

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/348620272>

Optimisation de l'intégration photovoltaïque sur un bâtiment suivant différentes stratégies d'autoconsommation

Conference Paper · November 2020

CITATION

1

READS

172

3 authors:



Martin Thebault

French National Centre for Scientific Research

25 PUBLICATIONS 72 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Leon Gaillard

Institut National des Sciences Appliquées de Lyon

220 PUBLICATIONS 9,036 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Christophe Ménézo

Université Savoie Mont Blanc / Polytech'Annecy-Chambery

197 PUBLICATIONS 2,919 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Reduced Order Model for the study and modelling of unsteady mixed and natural convection in a non-uniformly heated vertical open-ended channel [View project](#)



heat transfer in a photovoltaic thermal collector [View project](#)

Optimisation de l'intégration photovoltaïque sur un bâtiment suivant différentes stratégies d'autoconsommation

Martin Thebault^{*1}, Leon Gaillard², Christophe Ménézo²

¹ University Savoie Mont Blanc, LOCIE/FRESBE,
F- 74944 Annecy-le-Vieux, France

*martin.thebault@univ-smb.fr

RESUME. Le cas d'un bâtiment équipé de systèmes PhotoVoltaïques (PV) sera considéré. Différents indicateurs liés à l'autoconsommation seront définis, basés sur différentes approches : énergétiques, économiques, impacts réseaux (Luthander et al., 2015). L'intégration des panneaux PV sur l'ensemble des surfaces d'un bâtiment, toiture et façades verticales, sera optimisée en fonction des différents objectifs d'autoconsommation. Les intégrations optimales sont grandement affectées par les dimensions, géométriques et énergétiques du problème.

MOTS-CLÉS. BIPV, autoconsommation, optimisation

ABSTRACT. The case of a building equipped with PV systems will be considered. Different self-consumption indicators will be defined, based on different approaches : energy, economic, grid impacts (Luthander et al., 2015). The integration of PV panels on all surfaces, roofs and vertical façades will be optimized according to the various self-consumption objectives. Optimized integration improves various aspects of self-consumption while reducing its interactions with the local power grid. Integration is greatly affected by the dimensions, geometric and energetic of the problem.

KEYWORDS. BIPV, self-consumption, optimisation

1 INTRODUCTION

Les villes sont directement responsables d'environ deux tiers de l'utilisation finale d'énergie dans le monde, ainsi que de 75% des émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO₂). En outre, elles concentrent 55% de la population mondiale ainsi que 80% du produit intérieur brut mondial. Ainsi, le passage aux énergies renouvelables dans les villes est essentiel à la décarbonisation du système énergétique mondial. Les villes offrent également un levier pour faire progresser la transition vers les énergies renouvelables dans les secteurs de l'électricité, du chauffage et du refroidissement, ainsi que dans le transport (REN21, 2019).

La production d'énergie à l'aide de technologies photovoltaïques (PV) a connu une croissance soutenue et accélérée depuis son développement commercial il y a quelques décennies. En 2019, on estime qu'elle représente 2.6 % de la production mondiale d'électricité et elle devrait représenter 25% de l'électricité nécessaire dans le monde d'ici 2050. Il est également attendu que 40% de cette énergie soit produite à partir de panneaux PV intégrés aux bâtiments (IRENA, 2019).

Cependant un haut taux de pénétration de l'énergie solaire PV peut engendrer des problématiques de gestion du réseau, dû à son intermittence et sa variabilité. Il est donc nécessaire de développer des stratégies afin de limiter et /ou absorber ces variations (Janko et al., 2016). Parmi elles, on notera l'utilisation de stockage, de l'écrêtage, de plus haute flexibilité ou du déplacement de charge pour limiter les surproductions (Denholm et Margolis, 2007). Une autre approche permettant de réduire l'impact sur le réseau de la production PV décentralisée est d'en consommer une partie localement via l'autoconsommation. L'autoconsommation peut dans certain cas permettre une économie financière pour le consommateur (dépend du contexte économique locale) et/ou une diminution de l'empreinte énergétique sur le réseau électrique via des besoins énergétiques moindre.

La grande majorité des études sur l'impact réseau du PV urbain considèrent uniquement des systèmes PV en toiture, étant donné leur maturité et leur faible coût. Cependant la chute des prix du PV, qui vraisemblablement devrait continuer dans les prochaines années, permet d'envisager une démocratisation de l'intégration de PV en façade. L'intégration en façade est également pertinente pour des villes denses où la surface disponible en toiture est rapidement limitée.

Les systèmes PV intégrés en façade ont la particularité d'avoir des profils de production différents d'un profil 'classique' d'un panneau PV en toiture. Alors que les panneaux Est et Ouest ont leur pics de production décalés par rapport à un panneau en toiture. Des panneaux installés au Sud pourront, en l'absence de masque proche trop prononcé, être moins impactés par les variations saisonnières. Ainsi dans une logique d'autoconsommation ces différents profils peuvent être utilisés afin de mieux épouser les objectifs d'autoconsommation d'un bâtiment.

L'objectif des présents travaux est donc d'optimiser la répartition des panneaux PV sur l'ensemble des surfaces d'un bâtiment, afin d'atteindre différents objectifs liés à l'autoconsommation.

2 MÉTHODOLOGIE

2.1 GÉOMÉTRIE ET SURFACE UTILE

Les géométries considérées correspondent à trois bâtiments de surface au sol carrée de $10 \times 10 \text{ m}^2$. Ils sont respectivement constitués de $N_p=2, 5$ et 10 paliers, chaque palier ayant une hauteur de 3 m . Les bâtiments, que l'on nommera 'petit', 'moyen' et 'grand' bâtiments, sont représentés Figure 1 et sont orientés Nord-Sud. Il est à noter que dans les présents travaux, chaque bâtiment est considéré de manière isolée, (ci-bien qu'il n'y a pas de masque proche comme ça aurait été le cas sur la Figure 1).

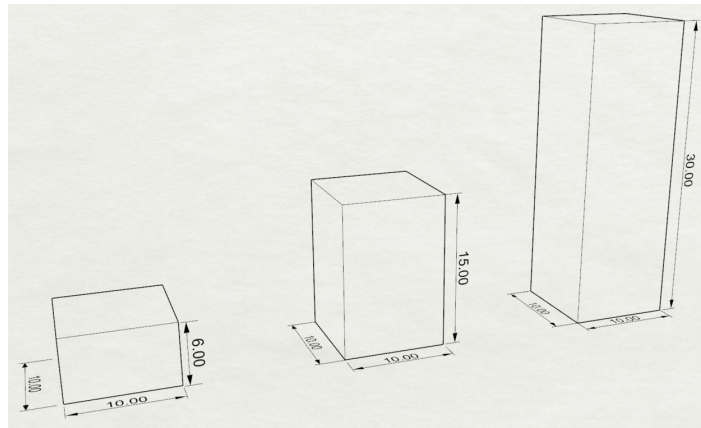


FIGURE 1. Géométrie des bâtiments

On considère que la toiture ainsi que les façades Est, Ouest et Sud peuvent être utilisées

pour produire de l'énergie. Sur la toiture, les systèmes PV sont inclinés à 30° , orienté Sud, et ne peuvent pas occuper plus de 70% de la surface afin éviter l'auto-ombrage. Concernant les façades, la législation actuelle impose une surface vitrée totale correspondant à $1/6$ de la surface habitable totale. On considérera que les surfaces vitrés sont équitablement partagées entre les façades, ci-bien que sur chaque façade la surface utilisable est

$$S_{u,(e,o,s)} = 0.25 \times \frac{N_p \times S_r}{6}, \quad (1)$$

S étant une surface (m^2), l'indice u faisant référence à la surface utilisable, les indices r, e, o, s indiquant respectivement la toiture (roof), l'Est, l'Ouest, et le Sud.

2.2 PRODUCTION, CONSOMMATION

Dans la suite de ce travail, différentes quantités seront considérées. P (kW) et C (kW) correspondent respectivement à la puissance produite et la puissance consommée (charge) (Plus précisément ils correspondent à des puissances moyennes lors d'un pas de temps $[\Delta_T]$). On considère ici que l'énergie produite est consommée localement en priorité. Si bien que la puissance autoconsommée à l'instant t se définit par $P_a(t) = \min(P(t), C(t))$. La puissance vendue au réseau, qui correspond à une surproduction qui ne peut être consommée localement est définie par $P_v(t) = \max(P(t) - C(t), 0)$. Une autre quantité qui sera considérée est la courbe de charge réduite, définie comme la différence entre la charge et la production *i.e.*

$$C_r(t) = C(t) - P(t). \quad (2)$$

La courbe de charge réduite correspond à l'empreinte du bâtiment sur le réseau électrique, en incluant la production PV.

Concernant les données de production, on considérera les données météorologiques de Genève. La production PV tout au long de l'année a été simulée avec l'aide d'EnergyPlus pour l'estimation de rayonnement solaire incident sur chaque surface extérieure à partir des conditions météorologiques du site fournies pour une année standard (fichier EPW). Pour la température des composants PV, également nécessaire pour l'estimation de la production photovoltaïque, l'évolution de température des surfaces extérieures calculée par EnergyPlus a été utilisée. Il est considéré qu'il n'y a pas de masques proches ci-bien que chaque surface produit uniformément (par exemple tout les éléments PV sur la surface Est ont la même courbe de production). Ainsi si on définit la production PV surfacique de chaque surface $p_k(t)$ (kW/m^2) où $k \in \{r, e, o, s\}$, la production PV totale du bâtiment s'exprime

$$P(t) = \sum_{k=r,e,o,s} S_{PV,k} \times p_k(t) \quad (3)$$

où l'indice PV indique la surface sur laquelle les panneaux PV sont installés. A titre d'exemple, $S_{PV,e}$ correspond à la surface de panneaux PV sur la façade Est. Pour $k \in \{r, e, o, s\}$, on a $0 \leq S_{PV,k} \leq S_{u,k}$.

Concernant la courbe de charge, on considérera un profil de consommation d'un bâtiment tertiaire fourni par ENEDIS. Ce profil, exprimé $c_{tert}(t)$ correspond à une agrégation normée des profils de consommation des bâtiments tertiaires de la région Genevoise française. La consommation du bâtiment correspond donc à

$$C(t) = K \times S_h \times c_{tert}(t) \quad (4)$$

où K ($kWh/m^2.an$) est la consommation annuelle surfacique du bâtiment et $S_h = S_r \times N_p$ est la surface habitable.

2.3 AUTOCONSUMMATION ET OBJECTIFS D'OPTIMISATIONS

Dans un premier temps il convient de définir les mesures classiques de l'autoconsommation (Luthander et al., 2015) qui sont le taux d'autoconsommation, τ_c et le taux d'autosuffisance τ_s . Le taux d'autoconsommation τ_c est définie comme le ratio entre l'énergie produite localement consommée par l'énergie totale produite localement ; le taux d'autosuffisance τ_s correspond au taux de couverture des besoins du bâtiment par la production locale *i.e.* :

$$\tau_c = \frac{\sum_t^T P_a(t)}{\sum_t^T P(t)}, \quad \tau_s = \frac{\sum_t^T P_v(t)}{\sum_t^T C(t)}, \quad (5)$$

où T est la durée de la période considérée, ici une année.

Ces deux indicateurs ne sont pas des objectifs suffisants pour mener une optimisation mono-critère. En effet, un taux d'autoconsommation de 1 est toujours atteignable en considérant des productions très faibles par rapports aux besoins. A l'inverse pour maximiser l'autosuffisance il suffit de maximiser la production PV.

L'optimisation de l'intégration sera donc faites selon d'autres objectifs. Le premier correspond à une minimisation des échanges d'énergies avec le réseau, le second se base sur la minimisation des appels à puissance et le troisième est un objectif économique, basé sur une maximisation du *NPV* (Net Present Value).

2.3.1 OBJECTIF 1 : MINIMISATION DES ÉCHANGES ÉNERGÉTIQUES

Le premier objectif d'optimisation consiste à intégrer les panneaux PV de sorte à minimiser les échanges d'énergies entre le bâtiment et le réseaux. La quantité d'énergie totale échangée avec le réseau sur une année peut être calculé par

$$E_{grid} = \int_T |C_r(t)| dt. \quad (6)$$

Dans ce cas, minimiser les échanges réseaux correspond à minimiser E_{grid} .

2.3.2 OBJECTIF 2 : APPEL À PUISSANCE

Le second objectif correspond à une minimisation des appels à puissance. Si l'on défini les appels à puissance (Ramp Rate, RR) comme

$$RR(t) = \frac{C_r(t + \Delta_t) - C_r(t)}{\Delta_t}, \quad (7)$$

l'objectif poursuivi ici sera de minimiser la variance de l'appel à puissance $Var(RR)$.

2.3.3 OBJECTIF 3 : MAXIMISATION DES PROFITS

Puissance crête installée (kWc)	[0-3]	[3-9]	[9-36]	[36-100]	>100
Prix de vente du kWh (P_v en cts/kWh)	10	10	6	6	0
Subvention (S_0 en €/kWc)	390	290	180	90	0

TABLE 1: Subvention et prix de rachat du kWh en autoconsommation

Le *NPV* correspond à l'indicateur économique le plus utilisé quand il s'agit d'évaluer la rentabilité d'un système PV (Sommerfeldt et Madani, 2017). Il est défini comme

$$NPV = B_L - C_L \quad (8)$$

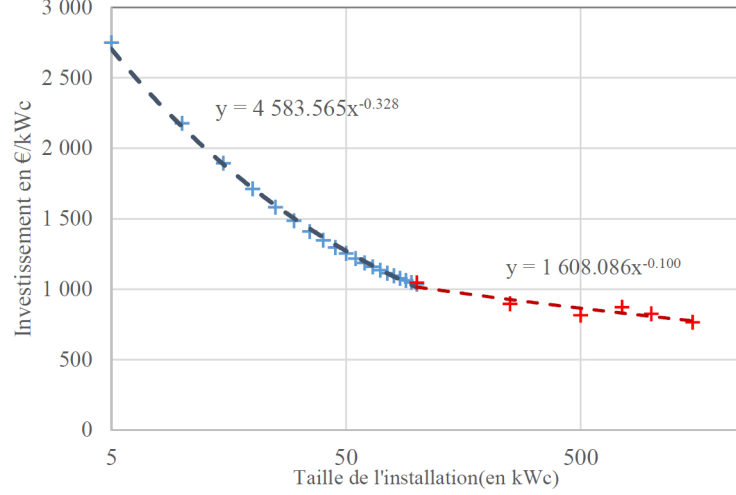


FIGURE 2. Cout d'investissement pour un système PV

où B_L et C_L correspondent aux bénéfices et couts du système PV tout au long de sa durée de vie L , ici $L = 30$ ans.

Les bénéfices sont calculés par,

$$B_L = S_0 + \sum_{k=1}^L \frac{Q_a P_a + Q_v P_v}{(1+d)^k}, \quad (9)$$

où k est l'indice correspondant aux années, d est le taux d'actualisation évalué ici à 3% (Sommerfeldt et Madani, 2017). S_0 correspond aux subventions, Q_a et Q_v correspondent à l'énergie autoconsommée et vendue annuellement, P_a et P_v correspondent aux prix d'achat et de vente du kWh (du point de vue de l'occupant/propriétaire du bâtiment). P_a est fixé à 15 cts/kWh, prix moyen en France en 2020. P_v ainsi que S_0 dépendent de la puissance crête installée comme indiqué dans le tableau 1.

Les couts sont calculés par,

$$C_L = I_0 + \sum_{k=1}^L \frac{OM_k}{(1+d)^k}. \quad (10)$$

Les couts annuels d'opération et maintenance OM_k sont évalués à 1% de l'investissement initial I_0 (Sommerfeldt et Madani, 2017), ce dernier étant la somme des couts d'investissement des panneaux posés en toiture I_T et en façade I_F . I_T est estimé en fonction des prix du marché Français comme rapporté Figure 2. Concernant I_F , il est beaucoup plus difficile de l'estimer dû au manque de données économiques au sujet des façades. Dans les présent travaux il est considéré que ce cout suit une loi similaire à celle de I_T multiplié par un facteur de 1.5.

3 RÉSULTAT

Les variables à optimiser correspondent donc aux surfaces occupées par les systèmes PV sur chaque façade, *i.e.* $S_{PV,k}, k \in \{r, e, o, s\}$. Le problème d'optimisation est contraint d'un côté par l'absence de PV et de l'autre par les surfaces maximum utiles.

Pour les objectifs 1 et 2, les fonctions à minimiser sont continues et des méthodes de gradients, ("fmincon" - matlab) peuvent être utilisées de manière très efficace. Concernant le 3ème objectif, la présence de fonctions définies par morceaux empêche l'utilisation de la première méthode, dans ce cas un algorithme "surrogate-based", plus lent mais robuste aux discontinuités est utilisé.

3.1 STRATÉGIES D'INTÉGRATION

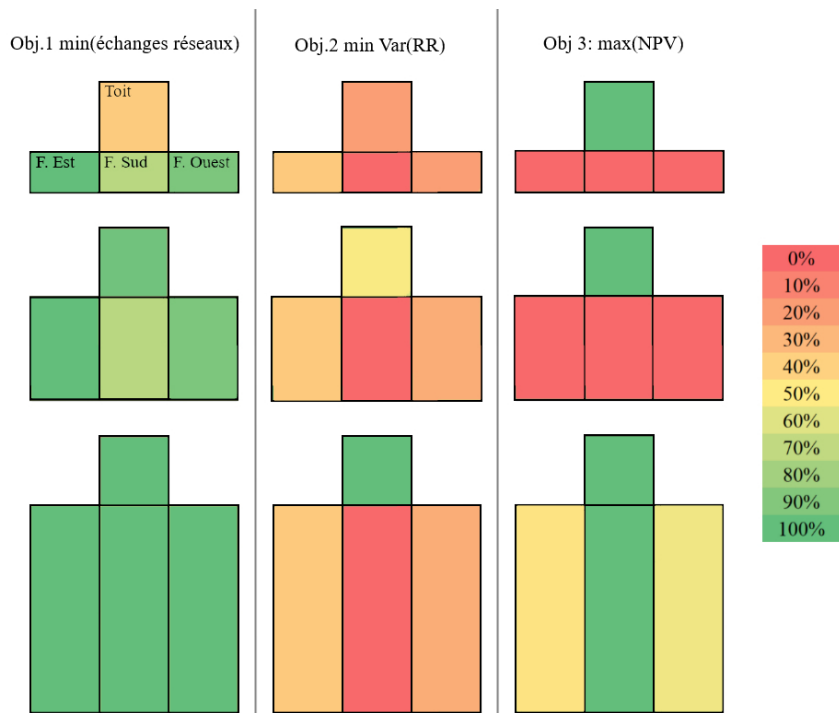


FIGURE 3. Vue dépliée de la toiture et des façades Est Sud et Ouest des bâtiments considérés. De haut en bas les bâtiments de petit à grand, de gauche à droite les différentes stratégies d'intégration correspondants aux optimums des objectifs. Les couleurs indiquent le taux de couverture PV des surfaces (Rouge : pas de panneaux sur la surface. Vert foncé : l'ensemble de la surface disponible est utilisé). Cas d'une consommation surfacique annuelle de $K = 50 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$.

L'intégration PV pour chacun des objectifs poursuivi est illustré Figure 3. Sur cette figure l'ensemble des façades considérées et la toiture sont représentés en vue dépliée. Les nuances de couleurs indiquent le pourcentage de la surface utilisable qui est couvert par des panneaux PV. Il apparaît au premier regard qu'en fonction des objectifs poursuivis, les stratégies d'intégration sont fondamentalement différentes. Par exemple pour le cas du petit bâtiment, l'objectif 1 privilégie les façades verticales mais la toiture n'est que faiblement équipée. Concernant l'objectif 3, uniquement la toiture est équipée pour le petit et moyen bâtiment, alors que pour le grand toute les façades sont, au moins partiellement, équipées. Ceci est dû à l'économie d'échelle et au schéma de subvention. Ainsi pour les deux premiers bâtiments, il n'est pas rentable d'inclure les façades verticales, alors que cela le devient pour le grand bâtiment. Cependant les façades Ouest et Est ne sont pas entièrement équipées. Ceci est dû au fait que la puissance installée atteint 100 kWc, passer au-dessus ne serait plus rentable au vu des subventions présentées section 2.3.3.

Les courbes de production et de charge pour le petit bâtiment, pour une semaine de Juin, avec une consommation annuelle de $K = 50 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$ et pour les différentes stratégies d'intégration de PV sont présentées Figure 4. Dans le cas de l'objectif 1, visant à minimiser les échanges énergétiques avec le réseau, les façades sont presque entièrement équipées alors que la toiture ne l'est que faiblement. Il en ressort que le profil de production a une 'double bosse' correspondant aux pics de production des façades Est et Ouest. Cette forme permet de se rapprocher plus fidèlement de la courbe de consommation du bâtiment. Dans le cas de l'objectif 2, la production est faible par rapport à la consommation, cependant la présence de panneaux PV permet de diminuer les appels à puissance par rapport à un bâtiment qui ne serait pas équipé de PV.

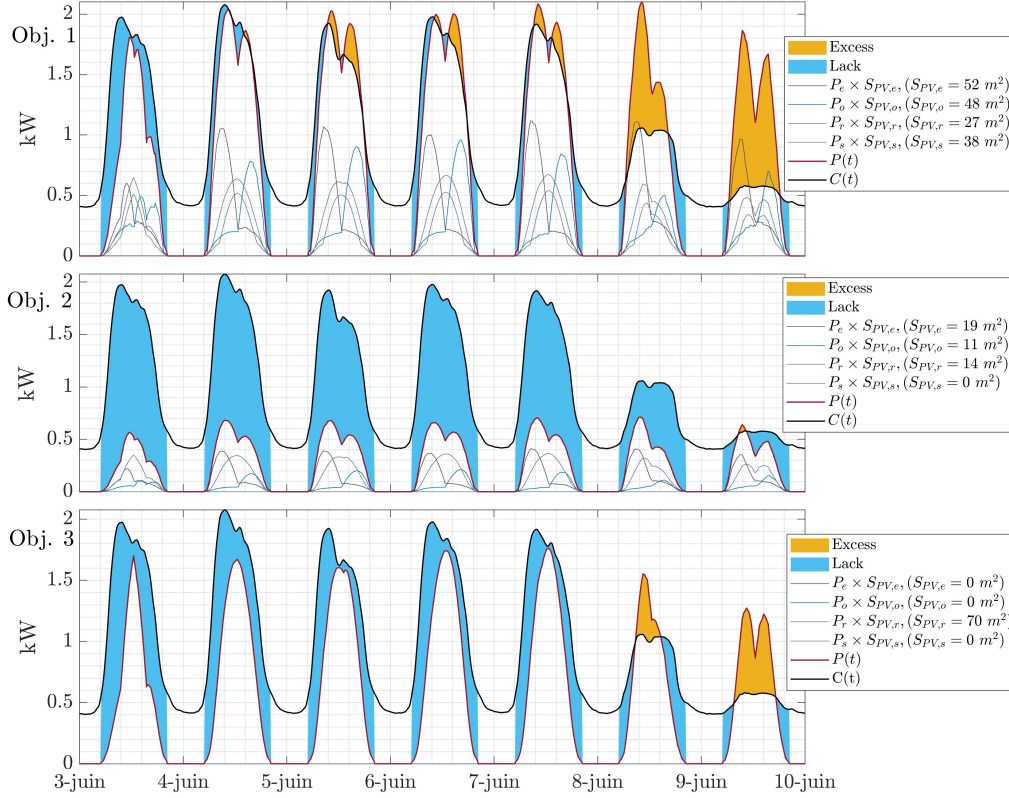


FIGURE 4. Courbe de production (rouge) et de consommation (noir) du petit bâtiment pour les trois implantations de panneaux PV liés aux trois objectifs. Les surfaces bleues et oranges correspondent à des déficits et des excès de production par rapport à la consommation. Les courbes de production pour chaque façade sont également tracées, mais uniquement visible pour les objectifs 1 et 2 (pour l'objectif 3 la production totale est égale à celle de la toiture, les autres étant nulles)

3.2 INFLUENCE DE LA CONSOMMATION

L'influence de la consommation du bâtiment sur les stratégies optimales d'intégration est illustré Figure 5. L'objectif considéré est la minimisation des échanges avec le réseau (Obj. 1). La consommation électrique du bâtiment influe grandement sur l'autoconsommation et cela se retrouve dans les schémas d'intégration. Ainsi pour des niveaux de consommation faibles, l'ensemble des façades n'est pas couvert et la même proportion de façade occupée est conservée. Cela est dû au fait que la faible consommation permet une grande variation d'intégrations PV, sans être limité par la production PV maximale. Cependant on observe qu'assez vite, pour de plus grandes consommations, l'ensemble de la surface disponible est couverte de panneaux PV.

4 CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Différentes stratégies d'autoconsommation mènent et des schémas d'intégration PV très différents. Les stratégies d'intégration sont également grandement impactées par le niveau de consommation du bâtiment ainsi que par la taille du bâtiment (surface disponible pour la production PV).

On observera notamment que pour limiter l'impact réseaux, que ce soit l'énergie échangée ou les appels à puissances, les intégrations en façades sont privilégiées. Une stratégie d'intégration adéquate permet de produire de l'énergie solaire et donc variable, tout en réduisant les appels à puissance du bâtiment.

Pour aller plus loin dans ce travaux il serait intéressant de considérer :

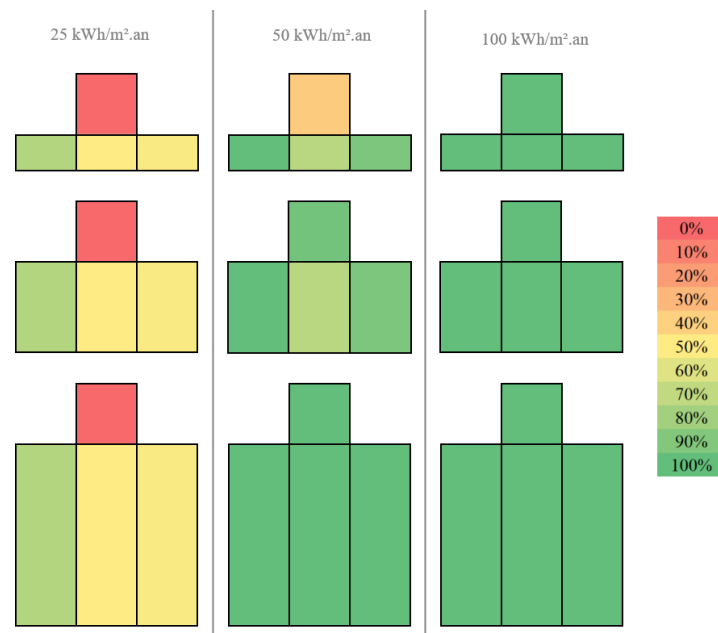


FIGURE 5. Taux de couverture PV des surfaces, en minimisant les échanges d'énergie avec le réseau (Obj. 1) pour différents niveaux de consommation surfacique annuelle; $K = 25, 50$ et $100 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$.

- un pas de temps plus faible, notamment pour les aspects appels à puissance,
- l'influence du profil de consommation
- l'influence des aides à la consommations (présence ou non de subventions, et/ou d'un tarif de rachat)
- un masque local et donc une production non-uniforme sur chaque façade,
- une géométrie plus complexe notamment en considérant l'échelle quartier,
- un couplage d'autre stratégie pouvant favoriser l'autoconsommation (écrêtage, stockage, comportement occupant, couplage secteur etc..)
- des approches multi-critères ou multi-objectifs permettraient de proposer des configurations optimales en agrégeant différents objectifs d'autoconsommation

RÉFÉRENCES

- Denholm, P. et Margolis, R. M. (2007). Evaluating the limits of solar photovoltaics (pv) in electric power systems utilizing energy storage and other enabling technologies. *Energy Policy*, 35(9) :4424–4433.
- IRENA (2019). Future of solar photovoltaic : Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. *Report IRENA, A Global Energy Transformation*, 2019.
- Janko, S. A., Arnold, M. R., et Johnson, N. G. (2016). Implications of high-penetration renewables for ratepayers and utilities in the residential solar photovoltaic (pv) market. *Applied Energy*, 180 :37–51.
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., et Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings : A review. *Applied energy*, 142 :80–94.
- REN21 (2019). Renewables 2019 global status report.
- Sommerfeldt, N. et Madani, H. (2017). Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems : Part one–review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74 :1379–1393.