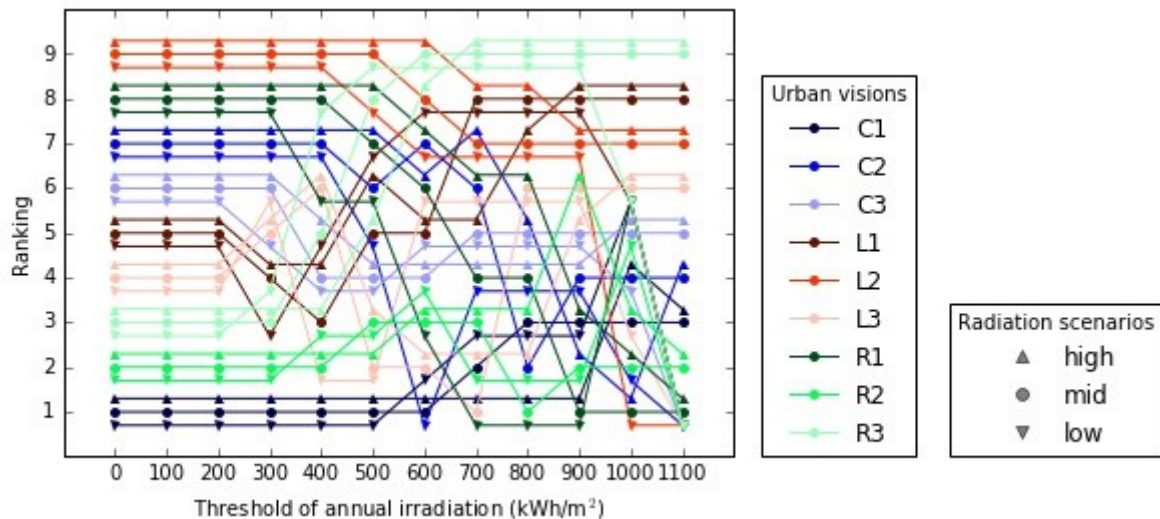


Figure 1 - Classement des neuf visions urbaines et des trois scénarios de rayonnement en fonction du seuil d'irradiation. Le classement change selon le seuil d'irradiation.

Tableau 1 – Classement des visions urbaines (moyenne du classement des trois scénarios de rayonnement) en fonction du seuil d'irradiation. La stabilité est définie ici comme la fréquence maximale d'un classement parmi une colonne (Baležentis & Streimikiene, 2017). La dernière ligne montre le classement le plus fréquent pour un projet aux différents seuils d'irradiation (à parité de fréquence, le classement le plus bas est choisi).

Seuils d'irradiation [kWh/m ²]	Visions urbaines								
	C1	C2	C3	L1	L2	L3	R1	R2	R3
0	1.00	7.00	6.00	5.00	9.00	4.00	8.00	2.00	3.00
100	1.00	7.00	6.00	5.00	9.00	4.00	8.00	2.00	3.00
200	1.00	7.00	6.00	5.00	9.00	4.00	8.00	2.00	3.00
300	1.00	7.00	5.67	3.67	9.00	5.33	8.00	2.00	3.33
400	1.00	7.00	4.33	4.00	9.00	4.67	7.33	2.33	5.33
500	1.00	6.00	4.00	6.00	8.67	2.33	7.00	2.67	7.33
600	1.33	4.67	4.33	6.00	8.00	3.33	5.33	3.33	8.67
700	2.00	5.67	4.67	7.00	7.33	3.00	3.67	2.67	9.00
800	2.33	3.67	4.67	7.67	7.33	4.67	3.67	2.00	9.00
900	2.33	3.33	4.67	8.00	7.00	5.67	1.67	3.33	9.00
1000	4.33	2.33	4.67	7.33	5.00	5.00	3.00	3.33	8.00
1100	2.33	3.00	3.67	5.67	5.00	4.33	1.00	1.67	6.33
Stabilité	0.50	0.42	0.33	0.25	0.42	0.25	0.33	0.42	0.25
Classement général	1.00	7.00	4.67	5.00	9.00	4.00	8.00	2.00	9.00

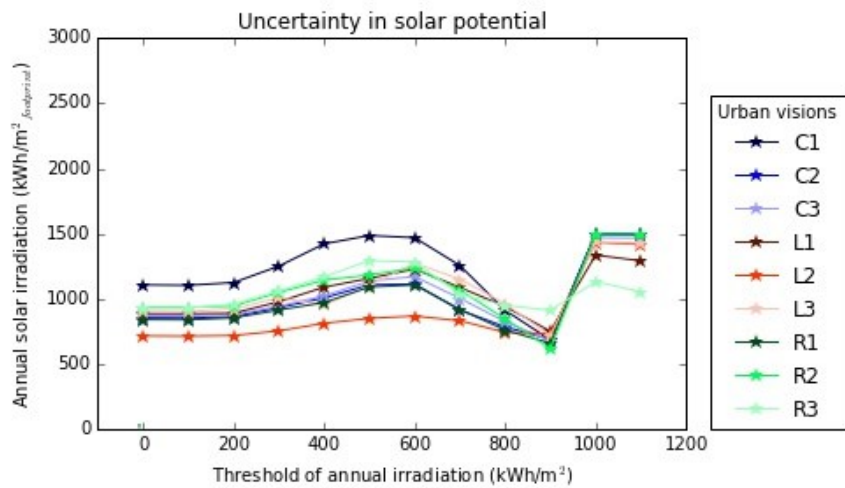


Figure 2 – Le niveau d'incertitude des projet représenté en fonction du seuil d'irradiation. Le niveau d'incertitude du potentiel solaire est défini ici comme la différence entre le scénario high-rad et low-rad.

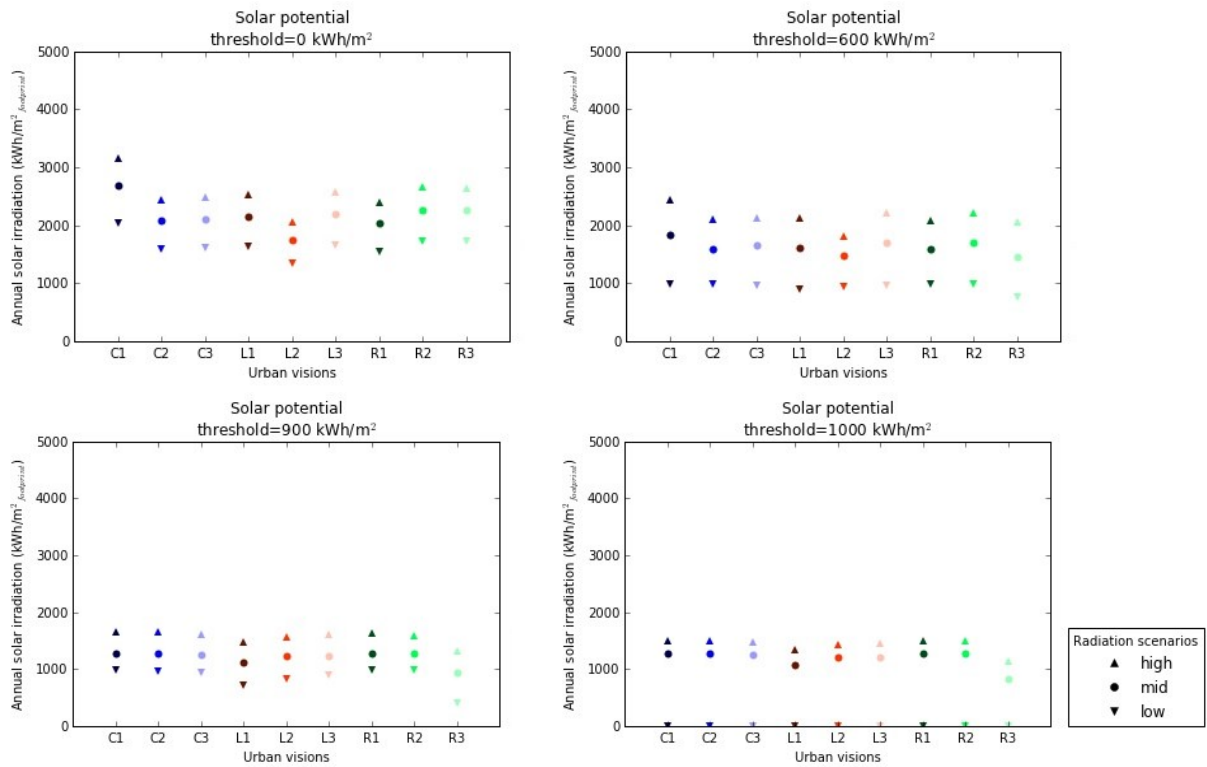


Figure 3 – Comparaison du potentiel solaire des différentes visions urbains pour le trois scénarios (high-, mid-, low-rad) à différents seuils d'irradiation.

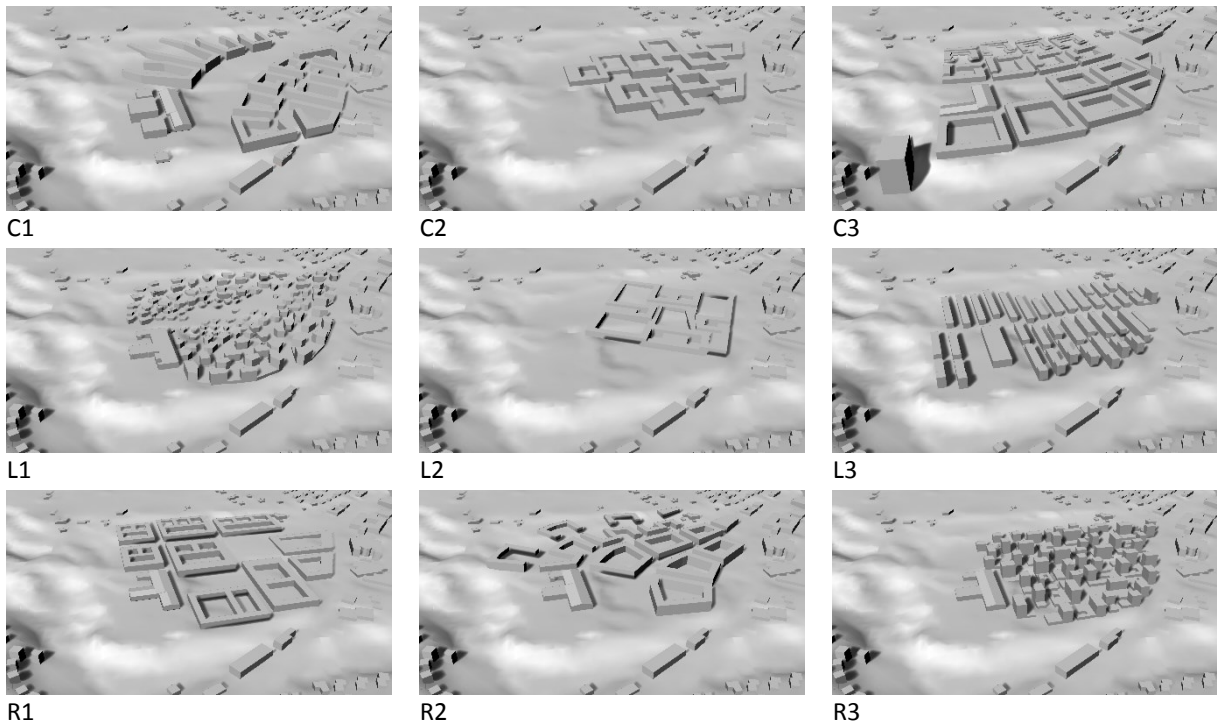


Figure 4 - Vue 3D des visions urbaines

Conclusions

Nous avons vu que le classement des visions est sensible aux paramètres financiers qui déterminent le seuil d'irradiation minimum pour l'installation de systèmes solaires actifs. Un investisseur prudent va privilégier les seuils plus hauts, alors que si on s'attend à un contexte économique plus favorable à l'avenir, les surfaces qui atteignent un seuil plus bas pourraient être considérées comme aptes à l'installation de systèmes solaires actifs. Dans ce sens, une haute stabilité aux différents seuils rend l'évaluation plus robuste au changement des conditions économiques.

Le classement est aussi sensible à la variabilité du climat. En effet, l'évaluation des résultats selon les trois scénarios de rayonnement ne donne pas le même classement. Un classement moyen a donc été établi dans le but de comparer les visions urbaines tout en tenant compte de la variabilité du climat. Cependant, sur un total de neuf projets, nous n'avons pas trouvé neuf niveaux de classement pour tout seuil d'irradiation à cause de l'incertitude qui rend certaines visions équivalentes.

Le classement est aussi sensible à d'autres paramètres que nous n'avons pris en compte ici, comme par l'exemple le facteur de normalisation. En outre, l'analyse étant limitée au potentiel solaire actif, le classement n'est que partiel, et pourrait bien changer si on considérait aussi le potentiel passif.

Dans tous les cas, nous pouvons affirmer que l'incertitude liée au climat n'est pas négligeable, car elle correspond en moyenne à environ un quart de l'irradiation solaire totale (calculée au scénario *mid-rad*). Il a été possible d'identifier un projet (C1) qui est plus souvent gagnant, malgré le fait qu'il comporte un très grand intervalle entre les scénarios de rayonnement et une stabilité de classement égale à 50%. Il faudra donc que le décideur considère s'il veut privilégier le potentiel solaire ou bien la diminution du risque dû à la variabilité du climat : veut-t-il maximiser le potentiel solaire, ou bien préfère-t-il d'être certain de la production d'énergie solaire qui va être disponible à toute condition climatique, même si la production obtenue est alors plus faible ? *A priori* nous ne pouvons donc pas définir la vision la meilleure, car l'évaluation dépend de la réponse à ces questions.

Remerciements

Ce travail a été réalisé dans le cadre du projet de recherche ACTIVE INTERFACES (Rey et al., 2015), qui fait partie du Programme national de recherche «Virage énergétique» (PNR 70) du Fonds national suisse (FNS). Vous trouverez de plus amples informations sur www.pnr70.ch. Parag Rastogi est détenteur d'une bourse Early PostDoc.Mobility du Fonds national suisse (FNS). Giuseppe Peronato bénéficie du support additionnel de l'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (EPFL).

Nous remercions Cristina Machado Magalhães pour le travail de modélisation 3D et la Dr. Emilie Nault pour son précieux feedback.

Références

- Andersen, M., & Nault, E. (2013). Influence de la forme urbaine sur le potentiel solaire. In E. Rey (Éd.), *Green Density*. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes (PPUR).
- Baležentis, T., & Streimikiene, D. (2017). Multi-criteria ranking of energy generation scenarios with Monte Carlo simulation. *Applied Energy*, 185, Part 1, 862-871.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.085>
- Compagnon, R. (2004). Solar and daylight availability in the urban fabric. *Energy and Buildings*, 36(4), 321-328. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2004.01.009>
- Nault, E., Peronato, G., & Andersen, M. (2015). Forme urbaine et potentiel solaire. In E. Rey (Éd.), *Urban Recovery*. Lausanne: Presses Polytechniques et Universitaires Romandes (PPUR).
- Rastogi, P. (2016). *On the sensitivity of buildings to climate* (PhD Thesis). Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, Lausanne, Switzerland. Consulté à l'adresse <https://infoscience.epfl.ch/record/220971>
- Rey, E., Lufkin, S., Ballif, C., Wuestenhagen, R., Wittkopf, S., & Bacher, J.-P. (2015, avril). *Building integrated photovoltaics | ACTIVE INTERFACES*. Poster présenté à National Research Programmes NRP 70 «Energy Turnaround» and NRP 71 «Managing Energy Consumption», Kick-off Meeting Luzern, 24 April 2015, Luzern.