

MIG ALEF 2019

Manon Nagy, Raphael Grebert, Gaspard de Turckheim, Marine Papet,
Léo Simplet, Louis Perrotin, Benoît Arguelle, Damien Caperaa,
Arsène Ferrière, Amélys Honvault, Hugo Tissot, Léopold Védie,
Zhexiao Shen, Antoine Gauchot

Novembre 2019



Sommaire

Remerciements	4
Introduction	5
I Le parc énergétique français	6
1 Le mix énergétique français	6
1.1 Le parc énergétique	6
1.2 Caractérisation des moyens de production	6
1.2.1 LCOE	6
1.2.2 Facteur de charge	6
2 Le réseau électrique français	7
2.1 Transport de l'électricité en France	7
2.2 Gestion du réseau français	7
II Les alternatives énergétiques : quelles solutions pour la ville de Grasse ?	9
1 Le solaire	9
1.1 Modélisation des profils de production solaire actuels	9
1.2 Modélisation des profils de production solaire futurs	9
1.2.1 Estimation du potentiel photovoltaïque sur les toitures de Grasse	10
1.2.2 Estimation du potentiel photovoltaïque sur les parkings d'une zone commerciale : le E.Leclerc de Grasse	11
2 Les véhicules électriques	12
2.1 Technologie	12
2.2 Modélisation des profils de charge	12
3 Bâtiments et rénovations thermiques	13
3.1 Rappels concernant les résistances thermiques	13
3.2 Législation	13
3.3 Les différents critères de la rénovation thermique	14
3.3.1 Isolation intérieure - extérieure	14
3.3.2 Choix de l'isolant	14
3.3.3 Choix du système de chauffage	14
3.3.4 Le simulateur MOSAIC : détermination des besoins en énergie des bâtiments	15
4 Données	15
4.1 Réseau	15
4.2 Grandeurs électriques	16
4.3 Coûts	16
4.3.1 Câbles et transformateurs	17
4.3.2 Batteries	17
4.4 Profils de consommation	17
4.5 Données DPE	18
III Étude de cas : évolution de la ville de Grasse	19

1	État initial du réseau	19
1.1	Méthode de travail	19
1.2	Traitement de données et résultats	20
1.3	Capacité d'accueil du réseau solaire initial	22
2	État actuel des bâtiments de Grasse	22
3	Scénarios futurs	24
3.1	Scénarios de rénovation thermique	24
3.1.1	Modèle thermique d'une maison	24
3.1.2	Scénarios envisagés	25
3.1.3	Scénarios à l'échelle de la ville de Grasse	26
3.1.4	Scénarios à l'échelle du particulier	27
3.2	Évolution des profils de charge	27
3.2.1	Évolution des profils de consommation	27
3.2.2	Profil de production solaire : simulateur PV MOSAIC	29
3.2.3	Profil de consommation des véhicules électriques	29
4	Application des scénarios au réseau de Grasse	30
IV	Évolution du mix français	31
1	Thermosensibilité	31
2	Outils de modélisation : algorithme développé par PERSEE	32
3	Stratégies énergétiques	32
3.1	Scénario à dominante nucléaire	33
3.2	Scénario énergies renouvelables	33
4	Empreinte carbone	34
	Annexes	36
1	Emissions de gaz à effet de serre pour différents types de chauffage	36
2	Choix des isolants et des systèmes de chauffage	37
2.1	Choix des isolants et propriétés	37
2.2	Choix des systèmes de chauffage	38
3	Données DPE-Description de l'état initial	39
3.1	Code R	39
3.2	Tableau comparatif	41
4	Utilisation des données DPE	42
4.1	Explication du raisonnement	42
4.2	Code implémenté sous R	43
5	Traitement des données (réseau de distribution)	45
6	Calcul du prix avec modèle python	50
7	Résultats des différents scénarios de rénovation à l'échelle du particulier	54

8	Justification et données utilisées pour déterminer le coût des rénovations proposées	55
8.1	Table des valeurs	55
8.1.1	Architecture des bâtiments - Surfaces	55
8.1.2	Modélisation des températures	55
8.2	Détermination des U de l'existant	56
8.2.1	Conductivité thermique des matériaux	56
9	Comparaison des technologies de panneaux solaires	57
	Bibliographie	58

Remerciements

Avant toute chose, nous voulons remercier notre encadrant Robin Girard pour nous avoir introduit avec intérêt les problématiques de notre MIG, pour nous avoir guidé dans nos mini-projets et avoir répondu à toutes nos nombreuses questions. Nous tenons également à remercier ces personnes qui travaillent aux Mines de Paris :

- Alexis Bocquet, ingénieur de recherche Groupe ERSEI, pour son aide précieuse dans la prise en main et l'utilisation du logiciel MOSAIC ;
- Fabrizio Sossan, pour son implication tout au long des 3 semaines de projet, pour son aide précieuse au maniement de MATLAB et des algorithmes de calcul nécessaires à nos modélisations ;
- Antoine Rogeau, doctorant au centre PERSEE, pour son avis sur la conception des scénarios de rénovation ;
- Matthieu Thorel et Peter Riederer du CSTB pour leurs conférences qui ont permis une amorce et une contextualisation de notre travail ;
- Sylvestre Njakou Djomo, chargé de recherche à l'INRA, pour son introduction à la biomasse.

Nous remercions également la Compagnie Nationale du Rhône pour la visite du centre de pilotage des infrastructures à Lyon et de la centrale hydraulique à Bollène. Enfin, nous tenons à remercier la société Enedis pour l'ensemble des données fournies, sans quoi nous n'aurions pu réaliser nos travaux.

Introduction

Ce rapport présente le travail que nous avons effectué pendant 3 semaines à l'occasion du MIG ALEF (*Métiers de l'Ingénieur Généraliste, Alternatives Énergétiques du Futur*) pendant lequel nous avons pu appréhender la réalité du métier d'ingénieur.

Les engagements très ambitieux pris par la France quant à la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (réduction de 40% d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990) conduisent clairement à une révision en profondeur de l'approvisionnement et de la consommation énergétiques en France. C'est dans le cadre de cette transition énergétique que nous avons étudié, à une échelle plus locale, **différentes alternatives énergétiques** pour la ville de Grasse, dans les Alpes-Maritimes. Avant d'étudier leur mise en place, nous avons commencé par élaborer un **état initial de la ville de Grasse** :

- Comment s'organise le réseau électrique à Grasse ;
- Quel est l'état actuel des bâtiments résidentiels à Grasse et quels sont ceux avec les moins bonnes performances thermiques ;
- Quelle surface est envisageable pour la pose de panneaux solaires.

Puis, nous avons mené des recherches sur les solutions envisageables dans la ville de Grasse. Notre étude se restreint aux problématiques concernant l'électricité, tant sur l'approvisionnement que sur la consommation.

- Approvisionnement : Les centrales nucléaires françaises, construites pour la plupart dans les années 1970 - 1980, fournissent aujourd'hui près de 72% de l'énergie électrique consommée en France. Leur vieillissement empêche cependant qu'on conçoive un avenir énergétique - pas seulement pour Grasse, mais pour toute la France - aussi dépendant de la production nucléaire. La construction de nouvelles centrales fait débat, et la transition énergétique se doit d'apporter des alternatives. Les engagements très ambitieux pris par la France pour la réduction de ses émissions de dioxyde de carbone imposent à ces alternatives d'être totalement décarbonées : à ce titre, les **panneaux photovoltaïques** sont une des solutions les plus sérieusement étudiées, et notamment dans le sud-est de la France où l'énergie solaire est abondamment disponible. Nous nous pencherons donc sur cette solution dans la suite du rapport.
- Consommation : Le secteur des transports, avec le développement de la **voiture électrique**, et le secteur du bâtiment, avec **les rénovations thermiques** et **l'introduction des pompes à chaleur électriques (PAC)**, sont deux des domaines qui vont le plus impacter l'évolution de la consommation électrique, c'est pourquoi nous les étudions dans ce rapport. En effet, si nous parvenons à décarboner la production d'électricité - et uniquement dans cette hypothèse -, alors le passage des combustibles fossiles à l'électrique (comme pour les voitures) est d'un grand intérêt pour la transition énergétique. Enfin, la rénovation thermique des bâtiments permettra de réduire la consommation globale en énergie dédiée au chauffage et de réaliser des économies significatives.

A partir de différentes données sur ces alternatives, nous avons élaboré différents scénarios de transition énergétique - selon la part de rénovation, le taux de passage aux pompes à chaleur, etc. - dans le but d'en étudier **l'impact sur le réseau de distribution électrique**. Nous nous sommes donc aussi intéressés aux coûts engendrés par la rénovation des bâtiments, la pose de panneaux photovoltaïques et l'optimisation du réseau suite à ces nouvelles contraintes .

Enfin, nous avons essayé de **généraliser nos résultats à l'échelle nationale** en étudiant différents scénarios d'évolution du mix énergétique français.

Première partie

Le parc énergétique français

1 Le mix énergétique français

1.1 Le parc énergétique

La quasi-totalité des possibilités qu'offre le monde moderne est permise grâce à l'énergie, aujourd'hui facteur de croissance et géopolitique incontournable. En France, la production d'énergie peut être divisée en plusieurs catégories, en fonction de la source de production primaire :

- Le nucléaire constitue la majorité de la production française d'électricité : 71,7% en 2018 selon RTE. La production nucléaire est pilotable, i.e. la puissance nucléaire utilisée est aisément contrôlable à un pas de temps court.
- Les énergies renouvelables (21,2% de l'électricité en 2018), sont aujourd'hui un pivot clé du débat environnemental. Ce sont des moyens de production non pilotables car dépendant des conditions météorologiques. De ce fait, il est difficile d'en faire une base de production pour un pays.
- Les combustibles fossiles (7,2%) sont principalement utilisés en tant qu'appoint lors des pics de consommation, notamment en hiver. Très pilotables, leur fonctionnement peut être réduit à quelques heures dans l'année en restant rentable pour le système.

Cette répartition de la production énergétique entre différentes sources primaires est appelée mix (ou bouquet) énergétique. La production d'électricité est principalement assurée par EDF, bien que ça ne soit pas l'unique producteur sur le territoire français.

1.2 Caractérisation des moyens de production

1.2.1 LCOE

Le LCOE (Levelized Cost Of Energy) permet d'évaluer le prix d'un MWh selon son mode de production. Ce prix comprend investissement initial, fonctionnement et coût marginal, mais surtout considère les durées de vie des complexes de production. Nous ne donnons ainsi par la suite aucun prix d'investissement à un horizon 2060 mais un LCOE.

Pour décrire l'évolution dans le temps, il est également nécessaire d'actualiser les prix, la valeur de l'argent variant avec le temps. Cette actualisation est prise en compte dans le LCOE, sa valeur actuelle étant de 6%.

La formule du LCOE est la suivante :

$$LCOE = \frac{1}{10^3 * N} \left(\frac{\frac{L_C^r}{L_C} C_c + \frac{1}{(1+\alpha)^{L_E}} C_d}{L_E^r} + C_f \right) + C_M$$

Avec :

- Le coût de construction, C_C (euros/kWh), comptabilise le coût total de construction et d'investissement de l'ouvrage. L_C et L_C^r correspondent à la durée de construction simple et actualisée.
- Le coût d'exploitation, C_f (euros/kWh/an), c'est à dire ce qu'il faut payer pour que la centrale puisse fonctionner. L_E et L_E^r sont la durée de vie simple et actualisée.
- Le coût de démantèlement C_d (euros/kWh), précédé d'un terme d'actualisation. On voit bien que plus la durée de vie est longue, plus le démantèlement est amorti.
- C_M est le coût marginal, c'est-à-dire ce qu'il coûte à une centrale de produire un MWh supplémentaire.
- N est un facteur de conversion entre heures et années.

1.2.2 Facteur de charge

Il faut ensuite connaître le potentiel de production de notre installation. La puissance installée (ou nominale) d'une centrale correspond à la puissance instantanée maximale que peut fournir la centrale. Il est cependant impossible de tourner toujours à puissance nominale pour cause par exemple de maintenance. Les installations éoliennes dépendant du vent, ont elles aussi des périodes de moindre production, lorsque le vent est plus faible voire inexistant.

Du fait de ces aléas, il est important de connaître à l'avance la disponibilité réelle d'une installation. On lui associe donc un facteur de charge, égal au rapport de la production réelle d'une installation au cours d'une année sur ce qu'elle aurait produit si elle avait tourné à puissance nominale sans interruption toute l'année. Le facteur de charge reflète ainsi **la disponibilité de l'énergie pour une centrale donnée**, et dépend fortement du mode de production. On détermine par exemple le facteur de charge d'une centrale nucléaire autour de 0.75, tandis que celui des installations solaires est beaucoup plus faible : sans compter le mauvais temps, un arrêt de la production la nuit, soit environ 50% du temps.

Maintenant que l'on a une meilleure idée de la constitution du parc énergétique français, il est intéressant de présenter la structure du réseau de transport de l'énergie et d'aborder la gestion de l'offre et de la demande. Ces notions nous seront utiles dans l'étude de cas sur la ville de Grasse.

2 Le réseau électrique français

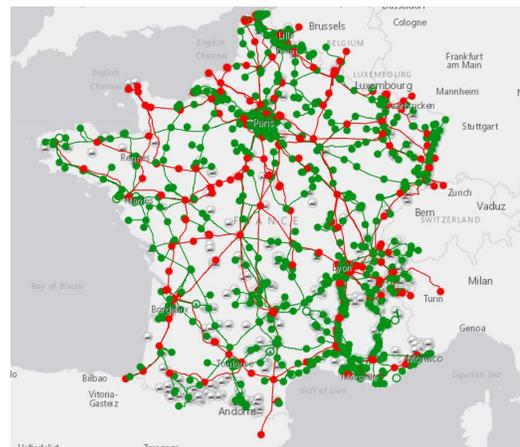
Le transport et la gestion de l'électricité en France font intervenir divers acteurs, en particulier de **nombreuses entreprises privées**. Si EDF (*Électricité de France*) se charge d'encadrer la production et la vente d'énergie à l'échelle métropolitaine, ce sont différents agents de transport et de production qui gèrent les problématiques aux échelles plus réduites.

2.1 Transport de l'électricité en France

Le transport de l'énergie électrique se décline en plusieurs **arborescences**. Tout d'abord, les lignes très hautes tensions (dites "*HTB*"), de plus de 200 kV constituent le **réseau de transport**. Celles-ci sont gérées par **RTE** (*Réseau de Transport Électrique*).



Organisation du transport d'électricité : la distribution (Source : EDF)



Réseau de transport très haute tension en France. (Source RTE "La carte du réseau" "a')

En rouge : ligne 400kV, en vert : ligne 225 kV

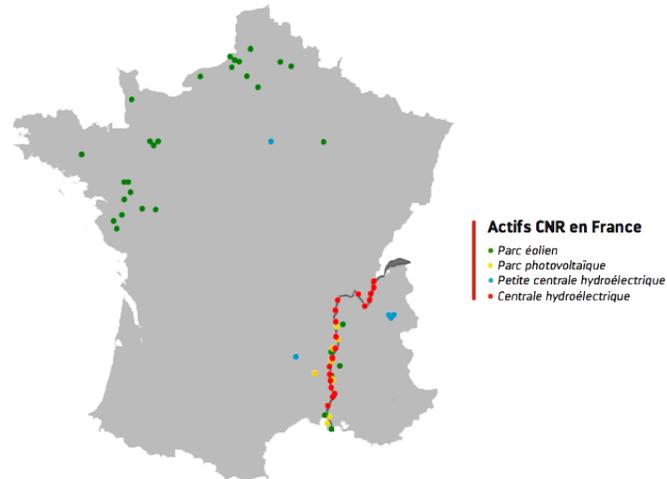
Viennent ensuite deux sous-réseaux, moyenne tension (ou "*HTA*") et basse tension (dit "*BT*"). Ceux-ci sont **les réseaux dits de distribution**, et sont gérés en France par la société **Enedis**, qui s'occupe de transmettre l'électricité depuis le "**poste source**", ou "slack bus" (*i.e.* le lien entre les lignes HTA et HTB) jusqu'à des transformateurs basse tension (*i.e.* le lien entre les lignes BT et HTA), puis de l'amener jusqu'aux points de consommation (industrie, infrastructures publiques, logements...).

2.2 Gestion du réseau français

Nous ne disposons pas aujourd'hui de grande capacité de stockage de l'électricité. C'est pourquoi celle-ci doit être consommée immédiatement. Ce constat suppose donc d'équilibrer en permanence et en temps réel les courbes de production et de consommation électriques des réseaux. RTE et EDF sont les responsables de l'achat et de la vente d'électricité au réseau français, et coopèrent avec différents producteurs locaux.

Lors de notre MIG, nous avons eu la chance de visiter les locaux du **CNR (Compagnie Nationale du Rhône)**. Le CNR est une entreprise qui fournit de l'énergie à RTE. Il s'agit du premier producteur français 100% renouvelable, et repose sur une production de 3800MW de puissance installée, majoritairement hydraulique, répartie dans toute la vallée du Rhône entre les Alpes et l'embouchure méditerranéenne. Les infrastructures sont au nombre de 47 installations hydroélectriques, 48 parc éoliens et 27 centrales photovoltaïques.

La visite du "cockpit", centre de pilotage des infrastructures, à Lyon, nous a permis de mieux comprendre les **enjeux et mécanismes d'un processus de commande d'un réseau régional**.



(Carte provenant du site officiel CNR)

L'enjeu principal de la RTE est de faire **strictement coïncider une demande et une production variable**. L'électricité est vendue chaque midi pour le lendemain. Ce travail pro-actif nécessite donc d'établir des **prévisions** sûres des profils des consommations et des productions. Ces dernières en particulier dépendent de nombreuses variables. On peut penser par exemple à la fonte des neiges ou à la pluie pour les installations hydrauliques, ou évidemment à l'ensoleillement et aux forces de vent pour le photovoltaïque et l'éolien. Tout écart trop important entre les deux courbes ("sortie du périmètre d'équilibre") est **pénalisé par la RTE**, qui est l'acheteur d'électricité. Les prévisions établies servent à **piloter les différentes infrastructures** : quand laisser le niveau d'eau monter dans un barrage ? Quand le laisser descendre ? Les sources d'énergies **fatales** (photovoltaïques, éolien) servent de complément à l'hydraulique, qui reste une source relativement **pilotable**. En cas de manquement important à ses obligations, la CNR peut aussi acheter ou vendre de l'énergie à d'autres producteurs pour éviter des pénalités. Un groupe de **traders** s'occupe du bon fonctionnement économique du parc électrique. D'autres contraintes reposent sur le réseau : la **fréquence du courant à 50Hz**, les **conflits d'usage** des cours d'eau entre centrales hydroélectriques, centrales nucléaires, agriculture, usagers des cours d'eau ou défenseurs de la faune et de la flore.

Ainsi, le transport et la gestion de l'électricité en France est un problème complexe, sollicitant de très nombreux acteurs et infrastructures, et un travail permanent d'adaptation à de nombreuses contraintes économiques et écologiques.

Si le parc électrique français est fonctionnel dans l'état actuel des choses, de nombreuses problématiques pèsent sur la question de l'approvisionnement énergétique. Le développement durable avec notamment la décarbonation de l'énergie, la dénucléarisation de l'électricité française ou le développement des solutions locales sont autant de dynamiques qui imposent de réétudier le réseau français. Nous nous pencherons dans la suite de cette étude sur des solutions locales et durables, visant à diminuer la consommation et l'empreinte énergétique d'un territoire localisé.

Deuxième partie

Les alternatives énergétiques : quelles solutions pour la ville de Grasse ?

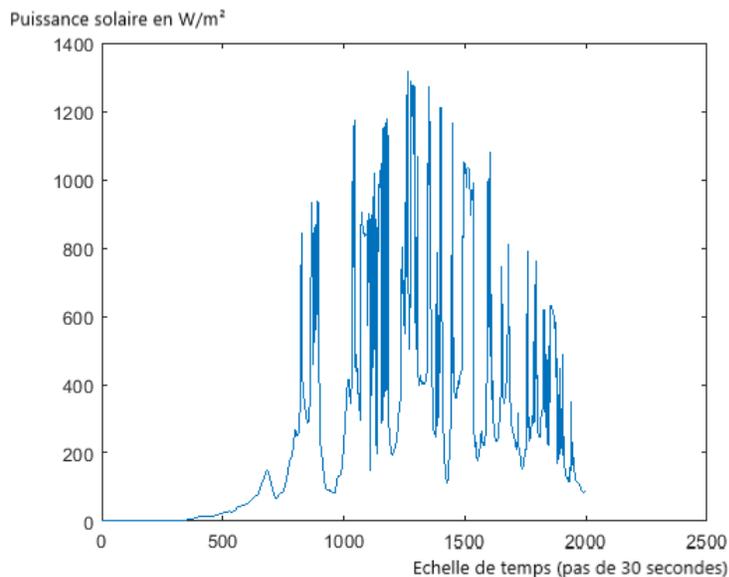
Cette partie a pour objectif d'appréhender la mise en oeuvre de quelques unes des alternatives énergétiques sur la ville de Grasse portant à la fois sur la production et la consommation d'électricité. Pour l'approvisionnement, nous étudions l'installation d'un parc de panneaux photovoltaïques. Pour la consommation, nous examinons les effets d'une rénovation thermique des bâtiments et de la croissance du parc de voitures électriques sur les besoins en électricité. Enfin, nous déterminons les données réseau qui nous permettront ultérieurement de construire un modèle de réseau électrique.

1 Le solaire

Comme expliqué précédemment, nous avons choisi d'étudier l'implantation d'un parc photovoltaïque à Grasse principalement pour garantir le renouvellement des centrales nucléaires vieillissantes tout en maintenant une production décarbonée. À ce titre, nous avons cherché à modéliser les courbes de production actuelles (qui sont des courbes de charge pour le réseau électrique), puis celles que nous projetons en augmentant significativement le nombre de panneaux solaires.

1.1 Modélisation des profils de production solaire actuels

La production solaire que nous utiliserons dans l'état initial est calculée à partir d'une **table GHI (correspondant à l'ensoleillement horizontal) fournie par M.Sossan**. Pour ce faire, on choisit un jour défavorable (i.e. de pic de puissance) correspondant au milieu de l'été, et avec des algorithmes de traitement de tables GHI, on en déduit l'éclairement effectivement reçu par les panneaux solaires. En prenant un rendement de **20%**, et en effectuant différentes hypothèses sur la surface de panneaux installée, on obtient des profils de production. Ci-dessous un exemple d'ensoleillement GHI pour une journée d'été ensoleillée :



Profil GHI de puissance solaire spatiale pour une journée d'été

1.2 Modélisation des profils de production solaire futurs

Quels lieux choisir pour l'implantation de panneaux photovoltaïques à Grasse? Les techniques d'installation dépendent en effet fortement du site considéré :

- Les centrales solaires, qui s'apparentent à de grands champs, sont souvent d'anciennes terres agricoles, recouvertes de panneaux solaires. Nous n'étudions pas ici les apports d'une telle solution sur la ville de Grasse ; les surfaces agricoles étant assez petites, nous pensons qu'elle serait peu bénéfique.
- Les installations de toiture sont, en revanche, beaucoup plus adaptées au territoire urbanisé grassois. Que ce soit sur les immeubles et les maisons résidentielles ou sur les bâtiments tertiaires, elles valorisent des toitures jusqu'alors inexploitées et n'entrent pas en compétition avec le secteur agricole. Nous avons donc décidé d'évaluer le **potentiel photovoltaïque** sur les toitures de Grasse, c'est-à-dire la puissance installable sur Grasse dans l'hypothèse certes irréaliste, mais intéressante pour les ordres de grandeur qu'elle permet d'obtenir, où **tous les toits qui peuvent accueillir des panneaux sont exploités**. Il s'agit, en quelque sorte, de quantifier ce que l'on peut espérer du solaire, au maximum et au niveau actuel des technologies, dans le mix énergétique du futur à Grasse. Ensuite, à l'aide du simulateur MOSAIC, nous avons produit des courbes de charge de production à intégrer - ou à retrancher selon que l'énergie est auto-consommée ou pas - au réseau électrique.
- Les parkings des zones industrielles et commerciales constituent un réel potentiel de production solaire. Ils présentent deux avantages : la somme de toutes leurs surfaces est, nous le verrons, vraiment considérable, et les panneaux qu'on y installe (qui forment une "ombrière") ne sont pas soumis à l'inclinaison et l'orientation d'une toiture pré-existante : on peut leur donner une orientation optimale, ce qui augmente d'autant plus leur efficacité. Nous les avons considérés séparément des panneaux de toiture afin de comparer les apports respectifs de ces installations.

1.2.1 Estimation du potentiel photovoltaïque sur les toitures de Grasse

Le cadastre de la ville de Grasse fournissant la surface totale occupée par des bâtiments ($S_{TotBâtimentsGrasse} = 2598290m^2$), nous devons déduire de cette valeur la surface de toits exploitables pour l'installation de panneaux. La prise en compte de tous les facteurs limitant l'installation amène au calcul du ratio de surface de toiture disponible r_d suivant :

$$r_d = r_{exp} \times r_{ec} \times r_{cov} \times \frac{1}{\cos(i)}$$

Avec

- r_{exp} le ratio de surface de toitures dont l'**exposition** est satisfaisante (typiquement, $r_{exp} = 0.5$ pour une toiture à 2 pans orientée nord-sud) ;
- r_{ec} le ratio prenant en compte l'**encombrement** des toitures et des effets d'ombrage (par exemple, la présence d'une cheminée ou d'un immeuble à proximité du bâtiment réduit la surface disponible) ;
- r_{cov} le ratio représentant la nécessité d'espacer les panneaux entre eux, notamment lorsqu'ils sont sur des toits quasiment plats, afin d'éviter les ombrages réciproques entre panneaux ;
- $\frac{1}{\cos(i)}$ permettant de prendre en compte l'inclinaison des toitures.

À défaut de pouvoir déterminer expérimentalement les valeurs de ces ratios, nous nous sommes appuyés sur les résultats de l'étude (Armines PERSEE, 2015)¹, qui distingue le cas résidentiel et le cas industriel. Le rapport indiquant pour un tissu urbain discontinu qu'environ 17% de la surface couverte en bâtiments est occupée par des bâtiments industriels, et le reste par des bâtiments résidentiels, nous calculons la surface de toitures exploitables :

$$S_{ToituresGrasse} = (0.17 \times r_{d,industriel} + 0.83 \times r_{d,residentiel}) \times S_{TotBatimentsGrasse} \approx \mathbf{520.000 m^2}$$

Reste à déterminer le type de technologie à installer : notre choix est le résultat d'une étude bibliographique présentée en annexe 9. Grâce à leur haut rendement, notre choix s'est porté sur les panneaux monocristallins. Ils

1. À Grasse, 16% de la surface de la ville est occupée par des bâtiments, ce qui en fait un territoire type "tissu urbain discontinu" pour cette étude.

- En excluant toutes les toitures orientées plein nord, nord-est, est-nord-est, nord-ouest et ouest-nord-ouest, on trouve une valeur moyenne $r_{exp} = 0,6$;
- r_{ec} est évalué à 0.63 pour les habitations résidentielles et 0.90 pour les bâtiments industriels. Notons que l'encombrement des toitures résidentielles est significativement plus important que celui des toitures industrielles ;
- r_{cov} est évalué par (Bergamasco, 2011) à 0,45. Nous convenons que cette valeur paraît assez faible ;
- En considérant une distribution gaussienne des inclinaisons, centrée sur 25° et tronquée en 10° et 40°, on obtient une valeur moyenne de $\frac{1}{\cos(i)}$ de 1.12 ;
- Finalement, on obtient $r_{d,residentiel} = 0,19$ et $r_{d,industriel} = 0,27$.

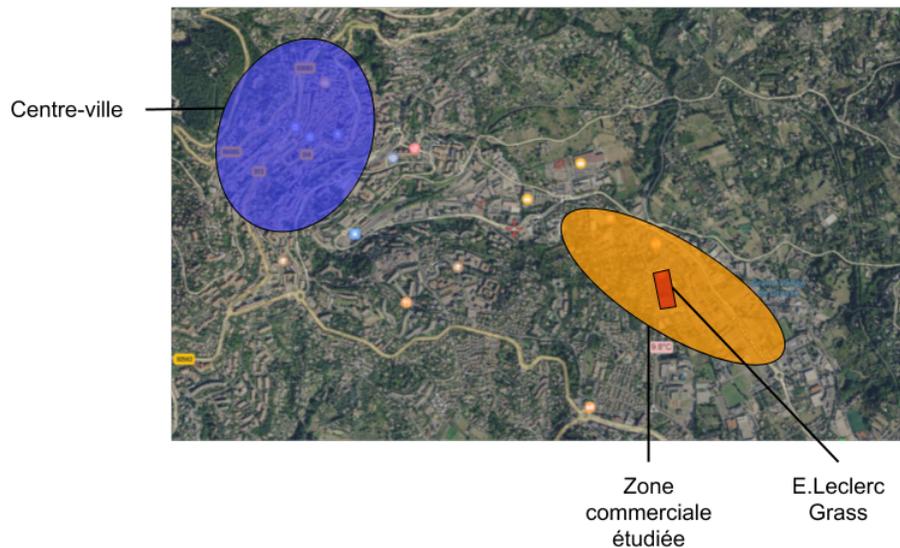
sont certes plus chers que les panneaux silicium polycristallins par exemple, mais notre calcul du *potentiel solaire de Grasse* invite à considérer un scénario idéal. On obtient pour cette technologie une puissance surfacique installée estimée à $P_{surfactive} = 140 \text{ Wc/m}^2$, d'où

$$P_{InstallableToituresGrasse} = P_{surfactive} \times S_{ToituresGrasse} = \boxed{72,8 \text{ GWc}}$$

Le potentiel solaire de la ville de Grasse est donc vraiment considérable. En 2018, la puissance installée en panneaux photovoltaïques en France s'élevait à **8,5 MWc** : c'est dire si l'énergie solaire est encore très peu exploitée.

1.2.2 Estimation du potentiel photovoltaïque sur les parkings d'une zone commerciale : le E.Leclerc de Grasse

À défaut de pouvoir calculer la surface cumulée de tous les parkings grassois, nous nous sommes intéressés à une seule zone commerciale (la plus développée, cependant) : celle qui environne le supermarché E.Leclerc, dans le sud-est de la commune. En effet, le PLU² de la ville de Grasse (qui donne des pistes de "préservation et de mise en valeur de l'environnement urbain et rural") projette de "préserver et mettre en valeur le coeur des hameaux du Plan, de Plascassier et de Magagnosc" (**Plu Grasse**). La zone industrielle considérée faisant partie du hameau de Plascassier, elle nous a semblé pertinente pour l'installation de panneaux en grande quantité.



Zone commerciale environnant le E.Leclerc de Grasse

En calculant, à l'aide de l'outil "distance" de Google Maps, la surface d'une vingtaine de parkings, nous obtenons une surface cumulée de $S_{Parkings} = 41.500 \text{ m}^2$. La déduction, à partir de cette surface, de la surface installable en panneaux doit tenir compte de :

- l'espacement entre les panneaux, via le ratio r_{cov} dont nous gardons la valeur précédemment établie ;
- leur inclinaison, que nous fixons ici à l'optimum de 35° (orientation sud).

Nous avons donc, en prenant toujours une technologie silicium monocristallin à $P_{surfactive} = 140 \text{ Wc/m}^2$:

$$S_{Ombrières} = r_{cov} \times \frac{1}{\cos(35)} \times S_{Parkings} = \mathbf{22.800 \text{ m}^2}$$

Et donc

$$P_{InstallableOmbrières} = P_{surfactive} \times S_{Ombrières} = \boxed{3,2 \text{ GWc}}$$

Soit $P_{InstallableOmbrières} \approx 0.04 \times P_{InstallableToituresGrasse}$. Cela peut paraître peu, mais rappelons que non seulement nous nous sommes limités à une seule zone commerciale, mais surtout que **l'installation d'ombrières sur des parkings paraît bien plus réaliste que la pose de panneaux sur tous les toits exploitables de la**

2. Plan Local d'Urbanisme

ville. La mise en place de la structure soutenant les panneaux est globalement assez simple, et ne requiert pas de solliciter beaucoup d'acteurs : en n'engageant que les propriétaires des centres commerciaux, on peut rapidement atteindre de grandes surfaces installées. Ce n'est pas le cas dans le secteur résidentiel, dont chaque habitant ne possède qu'une petite surface installable. Ainsi, les parkings de zones commerciales apparaissent comme des gisements importants d'énergie solaire.

2 Les véhicules électriques

Le transport est le secteur consommant le plus d'énergies fossiles à l'échelle mondiale. Une limitation massive de la consommation des hydrocarbures et donc des émissions carbonées peut donc être faite en passant à des moyens de transport électriques, alimentés par des moyens de production décarbonés. C'est pourquoi le développement des véhicules électriques est un enjeu important et un secteur en plein développement. C'est pourquoi nous avons inclus cette technologie dans nos plans de développement pour Grasse.

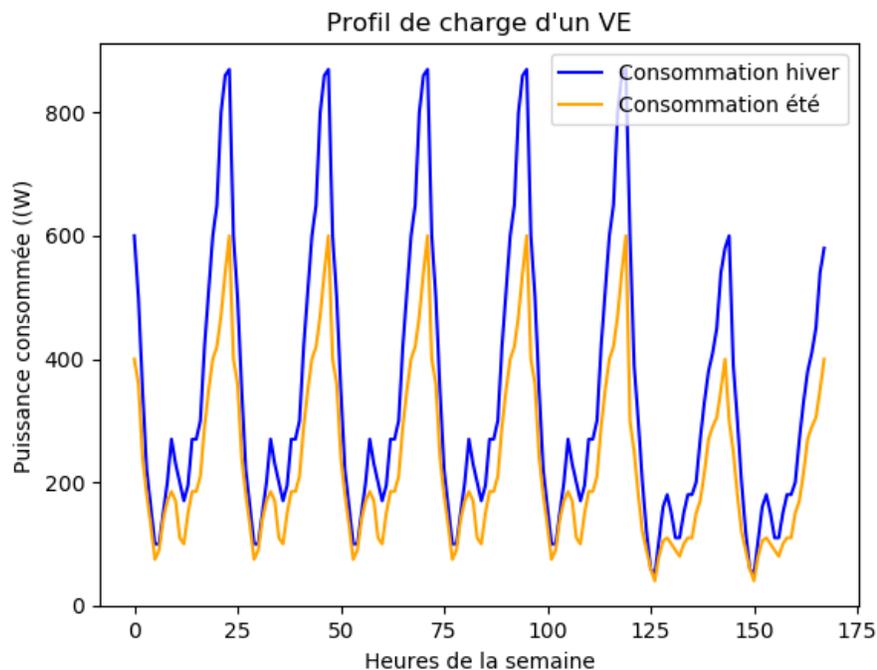
2.1 Technologie

Les véhicules électriques se distinguent en deux catégories : des "reconvertis", où un modèle de véhicule thermique a été transformé en électrique, et ceux conçus dès l'origine pour être électriques. Le système traditionnellement retenu pour les conversions de véhicules conventionnels en véhicules électriques consiste à remplacer le moteur à combustion interne et la boîte de vitesses par des éléments électriques (moteur et réducteur, ou moteur et boîte de vitesses), en conservant le reste des éléments de transmission (arbres de transmission...). Pour les véhicules conçus électriques, les constructeurs ont misé sur des plate-formes de charge de véhicules, que les marques se partagent pour amortir les coûts.

La capacité de stockage des batteries en 2018 est de l'ordre de 60 kWh, soit une autonomie de 400 km environ. De nombreux véhicules plus économes n'ont que des batteries de 20 kWh pour des autonomies jusqu'à 150km. Ainsi, l'usage du véhicule électrique est réservé aux déplacements urbains et périurbains, car les infrastructures de rechargement sont moins développées que les stations à hydrocarbure, et le facteur limitant de l'autonomie de certains véhicules rend les longs trajets difficilement réalisables.

2.2 Modélisation des profils de charge

Les bilans prévisionnels d'Enedis nous donnent des profils de charge électrique, que nous utiliserons dans la partie "scénarios futurs" pour modéliser l'ajout d'un système de véhicules électriques au réseau.



Profil de charge pour un véhicule électrique sur une semaine

(Données tirées du bilan prévisionnel d'Enedis 2019)

3 Bâtiments et rénovations thermiques

32 millions. C'est le nombre de logements en France. On comprend dès lors pourquoi, en 2014, la consommation d'énergie du secteur du bâtiment représente 42% de la consommation nationale d'énergie. Il est alors nécessaire de faire des économies d'énergie en imposant des réglementations nationales permettant d'encourager les particuliers (90% du parc immobilier) et acteurs du tertiaire à changer leur mode de chauffage, leur isolation thermique (marge de manoeuvre la plus importante), etc.

L'enquête TREMI³ 2017 est une importante enquête à l'échelle nationale, réalisée auprès d'un large échantillon de particuliers, qui s'intéresse à différents aspects de la rénovation des habitations individuelles. Cette enquête constate l'existence, dans le parc privé, de **7 à 8 millions de passoires thermiques**, c'est-à-dire de logements classés en étiquette F ou G du DPE⁴. Il s'agit généralement de logements construits avant 1975 qui présentent des problèmes d'isolation et/ou qui sont équipés de systèmes de chauffage énergivores. Parmi les logements qui ont déjà été rénovés, l'enquête révèle que 75% des travaux de rénovation en maison individuelle n'ont pas permis à ces logements de changer de classe DPE. Il apparaît donc nécessaire de proposer des projets de rénovation thermique adaptés et qui permettent d'améliorer la DPE des logements rénovés⁵.

3.1 Rappels concernant les résistances thermiques

Dans le cadre des Réglementations Thermiques (cf sous-partie suivante), certaines résistances thermiques sont imposées pour le bâtiment (détails dans le tableau ci-après). Faisons dès lors un bref rappel sur les résistances thermiques : en notant Φ le flux de chaleur traversant une paroi d'épaisseur e (m), de surface S (m^2) et de conductivité thermique λ ($W/m.K$), on a $\Delta T = R_{th}\Phi$ avec $R_{th} = \frac{e}{\lambda S}$ (en K/W). En revanche, les résistances thermiques utilisées dans les normes des bâtiments et des constructeurs sont des résistances thermiques ne dépendant pas de la surface : $R_{matériau} = SR_{th}$ (en $m^2.K/W$). On définira aussi les coefficients de transmission thermique d'une paroi $U = \frac{1}{R_{matériau}} = \frac{\lambda}{e}$ à minimiser pour obtenir une isolation optimale.

3.2 Législation

Pour proposer des scénarios plausibles d'évolution de l'isolation du bâtiment en terme de rénovation et de construction, nous devons nous intéresser à la RT2012⁶.

RT2012 La RT2012 est une Réglementation Thermique qui s'applique en France aux permis de construire de certains bâtiments tertiaires dès le 28 octobre 2011 et de tous les bâtiments résidentiels à partir du 1er janvier 2013. Discutée dans le cadre du Grenelle Environnement, elle fixe pour les constructions neuves un seuil maximal de consommation d'énergie primaire (" Cep_{max} ") de 50 kWh/ m^2 /an en moyenne. Cette exigence inclut cinq usages énergétiques : chauffage, climatisation, production d'eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires. Elle est fixée en valeur absolue et non plus en valeur relative mais varie selon le type de bâtiment, l'altitude et la zone climatique (la France est découpée en différentes zones climatiques). Ce seuil de 50kWh/ m^2 /an équivaut au label "Bâtiment Basse Consommation" (BBC) en cours et divise par trois l'exigence moyenne de la précédente RT2005.

BEPOS2020 : Les bâtiments de demain Les BEPOS⁷ s'appuient sur les exigences du label *effnergie+* ; ils doivent permettre de diminuer les besoins énergétiques réglementaires du bâti inférieur de 20% par rapport aux constructions labellisées RT2012.

Ci dessous, un tableau qui fournit les valeurs des résistances thermiques des parois selon les exigences de la RT2012 ou de la RT2020 (plus exigeante).

3. Travaux de Rénovation Énergétique des Maisons individuelles
4. Diagnostic de Performance Énergétique
5. Source : enquête TREMI 2017
6. Réglementation Thermique 2012
7. Bâtiments à Énergie Positive

Parois	Résistances RT2012 ($m^2.K/W$)	Résistances BEPOS2020 ($m^2.K/W$)
Toit	9	11
Sol	5	6
Mur	5	6

(Tout sur l'isolation)

Nous avons étudié les différents isolants existants et comparé leurs caractéristiques. On peut trouver un tel comparatif sur le site de parc-ecohabitat (**Parc-Ecohabitat**).

3.3 Les différents critères de la rénovation thermique

Parmi les différentes rénovations thermiques possibles, nous nous sommes intéressés aux possibilités d'isolation thermique des maisons, aux systèmes de chauffage ou encore au choix de l'isolant. Les résultats que nous présentons ci-après sont adaptés pour le département des Alpes-Maritime, département sur lequel nous avons concentré notre étude.

3.3.1 Isolation intérieure - extérieure

Il est possible d'isoler une maison par l'intérieur ou par l'extérieur. Les deux possibilités présentent des avantages et des inconvénients que l'on résume ci-après :

	Avantages	Inconvénients
Isolation intérieure (ITI)	Assez performante, moins chère	Empiète sur la surface habitable
Isolation extérieure (ITE)	Performante, protège la façade	Chère

Par la suite, nous étudierons des scénarios qui présentent l'une ou l'autre des isolations (les principales différences sont le coût de la pose et le maintien ou non de l'isolation intérieure existante).

3.3.2 Choix de l'isolant

Nous avons considéré trois isolants différents par leurs propriétés. En revanche, nous n'avons pas étudié la possibilité d'utiliser de la laine de verre (bien que cet isolant soit majoritairement utilisé de nos jours) car nous souhaitons proposer des scénarios novateurs et futuristes, exploitant des matériaux qui commencent à être progressivement utilisés actuellement. Les matériaux retenus sont la ouate de cellulose, la laine de mouton et le polyuréthane. Leurs caractéristiques physiques, les épaisseurs à poser pour respecter les RT et leurs avantages/inconvénients sont détaillés en annexe 2.

3.3.3 Choix du système de chauffage

D'après un article publié le 25 novembre 2019 par Carbone 4⁸, les chaudières à gaz et les chaudières à fioul font partie des modes de chauffage les plus carbonés sur le marché. En effet, la base de carbone de l'ADEME⁹ présente des chiffres officiels, appelés *facteurs d'émissions*, qui convertissent des kilowattheures en quantités équivalentes de gaz à effet de serre. D'après ces données, pour une consommation en chauffage équivalente, une chaudière gaz émet 35% de plus de gaz à effet de serre qu'un chauffage électrique et 4,5 fois plus qu'une pompe à chaleur (voir *Emissions de gaz à effet de serre pour la consommation d'un 1kWh de chauffage en 2018* en annexe 1).

Nous avons envisagé différents systèmes de chauffage pour remplacer les systèmes à combustibles gaz et fioul pour les maisons individuelles. Durant nos recherches, nous avons découvert des solutions de chauffage telles que le chauffage électrique infrarouge (chauffage utilisant des "rayons de chaleur" afin de chauffer directement le corps visé), la chaudière à condensation et d'autres systèmes présentant des qualités de performances énergétiques intéressantes (pompes à chaleur par exemple). Dans le cadre d'une rénovation énergétique, nous avons privilégié les matériaux et systèmes assurant un certain respect de l'environnement. C'est pourquoi notre choix s'est porté sur les pompes à chaleur. Le détail de leur prix, de leur performance ainsi que des raisons d'installation sont détaillés en annexe dans la sous partie **Choix des systèmes de chauffage**.

8. Cabinet de conseil spécialisé dans la stratégie du carbone

9. Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

3.3.4 Le simulateur MOSAIC : détermination des besoins en énergie des bâtiments

Les solutions de rénovation que nous venons de présenter ont toutes été étudiées dans l'objectif de réduire la consommation énergétique des bâtiments. Reste maintenant à quantifier ces économies. Nous avons alors fait appel au logiciel **MOSAIC**, développé par le centre de recherche PERSEE Mines Paristech.

MOSAIC exploite la **base de données MAJIC**, à laquelle Enedis nous a gracieusement donné accès. MAJIC décrit les caractéristiques de l'intégralité des bâtiments de la région Alpes-maritimes et fournit notamment des informations sur l'année de construction des bâtiments, leur surface, leur technologie de chauffage et leur rattachement aux noeuds du réseau basse tension.

MOSAIC attribue à chaque bâtiment de la base de données une catégorie de performance thermique en fonction de son année de construction. Chacune des six catégories dispose d'une combinaison de coefficients U décrivant les comportements thermiques des différents composants du bâtiment (murs, toit, sol, vitres, convection). Ceux-ci sont prédéfinis dans le programme et estimés par une étude statistique, réalisée par PERSEE, des différentes technologies d'isolation aux époques de construction correspondantes, le tout répertorié dans une matrice dite *matrice U*. Ses six premières lignes correspondent aux six catégories de performance. Néanmoins, les deux dernières lignes représentant les performances des bâtiments rénovés, les coefficients sont ceux théoriquement obtenus après l'ajout des technologies modernes pertinentes et plus optimales afin de respecter les réglementations futures comme la RT2020.

```
matrice = matrix(c(
  0.6473, 0.6473, 0.5177, 1.0361, 0.0779,
  0.5187, 0.2079, 0.4667, 1.3493, 0.1095,
  0.3081, 0.1722, 0.4108, 1.441, 0.1375,
  0.3343, 0.1926, 0.3343, 1.3409, 0.1254,
  0.3614, 0.2, 0.3012, 1.2072, 0.1205,
  0.2607, 0.1477, 0.2173, .0.869, 0.0869,
  0.18, 0.12, 0.18, 0.83, 0.083,
  0.1, 0.09, 0.15, 0.8, 0.08
), nrow = 5)
```

Matrice U utilisée dans MOSAIC pour les appartements [PERSEE MinesParistech]

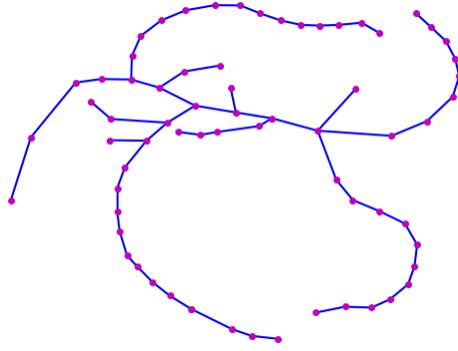
MOSAIC simule alors la puissance électrique nécessaire pour compenser les pertes de chaleur (estimées grâce aux données météo) pour les bâtiments chauffés à l'électricité de l'échantillon de simulation en prenant en compte la technologie de chauffage (résistance ohmique, PAC air/air, PAC air/eau). À cette consommation en chauffage est ajoutée une consommation des autres produits électroménagers (TV, réfrigérateur, lumière,..) dont la simulation suit un schéma prédéfini sur une journée (correspondant aux fonctionnements statistiques moyens sur une journée observés en France et donc n'étant pas sensible aux changements de saisons etc..).

4 Données

Nous avons cherché à modéliser le parc énergétique de Grasse, petite ville caractéristique des conditions attendues dans cette région de France. Pour cela, nous avons eu recours à de nombreuses données concernant l'énergie dans cette zone, et à des prévisions quant à leur évolution pour pouvoir essayer de prévoir des alternatives énergétiques futures.

4.1 Réseau

Le réseau électrique choisi pour la modélisation de Grasse est tiré d'une thèse de Etta Grover-Silva. On l'appellera réseau Etta. Il modélise un **réseau HTA** (moyenne tension) de distribution entre un poste source ("slack bus") qui comporte un transformateur HTB-HTA (haute tension - moyenne tension), et des noeuds de consommation correspondant à des transformateurs HTA-BT (moyenne tension - basse tension). Il comporte 67 noeuds auxquels nous attribuerons des profils de consommation ou de production. Grâce à un programme python, on peut le représenter comme ci dessous :



Représentation spatiale du réseau (noeuds et câbles)

On implémentera ce réseau dans les algorithmes de calcul MATLAB qui construisent notre matrice d'impédance.

4.2 Grandeurs électriques

Le travail sur les réseaux suppose des calculs sur les différentes grandeurs caractérisant les flux électriques : puissance, tension, intensité. Ces grandeurs apparaissent dans les différents graphiques **de manière relative**, i.e. on divise toutes les mesures par la grandeur nominale, et **les grandeurs électriques sont donc mesurées "en pourcentage de" la grandeur nominale**.

Notre objectif est de représenter une ligne HTA (moyenne tension). Pour cela on a choisi de prendre comme grandeurs :

- Tension nominale : 20kV
- Puissance du transformateur d'entrée (poste source i.e. "slack bus") : 40 MW
- Intensité limite dans les câbles : 100 à 600 A

4.3 Coûts

La mise en place et l'optimisation d'un réseau de distribution nécessitent d'importants investissements. Ces coûts sont facturables aux particuliers dans le cadre d'installations privées ou aux communes et établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) compétents pour des projets d'urbanisme à plus grande échelle. Certains coûts sont cependant pris en charge par le TURPE¹⁰ afin d'accompagner la transition énergétique. Ces coûts intègrent les travaux nécessaires à la réalisation des ouvrages, les matériaux utilisés, la main d'oeuvre des personnels d'Enedis ainsi que les évolutions dues à la réglementation. Ainsi, les exploitants de réseau électrique (Réseaux Publics de Distribution ou réseaux privés) sont amenés à réaliser un **dimensionnement économique** de leurs ouvrages en complément d'un dimensionnement technique pour réussir à choisir un palier technique (les différentes sections de câbles, la puissance des transformateurs, etc) qui est un **optimum technico-économique**.

Le dimensionnement économique de l'ouvrage doit tenir compte du coût de construction initial **E** mais également du coût de l'installation sur le long terme **D** (i.e. sur la durée de vie estimée de l'ouvrage **N**).

On peut exprimer D en fonction :

- du taux d'actualisation **t** (8%);
- de la durée de vie **N** de l'ouvrage;
- du coût d'exploitation annuel **d** de l'ouvrage, qui prend en compte les coûts de maintenance, les coûts de défaillance, ainsi que le coût des pertes électriques générées : pertes Joule dans les câbles, pertes Joule et fer dans les transformateurs.

On a alors : $D = d \frac{(1+t)^N - 1}{t(1+t)^N}$.

Ainsi, en minimisant la somme $E + D$, Enedis s'assure de choisir **l'installation la plus économique sur le long terme**.

10. Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

4.3.1 Câbles et transformateurs

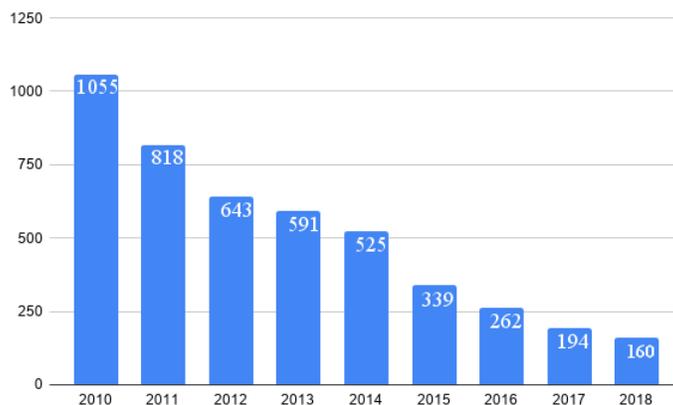
La construction d'un réseau de distribution nécessite la mise en place de nombreux câbles qui relient les différentes composantes du réseau : utilisateurs, réseau basse tension (BT), réseau moyenne tension (HTA), réseau haute tension (HTB) et les transformateurs adaptés (transformateur HTA/BT, transformateur HTB/HTA (poste source)).

Pour estimer le **coût des câbles**, nous avons utilisé les catalogues constructeurs (tels que ceux de Nexans ou Prysmian) qui fournissent les prix des câbles par kilomètre en fonction des différentes caractéristiques de ceux-ci. Par exemple pour le réseau HTA auquel nous nous sommes intéressés, les câbles varient de **10 000 €/km à 50 000 €/km**. A cela s'ajoute le **prix des travaux réalisés par Enedis** pour réaliser l'ouvrage. Ces coûts, qui sont détaillés dans des barèmes de facturation proposés par Enedis, se divisent en coûts fixes et coûts variables qui sont alors proportionnels à la longueur de ligne installée. La somme de ces coûts permet ainsi de définir un budget de l'ordre de **quelques millions d'euros** par kilomètre de câble changé. De même pour l'installation d'un **poste de distribution et du réseau associé**, la facture s'élève à **quelques dizaines de millions d'euros**.

4.3.2 Batteries

Les batteries apparaissent comme un moyen essentiel pour optimiser le réseau de distribution à l'avenir. En effet, le développement de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité future soulève la problématique de l'irrégularité de ces formes de production non pilotables : il est nécessaire de trouver **une solution pour palier ces intermittences** afin d'espérer voir grandir la part de ces modes de production dans le mix énergétique.

Les batteries apparaissent comme une solution technique prometteuse pour résoudre ce problème dans la mesure où les progrès techniques réalisés ces dernières années ont permis de **diminuer les pertes de rendements** à chaque transformation de l'énergie. L'utilisation des batteries dans le réseau électrique nécessitant de transformer deux fois l'énergie (conversion sous forme stockable et reconversion en électricité), ces améliorations ont permis de **considérablement réduire les coûts des batteries**. Le prix des batteries lithium-ions a par exemple baissé de 85% entre 2010 et 2018.



Prix des batteries lithium-ions (en €). Données : (Stockage stationnaire d'électricité, 2019)

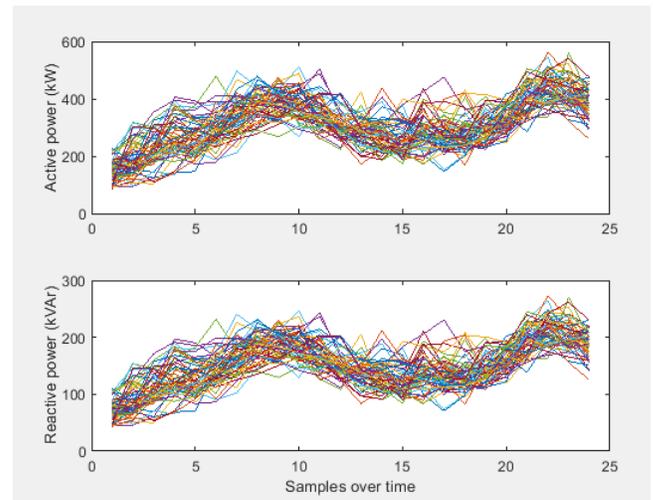
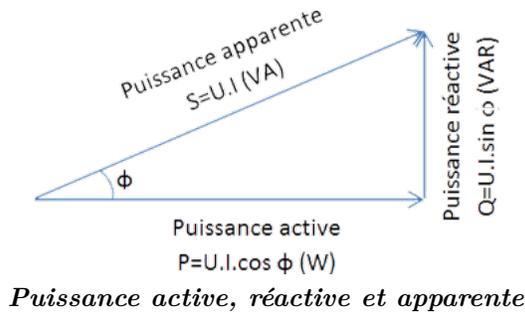
Cependant, en l'état actuel des technologies, les batteries ne sont utilisables en mode stationnaire que sur des durées de quelques minutes à quelques heures, voire jours. Cela ne permet donc pas, par exemple, de palier aux problèmes des irrégularités de la production d'électricité éolienne ou solaire au cours des saisons.

4.4 Profils de consommation

Ici sont exposés les différents profils de charge, i.e. les courbes de consommation ou de production temporelles que l'on retrouve aux différents noeuds du réseau électrique. Ces courbes sont tirées de différentes tables de données et simulation.

La demande de puissance pour les bâtiments urbains est fournie par les **tables MAJIC du distributeur local Enedis**. On assimile l'entièreté de cette consommation aux habitations, qui constituent 95% du parc urbain. On néglige notamment la présence d'industrie ou d'importantes installations tertiaires dans le cadre de l'étude.

Ces tables nous donnent soit les consommations soit la puissance active transitant dans les câbles. **On supposera un facteur de puissance constant de 0.9**, et on en déduira ainsi la puissance réactive.



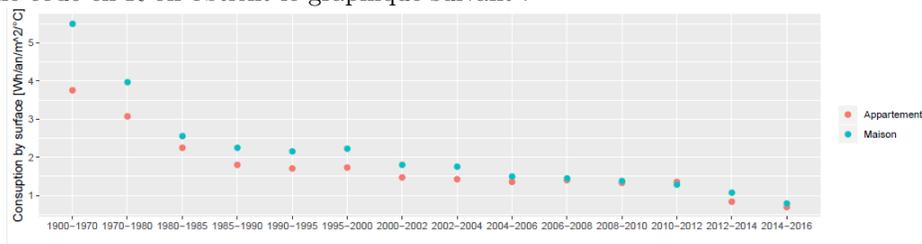
Profil de consommation en puissance active et réactive pour l'ensemble du réseau, pas horaire

On peut par exemple visualiser l'ensemble des demandes pour les 67 noeuds du réseau pour une journée d'hiver (cas défavorable) tirées des tables mentionnées ci dessus.

Par la suite, on modifiera les profils de consommation en changeant leur amplitude selon différents scénarios d'évolution des modes de consommation électrique des foyers (voir la sous partie scénarios).

4.5 Données DPE

Pour connaître la consommation énergétique d'un bâtiment on peut utiliser son analyse DPE ¹¹. Cette analyse a été implémentée avec la RT2012. Plusieurs méthodes existent pour la réaliser ; nous nous intéresserons uniquement à la méthode 3-CL DPE. Grâce à un tableau de données (open data, voir annexe) répertoriant tous les logements ayant suivi une analyse DPE entre 2013 et 2016 puis d'un code sous R (voir annexe), nous avons pu obtenir les moyennes des consommations surfaciques des bâtiments en France (en différenciant appartement et maison) en $kWh/an/m^2/^\circ C$. Nous avons en particulier classé les logements par catégories d'année de construction. À la suite d'un programme codé en R on obtient le graphique suivant :



Consommation surfacique des bâtiments (en $kWh/an/m^2/^\circ C$)

Puis nous avons réalisé ces moyennes sur des logements des Alpes Maritimes, puis sur Grasse et enfin sur la zone climatique H3 (dont fait partie Grasse). Un tableau récapitule les résultats obtenus en annexe. Sur celui-ci on constate que les bâtiments construits à Grasse entre 1990 et 2000 consomment plus d'énergie par unité de surface que la moyenne nationale ou que la moyenne de la zone H3. Il sera donc intéressant de proposer une rénovation pour des bâtiments ayant été construit durant cette période là pour commencer .

Nous allons maintenant utiliser les modèles et données choisis pour modéliser la ville de Grasse aujourd'hui, et simuler son évolution à l'horizon 2035.

11. Diagnostic de Performance Énergétique

Troisième partie

Étude de cas : évolution de la ville de Grasse

Grasse est une commune des Alpes-Maritimes comptant un peu plus de 50 000 habitants. Notre choix s'est porté sur cette ville pour plusieurs raisons, en particulier sa proximité géographique avec notre cadre d'étude : les connaissances des chercheurs et les données disponibles sur le campus Sophia des Mines Paristech, ainsi qu'une collaboration avec Enedis, le distributeur d'électricité local, ont été précieuses pour arriver à une modélisation plus fine de notre sujet. Par ailleurs, les Alpes-Maritimes présentent l'intérêt d'un fort ensoleillement qui se prête donc bien au développement d'installations solaires, au coeur de la problématique de développement durable.



Localisation de la ville de Grasse (Source photo : provence-info.de et viamichelin.fr)

À partir des données et des modèles décrits précédemment, nous allons maintenant **établir un modèle cohérent pour la ville de Grasse à l'heure actuelle, et le faire évoluer selon divers scénarios de développement renouvelable**, pour étudier les contraintes relatives à ces transformations et en dégager les enjeux.

1 État initial du réseau

Les dynamiques de développement durable influent sur les modes de vies et les stratégies d'approvisionnement énergétique. Comme nous l'avons déjà dit, de nouveaux modes de production (solaire) et de consommation (rénovation thermique, véhicules électriques...) ont des effets directs sur les réseaux de transport électriques, lesquels sont décisifs dans les problématiques de développement énergétique. La question des **"smart grid"** se pose aujourd'hui, dans le choix des adaptations du réseau, pour se plier au mieux aux nouvelles demandes. Une optimisation et un dimensionnement sur mesure, en amont, permet ainsi de **limiter les pertes en charge et de résoudre les conflits d'usage** tout en accueillant toujours plus d'innovations techniques.

Les profils de charge utilisés dans l'état initial sont ceux des bases de données actuelles. Nous allons construire le réseau sur lequel nous travaillerons au long de l'étude, avec notamment le dimensionnement du réseau : nous choisissons des câbles pour optimiser le load flow et nous adaptions les modèles horaires de consommation pour un fonctionnement adéquat en partant de la situation actuelle. Nous le ferons par la suite évoluer, en le déstabilisant et en le corrigeant.

1.1 Méthode de travail

Le réseau utilisé est un modèle standard ("réseau Etta"), redimensionné (i.e. les câbles sont adaptés) pour être cohérent vis à vis des profils de charge de la ville de Grasse à l'état initial. La taille de ce réseau HTA correspond à celui d'une ville similaire à Grasse. Tous les profils de charge correspondent à des **hypothèses dans le cas le plus**

défavorable : production solaire et consommation des particuliers maximales. On travaille ainsi sur des profils correspondant à une journée. Le pas temporel de travail est le pas horaire (on sélectionne dans les différentes tables une valeur par heure).

Le travail effectué sur les réseaux s'appuie sur des algorithmes de calcul de matrice d'impédance et de "load flow". Deux algorithmes de calcul fournis par des chercheurs du centre PERSEE nous renvoient ces différentes données. **Tous les algorithmes de calcul réseau sont programmés sur MATLAB.**

La **matrice d'impédance** est construite à partir des données du réseau que nous choisissons (ensemble de noeuds reliés par des câbles de longueurs et caractéristiques différentes). Elle traduit les impédances équivalentes du réseau entre différents noeuds. En faisant varier ses différents paramètres, nous pouvons ainsi dimensionner et changer les caractéristiques de notre réseau. Celui-ci est par ailleurs caractérisé par des valeurs nominales de fonctionnement et des valeurs limites des différentes grandeurs caractérisant le courant transitant (ex : Intensité limite pour chaque type de câble).

En fonction de profils de consommation et de production de puissance électrique que nous choisissons ainsi que de la matrice d'impédance, un **algorithme de "load flow"** calcule pour chaque pas de temps l'intensité et la tension dans les différents éléments du réseau.

Nous avons travaillé sur l'utilisation des deux algorithmes fournis afin de lire les profils de charge fournis (i.e. les profils horaires de consommation et production) et d'en tirer les courbes retraçant l'évolution des grandeurs caractéristiques (tension, intensité, puissance) dans les différents noeuds.

Ensuite, un travail de post-production et de statistiques est effectué, afin de déterminer les violations des limites physiques du réseau, identifier les points à problème, puis proposer et comparer les différentes solutions envisagées.

Nous avons commencé par appréhender le fonctionnement des différents programmes et algorithmes en utilisant de petits réseaux types fournis par M.Sossan avant de travailler sur un réseau plus réaliste.

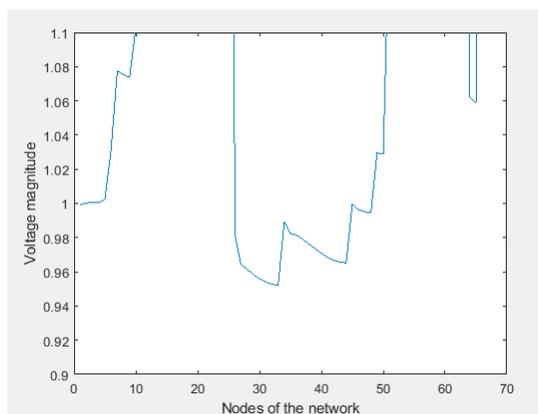
1.2 Traitement de données et résultats

Tout d'abord, on construit la matrice d'impédance issue du réseau, avec des premières valeurs de résistances et de réactances linéiques (i.e. des "types de câbles" par défaut, que l'on appellera "bas-coût" par la suite), et avec la table de données qui donne les liens entre les différents noeuds. Nous avons alors un premier réseau, puis, en choisissant des puissances caractéristiques d'une ligne moyenne tension pour le poste source, et en prenant en compte les profils de consommation, on effectue un premier load flow.

Grâce à des algorithmes de traitement des résultats, on cherche à remplacer automatiquement les câbles de manière à avoir dans chaque noeud sa tension nominale et dans chaque câble un courant inférieur à l'ampérage limite. On remplace ensuite les types de câbles dans le programme de construction de la matrice d'impédance et on vérifie le bon fonctionnement du tout. Voici maintenant ce procédé plus en détail.

Initialement, on construit un réseau équipé uniquement de câbles « bas-coût », c'est-à-dire les câbles qui laissent passer l'intensité la plus faible parmi ceux à notre disposition. On observe alors le comportement du réseau grâce à l'algorithme de "load flow", qui nous fournit la tension à chaque noeud et le courant entre ceux-ci.

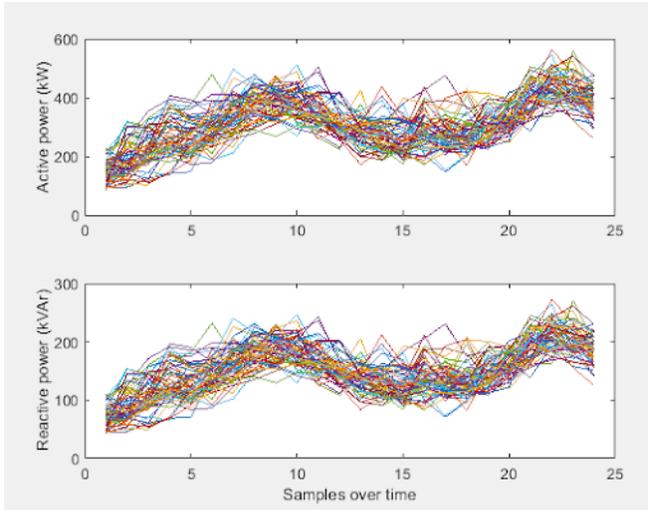
On remarque tout d'abord que la tension au niveau des noeuds est largement en dehors des contraintes fixées (i.e. entre 0.9 et 1.1 pu) pour certaines heures (*figure ci-dessous*).



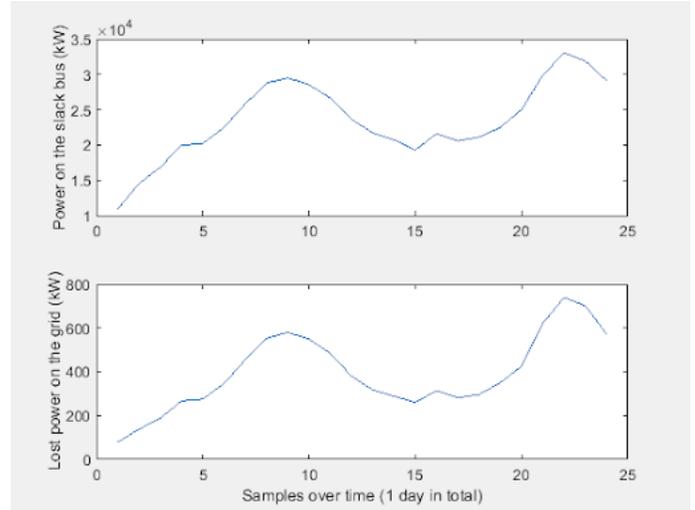
Tension dans la grille à une heure quelconque

En effet nous avons réalisé un autre programme, *postprod*, dans le but d'exploiter les résultats du "load flow", qui calcule notamment le **nombre de violations sur l'ensemble des noeuds au cours d'une journée**. Avec le réseau « bas-coût » on obtient 1081 violations de tension dans la journée (*Annexe 5, figure 1*) : il est donc nécessaire de modifier le réseau.

Notre algorithme nous donne également la possibilité de connaître la **puissance dans la grille à chaque pas horaire** (ici à chaque heure), ce qui nous permet ainsi de savoir si l'on dépasse la puissance maximale transmissible par le transformateur (le "slack bus"). En comparant ces données à la demande, on peut en déduire les **pertes en charge**, c'est à dire les pertes par effet Joule dans les câbles, qui sont égales à la différence entre la puissance transmittant dans le transformateur du poste source et la somme des puissances consommées dans les différents noeuds, et quantifier ces pertes par rapport à la demande globale.



Puissances dans les différents noeuds au cours de la journée



Puissance maximale transmittant dans le poste source et pertes associées

Par ailleurs, *load_flow* donne également l'**intensité dans la grille**. En comparant cette donnée avec les intensités maximales autorisées dans les différents types de câbles mis en place, on peut construire une matrice nous informant quels câbles sont surchargés, à quels horaires. Ces informations sont retournées par notre algorithme *postprod* qui attribue la valeur 1 aux heures où l'intensité est trop forte (*Annexe 5, figures 6 et 7*).

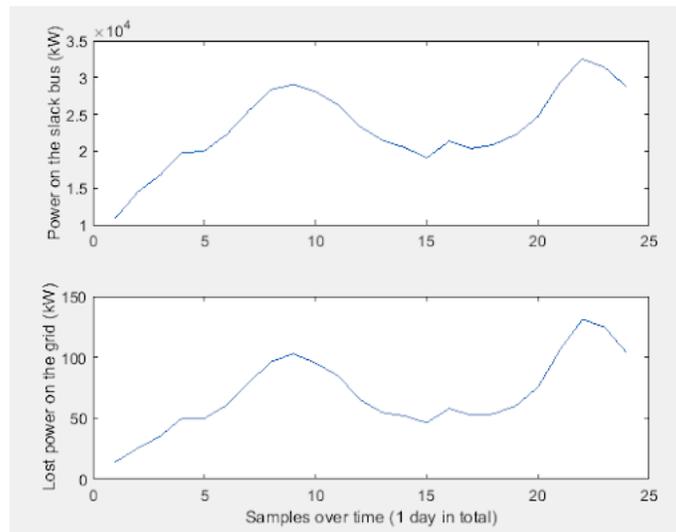
A partir de ces informations, on peut donc calculer l'**énergie perdue si l'on fait de l'écrêtement**, c'est-à-dire si on conserve ces câbles sous dimensionnés qui limitent le courant au lieu de les changer pour pouvoir accueillir tout le flux. Grâce aux valeurs de tensions et d'intensité au dessus de la limite pour chaque heure, on a donc une énergie perdue par heure. En sommant sur 24 heures et pour l'ensemble du réseau, on en déduit l'ensemble des pertes dues au mauvais dimensionnement du réseau (*Annexe 5, figures 8 et 9*).

On peut alors calculer le prix que cela coûterait de stocker ces pertes dans des batteries pour ensuite les vider lors des heures creuses de production.

Grâce à un autre programme, on recherche pour chaque câble posant problème, le câble qui a une intensité maximale admissible optimale en fonction des résultats de *load_flow* : on ne retient que l'**intensité maximale qui passe dans chaque câble au cours d'une journée**, multipliée par un facteur 1.5, afin que le dimensionnement des câbles permette de faire face à un pic de demande ou même une demande future (i.e. on dimensionne le réseau pour plusieurs années, et pas seulement pour la journée précise que l'on étudie).

La réalisation des tests sur la grille après modification des câbles prouve le bon comportement du réseau vis-à-vis des contraintes de tension et de courant (*Annexe 5, figures 14 à 18*).

Finalement, les **pertes par effet Joule ont diminué**. En effet, on a amélioré la résistivité de chaque câble changé (pour laisser passer plus de courant les câbles ont une section plus importante, donc possèdent une résistance moindre) et les câbles inchangés gardent la même résistivité. L'impédance globale de la grille est donc diminuée, d'où la diminution des pertes en ligne par effet Joule.



Puissance transitant dans le transformateur et pertes associées

On a ainsi finalement obtenu un réseau correctement dimensionné pour une ligne HTA, représentatif d'une petite ville, et correctement paramétré dans l'état initial (i.e. "le présent"). On se basera sur ce réseau pour les évolutions futures.

1.3 Capacité d'accueil du réseau solaire initial

Comme les différents scénarios que l'on étudiera ne vont pas nécessairement sortir du domaine de fonctionnement de notre réseau, on cherche à **quantifier la quantité de solaire que l'on peut théoriquement rajouter dans le système**.

Pour cela, on choisit certains noeuds et on décide de leur attribuer toute la production solaire du réseau. Avec un profil défavorable de production solaire, construit à partir de données d'ensoleillement d'un jour d'été dégagé (*voir Données- Production solaire pour la courbe d'ensoleillement*).

Puis, on augmente l'amplitude de la courbe de production jusqu'à atteindre la saturation du réseau. On peut alors lire sur les pics de production solaire une valeur approchée de la capacité d'accueil du réseau en terme de production solaire.

Sous les hypothèses précédentes (rendement de 20%), en répartissant la production sur 4 noeuds distants du réseau, **on obtient une capacité d'accueil de 5 à 7 MWc**, soit 2 à 3 hectares de panneaux solaires, en comptant une production de 2.4MWc par hectare.

Il est important de préciser que **la répartition de la production solaire** dans le réseau a un impact non négligeable sur le résultat précédent. Il **dépend également de la demande**, qui a l'effet inverse de la production vis à vis de la surcharge du réseau.

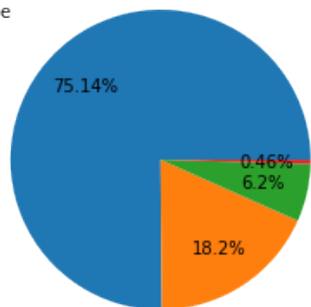
Ce résultat ne constitue donc pas une grandeur absolue pour le réseau, mais plutôt un **ordre de grandeur donnant une idée de la puissance électrique de production solaire que l'on peut espérer installer dans l'état initial**.

2 État actuel des bâtiments de Grasse

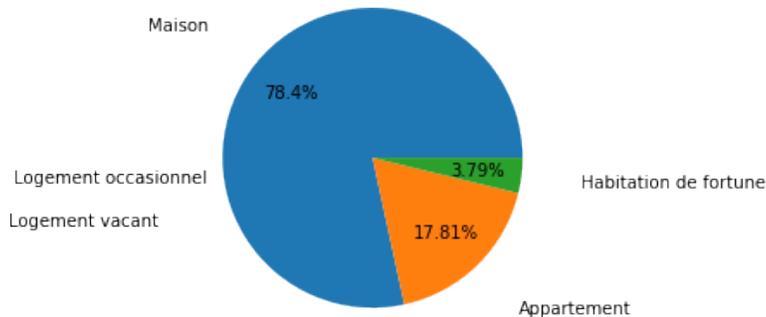
Durant notre étude, nous avons pu avoir accès à différentes bases de données (PHEBUS, Recensement INSEE, BDTOPO). Que ce soit pour les surfaces des logements, les combustibles majoritairement utilisés par les foyers, le mode de chauffage et d'autres données pertinentes, ces bases nous ont permis d'obtenir des informations cruciales sur les logements. En exploitant les données fournies, nous avons pu tracer différents diagrammes permettant de mettre en évidence certaines tendances dans la commune de Grasse.

Nous avons constaté que la majorité des maisons dans la commune de Grasse sont des résidences principales. Dès lors, il nous a fallu différencier la rénovation énergétique des résidences principales, occupées toute l'année, et des résidences secondaires, occupées généralement seulement en été. Dans notre étude, nous avons choisi d'étudier le cas des résidences principales.

Residence principale



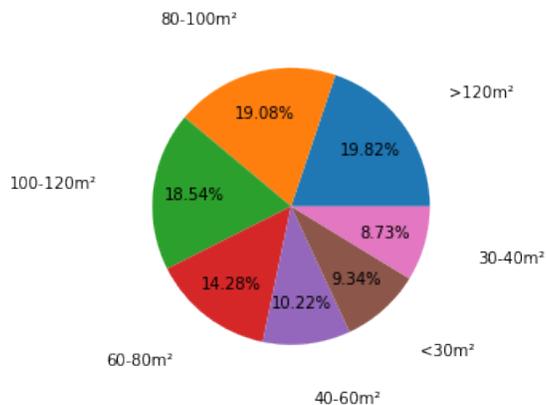
Maison



Catégorie de logements

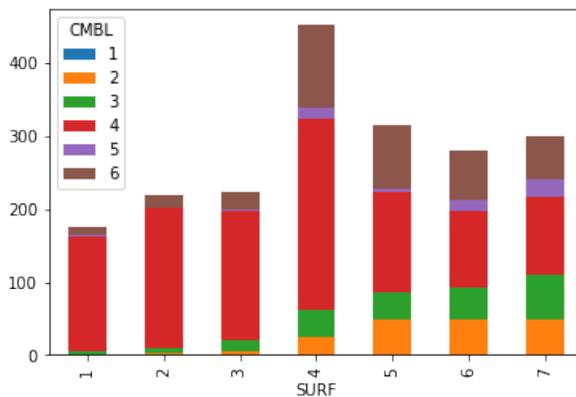
Type de logements parmi les résidences principales

Parmi les différents logements, les habitations individuelles sont les habitations les plus vulnérables d'un point de vue énergétique. En effet, l'enveloppe de l'habitation, c'est-à-dire le toit, les murs et le plancher, est entièrement en contact avec l'extérieur ce qui favorise les déperditions thermiques. Les habitations collectives, elles, possèdent généralement une seule façade en contact avec l'extérieur. Ainsi, nous avons porté notre attention sur les habitations individuelles afin de proposer un plan de rénovation thermique visant à diminuer les déperditions thermiques dans ces logements. Le nombre de maisons parmi les résidences principales justifie notre choix de nous concentrer principalement sur les habitations individuelles.



Surface habitable des résidences principales

Nous pouvons constater que les surfaces d'habitation sont équiréparties : il n'y a pas de dominante de surfaces supérieures à 120 m² par exemple. Ceci nous invite à considérer toutes les surfaces existantes, et non une seule classe de surface.



Combustible principal du logement en fonction de la surface habitable

Légende SURF

1. surface inférieure à $30m^2$
2. surface entre 30 et $40m^2$
3. surface entre 40 et $60m^2$
4. surface entre 60 et $80m^2$
5. surface entre 80 et $100m^2$
6. surface entre 100 et $120m^2$
7. surface supérieure à $120m^2$

Légende CMBL

1. Chauffage urbain
2. Gaz de ville ou de réseau
3. Fioul (mazout)
4. Électricité
5. Gaz en bouteille ou en citerne
6. Autre

La tendance qui se dégage du dernier diagramme montre que les habitations avec les plus grandes surfaces d'habitations (surface supérieure à $80 m^2$) ont tendance à utiliser plus de gaz et de fioul que les autres habitations. On remarque enfin que le chauffage électrique (en rouge dans le dernier diagramme) est tout de même assez utilisé comme moyen de chauffage.

3 Scénarios futurs

3.1 Scénarios de rénovation thermique

3.1.1 Modèle thermique d'une maison

Pour notre étude, nous avons mis au point un modèle des échanges thermiques d'une maison.

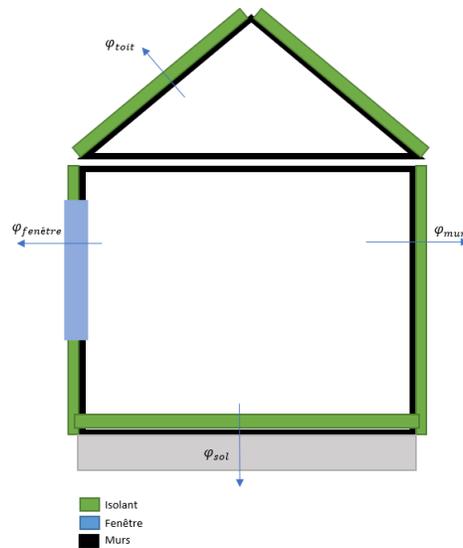


Schéma des échanges thermiques d'une maison (dans le cas d'une isolation par l'extérieur)

Schéma électrique analogue : Nous avons alors utilisé une analogie avec les circuits électriques pour déterminer les équations qui régissent notre modèle.

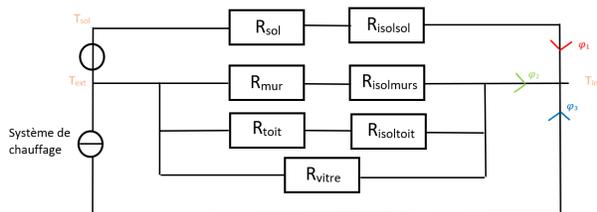


Figure 1 : Schéma équivalent

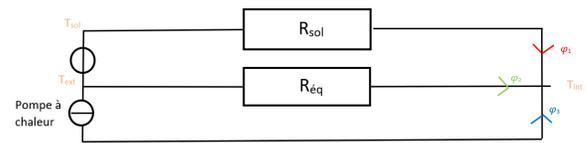


Figure 2 : Schéma équivalent simplifié

Mise en équation : Après avoir modélisé les échanges thermiques dans une maison, en prenant en compte les flux thermiques à travers les murs, le toit, le sol et également les fenêtres, et en choisissant un système de chauffage, nous nous sommes intéressés à la puissance d'entrée dont nécessite le système de chauffage. Notons cette puissance P. On cherche à estimer P pour savoir si la rénovation que nous avons envisagé avec l'isolant et le système de chauffage choisis est satisfaisante : si P est faible, cela signifie que la consommation pour le chauffage de la maison est faible. D'après le premier principe de la thermodynamique appliqué à la maison en régime permanent :

$$\frac{dU}{dt} = \varphi_{sys} + \varphi_q = 0 \quad (1)$$

On sait aussi que : $\varphi_{sys} = P \times \mu$ (avec μ le rendement ou efficacité du système de chauffage). Pour trouver P, trouvons $\varphi_{sys} = \varphi_3$.

D'après la loi des noeuds : $\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = 0$

On a le système d'équations suivant :

$$\begin{cases} \varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = 0 \\ \varphi_2 = \frac{T_{ext} - T_{int}}{R_{eq}} \\ \varphi_1 = \frac{T_{sol} - T_{int}}{R_{sol}} \end{cases} \quad \text{On a alors :}$$

$$\varphi_3 = \varphi_{sys} = - \left(\frac{T_{ext} - T_{int}}{R_{eq}} + \frac{T_{sol} - T_{int}}{R_{sol}} \right)$$

Et enfin

$$P = \frac{\varphi_{sys}}{\mu} \quad (2)$$

Pour chacun des scénarios que nous présentons ci-dessous, nous avons estimé P grâce au modèle et comparé cette puissance d'entrée avec celle avant les travaux. D'autre part, nous avons également estimé un coût de rénovation pour chacun des scénarios. Voici les résultats que nous avons obtenu.

3.1.2 Scénarios envisagés

À partir de l'état de l'art de la ville de Grasse et des études menées précédemment concernant les rénovations thermiques, nous avons conçu plusieurs scénarios de rénovation thermique des maisons, à proposer à des particuliers suivant leurs envies et suivant le bâti existant. Les économies d'énergie proposées tiennent compte du modèle exposé précédemment et en considérant une maison existante type ayant les caractéristiques suivantes (très mauvaise isolation thermique) :

- une surface habitable de 100 m²
- 2 étages d'habitation
- une isolation très peu efficace : laine de verre sur 3cm pour les murs, 3cm pour le sol, et 5cm pour le toit
- un système de chauffage classique (suivant les statistiques effectuées sur Grasse précédemment) composé de convecteurs électriques

On cherche à respecter les valeurs de R imposées par la future RT2020. Ainsi, les performances énergétiques finales seront les mêmes pour tous les modèles, mais les prix différeront suivant l'épaisseur d'isolant qu'il a fallu poser pour respecter ces valeurs de R. Les prix, quant à eux, sont calculés par un programme et ce calcul est expliqué dans la sous-sous-partie suivante.

Numéro	Type isolation	Matériau	Type chauffage	Coût	Réduction énergétique
1	ITE	Ouate de cellulose	PAC air/eau	24 500 €	95%
2	ITI	Ouate de cellulose	PAC air/air	17 400 €	94%
3	ITE	Laine de mouton	PAC air/eau	26 700 €	95%
4	ITI	Polyuréthane	PAC air/eau	11 500 €	94%

Voici les commentaires de chacun des scénarios :

1. Scénario classique, respectueux de l'environnement et durable. L'épaisseur de l'isolant est non négligeable, mais ITE donc surface habitable non impactée.
2. Scénario plus abordable, qu'on conseille pour le particulier désireux de faire baisser sa consommation d'électricité pour le chauffage tout en investissant un minimum. En revanche, l'ITI va occuper beaucoup de place dans la maison : l'épaisseur d'isolant doit être d'au moins 20 cm.

3. Scénario optimal pour le respect de l’environnement et les performances. En revanche, le coût est nécessairement élevé.
4. Scénario très abordable, très performant : l’ITI ne va pas beaucoup impacter la surface habitable car le PUR étant très isolant, l’épaisseur nécessaire est faible. En revanche, très mauvais respect de l’environnement.

3.1.3 Scénarios à l’échelle de la ville de Grasse

Lorsque nous voulons implémenter ces scénarios à l’échelle de la ville de Grasse, il faut pouvoir calculer le prix de la rénovation dans des configurations multiples de bâtiments pour pouvoir simuler au mieux la ville de Grasse. Nous avons initialement pris un modèle unique de bâtis que nous avons multiplié par le nombre de logements de la ville. Trop restrictif, il fallait le généraliser.

Nous avons donc créé un programme python qui s’adapte à la morphologie des bâtiments puisque nous avons notamment accès au nombre d’étages et à la surface de chaque logement. Il simule les coûts et les pertes thermiques de l’immeuble avec le modèle thermique précédemment mentionné. *Le programme est détaillé dans l’annexe 6.*

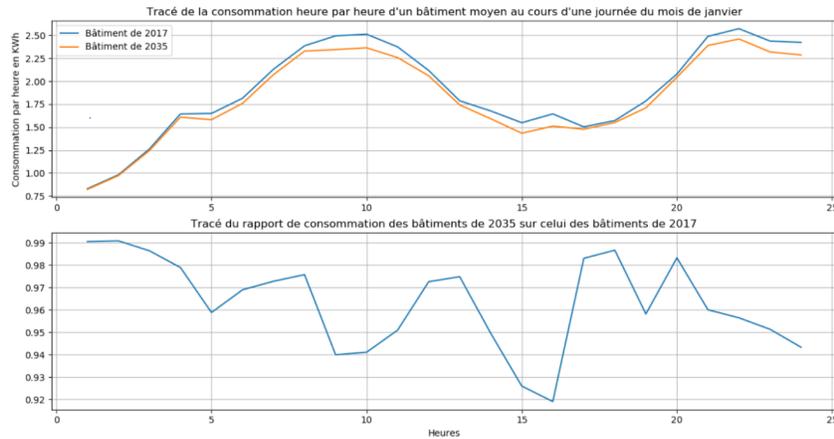
Prix de la rénovation En prenant un bâtiment à base carrée, nous avons accès à la surface du sol et du toit (en le considérant pyramidal à base carrée). En prenant les étages de hauteur moyenne 2.5m (épaisseur du plancher + hauteur sous plafond) et une proportion de surface vitrée de 17% de la surface murale, on peut déterminer la surface murale non vitrée. La quantité d’isolant est donc déterminée par cette surface totale et par l’épaisseur nécessaire déterminée par le calcul de perte thermique et par les objectifs à respecter.

En se basant sur le prix moyen de chacun de ces isolants sur le marché, on a le prix d’achat des isolants. **Il reste le prix de la pose.** Dans le cas d’une ITE, le prix de la pose au m^2 de mur est de 60€. Pour une ITI elle est de 5€ en moyenne. Le sol et la toiture sont toujours isolés en ITI et on a un coût de pose au m^2 respectifs de 5€ et 10€. Le prix de l’isolation du bâtiment est ainsi déterminé. Le coût d’installation du nouveau moyen de chauffage est calculé depuis les valeurs présentes sur le marché et le prix de la pose.

On peut appliquer les scénarios à la ville pour estimer le coût total.

Une base de données nous donne le nombre d’étages, la date de construction et les surfaces des bâtiments. On considère qu’ils ont tous le même U moyen donné par la base de données [Phebus](#). On répartit les différentes configurations décrites dans la partie 3.1.2. dans des proportions cohérentes sur l’ensemble des logements (*plus de précision en fin d’annexe 6*). On fait ensuite tourner le programme pour obtenir le coût annuel et le coût total de la transformation urbaine. Les résultats sont les suivants : la ville de Grasse, sur un période de 16 ans (2018 - 2034) devrait investir un total d’environ 22 millions d’euros à hauteur de quasiment 2,5 millions d’euros tous les 2 ans pour pouvoir espérer rénover profondément le parc immobilier existant. Ce prix très élevé rend le projet peu réaliste pour une commune qui ne peut pas se le permettre (via ses habitants).

Simulation de la rénovation dans MOSAIC Pour permettre des prévisions sur la consommation électrique future des bâtiments de la ville de Grasse il a fallu faire travailler le simulateur sur différentes bases de données décrivant les rénovations proposées par nos scénarios. Comme expliqué plus haut, MOSAIC attribue les performances d’un bâtiment en fonction de son âge de construction, et traduit ses besoins en électricité pour compenser ses pertes thermiques grâce à l’indication de la base de données à propos de sa technologie de chauffage. Nous avons donc réalisé un programme qui exécutait une boucle permettant la modification d’une copie de la base de données MAJIC initiale à chaque itération. On effectue alors la simulation MOSAIC à chaque itération pour décrire l’évolution annuelle ou après toutes les itérations pour décrire la situation finale, en fonction des besoins. Un des objectifs du projet étant toutefois d’étudier l’impact de ces rénovations sur le réseau de distribution local, il a fallu réaliser des simulations différentes pour chaque échantillon de bâtiments reliés au même noeud basse tension.



Impact de la rénovation thermique dite “réaliste” sans ajout de PAC sur 20 ans

3.1.4 Scénarios à l'échelle du particulier

Grâce aux différents simulateurs que proposent le site www.quelleenergie.fr, nous avons pu estimer le coût des projets que nous avons proposés dans la partie **Scénarios envisagés** en effectuant une autre approche. Ces simulateurs prennent en compte différents critères : certains que nous avons déjà envisagé dans notre programme, par exemple la superficie de la maison, les types d'isolants ou encore les épaisseurs de ces derniers et d'autres que nous n'avons pas modélisé. En effet, les simulateurs demandent de rentrer la date de construction de la maison, l'ancien type de chauffage utilisé ainsi que les types de rénovations envisagés mais également les types de revenus afin de prévoir les aides financières à la rénovation (celles-ci dépendent également du type de rénovations effectuées). Ces aides permettent de prendre en charge une part importante du coût des rénovations (entre 20-30%). Notre démarche fut la suivante : nous avons considéré différentes combinaisons possibles entre les critères utilisés par le simulateur et nous avons cherché à les comparer entre eux sur les points suivants : l'évolution de la classe DPE, le coût des rénovations avec les aides financières à la rénovation ainsi que le temps de rentabilisation du projet. Nous avons organisé ces résultats sous la forme d'une cartographie mentale (cf *Cartographie mentale des différents scénarios grâce aux simulations obtenues sur le site (www.quelleenergie.fr)* dans la partie **Résultats des différents scénarios de rénovation à l'échelle du particulier** de l'Annexe)

Cette cartographie met en évidence les scénarios qui permettent d'obtenir une maison avec une classe DPE B c'est-à-dire les scénarios qui diminuent de façon significative la consommation en énergie des maisons : ce sont les cases **colorées en vert**. Il s'agit des scénarios utilisant les pompes à chaleur air/eau. Les cases **colorées en orange** indiquent les scénarios avec une rénovation énergétique peu intéressante. Toutefois, il nous a semblé également important de rendre compte de l'aspect financier des différents projets : ainsi, les cases **encadrés en rouge** correspondent aux scénarios les plus chers et à l'inverse, celles **encadrées en bleu**, les scénarios les moins chers. Cette cartographie mentale a pour but de permettre à chaque particulier de faire les choix les plus adaptés pour les rénovations qu'il souhaite effectuer.

3.2 Évolution des profils de charge

3.2.1 Évolution des profils de consommation

On fera dans cette partie différentes hypothèses qui nous mèneront à différents scénarios que l'on modélisera.

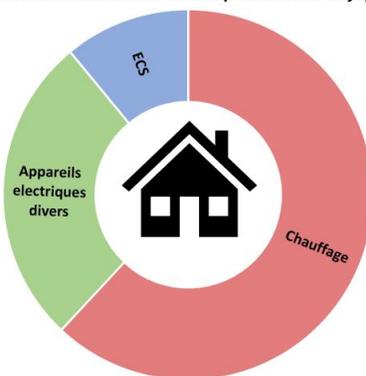
Scénarios basse consommation Les différents scénarios précédents serviront de base pour prévoir l'évolution de la consommation à l'horizon 2030.

Précisons tout d'abord quelques hypothèses sous lesquelles nous travaillerons. Tout d'abord, on utilisera la **répartition des consommations électriques par foyer fournie par EDF**, qui sont :

- 62% chauffage ;
- 11% Eau Chaude Sanitaire (ECS) ;
- 27% appareils électriques divers (cuisson, réfrigération, informatique...).

(Ces données sont tirées du site internet EDF, "répartition de la consommation au sein d'un foyer", données mises à jour en juin 2017)

Répartition de la consommation électrique au sein d'un foyer Français



De plus, nous estimons que **la population de Grasse restera constante au cours de la décennie à venir**. Ainsi, les évolutions de la consommation par foyer se retrouveront directement dans celle de la consommation globale. C'est à dire qu'on appliquera les coefficients de réduction ou d'augmentation prévus des foyers à nos courbes de charge, sans considérer une variation de la quantité de foyers contribuant au profil de charge. Ensuite, on considérera 2 scénarios d'évolution de la consommation électrique pour le chauffage, d'après les études plus haut :

Scénario de consommation 1 Rénovation thermique et installation d'une **PAC air-air**. Cette PAC ne prend pas en compte le chauffage sanitaire, et des prévisions à l'horizon 2030 prévoient une réduction de la consommation électrique pour le chauffage de **75%** par ménage.

Scénario de consommation 2 Rénovation thermique et installation d'une **PAC air-eau**. Cette PAC prend en compte le chauffage sanitaire, et des prévisions à l'horizon 2030 prévoient une réduction de la consommation électrique pour le chauffage de **85%** par ménage.

Ces réductions de consommation électrique pour le chauffage sont plus faibles que celles trouvées précédemment car le bâti ancien considéré ici possède déjà de meilleures performances thermiques que le bâti ancien considéré dans la partie **III.3.1.2**. Enfin, on estimera également **l'évolution des consommations électriques d'autres domaines : ECS, électronique et électroménagers** (c.a.d appareils électriques divers).

Divers rapports et études estiment l'évolution de la consommation de ces appareils selon différentes hypothèses. On peut notamment relever les économies dites "*sobres*", c'est à dire en **changeant nos modes de consommation sans innovation** :

- utilisation d'ampoules basse consommation
- utilisation privilégiée des modes veille
- lavage à basse température. . .

Ces gestes permettraient une réduction de **20% à 40%** environ de notre consommation pour les appareils électriques, d'après l'étude (ECEEE, 2015).

Ce même rapport prévoit un deuxième cas de figure, celui de **l'achat privilégié de machines certifiées comme les plus efficaces du marché** (électroménager de catégorie A à A+++). L'utilisation exclusive de celle ci permettrait une réduction de la consommation de **55%** en moyenne sur un foyer.

Un rapport de l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, "*Exercice de prospective de l'ADEME, "vision 2030-2050"* ") se base notamment sur l'hypothèse que les normes les plus efficaces énergétiquement aujourd'hui (A à A+++) seront celles respectées en moyenne sur le marché d'ici 2030, et prévoit alors une réduction de la consommation totale des appareils électriques ménagers d'environ **49%**.

Concernant les **eaux chaudes sanitaires**, ce rapport prévoit une réduction de la consommation de **20% à 30%**. Dans le scénario 1, on utilisera ce chiffre car la PAC air-air ne gère pas les ECS. Dans le scénario 2, on considérera que les ECS font partie du chauffage car sont prises en charge par la PAC air-eau.

Ces deux scénarios se résument ainsi :

Consommation électrique en...	Scénario 1	Scénario 2
Chauffage	-75%	-85%
ECS	-30%	-85%
Électroménager	-50%	-50%

En coupant ces données avec celles de la répartition de consommation, sans oublier qu'on considère constant le nombre de foyers, on arrive à une diminution globale de la consommation prévue à l'horizon 2030 de :

- **Scénario 1 : diminution de 63%**
- **Scénario 2 : diminution de 75%**

Scénario haute consommation On prendra ensuite en compte un 3e scénario, qui provient des modélisations du logiciel MOSAIC. Ce dernier scénario sera une modélisation par le logiciel de la consommation électrique des foyers prévue à l'horizon 2030. On le qualifie de "haute consommation" par rapport aux deux autres car il ne repose pas sur des PAC, mais uniquement sur des rénovations et évolutions de mode de consommation, ce qui implique que la consommation reste très forte en comparaison de l'hypothèse où des PAC sont implantées. On va donc appliquer ces coefficients pour modéliser la demande future.

Scénario réaliste Enfin, un dernier scénario dit "réaliste" sera modélisé sous MOSAIC. Il repose sur une rénovation thermique des bâtiments et une installation raisonnable de PAC (100% pour les habitations chauffées électriquement et 55% pour celles au chauffage thermique).

3.2.2 Profil de production solaire : simulateur PV MOSAIC

Les calculs menés dans la partie IV.1.2 nous ont permis de déterminer précisément le parc photovoltaïque que l'on peut envisager sur Grasse : puissance installée, inclinaison et orientation des panneaux, type de technologie. Nous utilisons à présent un autre volet du logiciel MOSAIC, qui permet de simuler des courbes de production PV. Ces courbes sont fonction des données météo de Grasse et des caractéristiques du parc. MOSAIC, du fait qu'il tient compte de nombreux paramètres tels que l'ensoleillement, l'humidité, les variations saisonnières et journalières, la position du soleil et des panneaux, permet une **simulation très fine** de ces courbes. Les données météo dont nous disposons nous ont permis de simuler plusieurs années consécutives, de 2010 à 2016.

- Pour les installations de toiture, nous obtenons une production en électricité moyennée sur 7 années de **96,0 GWh/an**.
- Pour les ombrières, le simulateur prévoit **4,2 GWh/an**.

Cette production est en réalité vraiment considérable. Quand on sait qu'un foyer français consomme environ 4.770 kWh annuels d'électricité, la consommation totale grasseoise peut s'estimer à environ 112 GWh/an (pour 25.000 foyers). Nous rappelons ici que nous nous sommes placés dans un scénario idéal et que ces chiffres n'anticipent ni l'augmentation de la consommation que causerait un passage des modes de chauffage traditionnels aux pompes à chaleur électriques ni celle engendrée par l'accroissement du parc de voitures électriques.

Cette énergie pourra être en grande partie auto-consommée par les habitants qui possèdent les panneaux photovoltaïques. Ce changement de mode d'approvisionnement permettrait de relâcher les contraintes réseau.

3.2.3 Profil de consommation des véhicules électriques

Pour prévoir la courbe de charge des véhicules électriques de la ville de Grasse en 2030, on utilise les courbes individuelles par véhicules présentées dans la section *données*, tirées des prévisions Enedis. Il est alors nécessaire d'établir des prévisions quant à la quantité de véhicules que l'on peut espérer avoir dans la ville pour prévoir la charge électrique globale sur le réseau.

Pour cela, nous nous sommes référés au rapport (RTE, Mai 2019), qui prévoit notamment une quantité totale de **7 à 16 millions de véhicules électriques en France pour 2035**. Ramené à Grasse avec un facteur d'échelle, ce chiffre revient donc à prévoir entre environ **5000 et 12 000 véhicules électriques dans la ville**, soit autant de profils de charge de véhicules individuels à supporter par le réseau.

4 Application des scénarios au réseau de Grasse

Il a fallu ensuite croiser toutes ces évolutions possibles au niveau de la consommation, de la production solaire et du nombre de véhicules électriques pour en déduire des scénarios globaux de production/consommation applicables au réseau électrique de la ville de Grasse. Nous avons pris comme base les scénarios de rénovation, et nous les avons déclinés de telle sorte à observer, pour chacun d'eux, le pire cas de figure que devrait supporter (ou non) le réseau. Les **scénarios 1 et 2** sont des scénarios assez optimistes. Nous avons donc décidé de placer un quantité maximale de panneaux solaires et de véhicules électriques sur la ville de Grasse. Le **scénario 3** (« haute consommation ») se contente d'observer quelques rénovations. Nous avons donc envisagé de mettre en place un maximum de véhicules électriques pour augmenter d'avantage la consommation, tout en réduisant le nombre de panneaux solaires. On se place ainsi dans le pire cas pour ce scénario. Le dernier scénario, le **scénario réaliste**, présente une quantité de véhicules électriques minimale et une quantité de panneaux solaires deux fois moindre que pour les scénarios 1 et 2.

Pour chacun de ces scénarios, on envisage le pire puisque nous avons pris un jour de grand froid en hiver, particulièrement nuageux, et donc la production photovoltaïque est très réduite, et au contraire un jour très ensoleillé en été, avec donc beaucoup de production photovoltaïque mais également des pompes à chaleur fonctionnant en mode réversible pour climatiser les logements (elles consomment alors autant qu'en hiver).

Scénario 1 :

- Installation de PAC air-air
- Panneaux solaires sur toutes les toitures
- Quantité maximale de véhicules électriques

Scénario 2 :

- Installation de PAC air-eau
- Panneaux solaires sur toutes les toitures
- Quantité maximale de véhicules électriques

Scénario 3 « haute-consommation » :

- Rénovation thermique uniquement
- Peu de panneaux solaires sur les toitures (un quart des scénarios 1 et 2)
- Quantité maximale de véhicules électriques

Scénario "réaliste" :

- Rénovation partielle avec des PAC
- Peu de panneaux solaire sur les toitures (la moitié des scénarios 1 et 2)
- Quantité minimale de véhicules électriques

On implémente alors les profils de consommation/production de chacun de ces scénarios dans le programme ayant permis l'adaptation du réseau. Grâce à ce programme fournissant les changements de câbles nécessaires sur le réseau dû à la nouvelle demande, mais aussi l'énergie à stocker dans des batteries si l'on ne souhaite pas changer les câbles, on peut comparer les prix d'adaptation du réseau (changement des câbles) avec ceux d'installation de batteries aux nœuds problématiques. On obtient les résultats suivants :

Scénario	Coût optimisation (millions d'euros)	Coût batteries (millions d'euros)
Scénario 1 été	3,54	10,8
Scénario 1 hiver	0	0
Scénario 2 été	1,52	10,9
Scénario 2 hiver	0	0
Scénario 3 été	0	0
Scénario 3 hiver	4,95	impossible
Scénario réaliste été	0	0
Scénario réaliste hiver	0	0

On constate que les scénarios 1 et 2 présentent des problèmes de production solaire en été. Il va donc falloir changer quelques câbles, les batteries coûtant encore trop cher. Le scénario 3 pose des problèmes de consommation en hiver. La mise en place de batteries est alors impossible, on ne peut en effet stocker de la consommation. Il faut alors changer impérativement les câbles. Le scénario réaliste quant à lui ne pose pas de problème.

Enfin, il faut bien tenir compte du fait que ces coûts, même dérisoires face à ceux de rénovation, ne sont pour autant pas négligeables. En effet, ce sera à Enedis seule de financer ces rénovations, et non plus à un ensemble de particuliers. D'autant plus qu'Enedis gérant l'ensemble du réseau moyenne tension français, ces coûts seront sûrement à répercuter à l'ensemble de la France...

Quatrième partie

Évolution du mix français

Des modifications apportées localement au réseau peuvent avoir des effets variables à l'échelle nationale. La compatibilité des stratégies locales avec le réseau national se mesure donc par les variations globales du réseau lors des paramètres locaux varient. C'est l'étude que nous proposons dans cette partie.

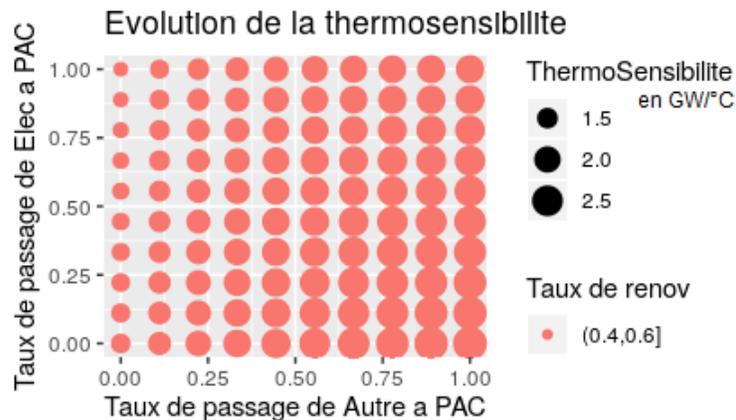
1 Thermosensibilité

La thermosensibilité caractérise la **dépendance de la consommation énergétique d'un bâtiment à la température** (sous-entendue extérieure). Elle s'exprime en $\text{GW}/^\circ\text{C}$. Actuellement la thermosensibilité moyenne en France est de $2,5 \text{ GW}/^\circ\text{C}$.

Lorsqu'on applique les scénarios aux bâtiments, la rénovation des bâtiments et l'implémentation de PAC vont avoir une influence sur la thermosensibilité. En effet :

- Lorsqu'on passe d'un chauffage au bois ou gaz à une PAC, la consommation en énergie électrique va augmenter lors des pics de froid : par conséquent la thermosensibilité augmente ;
- Lorsqu'on remplace un chauffage électrique par une PAC, le rendement d'une PAC étant meilleur (proche de 2), la thermosensibilité diminue ;
- lorsqu'on améliore l'isolation des bâtiments, la thermosensibilité diminue.

En appliquant les plans de rénovations aux bâtiments enregistrés dans la table DPE, on obtient le résultat suivant :

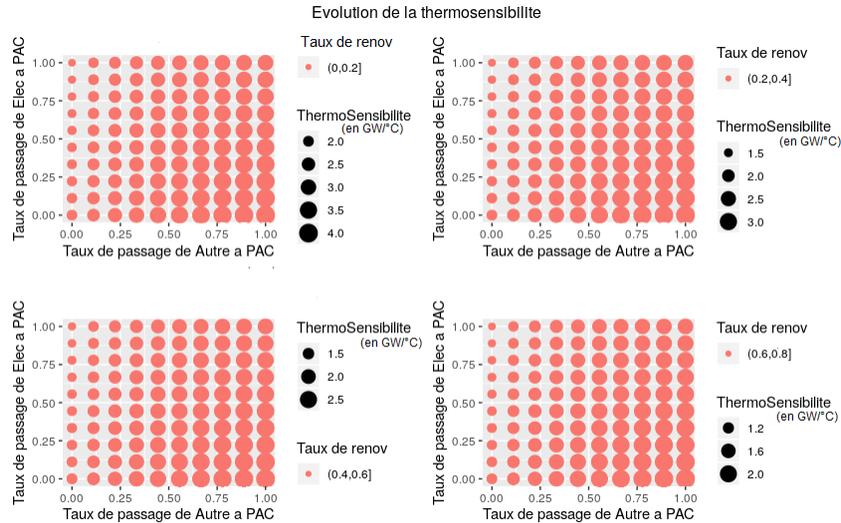


Évolution de la thermosensibilité selon les taux de rénovation du mode de chauffage vers des PAC

Pour un taux de rénovation fixé (par exemple compris entre 0,4 et 0,6), on observe que :

- Si l'on fixe le taux de passage de chauffage électrique à PAC, la thermosensibilité augmente quand le taux de passage de autres à PAC augmente ;
- Si l'on fixe le taux de autres à PAC, la thermosensibilité diminue quand le taux de passage de chauffages électriques à PAC augmente.

D'autre part, si on fixe les taux de autres à PAC et de chauffage électrique à PAC, lorsque le taux de rénovation augmente, la thermosensibilité diminue (voir graphe si dessous).



Evolution de la thermosensibilité pour différents scénarios de rénovation

2 Outils de modélisation : algorithme développé par PERSEE

Afin de modéliser le mix énergétique français, nous avons utilisé un algorithme d'optimisation développé au centre PERSEE. Celui-ci permet de minimiser la somme des coûts d'investissements nommés CAPEX et des coûts d'opérations nommés OPEX pour chaque moyen de production en discrétisant au pas de temps horaire la consommation et la production française d'électricité selon la formule simplifiée suivante :

$$\min_{\text{Contraintes}} \sum_{i=1}^n \left(CAPEX_i + \sum_{t=1}^{8760} OPEX_{i,t} \right)$$

Bien que non représentés dans la formule ci-dessus, différents stockages peuvent être pris en compte dans le fonctionnement de l'algorithme comme nous allons le voir avec les paramètres de l'algorithme.

Pour que la modélisation soit réaliste, plusieurs *contraintes* doivent être respectées :

- La consommation doit être égale à la production d'électricité pour ne pas déstabiliser le réseau français et le faire dévier de sa fréquence de 50Hz ce qui endommagerait les appareils électriques branchés dessus.
- Les différents stockages pris en compte ne dépassent pas leur capacité maximale ou minimale.
- il faut aussi respecter une contrainte sur la continuité des différents moyens de production. Cette contrainte qui s'appelle "contrainte de Rampe" permet d'éviter que l'algorithme puisse par exemple faire varier la puissance des centrales nucléaires de 40GW à 0 GW en l'espace d'une heure.

Pour modéliser les différents scénarios, de nombreux *paramètres* peuvent être rentrés dans l'algorithme :

- Les coûts marginaux de production électrique et les coûts d'investissement pour chaque moyen de production ;
- La consommation horaire française (nous avons à notre disposition les chiffres de RTE pour les années 2014 à 2018) ;
- Les différentes puissances et volumes pour les différents stockages envisagés (STEP ou batteries) ;
- La réduction (ou l'augmentation) de la thermosensibilité ;
- Le nombre de véhicules électriques dans le parc automobile français ;
- Le coût d'une taxe carbone.

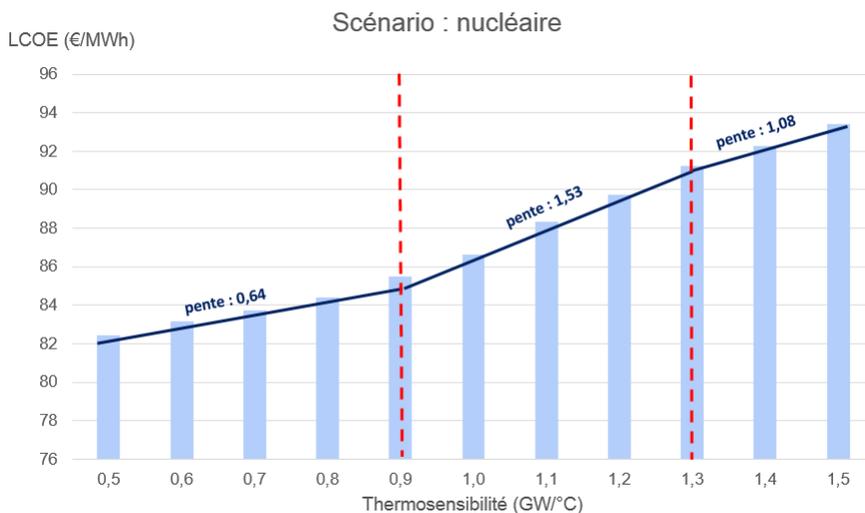
3 Stratégies énergétiques

Les multiples contraintes environnementales ainsi que celles concernant les besoins nationaux confèrent aux scénarios énergétiques une importance capitale dans la suite de la transition énergétique. L'objectif est de simuler la mise en place d'un parc bien précis, en fonction des moyens de productions disponibles et de leurs coûts. Quel est

le parc optimal compte tenu des exigences futures? Doit-on conserver une part importante de nucléaire ou plutôt opter pour un fort développement des énergies renouvelables? Nous avons choisi l'étude de deux scénarios plutôt opposés : le premier à dominante nucléaire, le second privilégiant les énergies renouvelables, en s'appuyant sur les différentes contraintes relevées ci-dessus.

3.1 Scénario à dominante nucléaire

71% de la consommation française d'électricité est actuellement assurée par le nucléaire. Nous avons imaginé une répartition future suivant la logique actuelle, c'est à dire une grande partie dédiée au nucléaire, une partie moindre de production renouvelable, un appoint thermique pour couvrir les pics de consommation ainsi qu'un stockage en batteries et STEP modéré. Ce scénario est **tout à fait plausible** grâce au carénage des anciennes centrales dont la durée de vie est susceptible d'être étendue à plus de 40 ans, et le développement des réacteurs EPR, plus performants, bien qu'encore assez coûteux. La modélisation nous a permis d'obtenir un LCOE correspondant à ce scénario, que nous comparerons par la suite aux résultats du scénario renouvelable :



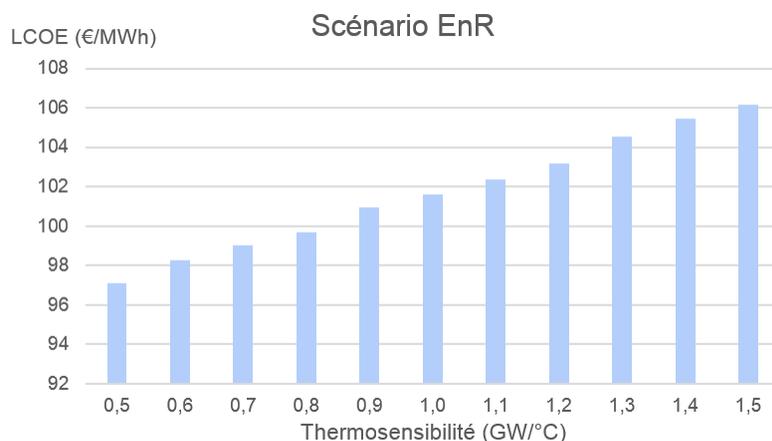
Evolution du LCOE en fonction de la thermosensibilité pour un scénario nucléaire

Un tel scénario dépend directement des possibilités d'évolution du parc nucléaire français. Il faut donc pouvoir valider le carénage des centrales vieillissantes, leur prolongation de durée de vie n'est à l'heure actuelle pas en vigueur. De plus, nous pouvons observer avec l'EPR de Flamanville que cette technologie est encore délicate à mettre en place en France. Conformément à l'intuition, le LCOE diminue avec la thermosensibilité, notamment grâce à une baisse de la consommation nationale. Pour ce scénario, le prix de l'électricité en France serait autour de 85€/MWh, alors que nous sommes aujourd'hui à 120€/MWh.

3.2 Scénario énergies renouvelables

Les objectifs fixés par la PPE appellent à une augmentation de la puissance installée d'EnR. Nous avons alors imaginé un scénario où nous supprimons toute production nucléaire en développant fortement les EnR, en accord avec l'estimation du potentiel photovoltaïque de Grasse. Il faut préciser que ce scénario est utopique pour l'horizon 2040, la France n'ayant pas les ressources nécessaires pour installer de telles puissances si vite (390GW d'éolien terrestre et 29GW de PV). La production prédite pour l'hydraulique dépend des années et est ici considérée sur sa moyenne haute.

Un inconvénient de ce scénario est que, contrairement au nucléaire, le renouvelable **n'est pas du tout une production pilotable**. La réponse aux pics de consommation n'est donc pas garantie, ce qui impose de garder une forte part de production thermique, polluante. On pourrait considérer dans cette énergie thermique du biogaz, qui a un grand potentiel, inexploité pour l'instant. L'algorithme de simulation a permis d'obtenir l'image du coût d'un tel mix énergétique :

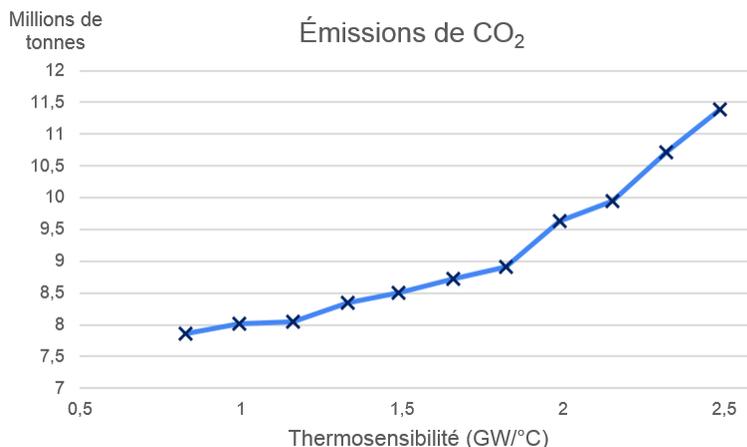


Evolution du LCOE en fonction de la thermosensibilité pour un scénario renouvelable

Le coût, centré sur 100€/MWh, est 25% plus cher qu'auparavant. L'urgence climatique oblige cependant une réduction des émissions carbonées et non pas des coûts budgétaires. Ce scénario est-il donc beaucoup plus avantageux sur le plan carbone ?

4 Empreinte carbone

Étant soumis à l'aléa climatique, la France se doit d'avoir une certaine puissance installée pilotable. Pour cela, l'option numéro 1 est le nucléaire. Comme indiqué sur le graphe ci-dessous, l'empreinte carbone est au plus bas avec ce premier scénario.



Emissions de dioxyde de carbone en fonction de la thermosensibilité pour un scénario à dominante nucléaire

À titre de comparaison, la production annuelle d'électricité en France compte pour 29 millions de tonnes de CO₂ de nos jours. Un scénario nucléaire permettrait donc de **réduire fortement les émissions carbonées**, qui sont une cause du réchauffement climatique. A moyen terme, c'est une solution satisfaisante. D'autre part, le scénario 100% EnR n'est pas viable pour l'instant, mais offre de nombreuses perspectives pour demain.

Conclusion

Cette étude du système électrique français, à la fois locale et globale, et des défis qu'il devra relever dans les prochaines décennies nous permet de tirer certaines conclusions.

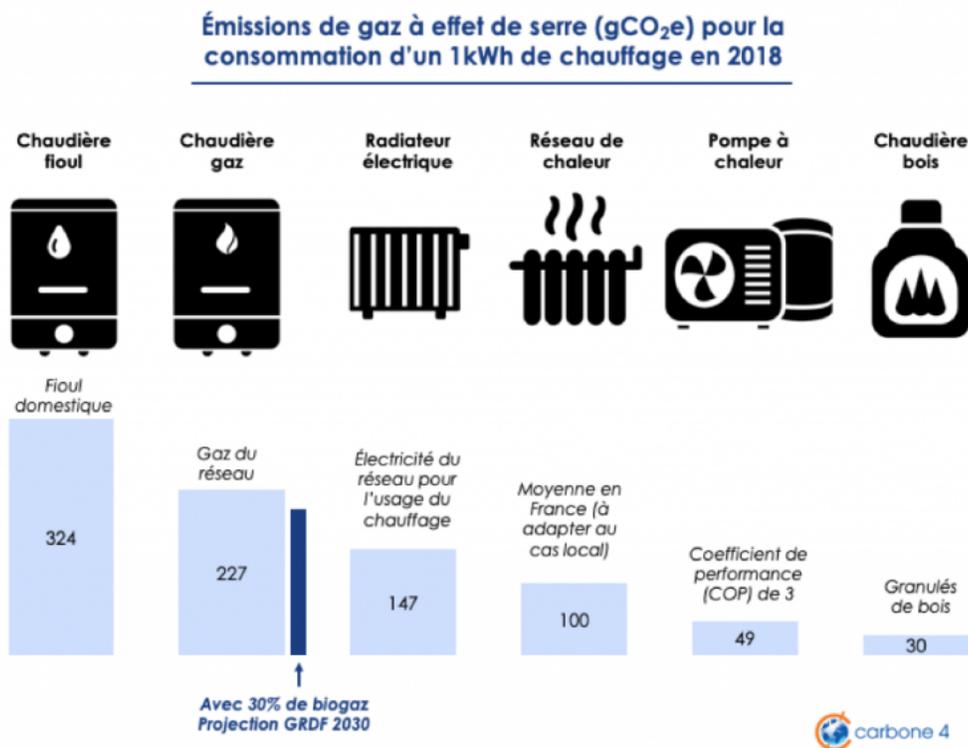
Premièrement, le réseau électrique français en lui-même nécessitera des modifications pour supporter les demandes futures. Mais ces coûts semblent rester marginaux et dépendent énormément du mix énergétique français - plus exactement de la disposition spatiale des solutions choisies, en particulier celle du solaire - et de la quantité de batteries installées dans le futur. Ainsi le développement du solaire dans le mix énergétique français est important non seulement pour une question de transition énergétique mais aussi pour de nombreux autres facteurs tel que le coût du réseau, la dénucléarisation de l'électricité française ou le prix de l'électricité.

De plus, l'augmentation du nombre de véhicules électriques et de la capacité des batteries apparaissent aussi comme des leviers décisifs pour le futur du réseau électrique aussi bien à l'échelle locale - comme on a pu le voir sur la ville de Grasse - qu'à l'échelle nationale. Selon diverses projections faites par RTE, ces deux facteurs auront des répercussions de grande ampleur sur le fonctionnement du parc électrique français.

Pour finir, les directives nationales vis-à-vis des rénovations des bâtiments et du nucléaire seront elles aussi d'une importance primordiale. En effet, nos différentes simulations mettent en avant l'impact des rénovations sur la thermosensibilité des bâtiments français, ce qui soulève le rôle des objectifs nationaux dans la transition électrique. Enfin, l'optimisation à l'échelle nationale du mix énergétique français révèle la complexité d'une gestion multi-critère (politique, écologique, économique) pour assurer une transition vers le réseau du futur.

Annexes

1 Emissions de gaz à effet de serre pour différents types de chauffage



2 Choix des isolants et des systèmes de chauffage

2.1 Choix des isolants et propriétés

La ouate de cellulose, respect de l'environnement, prix abordable, performance moyenne Un des isolants que nous avons choisi, la ouate de cellulose rassemble les critères suivants :

- Faible coût : en vrac 2,5 euros/ m^2 pour le sol (épaisseur : 10cm) et 14euros/ m^2 pour murs et toit (épaisseur : 10 cm)
- Assez bonne performance isolante : $\lambda = 0.038$ W/m.K
- Isolant issu du recyclage de papiers journaux et/ou de cartons, dans le respect de l'environnement

Nous avons alors déterminé les épaisseurs nécessaires (notées e) pour isoler une maison et garantir les valeurs des résistances thermiques conseillées par la RT2012.

Parois	Épaisseur BBC2012 (cm)	Épaisseur BEPOS2020 (cm)
Toit	35	42
Sol	20	22
Murs	20	22

La laine de mouton, de bonnes performances tout en respectant l'environnement (prix élevé) La laine de mouton, isolant d'origine animale, peut être utilisée sous forme de panneaux pour l'isolation. Ses caractéristiques sont les suivantes :

- Bonne performance isolante : $\lambda = 0.040$ W/m.K
- Isolant d'origine naturelle animale, en respect avec l'environnement (et nécessite peu d'énergie pour la conditionner)
- Coût élevé : 18 euros/ m^2 (épaisseur : 10cm)
- Très bon comportement face à l'eau : rend la paroi très perspirante¹²

Parois	Épaisseur BBC2012 (cm)	Épaisseur BEPOS2020 (cm)
Toit	36	44
Sol	20	24
Murs	20	24

Le polyuréthane, performances accrues, non respectueux de l'environnement Le polyuréthane (PUR) est considéré comme étant l'isolant le plus efficace de nos jours. On peut citer parmi ses caractéristiques :

- Faible coût : 7,5 euros/ m^2 (épaisseur : 10cm)
- Excellente performance isolante : $\lambda = 0.024$ W/m.K
- Excellent comportement en milieu humide
- Mauvais respect de l'environnement : isolant issu de la pétrochimie

En revanche, le PUR n'est pas adapté au bâti ancien, et n'est pas très confortable en été.

Parois	Épaisseur BBC2012 (cm)	Épaisseur BEPOS2020 (cm)
Toit	22	27
Sol	12	15
Murs	12	15

On constate que les épaisseurs nécessaires pour obtenir les mêmes résistances thermiques que la ouate de cellulose sont plus faibles : on peut ainsi procéder à une ITI¹³ sans perdre trop de volume dans la pièce principale. Cependant, l'isolation du PUR n'est pas confortable en été (alors que Grasse est constituée d'une part non négligeable de résidences secondaires) et n'étant pas très adapté aux vieilles maisons (l'humidité et la ventilation peuvent détériorer très facilement un mur isolé avec du PUR étanche), ce matériau ne pourrait être utilisé que pour le bâti neuf.

12. Perspiration : Respiration par la paroi, échanges favorisés entre les deux faces de la paroi

13. Isolation Thermique Intérieure

2.2 Choix des systèmes de chauffage

Pompes à chaleur (PAC) Il s'agit de systèmes qui captent les calories "gratuites" de l'air ou du sol à partir d'une pompe fonctionnant avec de l'électricité (système de compression/détente d'un fluide caloporteur permettant d'utiliser ces calories comme voulu). Nous nous sommes intéressés à deux types de pompes à chaleur : les pompes air/eau et les pompes air/air. Toutes deux sont réversibles ce qui présente un intérêt majeur pour la région PACA étant données les températures très élevées qu'on y trouve en été.

Pompe à chaleur air/eau Les maisons déjà équipées d'un réseau de tuyau pour le chauffage de la maison (*exemple : les maisons anciennement chauffées au gaz*) pourront être équipées d'une pompe à chaleur air/eau. On choisit alors une pompe à chaleur bibloc : un bloc à l'intérieur de la maison et un à l'extérieur.

Voici un tableau récapitulatif des caractéristiques de ce type de PAC :

Prix	10000 - 16000 euros
Puissance installée	Au choix suivant le dimensionnement
Efficacité	COP \simeq 4
Primes / réduction des impôts ...	Crédit d'impôts (30% du prix de l'appareil) + Prime Énergie (max. 4500 euros)

Pompe à chaleur air/air Dans l'autre cas, il sera préférable d'utiliser une pompe à chaleur air/air qui ne nécessite pas d'implanter des réseaux de tuyaux pour le chauffage de la maison (bien que la pompe à chaleur air/eau soit plus performante que celle air/air, les performances énergétiques de cette dernière restent satisfaisantes pour des maisons sur un étage). En revanche, le chauffage des ECS¹⁴ n'est pas possible avec ce type de chauffage : il faut alors installer un autre système (chauffe-eau solaire, ...). On choisit une PAC air/air double services¹⁵ réversible. Voici un tableau récapitulatif des caractéristiques de ce type de PAC (et on introduit une nouvelle grandeur : SCOP¹⁶) :

Prix	5000 - 10000 euros
Puissance installée	Au choix suivant le dimensionnement
Efficacité	SCOP \simeq 3.5 - 4
Primes / réduction des impôts ...	400 euros (Primes Énergie) si $SCOP \geq 3.9$

Chaudière hybride La chaudière hybride est très intéressante pour chauffer une maison neuve car elle répond à la RT2012 : association d'une chaudière gaz à condensation et d'une pompe à chaleur air/eau. Elle est également adaptée pour la rénovation, surtout quand le système de chauffage précédent fonctionnait au fioul (My Chauffage). Deux types de fonctionnement peuvent être utilisés : économique (ajustement en fonction des prix du marché et des COPs/rendements des constituants) ou écologique.

Pour l'entretien, il faudra compter entre 200 et 300 € annuels pour faire réviser la PAC et la chaudière. Il est important de noter qu'avec ce système la facture annuelle de chauffage se situe en moyenne autour des 450 euros sur une maison RT2012.

Prix	7600 - 10000 euros
Puissance installée	24 + 3 kW
Efficacité	SCOP \simeq 3.5
Primes / réduction des impôts ...	Crédit d'impôts (30% du prix de l'appareil) + éco-prime de 320 euros

Exemple de produit :

<https://www.mychauffage.com/produit/chaudiere-hybride-sol-hynea-hybrid-duo>

14. Eaux Chaudes Sanitaires

15. Assure à la fois le chauffage et la production d'ECS

16. Seasonal COP : prend en compte les énergies mises en jeu sur une année entière. $SCOP = \frac{\text{Énergie apportée à l'habitation}}{\text{Énergie électrique consommée}}$

3 Données DPE-Description de l'état initial

3.1 Code R

Le code implémenté sous R pour décrire les bâtiments à l'état initial est le suivant :

```
1 rm(list=ls())
2 gc()
3 #https://public.opendatasoft.com/explore/dataset/base-des-diagnostics-de-performance-energetique-
  dpe/export/
4 source('initialize.R')
5
6 load(file=paste0(output_DPE,"Clean_DPE.RData")) ### from Clean.R
7 DPEc=readRDS("copieAf.rds")
8 DPEc$ConsoSurfacique<-(DPEc$consommation_energie_finale/DPEc$surface_habitable)
9
10 head(DPEc)
11 names(DPEc)
12 Classes=c(1900,1970,1980,1985,1990,1995,seq(2000,2016,by=2))
13 ##
14 ## influence of the year
15 ##
16
17 p <- DPEc%>%mutate(annee_constructionc=cut(annee_construction,Classes,
18                                     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes
19                                     [-1])))%>%
20 ggplot(aes(x=annee_constructionc, y=ConsoSurfacique,
21           fill=interaction(tr002_type_batiment_id,DPESimpleName))) +
22 geom_boxplot()+
23 labs(x="", y = "Consumption by surface [kWh/an/m^2]")
24 p
25
26 Classes=c(1900,1970,1980,1985,1990,1995,seq(2000,2016,by=1))
27 p <- DPEc%>%mutate(annee_constructionc=cut(annee_construction,Classes,
28                                     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes
29                                     [-1])))%>%
30 ggplot(aes(x=annee_constructionc, y=ConsoSurfacique,
31           fill=interaction(tr002_type_batiment_id,DPESimpleName))) +
32 geom_boxplot()+
33 labs(x="", y = "Consumption by surface [kWh/an/m^2]")
34 p
35
36 pdf(file=paste0(Figure_F,"ThermalSensitivityFunctionAge.pdf"),width = 13,height = 5)
37 Classes=c(1900,1970,1980,1985,1990,1995,seq(2000,2016,by=2))
38 p <- DPEc%>%filter(DPESimpleName=="3CLDPE")%>%
39 mutate(annee_constructionc=cut(annee_construction,Classes,
40                                     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes
41                                     [-1])))%>%
42 ggplot(aes(x=annee_constructionc, y=ConsoSurfacique,
43           fill=tr002_type_batiment_id)) +
44 geom_boxplot()+
45 labs(x="", y = "Consumption by surface [kWh/an/m^2]")
46 p
47 dev.off()
48 pdf(file=paste0(Figure_F,"ThermalSensitivityFunctionAge2.pdf"),width = 13,height = 5)
49 Classes=c(1900,1970,1980,1985,1990,1995,seq(2000,2016,by=2))
50 p <- DPEc%>%filter(DPESimpleName=="3CLDPE")%>%
51 mutate(annee_constructionc=cut(annee_construction,Classes,
52                                     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes[-1])))%>%
53 ggplot(aes(x=annee_constructionc, y=ConsoSurfacique/DHU,
54           fill=tr002_type_batiment_id)) +
55 geom_boxplot()+
56 labs(x="", y = "Consumption by surface [kWh/an/m^2/degreeC]")
57 p
58 dev.off()
59
60
61 ### pou rle blog
```

```

62 DPEcSelection=DPEc%>%filter(DPESimpleName=="3CLDPE")%>%select(annee_construction,
    tr002_type_batiment_id,DHU,ConsoSurfacique)
63 saveRDS(DPEcSelection,file=paste0(output_DPE,"DPE_Subset.rds"))
64
65 DPEcSelection2=DPEc%>%filter(DPESimpleName=="3CLDPE")%>%select(annee_construction,
    tr002_type_batiment_id,DHU,consommation_energie,surface_habitable)
66 saveRDS(DPEcSelection2,file=paste0(output_DPE,"DPE_Subset2.rds"))
67
68 DPEcSummaries=DPEc%>%filter(DPESimpleName=="3CLDPE")%>%
69   mutate(annee_constructionc=cut(annee_construction,Classes,
70     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes[-1])))%>%
71   group_by(annee_constructionc,tr002_type_batiment_id)%>%
72   summarise(mean.ConsoSurfacique=mean(ConsoSurfacique),
73     sd.ConsoSurfacique=sd(ConsoSurfacique),
74     mean.ConsoSurfaciquePerDH=mean(ConsoSurfacique/DHU),
75     card=n())
76 names(DPEcSummaries)
77 DPEcSummaries$mean.ConsoSurfaciquePerDH
78
79 DPEParClasse=
80   DPEcSelection2%>%
81   mutate(annee_constructionc=cut(annee_construction,Classes,
82     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes[-1])))%>%
83   mutate(Categories=interaction(annee_constructionc,tr002_type_batiment_id))
84 SurfacesDHU=data.frame(array(0,c(dim(DPEParClasse)[1],length(levels(DPEParClasse$Categories))))))
85 Surfaces=data.frame(array(0,c(dim(DPEParClasse)[1],length(levels(DPEParClasse$Categories))))))
86 sqrtSurfacesDHU=data.frame(array(0,c(dim(DPEParClasse)[1],length(levels(DPEParClasse$Categories))))))
87 colnames(SurfacesDHU)=levels(DPEParClasse$Categories)
88 for(j in 1:length(levels(DPEParClasse$Categories))){
89   indexes=DPEParClasse$Categories==levels(DPEParClasse$Categories)[j]
90   #print(indexes)
91   SurfacesDHU[indexes,j]=DPEParClasse$surface_habitable[indexes]*DPEParClasse$DHU[indexes]
92   sqrtSurfacesDHU[indexes,j]=sqrt(DPEParClasse$surface_habitable[indexes])*DPEParClasse$DHU[
    indexes]
93   Surfaces[indexes,j]=DPEParClasse$surface_habitable[indexes]
94 }
95
96 library(nnlS)
97 SurfacesTh=Surfaces*(Surfaces<100)+100*(Surfaces>=100)
98 A <- as.matrix(cbind(Surfaces,sqrt(Surfaces),SurfacesTh,array(1,dim(Surfaces)[1])))
99 b.elec <- DPEParClasse$consommation_energie/DPEParClasse$DHU
100 nnls.elec <- nnls(A,b.elec)
101 coef.elec <- coef(nnlS.elec)
102 pred.elec.nnlS <- as.vector(A%*%coef.elec)
103 1-var(pred.elec.nnlS-b.elec)/var(b.elec)
104 (length(coef.elec)-1)/3
105 cbind(Surf=coef.elec[1:44],
106   SqrtSurf=coef.elec[1:44+44],
107   threshSurf=coef.elec[1:44+44*2])
108 coef.elec[length(coef.elec)]
109 pdf(file=paste0(Figure_F,"ConsoChauffageEvolution.pdf"),width = 12,height = 3)
110 #DPEcSummaries%>% ggplot(aes(x=annee_constructionc, y=mean.ConsoSurfacique,col=
    tr002_type_batiment_id))+
111 # geom_point(size=1)+ labs(x="", y = "Consumption by surface [kWh/an/m^2]")
112 DPEcSummaries%>% ggplot(aes(x=annee_constructionc, y=mean.ConsoSurfaciquePerDH*1000,col=
    tr002_type_batiment_id))+
113   geom_point(size=2)+ labs(x="", y = "Consumption by surface [Wh/an/m^2/degreeC]")
114 dev.off()
115
116 png(paste0(Figure_F,"ThSensParM2TPE.png"),width = 1500, height = 600,res=85)
117 DPEcSummaries%>% ggplot(aes(x=annee_constructionc,y=mean.ConsoSurfaciquePerDH*1000,fill =
    tr002_type_batiment_id))+
118   geom_bar(stat="identity",position = "dodge")+
119   labs(x="Annee de construction",
120     y = "Thermosensibilite surfacique [Wh/deg/m^2]",
121     fill = "Type de logement")
122 dev.off()

```

3.2 Tableau comparatif

	1900-1970	1970-1980	1980-1985	1985-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2002	2002-2004	2004-2006	2006-2008	2008-2010	2010-2012	2012-2014	
Alpes-Maritimes	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	<div style="display: flex; flex-direction: column; gap: 5px;"> <div>■ la consommation par surface est plus grande à Grasse</div> <div>■ la consommation par surface est plus grande à Grasse</div> <div>■ les deux consommations sont environ égales</div> <div>A=appartement M=Maison</div> </div>
	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	
Zone climatique H3	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	
France	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	
	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	

4 Utilisation des données DPE

4.1 Explication du raisonnement

Pour connaître la consommation énergétique d'un bâtiment on peut utiliser son analyse DPE¹⁷. Cette analyse a été implémentée avec la RT2012. Plusieurs méthode existe pour la réaliser nous nous intéresserons uniquement à la méthode 3-CL DPE. Nous disposons d'une table de données en open data qui contenait des informations pour l'ensemble des bâtiments ayant suivi une analyse DPE entre 2013 et 2016. La table donne en particulier le code postal, le type de bâtiment (appartement ou maison), l'année de construction, la surface habitable, le type de chauffage utilisé ainsi que la consommation en énergie pour ce chauffage (en kWh), le DJU (en °C) ainsi que le nom de la méthode DPE utilisée. Grâce à cette table de données nous avons pu calculer la consommation surfacique de chaque bâtiment (en kWh/m²/an/°C). Nous en avons ensuite déduit une moyenne pour chaque catégories de bâtiments pour différentes échelle (la France, le département des Alpes Maritimes, Grasse et la zone climatique H3).

Au delà d'observations actuelles, cette table de données nous a aussi été utile pour prévoir les résultats du scénario d'ici 2030. En effet nous avons décidé d'appliquer le plan de rénovation aux bâtiments répertoriés en modifiant la consommation en énergie pour le chauffage. Dans un premier temps nous l'avons effectué seulement à l'échelle de Grasse. puis nous l'avons appliqué à toute la France.

Par la suite, nous avons pu calculer la thermosensibilité :

Données pour chaque bâtiments :

- Consosurfacique(en kWh/m²)
- Degré Jour Horaire (en °C)

On prend aussi en compte :

- la surface moyenne d'un logement en France : $s_{moyenne} = 78m^2$
- le nombre de logements en France : $nb_{logement} = 35.10^6$
- la proportion à l'état initial de logements avec chauffage électrique : $P_{chauffageelec} = 0.33$
- la proportion de logements à l'état initial qui ne sont pas électriques et qui vont le devenir d'ici 2030 :
 $nb_{nouveauchauffageelec} = nb_{logement} * P_{chauffageelec} + nb_{logement} * (1 - P_{chauffageelec}) * n_{année} * P_{chauffagenonélecdevenantPAC}$
- la proportion de résidence principale : $P_{résidenceprincipale} = 0.8$

On calcule ensuite la thermosensibilité surfacique moyenne :

$$Thermosen_{surf} = \text{mean}\left(\frac{Consosurfacique}{DJU * 24}\right)$$

On en déduit la thermosensibilité pour toute la France :

$$Thermo = Thermosen_{surf} * s_{moyenne} * nb_{nouveauchauffageelec} * P_{résidenceprincipale}$$

17. diagnostic de performance énergétique

4.2 Code implémenté sous R

```
1 rm(list=ls())
2 gc()
3 #https://public.opendatasoft.com/explore/dataset/base-des-diagnostics-de-performance-energetique-
4   dpe/export/
5 source('initialize.R')
6
7
8 load(file=paste0(output_DPE,"Clean_DPE.RData")) ### from Clean.R
9
10 ConsoSurfaciquecible=40 ## kWh/m^2/an
11 Mydata=data.frame(bvals=seq(0,0.06,length.out = 10),
12   Autre2PAC=seq(0,1,length.out = 10),
13   Elec2PAC=seq(0,1,length.out = 10))
14 MydataGrid=expand.grid(Mydata)
15
16 MydataGrid=MydataGrid%>%mutate(ThermoSensibilite=NA)
17 a=0.05 ##1-a = pourcentage de reduction de la consommation
18 n_an=14 ##nombred d'annee de renovation
19
20 pb <- txtProgressBar(min = 0, max = dim(MydataGrid)[1], style = 3)
21 for (i in 1:dim(MydataGrid)[1]){
22   setTxtProgressBar(pb, i)
23   b=MydataGrid$bvals[i]
24   Autre2PAC=MydataGrid$Autre2PAC[i]
25   Elec2PAC=MydataGrid$Elec2PAC[i]
26
27   pourcentage=
28     c(0.32,#pourcentage de logement <=1948 renoves chaque annee
29       0.26,#pourcentage de log >=1949 et <=1974 ""
30       0.09,#pourcentage de log >=1975 et <=1981 ""
31       0.089,#pourcentage de log >=1982 et <=1990 ""
32       0.1,#pourcentage de log >=1991 et <=2000 ""
33       0.12,#pourcentage de log >=2001 et <=2011 ""
34       0.03)*b/3/0.07#pourcentage de log >=2012 "
35
36
37
38 Classes=c(1900,1948,1974,1981,1990,2000,2011,2020)
39 DPEcTMP=DPEc%>%filter(DPESimpleName=="3CLDPE")%>%
40   mutate(annee_reduite=cut(annee_construction,Classes,
41     labels=paste0(Classes[-length(Classes)],"-",Classes[-1])))%>%
42   mutate(consommation_energie_finale_reduite=consommation_energie_finale)
43
44 NbRevovParCat=DPEcTMP%>%group_by(annee_reduite)%>%
45   summarise(NbTot=n(),
46     NbRenov=min(n(),ceiling(n()*pourcentage[as.numeric(unique(annee_reduite))]*n_an))
47     %>%ungroup()
48     sum(NbRevovParCat$NbRenov)/sum(NbRevovParCat$NbTot)
49
50   sum(NbRevovParCat$NbTot*pourcentage)*n_an/sum(NbRevovParCat$NbTot)
51   500000*n_an/(30*10^6)
52
53 for (annee in levels(DPEcTMP$annee_reduite)){
54   indices=which(DPEcTMP$annee_reduite==annee)
55   NbRenovAnnee=NbRevovParCat$NbRenov[NbRevovParCat$annee_reduite==annee]
56   indicesRenov=indices[sample(length(indices),NbRenovAnnee)]
57   DPEcTMP$consommation_energie_finale_reduite[indicesRenov]=ConsoSurfaciquecible*
58   DPEcTMP$surface_habitable[indicesRenov]#DPEcTMP$consommation_energie_finale_reduite[
59   indicesRenov]*a
60 }
61
62 NbLog=dim(DPEcTMP)[1]
63 indicePAC=sample(NbLog,NbLog*(0.66*Autre2PAC+0.33*Elec2PAC))
64 DPEcTMP$consommation_energie_finale_reduite[indicePAC]=
65   DPEcTMP$consommation_energie_finale_reduite[indicePAC]*0.5
```

```

63 DPEcAvecRenov=DPEcTMP%>%mutate(ConsoSurfacique_reduite=consommation_energie_finale_reduite/
    surface_habitable)
64
65 NbLog=35*10^6 ## millions
66 MeanSurf=78 # m^2
67 PropChaufElec=0.33
68 NbChauffElec=NbLog*PropChaufElec+NbLog*(1-PropChaufElec)*Autre2PAC
69 ThermoSens=mean(DPEcAvecRenov$ConsoSurfacique_reduite/DPEcAvecRenov$DHU)*1000###
    DPEcSummaries$mean.ConsoSurfaciquePerDH*1000
70 PropResidencePrincipales=0.8
71 MydataGrid$ThermoSensibilite[i]=sum(ThermoSens)*MeanSurf*NbChauffElec*PropResidencePrincipales
    *10^(-9) ##GW/degreeC
72
73
74 ThermoSens=mean(DPEcAvecRenov$ConsoSurfacique/DPEcAvecRenov$DHU)*1000###DPEcSummaries$mean.
    ConsoSurfaciquePerDH*1000
75 PropResidencePrincipales=0.8
76 sum(ThermoSens)*MeanSurf*NbLog*PropChaufElec*PropResidencePrincipales*10^(-9) ##GW/degreeC
77
78
79 }
80
81
82 MonAutre2PAC=1
83 MonElec2PAC=1
84 Monb=0.02
85 iopt=which.min(abs(MydataGrid$Autre2PAC-MonAutre2PAC)+abs(MydataGrid$Elec2PAC-MonElec2PAC)+abs(
    MydataGrid$bvals-Monb))
86 MydataGrid[iopt,]

```

5 Traitement des données (réseau de distribution)

Comme expliqué dans la quatrième partie sur l'étude de cas de la ville de Grasse, différents programmes nous ont permis de simuler le réseau de distribution et d'exploiter les résultats de ces simulations :

Calcul du nombre de violations dans l'ensemble des noeuds du réseau de distribution au cours d'une journée. Ici on obtient 1081 violations : l'adaptation du réseau est nécessaire.

```
FIN PROG ok
>> postprod
Nombre de violations de voltage :
      1081
Column 1 through 4
```

Figure 1 : Nombre de violations de tension pour le réseau « bas-coût »

Quantification des pertes Joule par rapport à la demande globale.

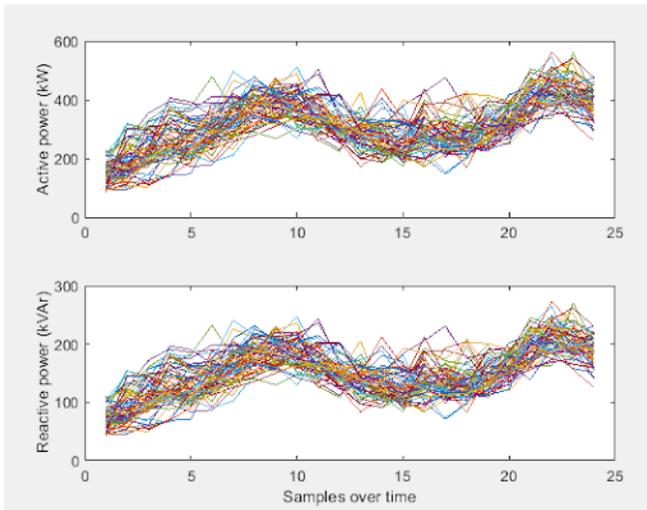


Figure 2 : Puissances dans les différents noeuds au cours de la journée

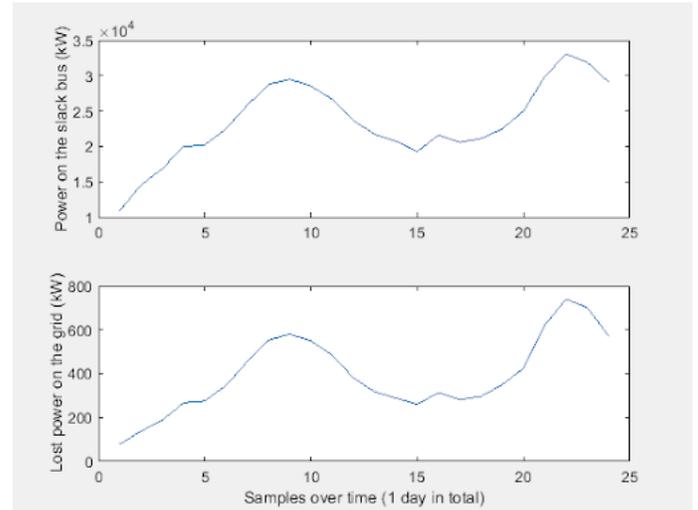


Figure 3 : Puissance maximale transitant dans le poste source et pertes associées

```
Appuyer sur la touche espace pour avancer
Visualisation de la demande et des pertes
Appuyer sur la touche espace pour avancer

Pertes joules (kwh)=
  9.4536e+03

pourcentage=
  1.6750
```

Figure 4 : Quantification des pertes Joule

Le programme peut également afficher les heures où la consommation ou la production surpasse les capacités du transformateur, dimensionné pour fournir 40 MVA (on affecte une valeur de 1 à l'heure posant problème, 0 sinon).

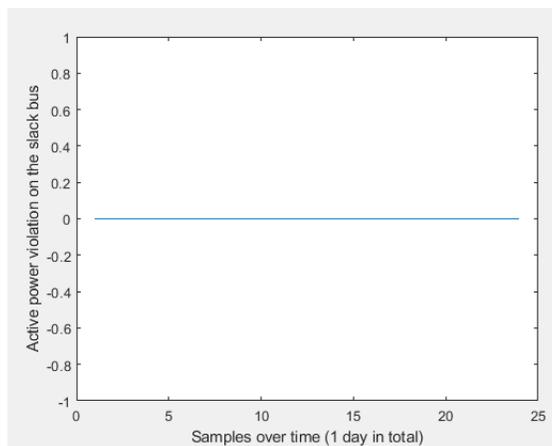


Figure 5 : Violations de puissance active au poste source

Identification des câbles surchargés par le programme : on voit par exemple sur les figures ci dessous que l'intensité est trop forte toute la journée dans le câble 1, alors qu'elle n'est trop forte que pour quelques heures de la journée dans le câble 10.

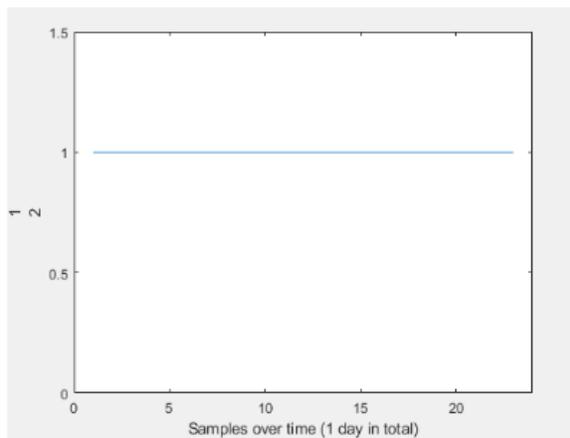


Figure 6 : Violations d'intensité dans le câble 1 (i.e. du nœud 1 au nœud 2)

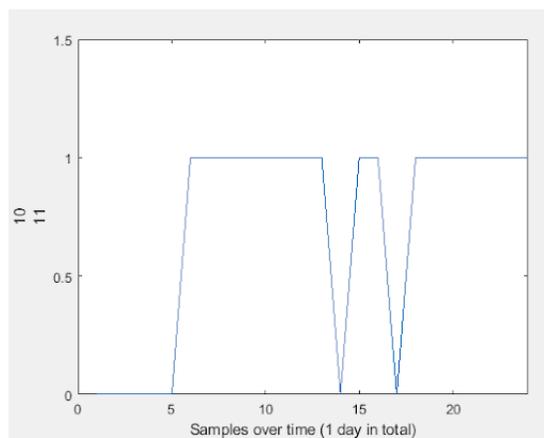


Figure 7 : Violations d'intensité dans le câble 10 (i.e. du nœud 10 au nœud 11)

Représentation de l'énergie perdue due au mauvais dimensionnement du réseau.

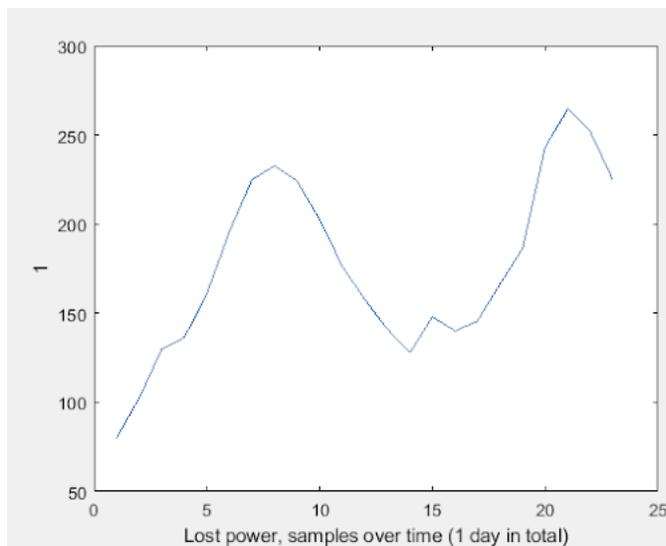


Figure 8 : Energie perdue dans le câble 1

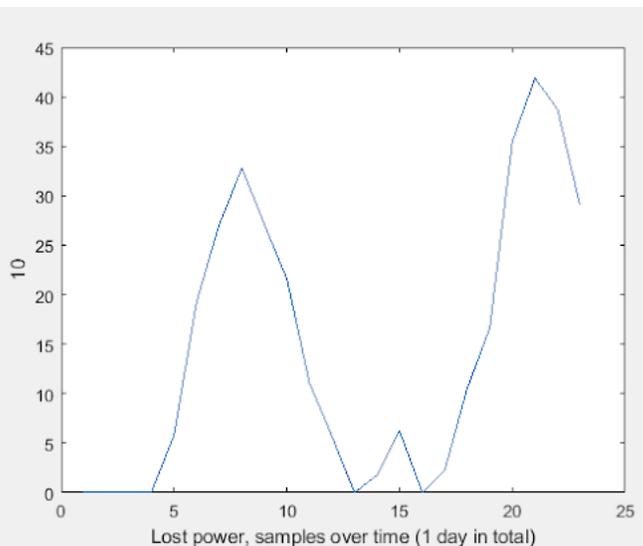


Figure 9 : Énergie perdue dans le câble 15

L'exécution du programme de calcul de coût présente une liste donnant, sur sa deuxième ligne, le prix (en milliers d'euros) de la batterie qu'il faudrait placer au niveau de chaque câble en surintensité (identifié sur la première ligne). La dernière ligne affiche le coût total de l'opération.

```

energie_perdue_cables, puissance max=
1.0e+03 *

Columns 1 through 4

0.0453  0.0342  0.0288  0.0050
4.0643  3.4699  3.2101  0.9756
0.2647  0.2307  0.2156  0.0918

Columns 5 through 8

0.0060  0.0090  0.0100  0.0120
0.6254  0.6631  0.3331  0.1616
0.0568  0.0628  0.0419  0.0283

Columns 9 through 12

0.0130  0.0140  0.0330  0.0340
0.0996  0.0502  0.0552  0.0187
0.0211  0.0134  0.0162  0.0104

Columns 13 through 16

0.0350  0.0500  0.0510  0.0520
0.0028  0.1514  0.0880  0.0362
0.0024  0.0253  0.0182  0.0113

Column 17

0.0530
0.0151
0.0056

energie_totale_perdue (kWh)=
1.4020e+04

Coûts installation batteries (en k€)=

```

Figure 10 : Énergie perdue par câble et énergie totale perdue

```

energie_totale_perdue (kWh)=
1.4020e+04

Coûts installation batteries (en k€)=
Columns 1 through 4

45.3219  34.1549  28.7864  5.0000
650.2958  555.1885  513.6184  156.1029

Columns 5 through 8

6.0000  9.0000  10.0000  12.0000
100.0584  106.0941  53.2945  25.8480

Columns 9 through 12

13.0000  14.0000  33.0000  34.0000
15.9309  8.0297  8.8304  2.9890

Columns 13 through 16

35.0000  50.0000  51.0000  52.0000
1.8667  24.2174  14.0803  5.7930

Column 17

53.0000
2.8267

Coût total (k€)=
2.2451e+03

Appuyer sur la touche espace pour avancer

```

Figure 11 : Coût du stockage de ces pertes dans des batteries

Un autre programme permet de calculer le prix d'une adaptation du réseau par modification des câbles. Ce programme cherche d'abord les câbles posant problème, et les met dans une liste. Il renvoie ensuite une matrice de la grille (nommée L) modifiée, contenant les câbles correctement dimensionnés.

```

Visualisation des problemes d intensite ex
Appuyer sur la touche espace pour avancer

liste_cables_prob=
1 2 1
2 3 1
3 5 1
5 6 1
6 7 1
5 10 1
10 11 1
11 13 1
13 14 1
14 15 1
1 34 1
34 35 1
35 36 1
7 51 1
51 52 1
52 53 1
53 54 1

Calcul de la puissance/energie perdue
Appuyer sur la touche espace pour avancer

```

Figure 12 : Liste des câbles posant problème

```

L=
0 1.0000 8.0000 1.0000
1.0000 2.0000 8.0000 0.1000
2.0000 3.0000 8.0000 0.1000
3.0000 4.0000 1.0000 0.1000
3.0000 5.0000 8.0000 0.1660
5.0000 6.0000 6.0000 0.1120
6.0000 7.0000 5.0000 0.1000
7.0000 8.0000 1.0000 0.1000
8.0000 9.0000 1.0000 0.1000
5.0000 10.0000 5.0000 0.1370
10.0000 11.0000 5.0000 0.1320
11.0000 12.0000 1.0000 0.1000
11.0000 13.0000 4.0000 0.1250
13.0000 14.0000 4.0000 0.1110
14.0000 15.0000 4.0000 0.1000
15.0000 16.0000 1.0000 0.1000
17.0000 18.0000 3.0000 0.1000

from to type distance(km)
41 1 0 1 8 17
42 1 2 1 0.100: NR1R2
43 2 3 1 0.10: NR2R3
44 3 4 1 0.10: NR3R11
45 3 5 1 0.166: NR3R4
46 5 6 1 0.112: NR4R12
47 6 7 1 0.1: NR12R13
48 7 8 1 0.1: NR13R14
49 8 9 1 0.1: NR14R15
50 5 10 1 0.137: NR4R5
51 10 11 1 0.132: NR5R6
52 11 12 1 0.1: NR6R16
53 11 13 1 0.125: NR6R7
54 13 14 1 0.111: NR7R8
55 14 15 1 0.1: NR8R9
56 15 16 1 0.1: NR9R17
57 15 17 1 0.1: NR9R10
58 17 18 1 0.1:

```

Figure 13 : Liste des câbles correctement dimensionnés

D'ailleurs, la comparaison effectuée ci-dessous montre la cohérence entre les intensités maximales et le numéro de type de câble choisi (plus le numéro est grand, plus le câble peut laisser passer de courant).

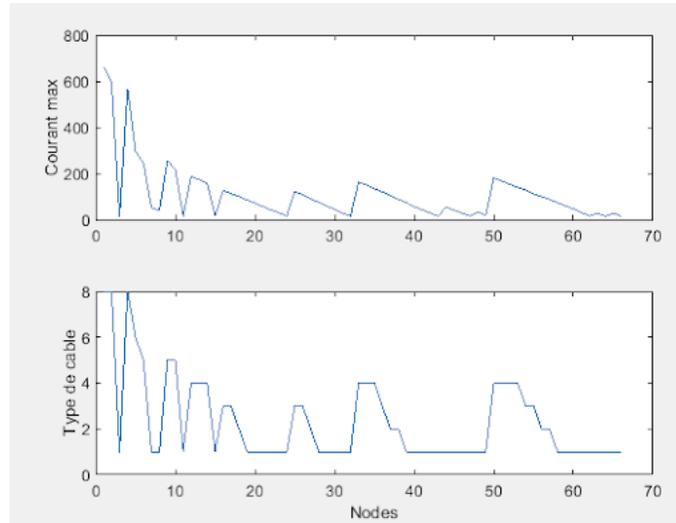


Figure 14 : Intensités maximales et nouveaux câbles

La réalisation des tests sur la grille après modification des câbles prouve le bon comportement du réseau vis-à-vis des contraintes de tension et de courant.

```

Calcul load flow ok
FIN PROS OK
>> postprod
Nombre de violations de voltage :
0

```

Figure 15 : Nombre de violations après modifications des câbles

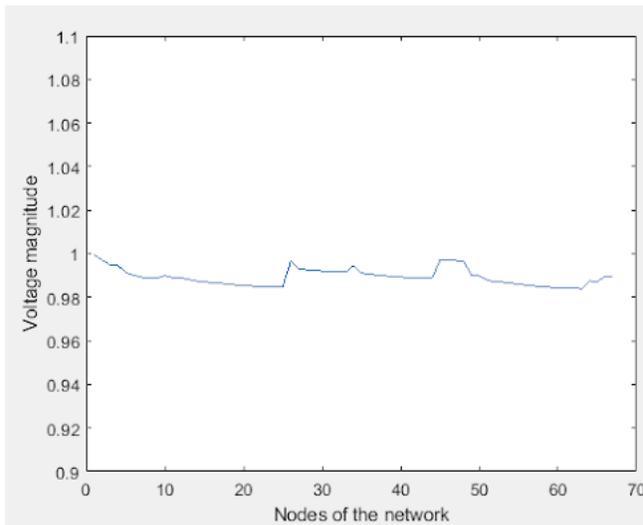


Figure 16 : Avant

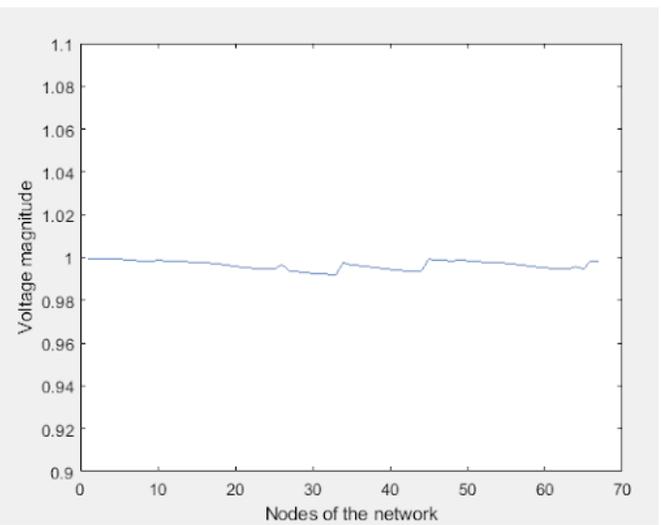


Figure 17 : Après

De même, la liste des câbles posant problème est vide :

```

liste_cables_prob_I*1.5

```

Figure 18 : La liste des câbles posant problème est vide

Finalement, les **pertes par effet Joule ont diminué**. En effet, on a amélioré la résistivité de chaque câble changé (pour laisser passer plus de courant les câbles ont une section plus importante, donc possèdent une résistance moindre) et les câbles inchangés gardent la même résistivité. L'impédance globale de la grille est donc diminuée, d'où la diminution des pertes en ligne par effet Joule.

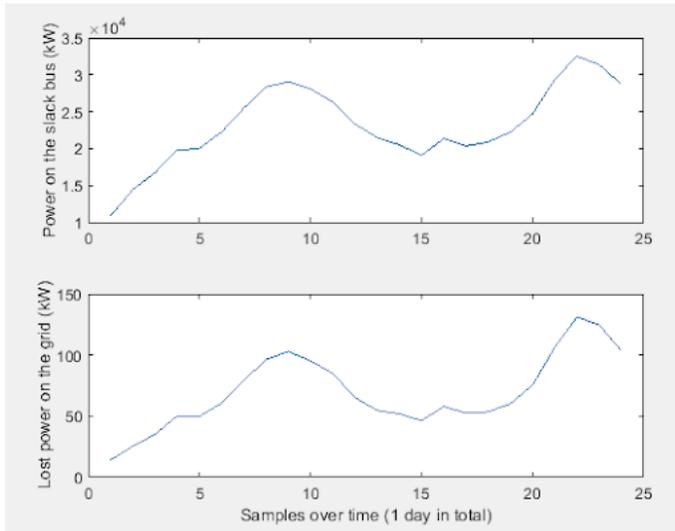


Figure 19 : Puissance transitant dans le transformateur et pertes associées

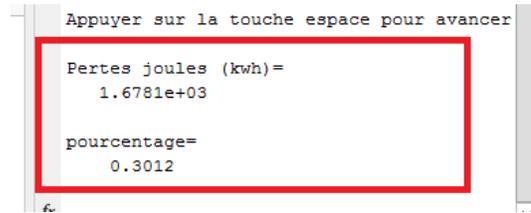


Figure 20 : Quantification des pertes Joules

6 Calcul du prix avec modèle python

Liste des matériaux isolants ainsi que leurs propriétés :

```
1 ouate_de_celulose_vrac = {'lambda':0.038, 'prix': 2.5, 'e pour r=5' : 0.2, 'e pour r=9':0.35, 'e
  pour r=11':0.42}
2 ouate_de_celulose_panneau = {'lambda':0.038, 'prix': 14, 'e pour r=5' : 0.2, 'e pour r=9':0.35, 'e
  pour r=11':0.42}
3 PUR = {'lambda':0.024, 'prix': 7.5, 'e pour r=5' : 0.12, 'e pour r=9':0.22, 'e pour r=11':0.27}
4 laine_de_verre = {'lambda':0.036, 'prix': 3, 'e pour r=5' : 0.18, 'e pour r=9':0.33, 'e pour r=11'
  :0.40}
5 laine_de_mouton = {'lambda':0.04, 'prix': 18, 'e pour r=5' : 0.2, 'e pour r=9':0.36, 'e pour r=11'
  :0.44}
```

Listes des matériaux structurels du bâtiment :

```
1 parpaing = {'r':0.023, 'epaisseur' : 0.20}
2 brique_creuse = {'r':1.25, 'epaisseur' : 0.20}
3 tuile = {'r':0.019, 'epaisseur' : 0.0125}
4 dalle = {'r':0.13, 'epaisseur':0.15}
5 double_vitrage= {'r':0.714}
```

Liste des moyens de chauffage :

```
1 PACairair = {'nom':'PACairair', 'Prix initial':6725 - 400, 'reduction':3600, 'COP':3.5, 'source':'
  elec', 'prix kWh' : 0.152}
2 PACaireau = {'nom':'PACaireau', 'Prix initial':10000 *0.7, 'reduction':7600, 'COP':4, 'source':'
  elec', 'prix kWh' : 0.152}
3 electrique = {'nom':'electrique', 'COP':1, 'source':'elec', 'prix kWh' : 0.152}
4 chaudierecondensation = {'nom':'chaudierecondensation', 'Prix initial':5000, 'COP':1.1, 'source':'
  gaz', 'prix kWh' :0.086}
5 chaudieregaz = {'nom':'chaudieregaz', 'COP':0.95, 'source':'gaz', 'prix kWh' :0.086}
6 chaudierefioul = {'nom' : 'chaudierefioul', 'COP':0.85, 'source':'fioul', 'prix kWh' :0.101}
```

Liste des anciennes configurations :

```
1 ancienne_config = {'mur' : (parpaing,0.2), 'isolation mur': (laine_de_verre,0.10), 'vitre' :
  double_vitrage, 'sol': (dalle,0.15), 'isolation sol':(laine_de_verre,0.10), 'toit' :(tuile
  ,0.0125), 'isolation toit':(laine_de_verre,0.15)}
2 ancienne_config_deg = {'mur' : (parpaing,0.2), 'isolation mur': (laine_de_verre,0.03), 'vitre' :
  double_vitrage, 'sol': (dalle,0.15), 'isolation sol':(laine_de_verre,0.03), 'toit' :(tuile
  ,0.0125), 'isolation toit':(laine_de_verre,0.05)}
```

Liste des nouvelles configurations envisagées :

```
1 config_ouate_ITE = {'nom':'ouate ITE', 'ITE':True, 'objectif 2020':True, 'vitre' : double_vitrage,
  'nouvelle isolation mur':(ouate_de_celulose_panneau,0.30), 'nouvelle isolation sol':(
  ouate_de_celulose_vrac,0.30), 'nouvelle isolation toit':(ouate_de_celulose_panneau,0.54)}
2 config_ouate_ITI = {'nom':'ouate ITI', 'ITE':False, 'objectif 2020':True, 'vitre' : double_vitrage,
  'nouvelle isolation mur':(ouate_de_celulose_panneau,0.30), 'nouvelle isolation sol':(
  ouate_de_celulose_vrac,0.30), 'nouvelle isolation toit':(ouate_de_celulose_panneau,0.54)}
3 config_laine_ITE = {'nom':'Laine ITE', 'ITE':True, 'objectif 2020':True, 'vitre' : double_vitrage,
  'nouvelle isolation mur':(laine_de_mouton,0.24), 'nouvelle isolation sol':(laine_de_mouton
  ,0.24), 'nouvelle isolation toit':(laine_de_mouton,0.44)}
4 config_PUR_ITE = {'nom':'PUR ITE', 'ITE':True, 'objectif 2020':True, 'vitre' : double_vitrage, '
  nouvelle isolation mur':(PUR,0.15), 'nouvelle isolation sol':(PUR,0.15), 'nouvelle isolation
  toit':(PUR,0.27)}
5
6 config_ouate_ITE_2012 = {'nom':'ouate ITE 2012', 'ITE':True, 'objectif 2020':False, 'vitre' :
  double_vitrage, 'nouvelle isolation mur':(ouate_de_celulose_panneau,0.25), 'nouvelle isolation
  sol':(ouate_de_celulose_vrac,0.25), 'nouvelle isolation toit':(ouate_de_celulose_panneau,0.45)
  }
```

Températures :

```
1 T_ext = 5
2 T_int = 20
3 T_sol = 0.8*T_ext + 0.2*T_int
```

Le programme suivant est la reproduction sous python des calculs effectuées en 3.1.1. La différence majeure est que l'on peut modifier la surface au sol et le nombre d'étages.

Calcul des fuites dans l'ancienne et la nouvelle configuration :

```

1 def model(surf_hab,nb_etage, r_parpaing , r_dalle , r_tuile , r_is_mur_avant , r_is_toit_avant ,
  r_is_sol_avant , r_is_mur_new , r_is_toit_new , r_is_sol_new, r_vitre_avant, r_vitre_new, ITE
  =True):
2   #dimentionnement de la maison
3   hauteur = 2.5*nb_etage
4
5   surf_au_sol = surf_hab / nb_etage
6
7   larg = np.sqrt(surf_au_sol)
8
9   surf_mur = 4*hauteur*larg*0.83
10  surf_toit = 2 * 3**(-1/2) * surf_au_sol
11  surf_vitre = surf_hab*0.17
12
13
14  #Resistance des surface
15  R_parpaing , R_is_mur_avant, R_is_mur_new = np.array([r_parpaing , r_is_mur_avant,
  r_is_mur_new])/surf_mur
16
17  R_dalle, R_is_sol_avant, R_is_sol_new = np.array([r_dalle, r_is_sol_avant, r_is_sol_new])/
  surf_au_sol
18
19  R_tuile , R_is_toit_avant, R_is_toit_new = np.array([r_tuile , r_is_toit_avant, r_is_toit_new
  ])/surf_toit
20
21  R_vitre_avant, R_vitre_new = np.array([r_vitre_avant, r_vitre_new])/surf_vitre
22
23
24  R_sol_avant = R_dalle + R_is_sol_avant
25  R_toit_avant = 2 * R_tuile + R_is_toit_avant
26  R_mur_avant = R_parpaing + R_is_mur_avant
27
28  R_sol_new = R_dalle + R_is_sol_new
29  R_toit_new = 2 * R_tuile + R_is_toit_new
30
31  if ITE:
32      R_mur_new = R_parpaing + R_is_mur_avant + R_is_mur_new
33  else:
34      R_mur_new = R_parpaing + R_is_mur_new
35
36  #resistance equivalente
37  R_eq_avant = (1/R_toit_avant + 1/R_mur_avant + 1/R_vitre_avant)**(-1)
38  R_eq_new = (1/R_toit_new + 1/R_mur_new + 1/R_vitre_new)**(-1)
39
40  #puissance a fournir
41  Phi_avant = (T_int-T_ext)/R_eq_avant +(T_int-T_sol)/R_sol_avant
42  Phi_new = (T_int-T_ext)/R_eq_new +(T_int-T_sol)/R_sol_new
43
44  dimension = { 'surface sol' : surf_au_sol , 'surface toit' : surf_toit, 'surface mur' :
  surf_mur, 'surface vitre' : surf_vitre}
45  caracterisation_de_l_ancien = {'R_sol' : R_sol_avant , 'R_toit' : R_toit_avant , 'R_mur':
  R_mur_avant, 'R_vitre' : R_vitre_avant, 'R_eq':R_eq_avant, 'puissance_perdue' : Phi_avant}
46  caracterisation_du_nouveau = {'R_sol' : R_sol_new , 'R_toit' : R_toit_new , 'R_mur': R_mur_new
  , 'R_vitre' : R_vitre_new , 'R_eq':R_eq_new, 'puissance_perdue' : Phi_new}
47
48  return(dimension , caracterisation_de_l_ancien , caracterisation_du_nouveau)

```

Le programme suivant utilise les dictionnaires précédemment créés pour l'utilisation de **model** et calcul le prix de la rénovation par la méthode décrite dans la section 3.1.3.

Calcul du prix et utilisation plus naturelle du programme :

```

1 def model_nat(surf_hab, nb_etage, nouveau, moyen_chauffage_avant, moyen_chauffage_apres, ancien =
  ancienne_config_deg):
2   Facade ,e_facade =ancien['mur']
3   r_facade = Facade['r']
4
5   Plancher,e_plancher = ancien['sol']
6   r_plancher = Plancher['r']
7
8   Tuile,e_tuile = ancien['toit']
9   r_tuile = Tuile['r']
10
11

```

```

11 Is_mur_avant,e_is_mur_avant = ancien['isolation mur']
12 lambda_is_mur_avant = Is_mur_avant['lambda']
13 r_is_mur_avant = e_is_mur_avant/lambda_is_mur_avant
14
15 Is_toit_avant,e_is_toit_avant = ancien['isolation toit']
16 lambda_is_toit_avant = Is_toit_avant['lambda']
17 r_is_toit_avant = e_is_toit_avant/lambda_is_toit_avant
18
19 Is_sol_avant, e_is_sol_avant = ancien['isolation sol']
20 lambda_is_sol_avant = Is_sol_avant['lambda']
21 r_is_sol_avant = e_is_sol_avant/lambda_is_sol_avant
22
23 Is_mur_new,e_is_mur_new = nouveau['nouvelle isolation mur']
24 lambda_is_mur_new = Is_mur_new['lambda']
25 r_is_mur_new = e_is_mur_new/lambda_is_mur_new
26
27 Is_toit_new,e_is_toit_new = nouveau['nouvelle isolation toit']
28 lambda_is_toit_new = Is_mur_new['lambda']
29 r_is_toit_new = e_is_toit_new/lambda_is_toit_new
30
31 Is_sol_new,e_is_sol_new = nouveau['nouvelle isolation sol']
32 lambda_is_sol_new = Is_sol_new['lambda']
33 r_is_sol_new = e_is_sol_new/lambda_is_sol_new
34
35 r_vitre_avant = ancien['vitre']['r']
36
37 r_vitre_new = nouveau['vitre']['r']
38
39 ITE = nouveau['ITE']
40
41 dimension , caracterisation_de_l_ancien , caracterisation_du_nouveau = model(surf_hab,nb_etage
, r_facade , r_plancher , r_tuile , r_is_mur_avant , r_is_toit_avant , r_is_sol_avant ,
r_is_mur_new , r_is_toit_new , r_is_sol_new, r_vitre_avant, r_vitre_new, ITE)
42
43 #prix de l'installation
44 #1 : prix de l'isolant
45 prix_isol = dimension['surface sol']*Is_sol_new['prix']*e_is_sol_new/0.1 + dimension['surface
mur']*Is_mur_new['prix']*e_is_mur_new/0.1 + dimension['surface toit']*Is_toit_new['prix']*
e_is_toit_new/0.1
46 #Prix de la pose
47 if ITE :
48     prix_pose = dimension['surface sol']*5 + dimension['surface mur']*60 + dimension['surface
toit']*10
49 else :
50     prix_pose = dimension['surface sol']*5 + dimension['surface mur']*5 + dimension['surface
toit']*10
51
52 puiss_av = caracterisation_de_l_ancien['puissance_perdue']/moyen_chauffage_avant['COP']
53 puiss_ap = caracterisation_du_nouveau['puissance_perdue']/moyen_chauffage_apres['COP']
54 prix = prix_isol + prix_pose + moyen_chauffage_apres['Prix initial']
55 reduction_de_la_consommation = 1 - puiss_ap/puiss_av
56 return(dimension, caracterisation_de_l_ancien, caracterisation_du_nouveau,prix,
reduction_de_la_consommation)

```

En introduisant dans le programme le prix des différentes sources d'énergie pour le moyen de chauffage, les différents rendements et les puissance nécessaire pour maintenir le bâtiment à température constante, on connaît le coût de chauffage par ans. On peut estimer la durée nécessaire pour rentabiliser le bâtiment. **Tracé de la courbe des prix pour évaluer la durée de rentabilité :**

```

1 def avap(surf_hab, nb_etage, nouveau, moyen_chauffage_avant, moyen_chauffage_apres, ancien =
ancienne_config):
2     dimension, caracterisation_de_l_ancien, caracterisation_du_nouveau, prix,
reduction_de_la_consommation = model_nat(surf_hab, nb_etage, nouveau, moyen_chauffage_avant,
moyen_chauffage_apres, ancien)
3
4     puiss_av = caracterisation_de_l_ancien['puissance_perdue']/moyen_chauffage_avant['COP']
5     prix_comb_av = moyen_chauffage_avant['prix kWh']
6     puiss_ap = caracterisation_du_nouveau['puissance_perdue']/moyen_chauffage_apres['COP']
7     prix_comb_ap = moyen_chauffage_apres['prix kWh']
8     prix_renov = prix
9

```

```

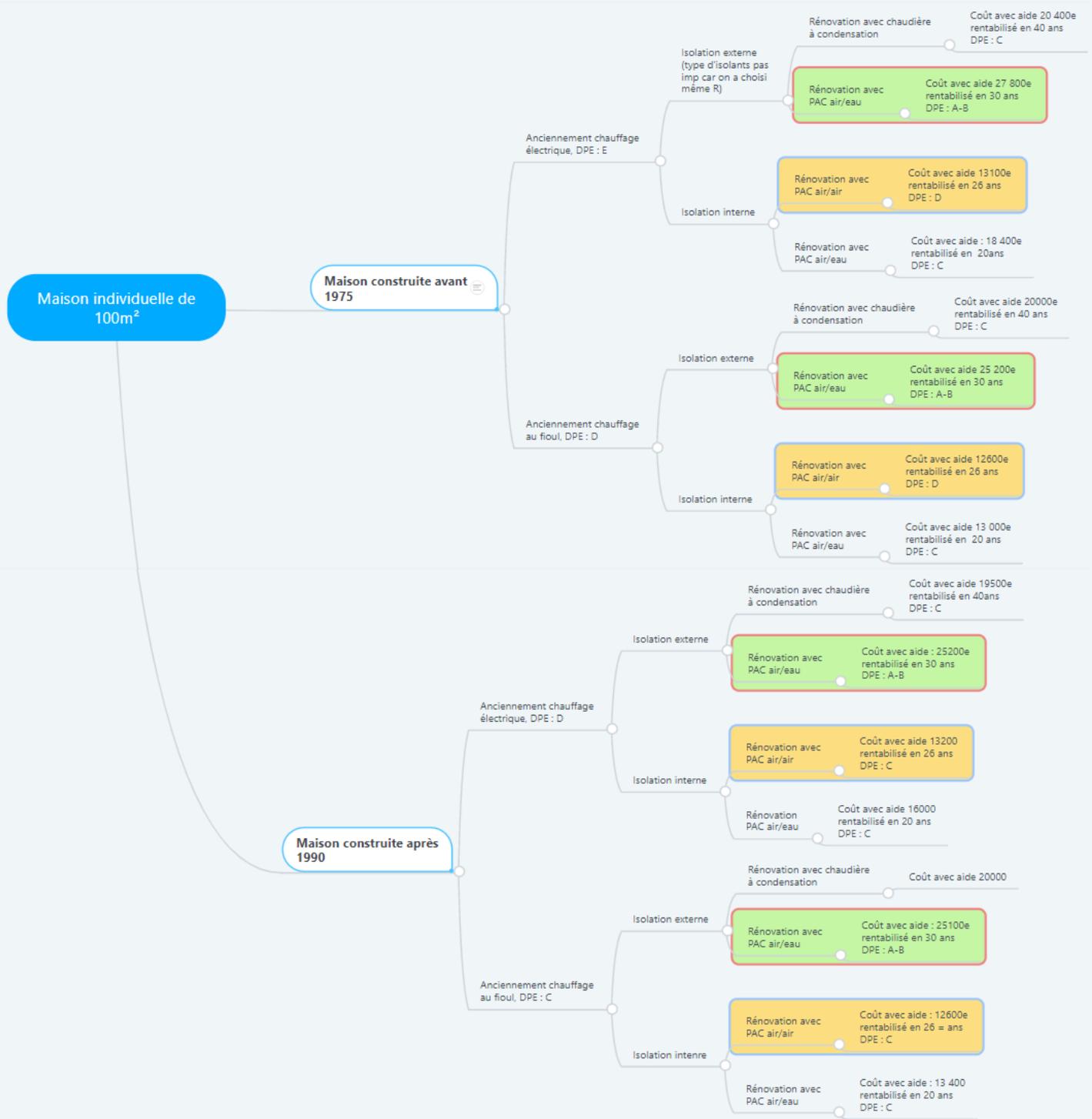
10     return [(puiss_av, prix_comb_av),(puiss_ap, prix_comb_ap, prix_renov)]
11
12 def prix(avant, apres):
13     puiss_av, prix_av = avant
14     puiss_ap, prix_ap, prix_renov = apres
15
16     duree_modelisation = 50 #en annees
17     nombre_heures_chauffage_par_an = 3600 #chauffage sur 5 mois complets
18     cout_final_avant, cout_final_apres, heure = [0], [prix_renov], [0]
19     heure = np.array([i for i in range(nombre_heures_chauffage_par_an*duree_modelisation)])
20     for k in range(1, nombre_heures_chauffage_par_an*duree_modelisation):
21         cout_final_avant += [k*puiss_av*prix_av/1000]
22         cout_final_apres += [k*puiss_ap*prix_ap/1000 + prix_renov]
23     X1, X2 = np.array(cout_final_avant), np.array(cout_final_apres)
24     plt.plot(heure/3600,X1)
25     plt.plot(heure/3600,X2)
26
27
28     return (1000*prix_renov/(puiss_av*prix_av-puiss_ap*prix_ap)/3600)

```

Lorsque l'on généralise les transformations à l'échelle du bâtiment à l'échelle de la ville de Grasse on utilise les proportions suivantes :

- ITE = 7% des bâtiments rénovés
- Isolation à la ouate de cellulose = 5 % des bâtiments rénovés
- Isolation à la laine de mouton = 15% des bâtiments rénovés
- Isolation au PUR = 35 % des bâtiments rénovés
- Pac airair = 50% des bâtiments rénovés

7 Résultats des différents scénarios de rénovation à l'échelle du particulier



8 Justification et données utilisées pour déterminer le coût des rénovations proposées

Lors de notre étude simplifiée nous avons été amenés à prendre un certain nombre d'hypothèses. En effet, au lieu de mener l'étude sur tous les logements séparément nous avons construit un modèle de maison typique. Ainsi, il est nécessaire de justifier ces choix.

8.1 Table des valeurs

8.1.1 Architecture des bâtiments - Surfaces

Le recensement de l'INSEE met à disposition la surface des logements de Grasse. En ne prenant en compte que les résidences principales et les maisons individuelles, on obtient une surface moyenne $S = 102m^2 \approx 100m^2$. Bien que cette valeur soit une moyenne sur l'ensemble de la commune, elle est en accord avec la taille des maisons en vente dans le quartier du Plan de Grasse. De plus, par observation de la structure des maisons, on considérera que toutes les maisons ont deux étages. Avec ce modèle, on peut déterminer la surface des murs : $S_{mur} = 2h\sqrt{50} \approx 140m^2$ et on prendra donc $S_{sol} = 50m^2$ pour la maison moyenne de Grasse. Dans la littérature, il est écrit que la surface des vitres représentent $\frac{1}{6}$ de la surface habitable. Finalement, en prenant une structure de toit en pyramide, on obtient une surface de toit $S_{toit} = \frac{2}{\sqrt{3}}S \approx 57m^2$. Bilan : on prendra :

- $S_{sol} = 50m^2$
- $S_{mur} = 2h\sqrt{50} \approx 140m^2$
- $S_{toit} = \frac{2}{\sqrt{3}}S \approx 57m^2$.
- $S_{vitre} = \frac{100}{6} = 17m^2$

On peut généraliser aux autres les bâtiments en les considérant tous comme à base carrée. On divise la surface de l'immeuble par son nombre d'étage pour connaître sa surface au sol.

8.1.2 Modélisation des températures

Pour ce qui est des températures choisies, la température extérieure n'est pas dure à déterminer. Nous prenons la température moyenne pendant les mois les plus froids, Elle est de $5^\circ C$. Il est important de noter que la température minimale moyenne ne descend jamais en dessous de $0^\circ C$. Ce qui n'entraîne pas de mal fonctionnement des pompes à chaleur.

Pour la température intérieure, la RT2012 prend pour hypothèse que les habitants vivent dans la journée à $19^\circ C$ dont $1^\circ C$ provient des installations subsidiaires comme le serait le réfrigérateur. La région étant plus chaude, et dans un souci de cerner le cas le plus défavorable, nous choisissons une température intérieure constante dans la journée légèrement plus élevée : $T_{int} = 20^\circ C$

La température du sol est beaucoup plus difficile à expliquer. En effet, la température du sol n'est pas constante dans l'espace. A quelle profondeur sélectionner la température du sol sans rendre notre modèle important et comment déterminer la couche de matériaux ? Pour cela on se base sur l'étude du diagnostique **DPE-3CL**. Il **multiplie le coefficient U par un facteur 0,8** en présence d'un vide sanitaire. Cela revient à multiplier la différence de température entre l'air et l'intérieur par ce même facteur pour obtenir la différence de température entre le sol et l'intérieur :

$$\phi_{sol} = (0.8U_{sol}) \Delta T = U_{sol} \times (0.8\Delta T)$$

Donc :

$$T_{sol} = 0.2 T_{int} + 0.8 T_{ext} = 8^\circ C$$

Cette valeur correspond ou température moyenne du sol à 50cm de profondeur à **Avignon**, ville dont le climat est proche de celui de **Grasse**.

- Température intérieure : $T_{int} = 20^\circ C$
- Température extérieure : $T_{ext} = 5^\circ C$
- Température du sol : $T_{sol} = 8^\circ C$

8.2 Détermination des U de l'existant

Dans nos scénarios, nous connaissons la valeur des résistances que l'on rajoute au bâtiment mais nous ne connaissons que très mal la résistance des parois pré-existantes. La base de données Phebus nous donne ces valeurs pour une poignée de bâtiments (≈ 5000 soit 0.01) sur l'ensemble du territoire Français. Dans la gamme de bâtiments que nous étudions, on a $U_{mur} = 1.16W.m^{-2}.K^{-1}$

soit :

$$R_{mur} = 0.86K.m^2.W^{-1}$$

Pour le toit, on compte deux couches de tuiles :

$$U_{toit} = 0.7K.W^{-1}.m^{-2}$$

Pour le sol .:

$$U_{sol} = 1.07K.W^{-1}.m^{-2}$$

Lors de la rénovation, si une couche d'isolant peut être laissée, on la laisse. C'est le cas de l'ITE par exemple.

8.2.1 Conductivité thermique des matériaux

- Ouate de cellulose : $\lambda_{ouate\ de\ cellulose} = 0,038\ W/(m.K)$
- La laine de mouton : $\lambda_{laine\ de\ mouton} = 0,040\ W/(m.K)$
- Polyuréthane : $\lambda_{polyuréthane} = 0,024\ W/(m.K)$
- Double vitrage déjà présent : $U = 1,4\ W/(m^2.K)$

9 Comparaison des technologies de panneaux solaires

Le choix que nous avons fait d'installer des panneaux en silicium monocristallin est le résultat d'une étude bibliographique sur différentes technologies existantes aujourd'hui, tant sur le rendement que sur le coût, basée notamment sur la thèse (Goemaere, 2011) et les sites (insunwetrust.solar.com) et (conseils-thermiques.org). Les trois technologies sur lesquelles nous nous sommes concentrés sont celles que le simulateur PV de MOSAIC prend en charge.

Technologie	Silicium monocristallin	Silicium polycristallin	Silicium amorphe (ou à couches minces)
Rendement moyen	Entre 16 et 22%	Entre 12 et 15 %	Entre 6 et 8%
Coût	Elevé en raison de technologie de fabrication plus onéreuses	Moins élevé que le monocristallin grâce à une fabrication plus aisée	Le moins élevé du marché
Spécificités	Production moindre que les polycristallins dans les régions moins ensoleillées	Convient mieux à de grandes surfaces (moins adaptés pour les installations de toiture)	Inadaptés pour les bâtiments, panneaux les plus anciens, utilisés aujourd'hui dans les micro-installation type calculatrice solaire par exemple
Esthétique (important pour le paysagisme urbain ¹⁸)	Panneaux esthétiques, ressemblent aux ardoises, d'un bleu relativement uniforme	Panneaux un peu moins esthétiques, couleur bleue très foncée	

Nous nous sommes également intéressés aux technologies de **tracking**. Elles permettent d'augmenter significativement la production d'un parc photovoltaïque en permettant aux panneaux de **suivre la course du Soleil** tout au long de la journée. Il s'agit principalement d'un système à 1 ou 2 pivots qui modifient l'orientation et l'inclinaison du panneau via un programme qui tient compte des variations journalières voire saisonnières de la position du Soleil.

Système de tracking		Amélioration possible du rendement
1 axe	Suivi vertical	Assez faible par rapport au coût rajouté
	Suivi horizontal	Environ +20%
2 axes		Environ +30%

Bien que ces technologies auraient pu permettre d'améliorer l'efficacité de notre installation, nous avons décidé, sur les conseils de notre encadrant, de ne pas les conserver dans notre modèle. On remarque qu'en pratique ce genre de système est assez peu souvent installé car il entraîne non seulement des coûts d'installation supplémentaires mais aussi et surtout des **coûts de maintenance** beaucoup plus élevés. C'est sans doute pourquoi ces systèmes sont assez peu employés.

Bibliographie

- Armines PERSEE 2015 *Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations. Simulation de la production renouvelable et évaluation des gisements. Le cas des filières éoliennes terrestre et en mer, PV au sol, PV sur toitures et solaire thermodynamique.* Consulté à l'adresse : www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/annexe_eolienpv.pdf
- Bergamasco 2011 Scalable methodology for the photovoltaic solar energy potential assessment based on available roof surface area : Application to Piedmont Region (Italy).
<https://lecadastre.com/plan-cadastral/grasse-06069>
- Cadastre ville de Grasse ECEEE 2015 Don't just press the button!", Sivitos, Spiliotopoulos, Stamminger, Toulouse. ECEEE = European Council for an Energy Efficient Economy.
- Goemaere, Loïc 2011 Comparaison de la production de trois technologies différentes de panneaux solaires en fonctionnement réel avec suivi du soleil et intégration de batteries lithium innovantes adaptées au stockage des énergies intermittentes. Numéro national de thèse : 2011MON20211.
- My Chauffage *Chaudière hybride : comment ça fonctionne ?*, <https://www.mychauffage.com/blog/fonctionnement-chaudiere-hybride>
- Parc-Ecohabitat *Le comparatif global des isolants.* <http://www.parc-ecohabitat.com/Files/30845/11264173150663.pdf>
- PLU Grasse Primes Énergie "Pompe à chaleur air air : prime énergie". [primesenergie.fr](https://www.primesenergie.fr/travaux/pompe-a-chaleur-air-air), <https://www.primesenergie.fr/travaux/pompe-a-chaleur-air-air>
- RTE Mai 2019 *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*
- Tout Sur L'Isolation *RT 2012, réglementation thermique 2012 : les points clés.*, <https://www.toutsurlisolation.com/Isolation-thermique/Reglementation-thermique/RT-Grenelle-Environnement-2012-ou-RT-2012/RT-2012-les-points-cles-a-retenir>
- Ville de Grasse *Le projet d'aménagement et de développement durable de la ville de Grasse.* Consulté à l'adresse : http://www.ville-grasse.fr/2_padd.pdf
- Stockage stationnaire de l'électricité Mars 2019 Lavergne R., Pavel I., Fauchoux I. *Stockage stationnaire d'électricité : Synthèse et recommandations du thème de l'année 2018 de la Section ICM du CGE.* URL : https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/stockage_electricite.pdf