



ETUDE DE POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES PROJET DE RECONVERSION DU SITE DE L'HOPITAL DE SAINT- GERMAIN-EN-LAYE (78)

Avril 2021

Sommaire

1.	Description et contexte du projet	3	2.6	Les autres technologiques existantes.....	40
1.1	Contexte politique	3	2.6.1	Le biogaz et les biocarburants.....	40
1.1.1	Des enjeux internationaux à intégrer localement.....	3	2.6.2	Aérothermie.....	42
1.1.2	Un cadre réglementaire structurant	3	2.6.3	L'énergie hydrolienne	42
1.2	Contexte du site.....	5	2.6.4	Les réseaux de chaleur	43
1.2.1	Localisation du site.....	5	2.7	Synthèse	46
1.2.2	Le climat	5	3.	Prédimensionnement et scénarii	49
1.2.3	Topographie	6	3.1	Définition des scénarii d'approvisionnement.....	49
1.2.4	Desserte énergétique actuelle du site.....	7	3.1.1	Hypothèses prises pour l'analyse.....	49
1.2.5	Consommations énergétiques du site.....	8	3.1.2	Données environnementales	49
1.2.6	Programmation et organisation spatiale du projet.....	8	3.1.3	Données économiques.....	49
1.2.7	Les besoins énergétiques associés	11	3.1.4	Coûts d'exploitation	50
1.2.8	Besoins détaillés par lot	16	3.1.5	Rendement des installations.....	50
2.	Potentiel de développement des énergies renouvelables	21	3.2	Analyse économique	50
2.1	L'énergie solaire	21	3.2.1	Sans évolution des coûts de l'énergie.....	50
2.1.1	Solaire passif.....	21	3.2.2	Avec évolution des coûts de l'énergie	51
2.1.2	Solaire thermique.....	21	3.3	Analyse environnementale.....	51
2.1.3	La climatisation solaire.....	22	4.	Conclusion	52
2.1.4	Le solaire photovoltaïque.....	23			
2.1.5	Le gisement solaire local	25			
2.2	L'énergie éolienne	27			
2.2.1	Le grand éolien et le petit éolien.....	27			
2.2.2	L'éolien urbain.....	28			
2.2.3	Gisement éolien local	29			
2.3	L'énergie géothermique	31			
2.3.1	Haute énergie.....	31			
2.3.2	Basse énergie	31			
2.3.3	Très basse énergie.....	31			
2.3.4	Potentiel géothermique du site l'hôpital	33			
2.4	La biomasse	34			
2.4.1	Le gisement biomasse	34			
2.4.2	Bois-énergie.....	34			
2.4.3	Le bois-énergie – cogénération	35			
2.4.4	Potentiel bois-énergie	36			
2.5	La récupération de chaleur des eaux domestiques	38			
2.5.1	Récupération de chaleur sur les eaux grises	38			
2.5.2	Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data center)	38			

1. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET

1.1 Contexte politique

La présente « Etude du potentiel de développement des énergies renouvelables » a été réalisée conformément à l'article L128-4 du Code de l'urbanisme.

1.1.1 Des enjeux internationaux à intégrer localement

A l'heure où les questions énergétiques et climatiques deviennent des enjeux majeurs à l'échelle planétaire, leur gestion représente un véritable défi. Le réchauffement climatique et la raréfaction des ressources naturelles, notamment fossiles, sont aujourd'hui, de réelles problématiques qui nécessitent la mise en place d'actions concrètes et durables. Au fur et à mesure de la prise de conscience de ces enjeux, les pouvoirs publics ont instauré des objectifs à atteindre afin de permettre l'atténuation de ces phénomènes. Ces ambitions, définies à différentes échelles d'intervention (mondiale, nationale, régionale, communale...), se sont vues déclinées en stratégies contextualisées à chaque territoire à travers notamment, l'adoption de lois cadres et l'élaboration de documents de planification. Le projet de reconversion du site de l'hôpital de Saint-Germain-en-Laye est à ce titre soumis à des exigences environnementales. Concerné notamment par le Grenelle de l'environnement à l'échelle nationale, il doit également répondre aux ambitions régionales et locales qui ont fait de la politique énergétique une politique prioritaire.

1.1.2 Un cadre réglementaire structurant

Depuis le sommet de Rio de 1992, les réglementations visant à diminuer les consommations énergétiques et à développer les énergies renouvelables se sont multipliées, incitant les différents acteurs (publics et privés) et les citoyens à entreprendre et développer des actions concrètes sur leur territoire. A l'échelle nationale, la loi de programme applicable sur le territoire français découle de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Définitivement adoptée le 3 août 2009, elle « fixe les objectifs, définit le cadre d'action, organise la gouvernance à long terme et énonce les instruments de la politique mise en œuvre pour lutter contre le changement climatique ». En matière énergétique, elle confirme les engagements précédents, notamment concernant le facteur 4 à l'horizon 2012, la part de 23% des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre dans les transports, la consommation maximale de 50 kWh/m².an en 2013 (bâtiment à énergie positive en 2020) et la baisse d'au moins 38% des consommations énergétiques dans les bâtiments existants d'ici 2020. La loi Grenelle 2, adoptée le 12 juillet 2010 complète quant à elle, la loi Grenelle 1, en définissant les mesures à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés précédemment. En parallèle, divers documents cadres réalisés aux différentes échelles d'intervention ont été élaborés et viennent encadrer tout nouveau projet d'aménagement.

La loi de la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a été publiée en août 2015 et s'accompagne de plans d'action qui visent à permettre au territoire national de contribuer efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement. La loi vise également à renforcer l'indépendance énergétique de la France en offrant aux entreprises et ses citoyens un accès à l'énergie à un coût compétitif.

Ainsi, pour donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'Etat, la loi TECV fixe des objectifs en matière d'énergie à moyen et long terme :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4) ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'énergie à 50 % à l'horizon 2025 ;
- Atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- Lutter contre la précarité énergétique ;

- Affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages.

Actuellement, pour tout projet de construction, la réglementation thermique RT 2012 est applicable. La RT 2012 est rendu obligatoire par le Grenelle de l'Environnement depuis 2013. La norme à respecter avec cette RT est une consommation énergétique max de 50 kWh/m²/an, comprenant 5 usages (refroidissement, chauffage, production d'eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires).

A partir du 1^{er} janvier 2021, la RT 2020 sera la norme thermique à respecter dans la construction neuve. La RT 2020 va mettre en œuvre le concept de bâtiment à énergie positive, appelé aussi « BEPOS » au sein du Plan Bâtiment Durable. Les bâtiments à énergie positive sont des bâtiments qui produisent plus d'énergie (chaleur, électricité) qu'ils n'en consomment. En général, ces bâtiments sont très performants et fortement équipés en moyens de production énergétique par rapport à leurs besoins en énergie.

Les bâtiments à énergie positive, et à partir du 1^{er} juillet 2021 les nouvelles constructions, doivent remplir les critères suivants :

- Une consommation de chauffage inférieure à 12 kWh/m² ;
- Une consommation totale d'énergie inférieure à 100 kWh/m² ;
- La capacité de produire de l'énergie pour que le bilan énergétique soit positif sur les 5 usages (chauffage, luminaires, eau chaude, climatisation, auxiliaires).

La nouvelle réglementation n'étant pas encore parue, les labels de préfiguration sont utilisés comme équivalents dans l'étude.

a. Schéma Régional Climat Air Energie de l'Île-de-France

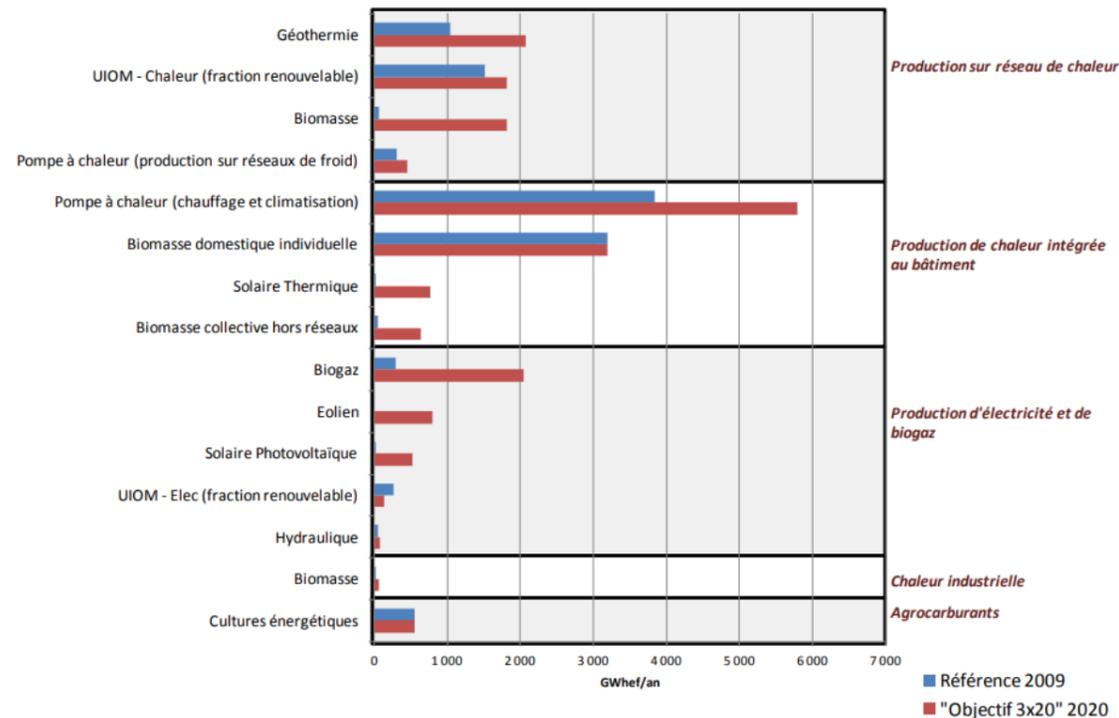
Au niveau du parc bâti :

- Réduire de 5 % les consommations énergétiques par des comportements plus sobres ;
- Améliorer la qualité des rénovations pour atteindre 25 % de réhabilitations de type BBC (Bâtiment Basse Consommation) ;
- Réhabiliter 125 000 logements par an soit une multiplication par 3 du rythme actuel ;
- Réhabiliter 7 millions de m² de surfaces tertiaires par an soit une multiplication par 2 du rythme actuel ;
- Raccorder 450 000 logements supplémentaires au chauffage urbain (soit + 40 % par rapport à aujourd'hui) ;

Au niveau de la production énergétique :

- Faire passer de 30 % à 50 % la part de la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) : Usine d'incinération d'ordures ménagères, géothermie, biomasse... ;
- Augmenter la production par pompes à chaleur de 50 % ;
- Multiplier par 7 la production de biogaz valorisé sous forme de chaleur, d'électricité ou par injection directe sur le réseau gaz de ville ;
- Installer 100 à 180 éoliennes ;
- Equiper 10 % des logements existants en solaire thermique ;
- Passer de 15 à 520 MWe pour le solaire photovoltaïque ;
- Stabiliser les consommations de bois individuelles grâce à l'utilisation d'équipements plus performants ;
- Stabiliser la production d'agro-carburants.

Les objectifs, pour chaque type de sources d'énergie renouvelables sont les suivants :



Evolution de la production d'énergie renouvelable suivant le scénario 3X20 – Source : SRCAE Ile-de-France

ii. Règlement du PLU

Le site de l’hôpital est situé en zone UA du règlement du Plan Local d’Urbanisme de la commune de Saint-Germain-en-Laye.

Le règlement impose les prescriptions suivantes en matière de performances énergétique et environnementales :

- Conception bioclimatique :
 - o Les constructions nouvelles seront de conception bioclimatique, c’est-à-dire faiblement consommatrice de chauffage, de froid et d’éclairage artificiel, grâce à la prise en compte des conditions environnementales et climatiques locales ;
 - o Les efforts réalisés se traduisent par un coefficient Bbio inférieur de 10% au Bbiomax ;
- Consommation d’énergie et recours aux énergies renouvelables et de récupération :
 - o Les constructions nouvelles favoriseront systématiquement le recours à des énergies renouvelables et de récupération et/ou le raccordement à un réseau de chaleur. Elles justifieront l’atteinte d’une consommation inférieure de 10% à la consommation conventionnelle d’énergie primaire maximale (Cep max) ;
 - o Les opérations de réhabilitation lourde d’habitations devront justifier l’atteinte d’une consommation d’énergie primaire maximale de 80 kWhep/m²/an ;
 - o Les opérations de réhabilitation lourde des autres constructions devront justifier l’atteinte d’une consommation inférieure de 30% à la consommation conventionnelle d’énergie primaire maximale.

b. Plan Local d’Urbanisme (PLU) de Saint-Germain-en-Laye

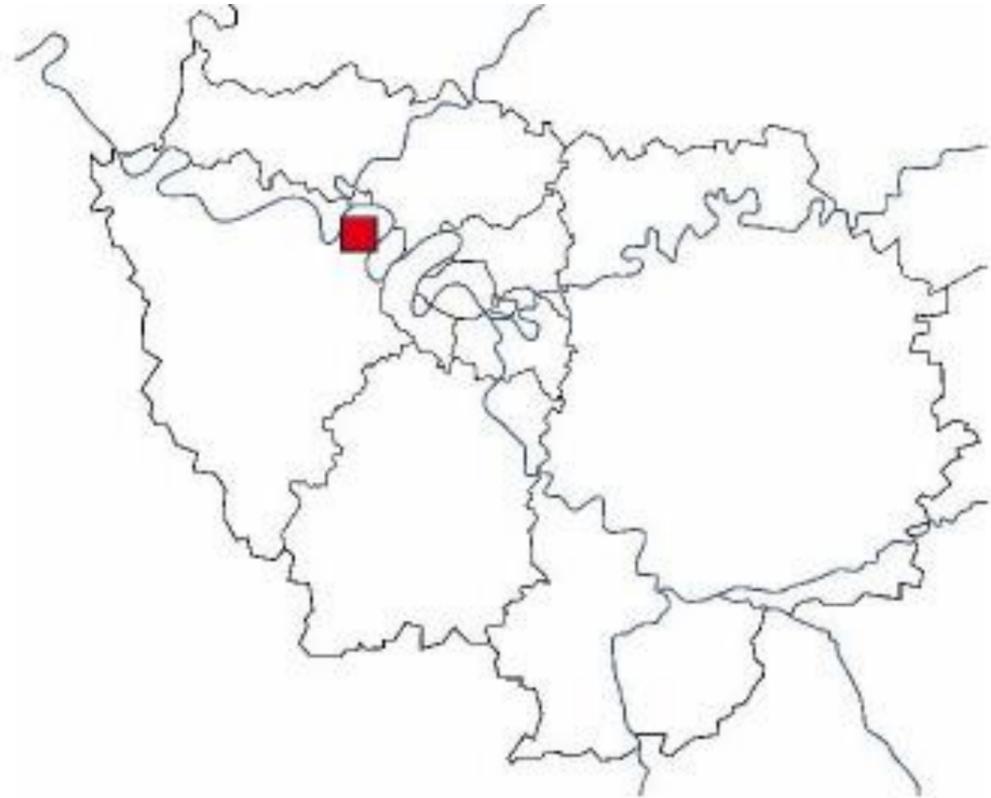
i. Projet d’Aménagement et de Développement Durable (PADD)

- > Un renouvellement urbain exemplaire
 - o Permettre une évolution équilibrée et partagée de l’ensemble des quartiers
 - o Affirmer des exigences ambitieuses au sein des nouveaux programmes ;
 - o Promouvoir la végétalisation et l’intégration de la nature en ville ;
- > Un projet emblématique sur le site de l’hôpital
 - o Développer un projet partie prenante de la ville et de ses habitants ;
 - Saisir cette opportunité foncière pour engager l’évolution future de la commune, répondre aux sages des habitants actuels et futurs et étendre la vitalité du centre-ville, tout en garantissant une identité forte au projet ;
 - Développer les liaisons à l’intérieur du site et vers l’extérieur pour introduire des continuités urbaines, notamment avec le centre-ville, et faire naître un projet ouvert sur son quartier et ses habitants ;
 - o Restructurer le site de l’hôpital par un projet ambitieux et exemplaire ;
 - Développer un projet « démonstrateur » de la ville durable et intelligente en ayant recours aux outils numériques et à l’innovation afin de garantir l’exemplarité énergétique, l’accès à des services innovants, l’économie collaborative, l’évolutivité du site, etc. ;
 - Développer un secteur à vocation mixte (logements, bureaux, commerces, équipements), maintenant des équipements médicaux et de santé publics et privés sur le site, en lien avec le projet de restructuration du CHIPS ;
 - Réaliser un projet urbain moderne tout en valorisant le patrimoine bâti remarquable présent sur le site (chapelle et pavillons historiques de l’hôpital)

1.2 Contexte du site

1.2.1 Localisation du site

Saint-Germain-en-Laye se situe dans le département des Yvelines en Région Île-de-France. La ville accueille environ 44 000 habitants (2016). Elle se trouve dans la Communauté d’Agglomération Saint-Germain Boucles de Seine regroupant 19 communes et environ 334 000 habitants.



Localisation de la commune de Saint-Germain-en-Laye en Île-de-France – Source : PLU de Saint-Germain-en-Laye

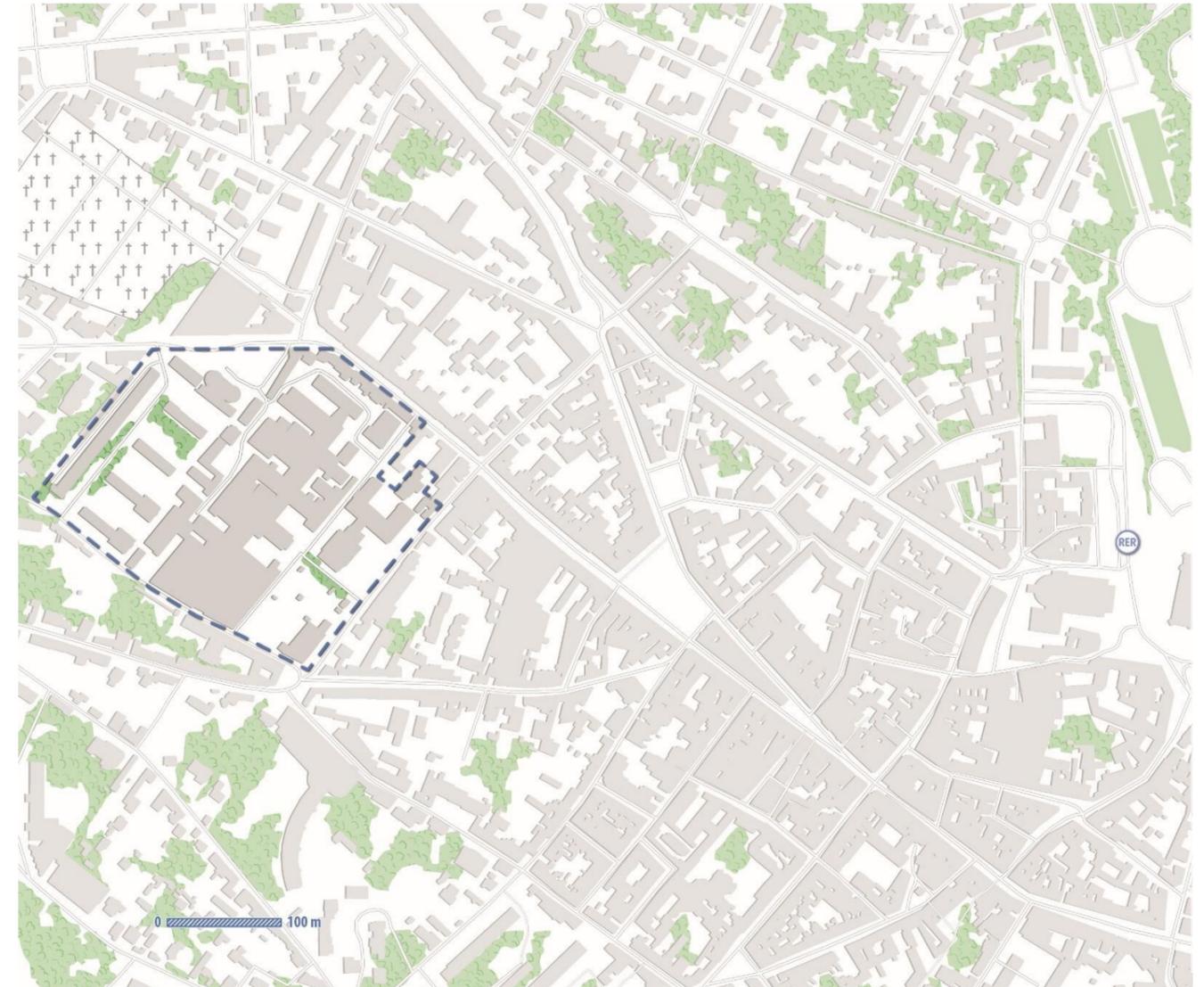
Le Centre Hospitalier Intercommunal de Poissy / Saint-Germain-en-Laye (CHIPS) est un établissement public de référence dans le soin, l’enseignement et la recherche. Son activité est déployée dans les Yvelines sur deux sites hospitaliers principaux, à Poissy et à Saint-Germain-en-Laye, et sur des sites périphériques.

Le site de projet, appelé site de l’hôpital, comprend le site de Saint-Germain du Centre Hospitalier Intercommunal de Poissy / Saint-Germain-en-Laye. Le secteur d’étude se situe en centre-ville de Saint-Germain-en-Laye. A dominante d’activités de santé avec l’hôpital et la clinique, il comprend également des logements collectifs, des commerces et des espaces de stationnement.

En avril 2013, le conseil de surveillance du Centre Hospitalier Intercommunal de Poissy-Saint-Germain (CHIPS) a adopté son nouveau projet d’établissement, qui a ensuite été validé par le Comité interministériel de performance et de la modernisation de l’offre de soin en janvier 2016. Cette réorganisation des activités hospitalières entre les deux localisations du CHIPS entraîne :

- Le déménagement de certaines activités sur le site de Poissy sur lequel un nouveau bâtiment hospitalier de 18 000 m² est en cours de construction pour une livraison intervenue en octobre 2020 ;
- Une modernisation et une mise en sécurité incendie des bâtiments du site de Saint-Germain ;
- Une rationalisation de l’occupation qui entrainera à terme une libération d’environ 3 hectares sur Saint-Germain-en-Laye.

Cette libération foncière, en centre-ville de Saint-Germain-en-Laye, a amené la commune à décider de l’instauration d’un périmètre d’étude assorti d’un sursis à statuer sur ce site et à fixer les objectifs et les modalités de concertation avec la population à organiser autour de la future opération d’aménagement.



Localisation du site de projet dans le centre-ville de Saint-Germain-en-Laye – Source : Even Conseil

1.2.2 Le climat

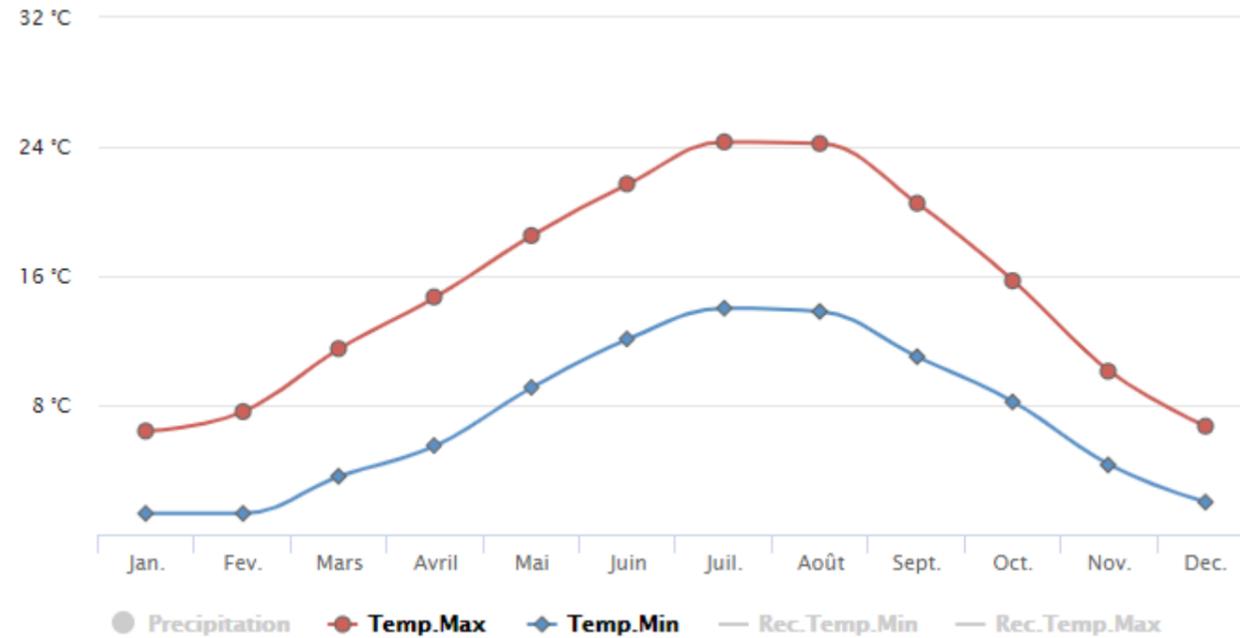
La commune de Saint-Germain-en-Laye se situe en Région Île-de-France, elle est ainsi soumise au même climat. Le climat de la Région francilienne est de type océanique dégradé. Les mesures moyennes caractérisent un climat régional tempéré.

Les données suivantes correspondent à celles enregistrées à la station météorologique de Météo France à Trappes, à une vingtaine de kilomètres de la commune. Ainsi, sur le territoire les températures sont clémentes et les amplitudes thermiques sont relativement faibles.

a. Les températures

Le climat à Saint-Germain-en-Laye est un climat tempéré, doux et humide, caractéristique de celui de l’Île-de-France. La température moyenne annuelle est de 10,9°C ;

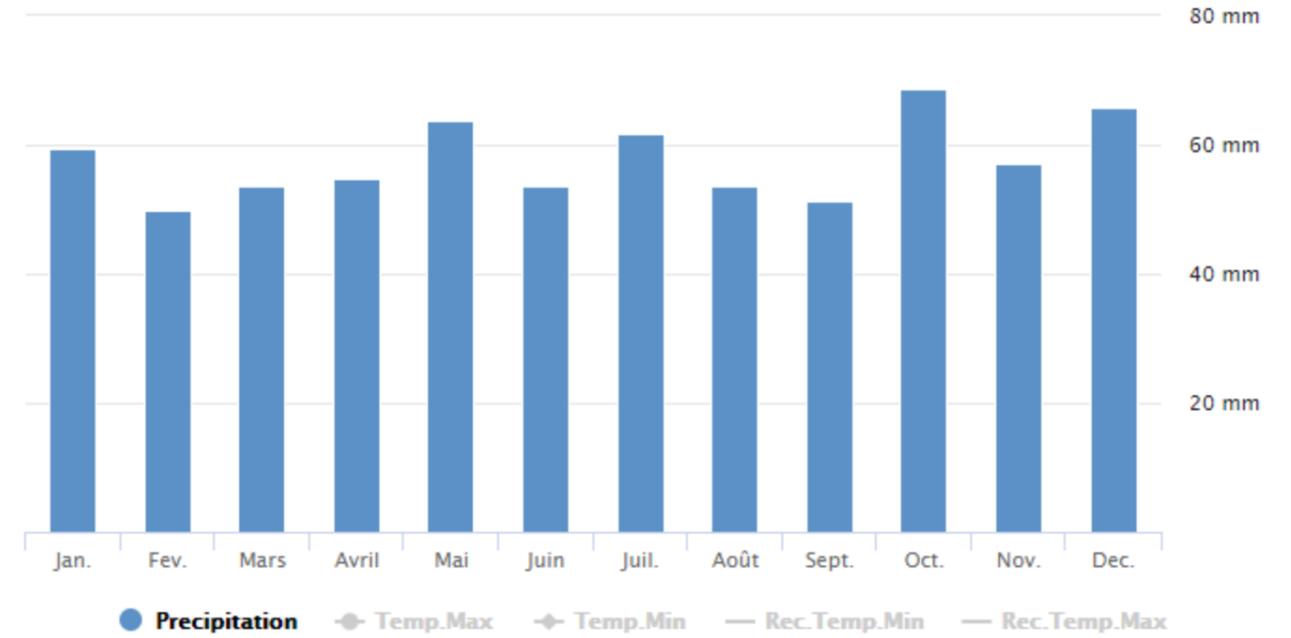
- La température minimale est de 1,3°C, en janvier et février ;
- La température maximale est de 24,3°C en juillet.



Températures moyennes mesurées à Saint-Germain-en-Laye – Source : Météo France

b. Les précipitations

Le département des Yvelines est soumis à un climat tempéré, doux et humide. Le paramètre marquant de cette région reste toutefois la fréquence des pluies. La pluviométrie est modérée avec près de 694 mm/an, inférieur à la moyenne nationale de 770 mm/an. Ces précipitations sont réparties sur toute l’année avec 118,5 jours/an de pluie.

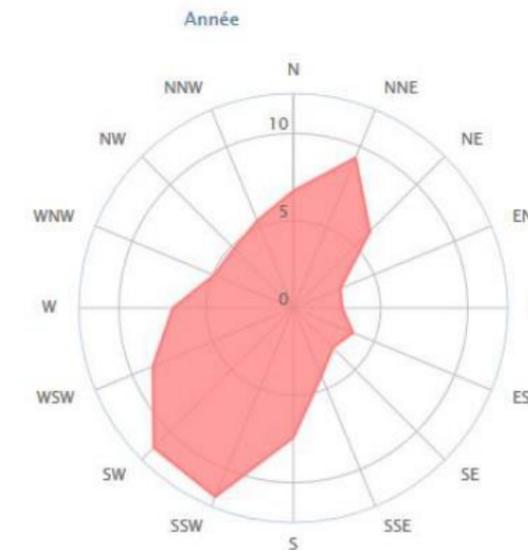


Précipitations moyennes mesurées à Saint-Germain-en-Laye – Source : Météo France

c. Le vent

Les vents dominants sont de direction sud-sud-ouest et sud-ouest et dans une moindre mesure nord-nord-est (Station Météo France de Montigny-le-Bretonneux). Les vents de 6 nœuds, soit environ 11km/h, sont les plus fréquents.

Distribution de la direction du vent en (%)

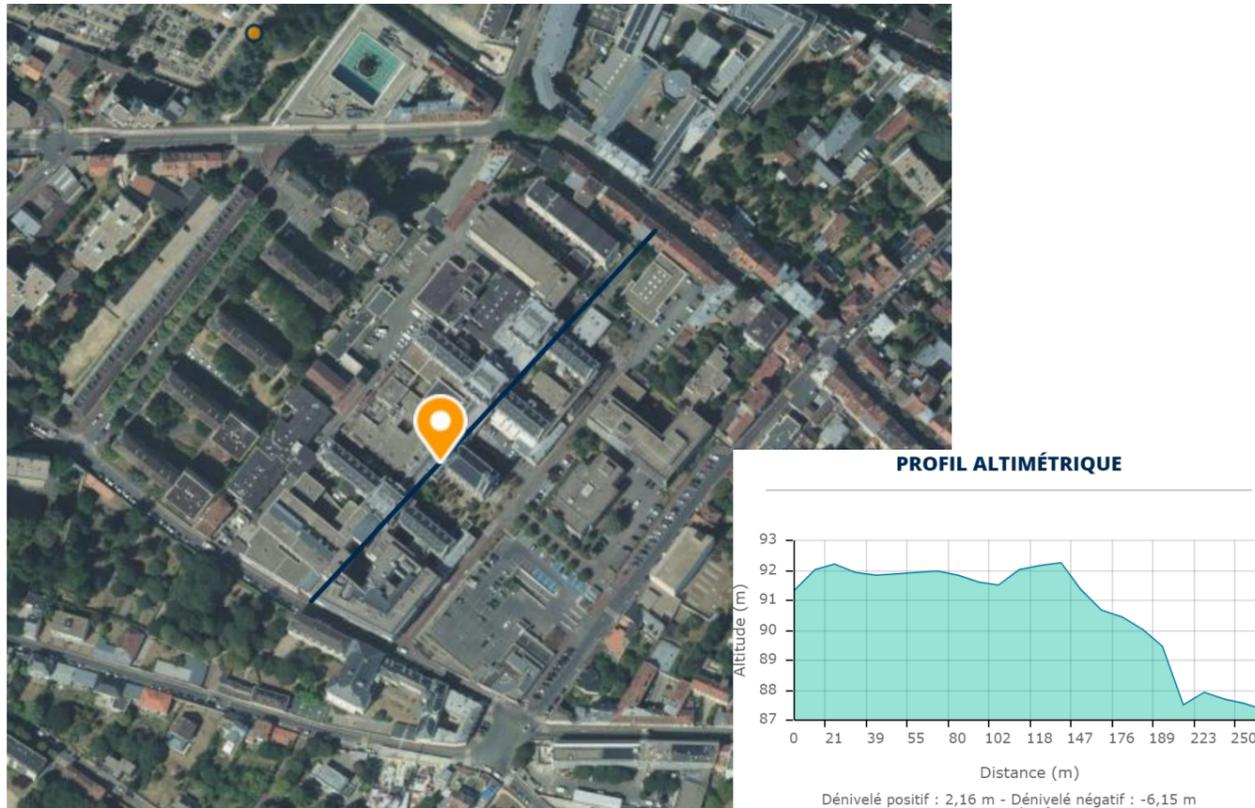


ROSE DES VENTS ANNUELLE – MOYENNES 2010-2016
Source Windfinder, 2016

1.2.3 Topographie

Les relevés topographiques indiquent un dénivelé relativement plat au nord-est, entre +91 et +92 mètres, et en légère pente descendante depuis le cœur du site vers le sud-ouest, partant de +92 mètres pour atteindre environ +88 mètres.

Le profil nord-est / sud-ouest présenté ci-dessous donne une idée de la configuration du site. On observe un dénivelé du nord au sud avec une différence de 4 mètres entre le point le plus haut et le point le plus bas.



Profil altimétrique du site – Source : Géoportail

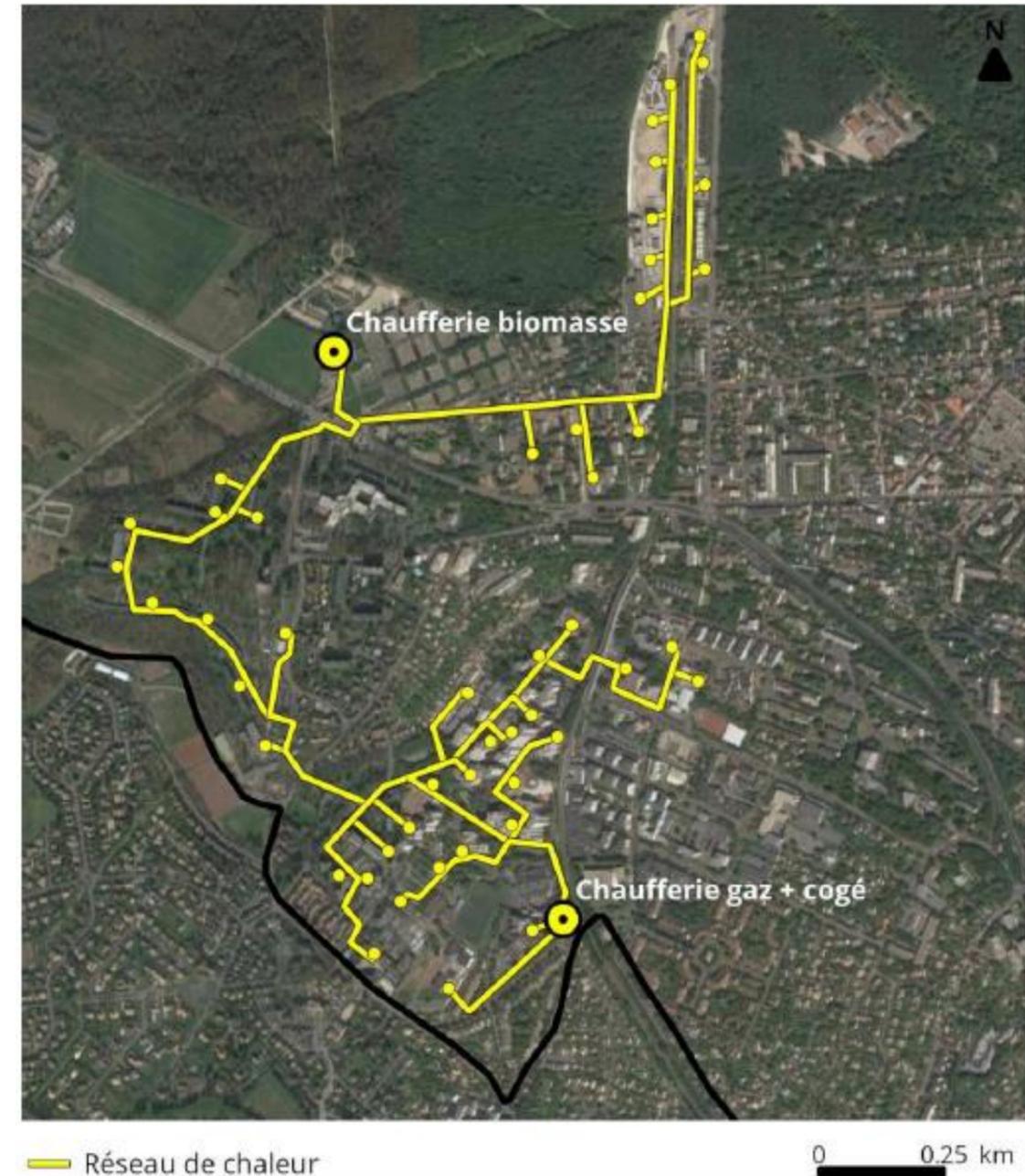
1.2.4 Desserte énergétique actuelle du site

Le site de l'hôpital est actuellement desservi par une chaudière qui alimente l'ensemble des bâtiments. Après la libération du site par l'hôpital, cette chaudière sera démolie. L'hôpital utilisera le réseau de chaleur communal.

a. Le réseau de chaleur communal

La commune de Saint-Germain-en-Laye a développé un réseau de chaleur sur son territoire. Il est alimenté par une chaufferie biomasse. 42% du bois utilisé est issu du territoire de Saint-Germain-en-Laye, dans un rayon inférieur à 50km. La plateforme de stockage du bois est située à 10 km, à Montesson. Sa puissance de 6MW lui permet de satisfaire 60% des besoins en chauffage et eau chaude. Le réseau dessert actuellement le quartier du Bel-Air, le Village d'Hennemont et le futur quartier de la Lisière Pereire.

Ce bois-énergie permet de couvrir 60% des besoins énergétiques du réseau. Les autres besoins sont couverts par une installation de chaufferie gaz et de cogénération gaz.



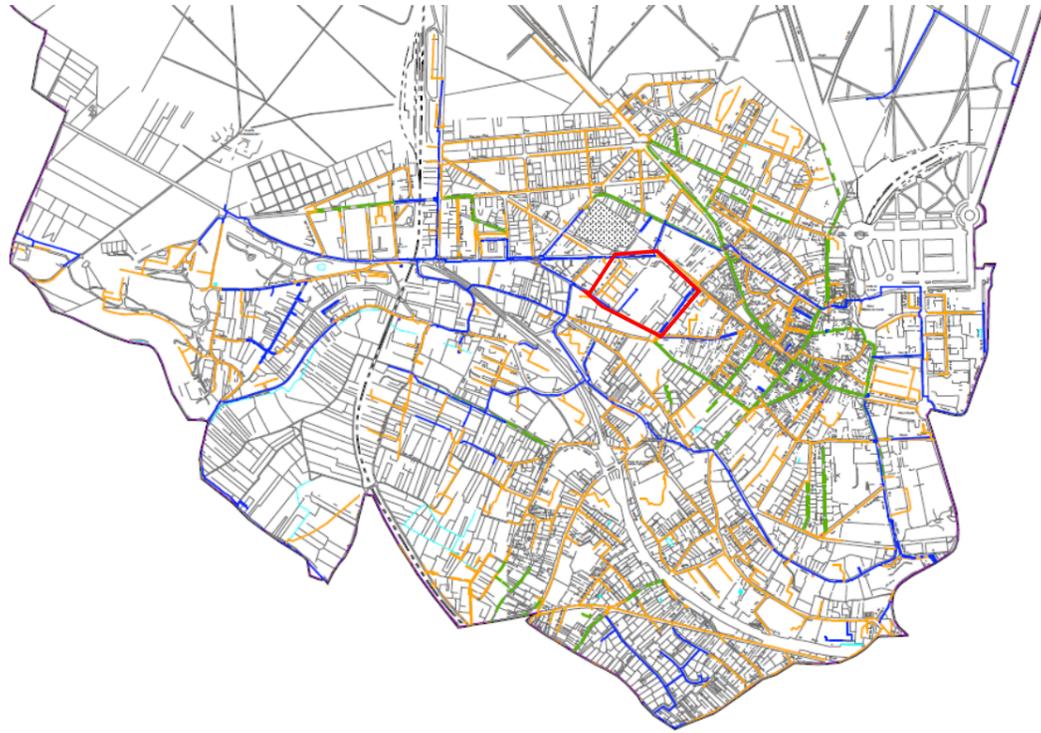
Carte du réseau de chaleur - Source : PLU de Saint-Germain-en-Laye

Le site de projet se trouve cependant hors carte et n'est pas desservi par le réseau de chaleur. Le site de l'hôpital est en effet situé à environ 850 mètres du réseau. Mais la ville de Saint-Germain-en-Laye a lancé des travaux d'extension de réseaux permettant d'amener ce réseau au niveau de l'hôpital. Après la libération d'une partie du site, ce dernier sera raccordé au réseau de chaleur.

b. Le réseau électrique

Le site est aujourd'hui bien desservi par le réseau électrique. La nécessité d'assurer la continuité de l'alimentation électrique au sein des établissements de santé est une obligation légale d'après l'article L. 6112-2 du Code de la Santé Publique stipulant que les établissements de santé doivent veiller à la continuité des soins, y compris en cas de crise. Les différents services présents sur le site du CHU, et notamment les plus critiques comme les blocs opératoires ou les soins intensifs, ne doivent pas subir de coupures de courant.

Le réseau mis en place sur le site permet d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.



Carte du réseau électrique sur la commune de Saint-Germain-en-Laye

1.2.5 Consommations énergétiques du site

Le centre hospitalier consomme actuellement près de 4,466 GWh/an (2019).

Les logements Résidence Yvelines Essonne consomment environ 1,5 GWh/an sur le site.

La consommation actuelle s'élève donc à environ **6 GWh/an** (s'y ajoutent les logements de la rue Léon Désoyer pour lesquelles les données ne sont pas connues, mais qui au vu des surfaces concernées ne représentent que peu de consommations).

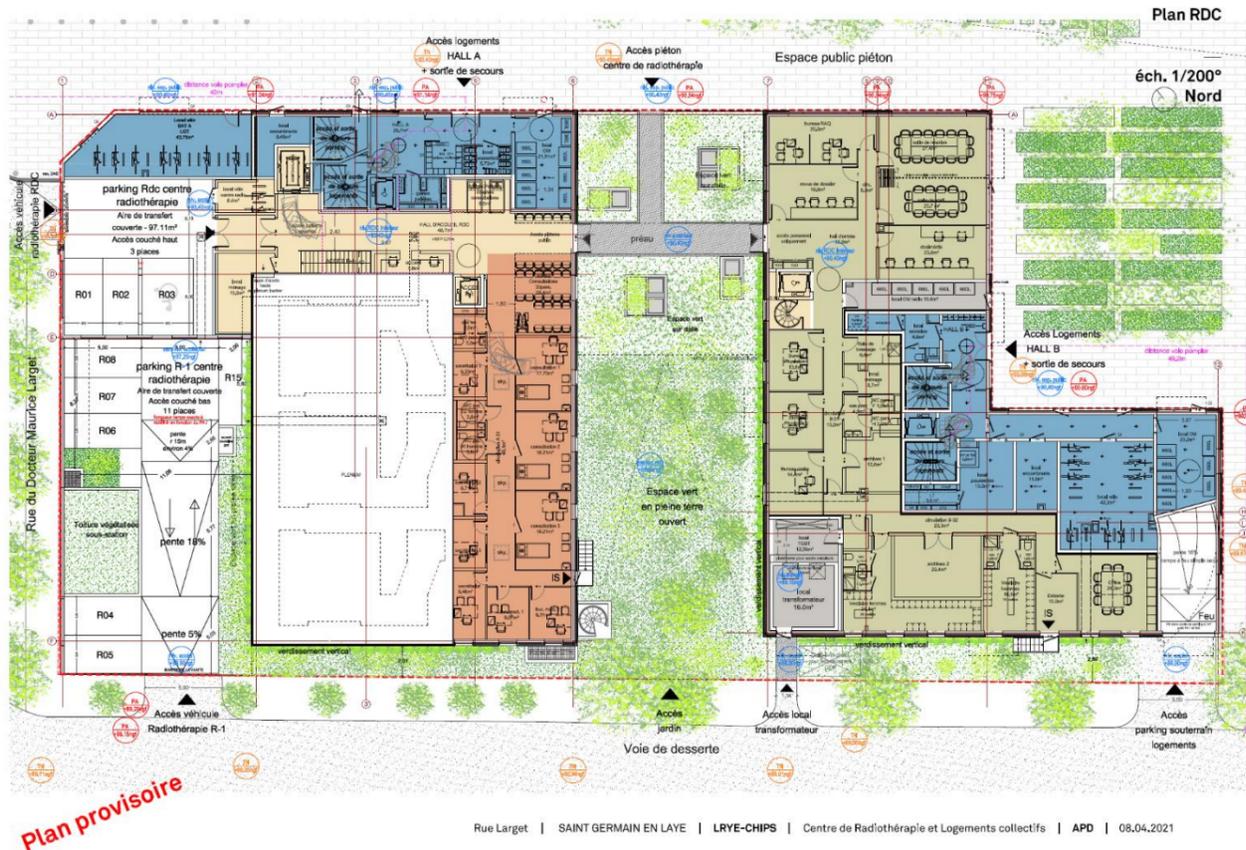
1.2.6 Programmation et organisation spatiale du projet

Dans le cadre de la présente étude, il a été posé les hypothèses suivantes pour l'opération de Résidence Yvelines Essonne :

- La construction de 4 674 m² de logements neufs à la place de l'actuel SDIS ;
- La résidentialisation/réhabilitation des logements situés au 3, 5 et 7 Rue du Docteur Maurice Larget, représentant une surface totale de 5 124 m².

Le projet prévoit la démolition d'une grande partie des bâtiments du secteur d'étude. Seront ensuite construits environ 71 000 m² de SDP (52 591 m² du groupement OGIC/MARIGNAN/SODES/ORPEA + 11 225 m² RYE) :

- 20 209 m² de logements neufs ;
- 3 672 m² de logements locatifs intermédiaires neufs ;
- 5 167 m² de logements dans les pavillons réhabilités et maisons situées du 91bis au 97 rue Léon Désoyer ;
- 4 424 m² de commerces ;
- 2 005 m² de co-living ;
- 626 m² de restaurant et belvédère au dernier étage du château d'eau ;
- 2 377 m² d'hôtel ;
- 5 221 m² de cinéma ;
- 6 845 m² de pôle de santé (EHPAD et RSS) ;
- 1 011 m² d'espaces dédiés à la santé ;
- 1 427 m² de SDP pour la radiothérapie (Résidences Yvelines Essonne) ;
- 306 m² de crèche ;
- 181 m² de conciergerie et espace vélo dans la canopée ;
- 547 m² de centre culturel ;
- 4 674 m² de logements neufs (Résidence Yvelines Essonne) ;
- 5 124 m² de logements réhabilités (Résidence Yvelines Essonne).



Plan masse du projet de construction de Résidences Yvelines Essonne - Source : Résidences Yvelines Essonne / Fayolle

Ainsi, dans le cadre de la présente étude, les surfaces suivantes par types d’usage ont été assimilées aux types d’usage suivants :

Surface (m ²)	Programmation	Equivalents d’usages dans le cadre de l’étude (du point de vue énergétique)
28 555	Logements neufs	Logements neufs
10 291	Logements réhabilités	Logements réhabilités
2 005	Co-living	Logements réhabilités
4 424	Commerces	Commerces neufs
626	Restaurant	Restaurant réhabilité
2 377	Hôtel	Logements neufs
5 221	Cinéma	Commerce neuf
1 011	Espace santé	Clinique neuve / bureaux neufs
306	Crèche	Équipements neufs
181	Conciergerie	Bureaux neufs
547	Centre culturel	Bureaux neufs
6 8945	EHPAD + Résidence pour Personnes âgées	Logements neufs

1 427	Radiothérapie	Clinique neuve
-------	---------------	----------------

Ces surfaces tiennent compte des démolitions des bâtiments repérés en couleur sur la carte suivante :



Source : EPFIF

Bien que cela n’ait pas été acté officiellement dans le cadre du projet en cours, il a été posé l’hypothèse que le bâtiment situé au 3 rue du Docteur Maurice Larget serait démolé pour être reconstruit avec une surface similaire afin de mener les calculs nécessaires à la présente étude.

1.2.7 Les besoins énergétiques associés

a. Descriptif des besoins estimés

Les besoins estimés dans la présente étude seront calculés vis-à-vis de plusieurs usages :



Besoins de chauffage : il s’agit du chauffage des bâtiments construits et/ou réhabilités. Le calcul se fera de façon à s’approcher au maximum de la réalité des besoins des futurs usagers.



Besoins d’eau chaude sanitaire (ECS) : ils correspondent aux besoins d’eau chaude sanitaire pour les bâtiments construits et réhabilités. Il sera estimé en fonction du taux d’occupation et notamment de la typologie du bâtiment.



Besoins de froid : ils permettent d’étudier les besoins en refroidissement des bâtiments construits et réhabilités. Il s’agira ici de calculer, au même titre que le chauffage, un estimatif qui se rapproche au plus de la réalité.



Besoins d’électricité : ils correspondent aux besoins auxiliaires liés aux ensembles des postes ayant recours à une énergie électrique. Le calcul estimatif ne prendra pas seulement en compte les postes compris dans la Réglementation Thermique mais également les besoins électriques des différents appareils et équipements électroniques (électroménager, multimédia, etc.).

L’analyse de besoins sera étudiée suivant trois niveaux de performance énergétique pour la construction neuve afin de comparer les besoins à prendre en compte selon les niveaux de performance thermique du bâti.

La rénovation énergétique sera étudiée sur les niveaux correspondant au label Effinergie Rénovation.

Le calcul est mené pour tous les bâtiments actuels et futurs qui font l’objet d’une intervention, que ce soit du neuf, de la réhabilitation, de la démolition/ reconstruction. Les bâtiments de l’hôpital qui sont conservés en l’état (sans changement d’usage ni réhabilitation) ne sont pas inclus dans le calcul.

Les trois niveaux de performance étudiés dans la présente étude seront les suivants :

Niveau réglementaire / RT 2012

Il correspond au niveau de performance minimal actuel, à titre de « calibrage bas » pour l’étude. Même s’il est réglementaire, il est déjà ambitieux par rapport à l’existant puisqu’il impose un niveau de consommations en énergie primaire inférieur de 50% par rapport à la précédente Réglementation Thermique RT 2005.

Le calcul des besoins des nouvelles constructions se base sur des ratios de besoins utiles par m² pour des constructions respectant la RT 2012. Ces ratios, présentés dans le tableau ci-dessous, ont été estimés :

- 1- Sur la base des données climatiques du secteur ;
- 2- Selon la nature des bâtiments ;

Pour les différents usages de chauffage, de production d’ECS, de refroidissement et d’électricité.



Ratios de répartition par usages de consommation :

	Logements collectifs	Commerces / Activités	Bureaux	Equipements	Clinique (réglementaire)
CEP MAX RT 2012 (kWh/m ² /an)	57,5	120	72	150	320

RT2012				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Electricité (en kWh/m ² /an)
Logements collectifs	19,0	17,3	0,0	21,3
Commerces / activités	34,8	7,2	39,0	39,0
Bureaux	21,6	1,4	16,6	32,4
Equipements	37,5	42,0	27,0	43,5
Clinique	57,6	35,2	44,8	179,2

Niveau ambitieux / RT 2012 - 20 %

Il correspond à un niveau équivalent aux exigences fixées par le référentiel Energie+ Carbone+ pour les bâtiments neufs. Ce référentiel intègre des critères environnementaux qui complètent les exigences actuelles de performances énergétiques pour les projets de construction. Le référentiel a pour but de préparer la prochaine réglementation thermique RT 2020.

Il définit la performance du bâtiment à travers :

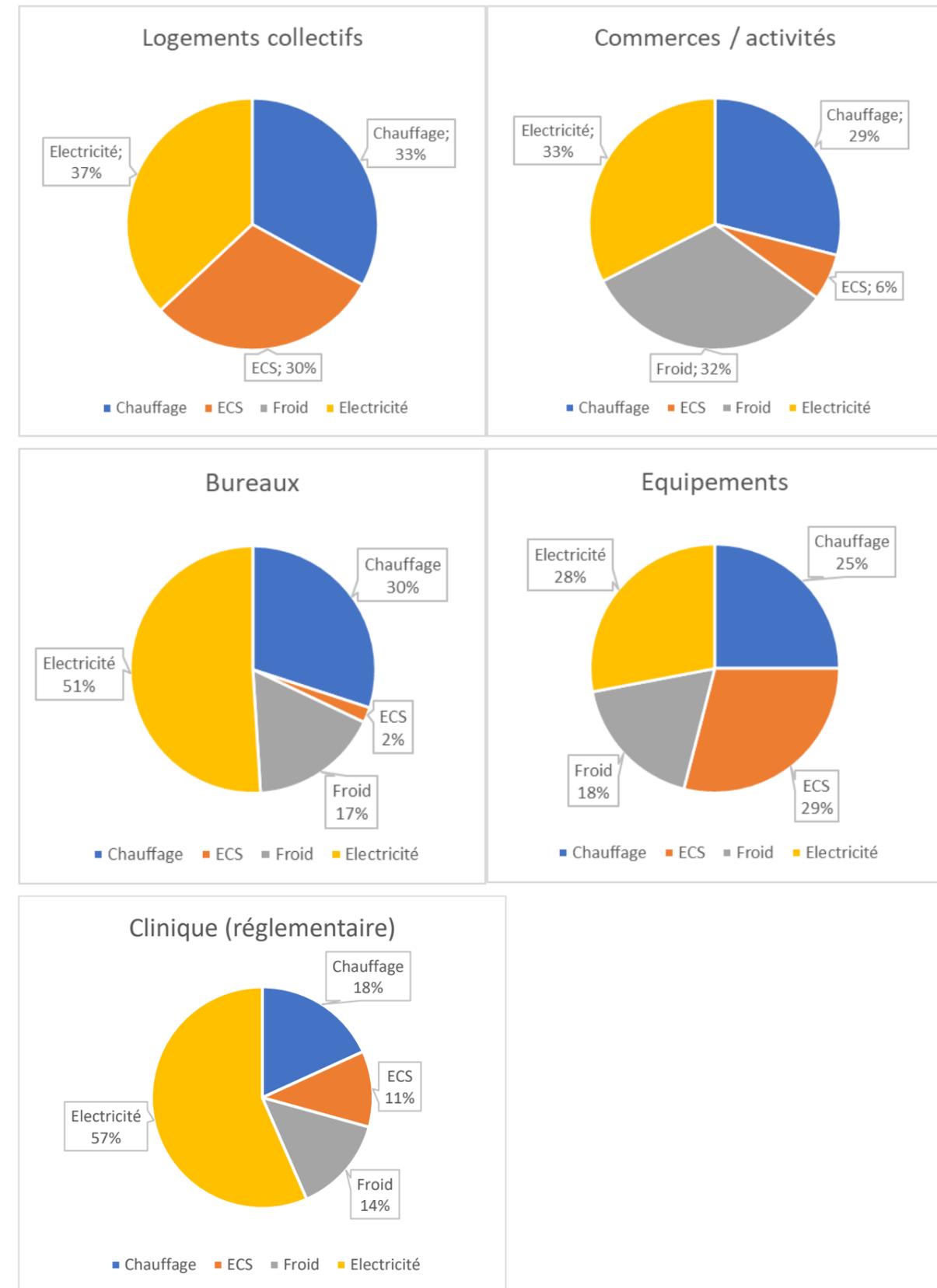
- 1- L'évaluation son bilan énergétique sur l'ensemble des usages (bilan énergétique BEPOS) ;
- 2- L'évaluation de ses émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble de son cycle de vie ainsi que pour les produits de construction et les équipements utilisés.

Les niveaux de performance possibles sont les suivants :

Niveaux de performance	Bilan énergétique		Emissions de GES	
	Energie 1 Energie 2 Energie 3 Energie 4	Bilan énergétique nul	Carbone 1 Carbone 2	Empreinte carbone optimisée

Les projets futurs devront mettre en œuvre un effort en termes d'efficacité énergétique du bâti et des systèmes et un recours significatif aux énergies renouvelables, qu'elles produisent de la chaleur ou de l'électricité renouvelable.

La conception optimisée des projets de construction permettra de réduire leur impact environnemental en limitant les consommations d'énergie grise.



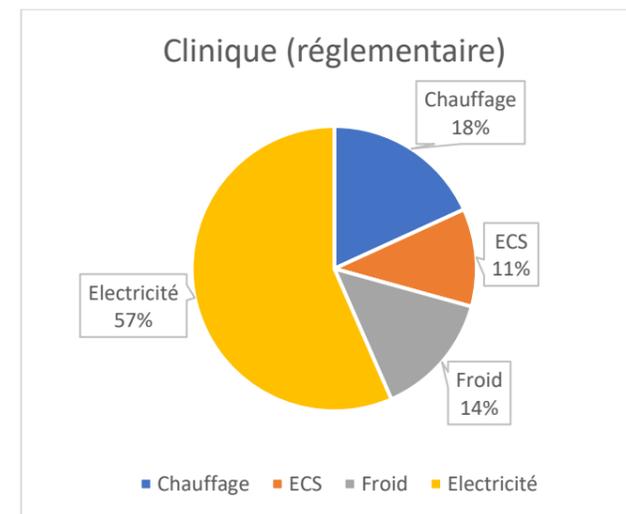
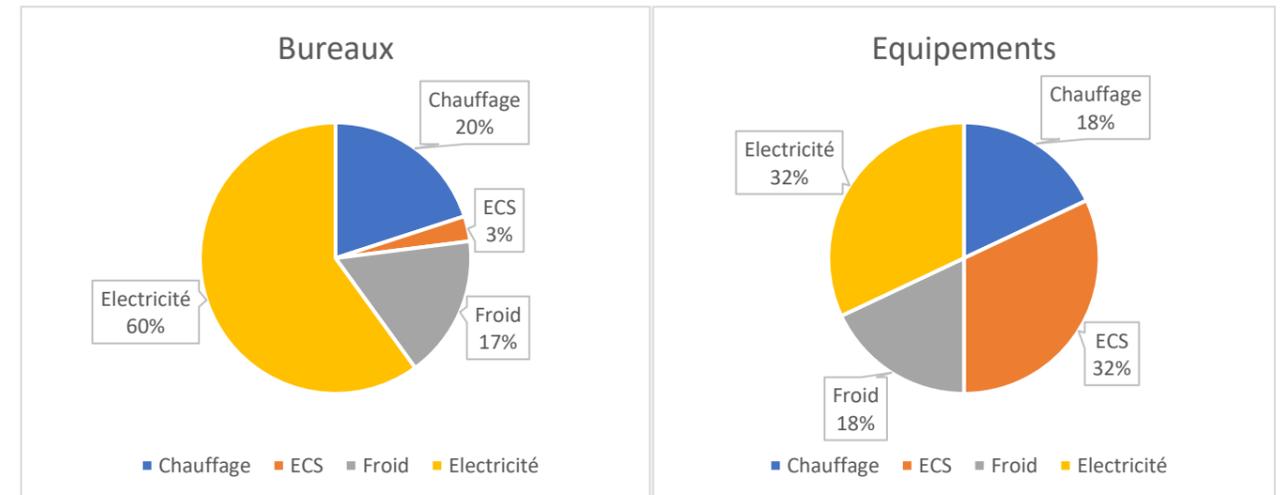
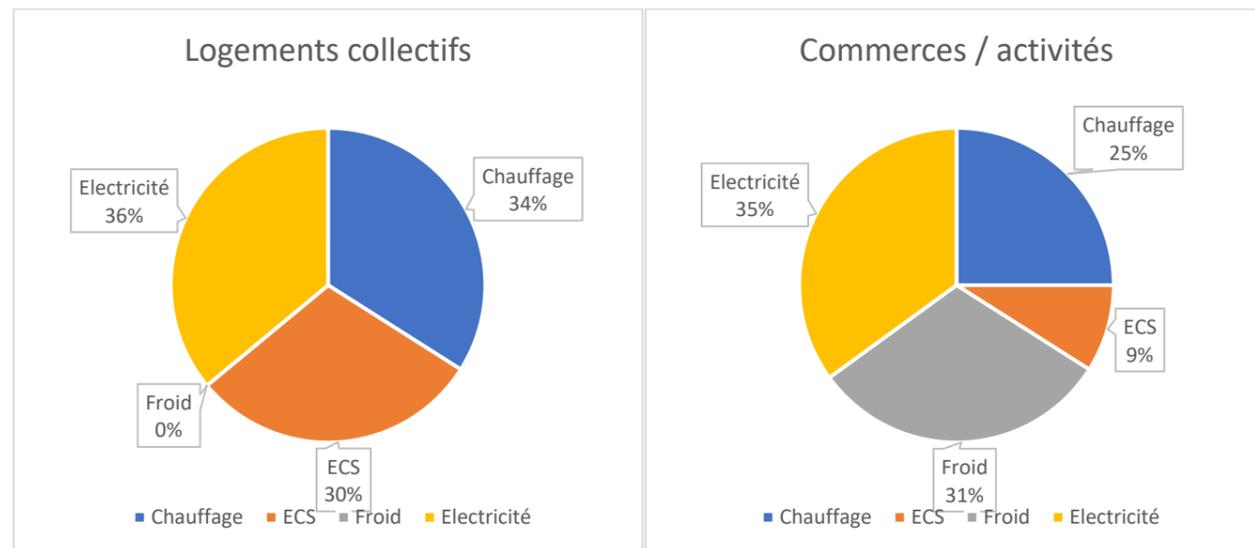
Ratios de répartition par usages de consommation :

	Logements collectifs	Commerces / Activités	Bureaux	Equipements	Clinique (réglementaire)
CEP MAX RT 2012 -20% (kWh/m ² /an)	46	96	57,6	120	256

RT2012 -20%				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Electricité (en kWh/m ² /an)
Logements collectifs	15,2	13,8	0,0	17,0
Commerces / activités	27,8	5,8	31,2	31,2
Bureaux	17,3	1,2	13,2	25,9
Equipements	30,0	33,6	21,6	34,8
Clinique	46,1	28,2	35,8	143,4

Niveau exemplaire / Bâtiments passifs

Il correspond à un niveau exemplaire en comparaison avec la réglementation en vigueur. Une performance thermique de niveau passif peut permettre de réduire les besoins énergétiques de 35 à 40 % par rapport au niveau réglementaire actuel RT 2012. Une construction respectant ce niveau d'exigence permet notamment de réduire le poste des besoins de consommation liés au chauffage.



Ratios de répartition par usage de consommation :

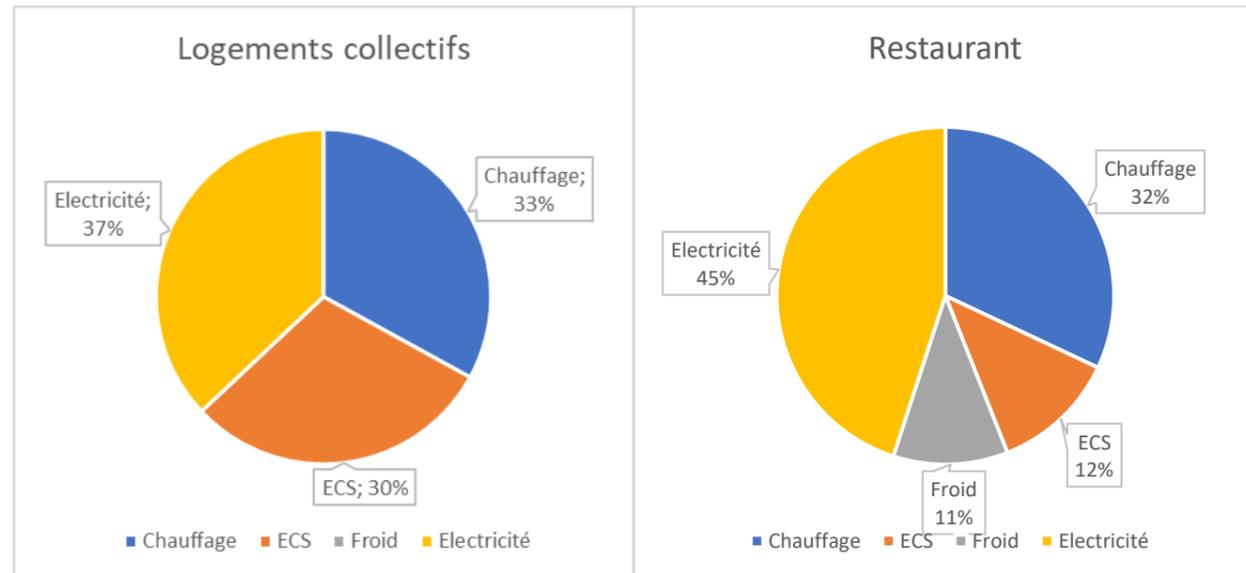
	Logements collectifs	Commerces / Activités	Bureaux	Equipements	Clinique (réglementaire)
CEP MAX Passif (kWh/m ² /an)	37	78	47	150	192

Passif				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Electricité (en kWh/m ² /an)
Logements collectifs	12,7	11,2	0,0	13,5
Commerces / activités	19,5	7,0	24,2	27,3
Bureaux	9,4	1,4	8,0	28,1
Equipements	17,6	31,2	17,6	31,2
Clinique	34,6	21,1	26,9	107,5

Niveaux de performance de la rénovation énergétique selon label Effinergie Rénovation

Il correspond à un niveau de rénovation dont l’objectif de consommation maximale en énergie primaire est fixé à 80 kWh/m².an, modulé selon la zone climatique et l’altitude.

Pour les bâtiments destinés à un usage autre que de l’habitation, la consommation conventionnelle d’énergie primaire du bâtiment pour le chauffage, le refroidissement, la ventilation, la production d’eau chaude sanitaire et l’éclairage des locaux est inférieur de 40% à la consommation conventionnelle de référence définie dans la Réglementation Thermique dite Globale (Cep < Cref - 40%).



Ratios de répartition par usages de consommation :

	Logements collectifs	Restaurant
CEP MAX Rénovation EFFINERGIE (kWh/m²/an)	104	204

Rénovation RT2012 EFFINERGIE				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)
Logements collectifs	34,3	31,2	0,0	38,5
Restaurant	65,28	24,48	22,44	91,8

Niveaux réglementaires pour les constructions neuves / RT 2012

RT2012											
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)	Surface de plancher construite (m²)	Besoins en chauffage (kWh/an)	Besoins en ECS (kWh/an)	Besoins en Froid (kWh/an)	Besoins en électricité (kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)	Besoins totaux (GWh/an)
Logements collectifs	19,0	17,3	0,0	21,3	37 825	717 738	652 489	-	804 736	2 174 963	2,17
Commerces / activités	34,8	7,2	39,0	39,0	9 734	338 733	70 083	379 615	379 615	1 168 046	1,17
Réhabilitations logements	34,3	31,2	0,0	38,5	12 143	416 749	378 863	-	467 264	1 262 875	1,26
Réhabilitation restaurant	65,3	24,5	22,4	91,8	540	35 251	13 219	12 118	49 572	110 160	0,11
Bureaux	21,6	1,4	16,6	32,4	1 416	30 585	2 039	23 448	45 877	101 949	0,10
Equipements	37,5	42,0	27,0	43,5	306	11 486	12 865	8 270	13 324	45 945	0,05
Clinique	57,6	35,2	44,8	179,2	1 796	103 450	63 219	80 461	321 843	568 973	0,6
TOTAL					63 760	1 653 992	1 192 776	503 912	2 082 231	5 432 911	5,43

Niveaux ambitieux pour les constructions neuves / RT 2012 -20%

RT2012 -20 %											
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)	Surface de plancher construite (m²)	Besoins en chauffage (kWh/an)	Besoins en ECS (kWh/an)	Besoins en Froid (kWh/an)	Besoins en électricité (kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)	Besoins totaux (GWh/an)
Logements collectifs	15,2	13,8	0,0	17,0	37 825	574 190	521 991	-	643 789	1 739 970	1,74
Commerces / activités	27,8	5,8	31,2	31,2	9 734	270 987	56 066	303 692	303 692	934 437	0,93
Réhabilitations logements	34,3	31,2	0,0	38,5	12 143	416 749	378 863	-	467 264	1 262 875	1,26
Réhabilitation restaurant	65,3	24,5	22,4	91,8	540	35 251	13 219	12 118	49 572	110 160	0,11
Bureaux	17,3	1,2	13,2	25,9	1 416	24 468	1 631	18 759	36 702	81 559	0,08
Equipements	30,0	33,6	21,6	34,8	306	9 189	10 292	6 616	10 659	36 756	0,04
Clinique	46,1	28,2	35,8	143,4	1 796	82 760	50 575	64 369	257 475	455 178	0,46
TOTAL					63 760	1 413 593	1 032 637	405 553	1 769 152	4 620 936	4,62

Niveaux exemplaires pour les constructions neuves / Passif

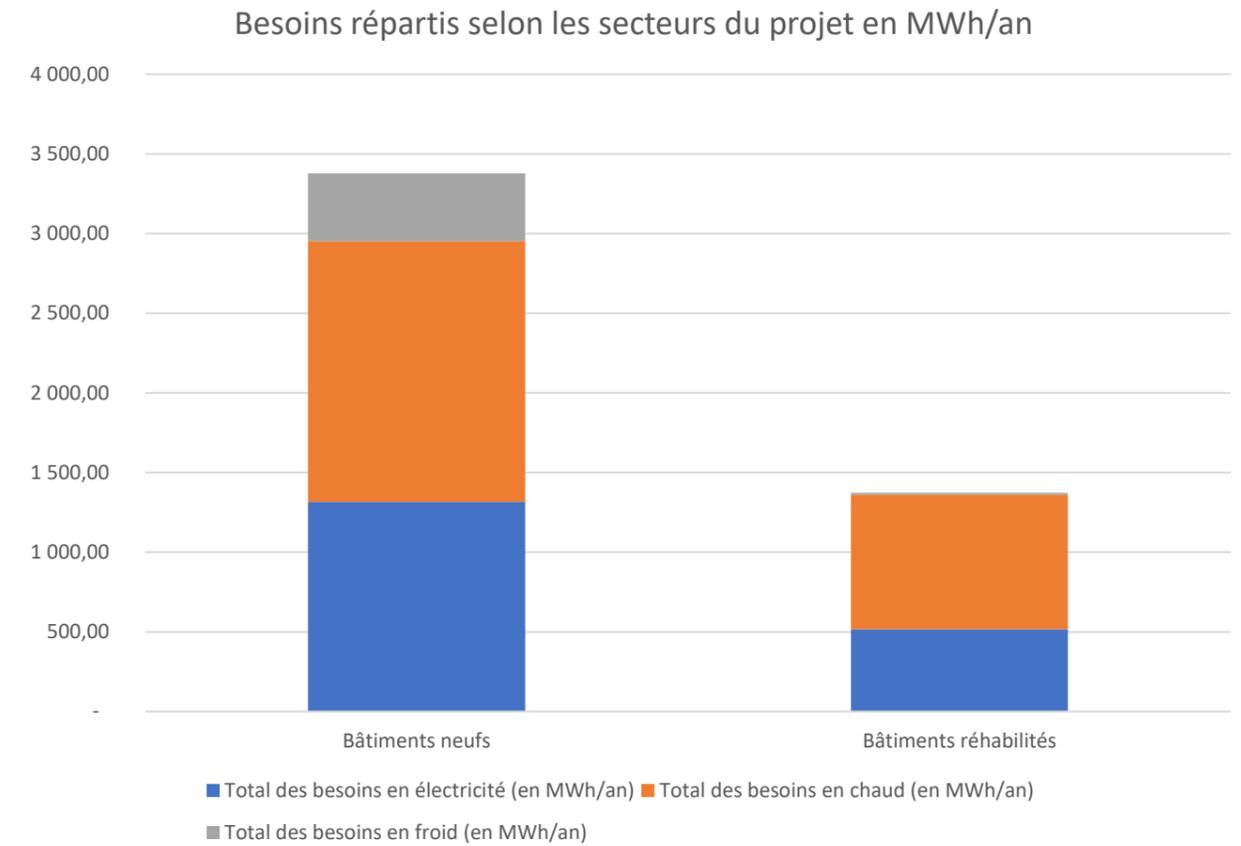
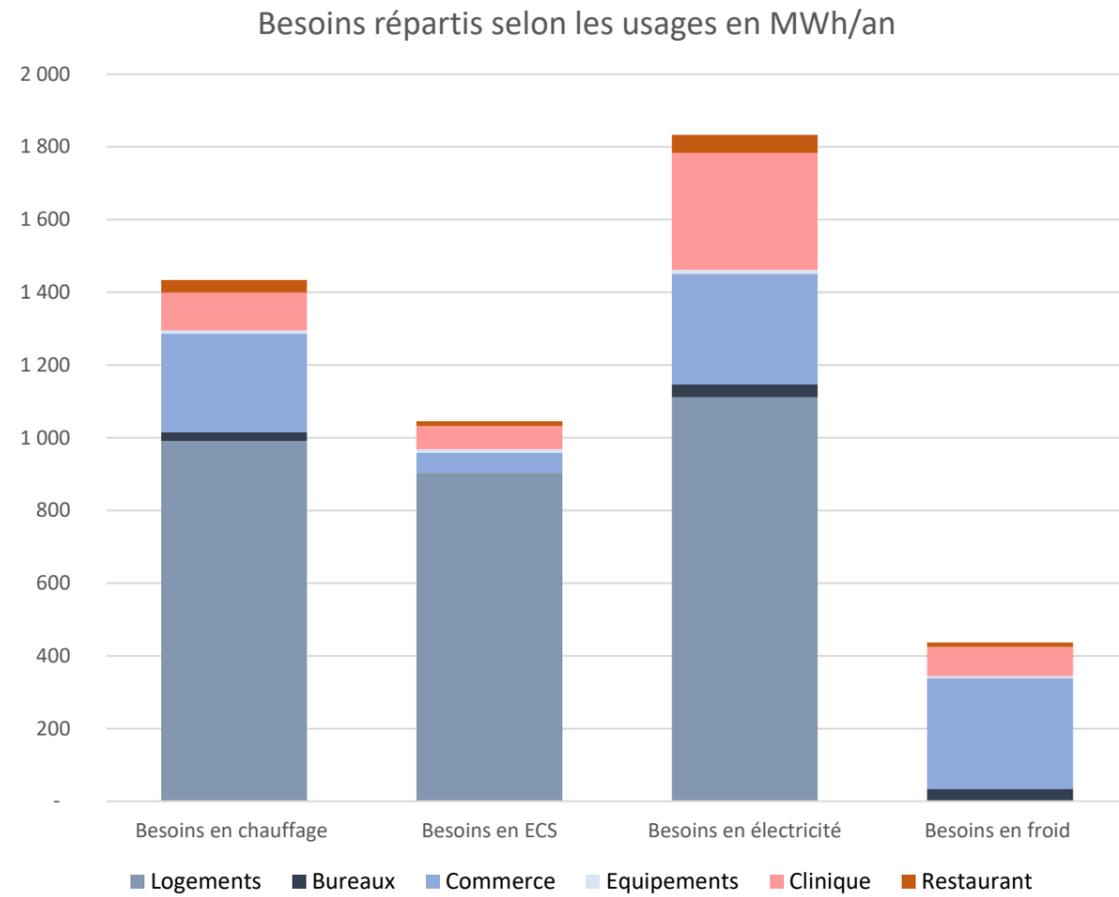
PASSIF											
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)	Surface de plancher construite (m²)	Besoins en chauffage (kWh/an)	Besoins en ECS (kWh/an)	Besoins en Froid (kWh/an)	Besoins en électricité (kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)	Besoins totaux (GWh/an)
Logements collectifs	12,7	11,2	0,0	13,5	37 825	480 667	424 118	-	508 941	1 413 726	1,41
Commerces / activités	19,5	7,0	24,2	27,3	9 734	189 808	68 331	235 361	265 731	759 230	0,76
Réhabilitations logements	34,3	31,2	0,0	38,5	12 143	416 749	378 863	-	467 264	1 262 875	1,26
Réhabilitation restaurant	65,3	24,5	22,4	91,8	540	35 251	13 219	12 118	49 572	110 160	0,11
Bureaux	9,4	1,4	8,0	28,1	1 416	13 253	1 988	11 265	39 760	66 267	0,07
Equipements	17,6	31,2	17,6	31,2	306	5 376	9 557	5 376	9 557	29 864	0,03
Clinique	34,6	21,1	26,9	107,5	1 796	62 070	37 932	48 276	193 106	341 384	0,34
TOTAL					63 760	1 203 173	934 006	312 396	1 533 930	3 983 506,0	3,98

Analyse des besoins énergétiques nécessaires à destination des différents usages construits sur le site de l’hôpital de Saint-Germain-en-Laye :

b. Estimation des besoins énergétiques

Sur la base des différentes hypothèses précisées précédemment à l’aide de ratios selon différents niveaux d’exigences de performance thermique, une estimation des besoins énergétiques à l’échelle du secteur peut être effectuée.

Ci-après les estimations des besoins énergétiques calculées selon les différents niveaux d’exigence énergétique.



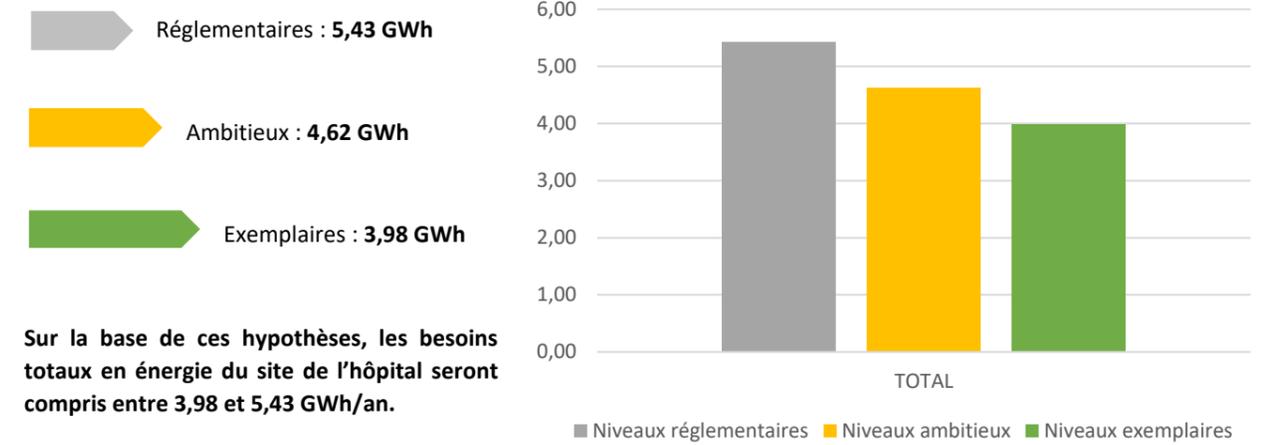
Les besoins estimés les plus importants recensés pour le site de l’hôpital à Saint-Germain-en-Laye sont l’électricité et le chauffage. Suivent ensuite les besoins en Eau Chaude Sanitaire liés aux logements et enfin les besoins en froid liés principalement aux activités et aux commerces.

Les logements constituent l’usage nécessitant le plus de besoins, ils représentent plus de la moitié des besoins en chauffage, en électricité et en eau chaude sanitaire. Pour l’hôpital, les besoins les plus importants sont les besoins en électricité.

Comparaison des besoins énergétiques par usages de consommation selon les ambitions de performance



Comparaison des besoins énergétiques selon les niveaux de performance étudiés



1.2.8 Besoins détaillés par lot

a. Îlots 1 et 2 – Permis de construire n°1

La production de chauffage et d’ECS est assurée par le réseau de chaleur de Saint-Germain-en-Laye (biomasse), possédant une part d’énergie renouvelable de 67,9%.

Les consommations énergétiques pour chaque lot sont les suivantes pour les logements :

Résultats	ILOT 1	ILOT 2
Cep kWh _{EP} /(m ² .an)	57,0	60,5
Cep _{max} kWh _{EP} /(m ² .an) (Gain)	74,8 (- 23,8 %)	74,8 (- 19,1 %)
Cep _{max} NF HABITAT HQE kWh _{EP} /(m ² .an) (Gain)	65,0 (- 12,3 %)	65,0 (- 7,0 %)

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

Les consommations pour les logements sont réparties selon les postes suivants :

Poste kWh _{EP} /(m ² .an)	ILOT 1	ILOT 2
Chauffage	28,3	30,1
ECS	22,3	23,7
Eclairage	3,9	4,1
Auxiliaires	1,5	1,6
VMC	1,0	1,0
Total	57,0	60,5

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

Les îlots 1 et 2 doivent accueillir une surface de plancher respective de 4 319 m² et de 3 416 m² de logements, soit, selon le tableau ci-dessus, respectivement 246,2 MWh/an et 206,7 MWh/an.

L’îlot 1 comprend également la réalisation d’une clinique privée de 369 m². L’étude d’approvisionnement du permis de construire portant sur l’ensemble des constructions du PC1 prévoit une consommation énergétique de près de 473 MWh/an, avec un système pressenti d’approvisionnement de production de chauffage et d’ECS assuré par le réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye.

	Bâtiment
kWh _{ep} / m ² .an	62,0
MWh / an	619
Classe énergie atteinte	B
Coût annuel d’exploitation (€ / an)	59 000

	Bâtiment
kg CO ₂ / m ² .an	5
Tonnes / an	49
Classe climat atteinte	A

Performances environnementales du système énergétique pressenti – Source : Etude de faisabilité en approvisionnement énergétique du PC1

b. Îlots 3 et 4 – Permis de construire n°2

La production de chauffage et d’ECS est assurée par le réseau de chaleur de Saint-Germain-en-Laye (biomasse), possédant une part d’énergie renouvelable de 67,9%.

Les consommations énergétiques sont les suivantes pour les logements :

Résultats	ILOT 4
Cep kWh_{EP}/(m².an)	54,9
Cep_{max} kWh_{EP}/(m².an) (Gain)	76,8 (- 28,52 %)
Cep_{max} NF HABITAT HQE kWh_{EP}/(m².an) (Gain)	66,8 (- 17,81 %)

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

Les consommations pour les logements sont réparties selon les postes suivants :

Poste kWh _{EP} /(m ² .an)	ILOT 4
Chauffage	22,5
ECS	25,6
Eclairage	4,2
Auxiliaires	1,6
VMC	1,0
Total	54,9

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

Les îlots 3 et 4 accueillent une programmation de 2 660 m² de logements, supposant des consommations énergétiques de 146 MWh/an.

L’îlot 4 comprend également 478 m² de commerces engendrant des consommations énergétiques à hauteur de 26 MWh.

L’îlot 3 accueille un Etablissement d’Hébergement pour Personnes Agées Dépendantes et une Résidence pour Seniors de respectivement 6 155 m² et 742,6 m². Ces deux établissements entraînent les consommations énergétiques suivantes : 337,9 MWh pour l’EHPAD, et 40,8 MWh pour la Résidence pour Seniors.

L’étude d’approvisionnement du permis de construire portant sur l’ensemble des constructions du PC2 prévoit une consommation énergétique de près de 550,7 MWh/an, avec un système pressenti d’approvisionnement de production de chauffage et d’ECS assuré par le réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye.

	Bâtiment
kWh _{ep} / m ² .an	59,8
MWh / an	184
Classe énergie atteinte	B
Coût annuel d’exploitation (€ / an)	16 000

	Bâtiment
kg CO ₂ / m ² .an	5
Tonnes / an	14
Classe climat atteinte	A

Performances environnementales du système énergétique pressenti – Source : Etude de faisabilité en approvisionnement énergétique du PC2

c. Îlot 5 – Permis de construire n°3

La production de chauffage et d’ECS est assurée par le réseau de chaleur de Saint-Germain-en-Laye (biomasse), possédant une part d’énergie renouvelable de 67,9%.

Les consommations énergétiques sont les suivantes pour les logements :

Résultats	ILOT 5
Cep kWh _{EP} /(m ² .an)	56,5
Cep _{max} kWh _{EP} /(m ² .an) (Gain)	74,8 (- 24,5 %)
Cep _{max} NF HABITAT HQE kWh _{EP} /(m ² .an) (Gain)	65 (- 13,1 %)

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

Les consommations pour les logements sont réparties selon les postes suivants :

Poste kWh _{EP} /(m ² .an)	ILOT 5
Chauffage	23,5
ECS	24,4
Eclairage	3,7
Auxiliaires	3,8
VMC	1,1
Total	56,5

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

L’îlot 5 accueille une programmation de 1 061 m² de logements, supposant des consommations énergétiques de 59,9 MWh/an.

La programmation de l’îlot 5 comprend également 155 m² de commerces et 306 m² de crèche, entraînant respectivement les consommations énergétiques suivantes 8,7 MWh et 17,3 MWh.

L’étude d’approvisionnement du permis de construire portant sur l’ensemble des constructions du PC3 prévoit une consommation énergétique de près de 85,9 MWh/an, avec un système pressenti d’approvisionnement de production de chauffage et d’ECS assuré par le réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye.

	Bâtiment
kWh _{ep} / m ² .an	56,6
MWh / an	71
Classe énergie atteinte	B
Coût annuel d’exploitation (€ / an)	6 500

	Bâtiment
kg CO ₂ / m ² .an	4
Tonnes / an	6
Classe climat atteinte	A

Performances environnementales du système énergétique pressenti – Source : Etude de faisabilité en approvisionnement énergétique du PC3

d. Îlots 6, 7, 10A, et 10B – Permis de construire n°4

La production de chauffage et d’ECS est assurée par le réseau de chaleur de Saint-Germain-en-Laye (biomasse), possédant une part d’énergie renouvelable de 67,9%.

Les consommations énergétiques sont les suivantes :

- Pour les îlots 6, 7 et 10B

	Estimation consommation (kWhEP/m ² SRT.an)
Chauffage	28,50
Eau chaude sanitaire	30,00
Eclairage	4,00
Ventilation	1,50
Auxiliaire	0,50
TOTAL	64,50
Cepmax	74,75

Source : Définition des besoins et solutions ENR – kerexpert

Les îlots 6, 7 et 10B accueillent une programmation en logement de près de 10 684 m², supposant des consommations énergétiques de 689,1 MWh/an.

Ces îlots comprennent également une programmation en commerces de 2 276,1 m², toutefois, l’étude des besoins ne précise pas les consommations envisagées.

L’étude d’approvisionnement du permis de construire portant sur les logements du PC4 prévoit une consommation énergétique de près de 689,1 MWh/an, avec un système pressenti d’approvisionnement de production de chauffage et d’ECS assuré par le réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye.

- Pour l’îlot 10A

L’îlot 10A accueille une programmation en logements réhabilités de 965,53 m².

L’îlot comprend également une programmation en commerces de 57,85 m², les consommations engendrées peuvent donc être négligées.

L’étude d’approvisionnement du permis de construire portant sur l’ensemble des constructions du PC4 prévoit un système pressenti d’approvisionnement de production de chauffage et d’ECS assuré par le réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye.

e. Îlot 8 – Permis de construire n°6

En prenant l’hypothèse d’un régime primaire 80°C / 60°C, la note technique de raccordements calorifiques définit les besoins et puissances suivantes.

Entité	Raccordement	Besoins	Puissance (kWc)
Cinéma	Non	-	-
Hôtel	Oui	Chauffage des circulations, des vestiaires, des réserves et de l’office + ECS	390
Coliving	Oui	Chauffage de tous les locaux + ECS	175
Logements	Oui	Chauffage de tous les locaux + ECS	170
Restaurant	Oui	Chauffage des entrées, des réserves et des cuisines + ECS	145
Conciergerie	Non	-	-
Vélos	Non	-	-
Commerce	Non	-	-

Source : Innovation fluides – Février 2021

f. Îlot 9 – Permis de construire n°5

La production de chauffage et d’ECS est assurée par le réseau de chaleur de Saint-Germain-en-Laye (biomasse), possédant une part d’énergie renouvelable de 67,9%.

Les consommations énergétiques sont les suivantes :

Résultats	BATIMENT ZONE SUD	BATIMENT ZONE NORD
Cep projet kWhEP/(m ² .an)	58,3	55,7
Cep ref kWhEP/(m ² .an)	91,9 (Gain 36,60%)	86,1 (Gain 35,34%)
Cep initial kWhEP/(m ² .an)	585,9 (Gain 90,06%)	488,5 (Gain 88,61%)

Source : Pré-étude thermique – AMODEV

Catégorie BATIMENT ZONE SUD	ETAT ACTUEL	ETAT FUTUR
Ubât projet	2,16	0,699
Ubât max	0,761	0,761

Catégorie BATIMENT ZONE NORD	ETAT ACTUEL	ETAT FUTUR
Ubât projet	2,206	0,726
Ubât max	0,817	0,817

Performance de l'enveloppe des bâtiments en état actuel et en état futur - Source : Pré-étude thermique – AMODEV

L'îlot 9 accueille une programmation de 4 195,2 m² de logements dans les pavillons Gérard et Lamant, engendrant des consommations énergétiques de 239 MWh. La programmation prévoit par ailleurs 1 404,6 m² de commerce et 545,9 m² de centre culturel, entraînant respectivement les consommations énergétiques suivantes : 80 MWh, et 31 MWh.

2. POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Cette partie de l'étude s'attache à présenter un large éventail de technologies recensées en matière d'exploitation des énergies renouvelables. Ces systèmes, une fois décrits dans leur fonctionnement global, sont ensuite confrontés aux contraintes et aux potentiels existants sur le secteur. Dans un milieu très urbanisé tel que celui du site de l'hôpital à Saint-Germain-en-Laye, on démontrera ainsi que les solutions alternatives de ressources énergétiques sont pour la plupart inadaptées au contexte local et on tentera ainsi de pointer les rares possibilités s'offrant à lui pour la suite du projet.

2.1 L'énergie solaire

L'énergie solaire peut être valorisée à travers l'implantation de divers dispositifs :

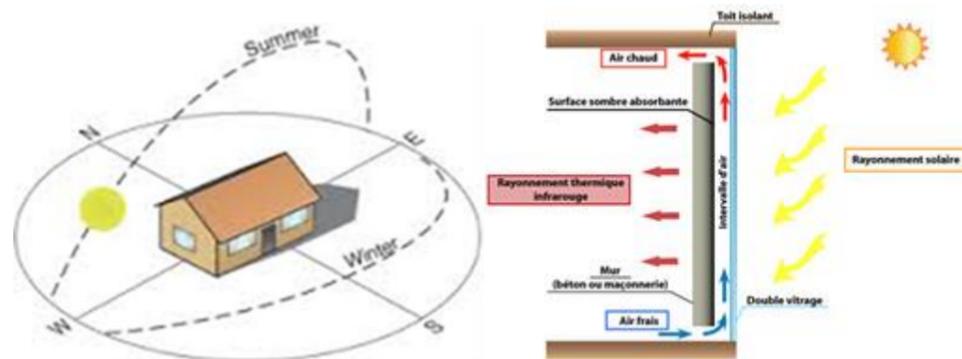
- La conception adaptée des bâtiments, qui permet d'exploiter au mieux les apports solaires pour couvrir les besoins de chauffage ;
- Les panneaux solaires thermiques peuvent être utilisés pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage des constructions ou encore pour la production de froid. Leur fonctionnement consiste à capter la chaleur d'une partie des rayonnements solaires qu'ils reçoivent (l'autre partie étant réfléchi) et à la transférer à un fluide caloporteur ;
- Les panneaux photovoltaïques permettent de produire de l'électricité par conversion de lumière en électricité.

2.1.1 Solaire passif

Le solaire passif regroupe les solutions, essentiellement constructives, qui utilisent passivement l'énergie du soleil pour le chauffage des locaux en hiver. Quel que soit la conception des bâtiments, ces derniers bénéficient d'une part de solaire passif, le tout étant d'optimiser l'apport de solaire passif pour en retirer le plus de bénéfice. Afin que le recours à ce solaire passif soit pertinent, il faut pouvoir en bénéficier en hiver mais s'en prémunir en été pour éviter les surchauffes dans le bâtiment et donc des consommations de rafraîchissement plus importantes.

La démarche d'utilisation de l'énergie solaire passive peut être décrite en plusieurs étapes :

- Recul suffisant entre les bâtiments ou partie du bâtiment lui-même (patios) pour permettre un accès au soleil jusqu'aux façades des étages bas ;
- Ouverture de la façade au Sud, Est et Ouest pour profiter au maximum des apports solaires passifs par les surfaces vitrées ou grâce à des dispositifs comme un mur trombe.

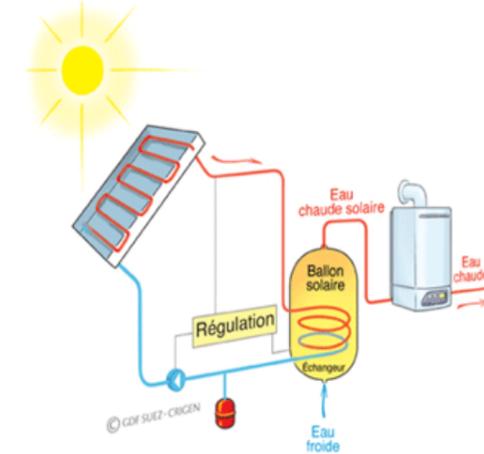


Ensoleillement des façades et mur trombe

Ces techniques de constructions sont uniquement des optimisations de la conception et n'engendrent aucun surcoût particulier à l'échelle d'un projet.

2.1.2 Solaire thermique

a. Principe de fonctionnement



Principe de fonctionnement d'une installation solaire thermique.

Le principe de fonctionnement du solaire thermique consiste à utiliser l'énergie provenant du rayonnement solaire pour la convertir en énergie thermique. Il permet de récupérer l'énergie solaire grâce à un fluide caloporteur qui circule dans les capteurs. Par l'intermédiaire d'un échangeur thermique, l'énergie est transférée dans le ballon solaire pour préchauffer l'eau de la ville. Une énergie d'appoint apporte le complément d'énergie si l'ensoleillement n'est pas suffisant. Un thermostat associé à cet appoint permet de garantir le maintien de la température de sortie de l'eau à la consigne désirée.

b. Echelle d'exploitation

Le solaire thermique est une énergie valorisable à l'échelle du bâtiment. Cette technologie est pertinente dès lors que les besoins d'ECS sont importants et stables. C'est notamment le cas pour les logements, ou pour certains équipements publics (crèches, hôpitaux, etc.). Diverses solutions techniques existent aujourd'hui que ce soit pour les maisons individuelles ou les logements collectifs :

- **Pour les maisons individuelles** : Des systèmes de production solaire optimisés sont disponibles. Ces systèmes présentent une efficacité comparable à un système de production solaire classique (jusqu'à 50% de couverture des besoins d'ECS), mais présentent moins de contraintes techniques et économiques : surface de panneaux solaire et taille du ballon de stockage réduite, et par conséquent coût d'investissement plus faible (3000 à 3500 euros posé fourni).
- **Pour les immeubles collectifs**, plusieurs types de solutions sont possibles. Ces solutions couvrent jusqu'à 50% des besoins d'ECS du bâtiment. Le coût de revient est d'environ 1 500 euros par logement. Ces technologies sont éligibles au fonds chaleur.

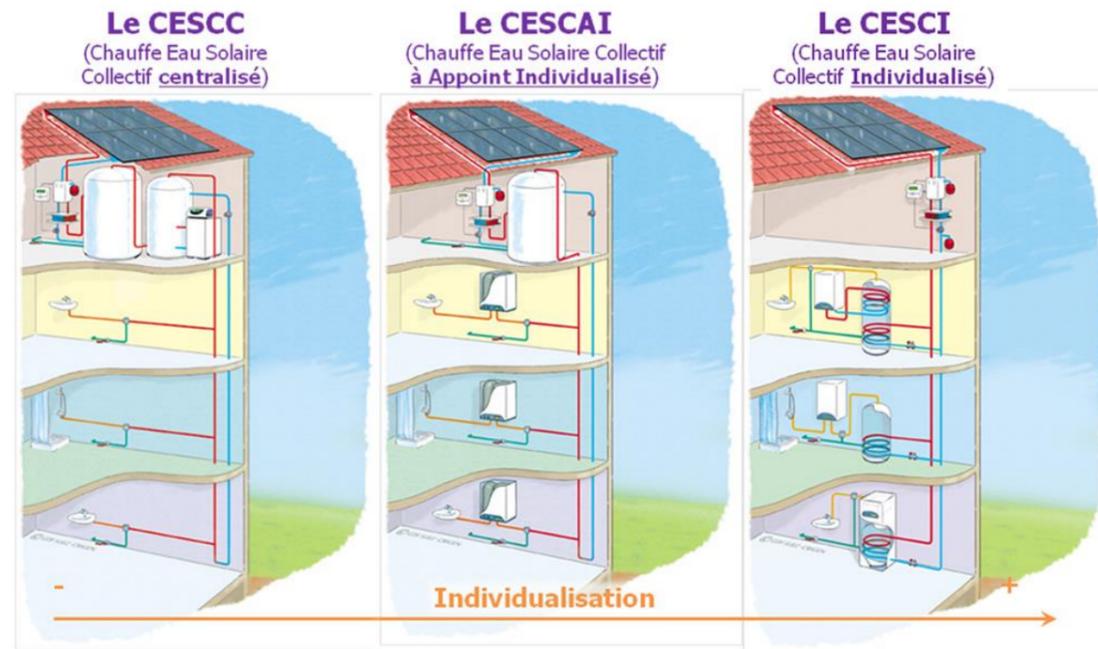


Schéma des différents types de chauffe-eau solaires.

c. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
Valorisation de l'énergie solaire (ressource gratuite, renouvelable et inépuisable)	Système seulement adapté aux bâtiments ayant des besoins importants en ECS
Système fiable nécessitant peu de maintenance	Oblige la solarisation des toitures
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Nécessite un système d'appoint (électricité ou combustible)
Système nécessitant que peu d'énergie grise pour sa fabrication et peu d'électricité pour son exploitation	Contraintes réglementaires : panneaux devant figurer dans le permis de construire et dans les documents d'urbanisme locaux (autorisation)
Bon rapport production/investissement	

d. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement d'une installation solaire varie selon la technologie choisie. En considérant le coût des travaux et celui des études d'ingénierie pour la conception et l'installation d'un chauffe-eau solaire collectif, le coût global s'élève (pour des bâtiments neufs) à :

- 1 500€ HT/m² pour une installation d'une taille inférieure à 50 m² ;
- 1 000€ HT/m² pour une installation d'une taille inférieure à 100 m² ;
- 800€ HT/m² pour une installation d'une taille supérieure à 100 m².

Les coûts d'installations de dispositifs de type moquette solaire sont d'environ 650 €HT/m².

Pendant la phase d'exploitation, les coûts d'entretien sont évalués à environ 300€/an pour une installation de taille supérieure à 100 m². Ils sont forfaitaires et ne dépendent pas réellement de la puissance installée.

Les temps de retour sur investissement constatés varient entre 12 et 15 ans.

e. Subventions 2020

L'ADEME subventionne ce type d'installation par le biais du « fond de chaleur ». Celui-ci est calculé en fonction du nombre de tonnes équivalent pétrole (TEP) évitées. Une TEP est équivalente à 11 630 kWh. Cette aide est soumise à certaines conditions. En effet, le Fonds Chaleur se focalise prioritairement sur les installations de chauffe-eau solaires collectifs (CESC) pour les secteurs suivants :

- Le logement collectif et, par extension, tout hébergement permanent ou de longue durée avec des besoins similaires en eau chaude sanitaire (secteur hospitalier et sanitaire, structures d'accueil, maisons de retraite...);
- Les secteurs Tertiaire, Industrie et Agriculture (TIA) comprenant les hôtels et hôtels de plein air à usage non saisonnier (campings utilisés au-delà des seuls mois de juillet et août), les piscines collectives, les restaurants, les cantines d'entreprises, les activités agricoles consommatrices d'ECS (laiteries, fromageries...) et les processus industriels consommateurs d'eau chaude.
- Les opérations couplées à des Réseaux de Chaleur dont la surface solaire est inférieure ou égale à 1500 m², afin de contribuer à l'objectif d'atteindre une alimentation globale couverte par au minimum 65 % d'EnR&R, et dont la contribution solaire est inférieure à 20%.

Les aides Fonds Chaleur sont octroyées « aux projets optimisés » qui répondent à un certain nombre de critères, comme notamment :

- La surface de capteurs minimum (25 m²),
- Le respect d'une CEP (consommation d'énergie primaire) inférieure à CEPmax-15%,
- La productivité solaire minimum par m² en fonction de la région (350 kWh utile/m²),
- La mise en place systématique d'une procédure de monitoring de l'installation.

D'autres aides existent également : différentes réductions en provenance de l'Etat (crédit d'impôt de 30%, taux de TVA réduit à 5,5%), de la banque (éco-prêt à taux zéro), de l'ANAH, ou encore de la région.

Les installations pouvant bénéficier du crédit d'impôt ne sont pas éligibles au « fond de chaleur ».

f. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Solaire thermique	450 à 550	800 à 1 500€	10 à 15 ans	Très bon	20 ans	0.2

2.1.3 La climatisation solaire

a. Présentation de la technologie :

La climatisation solaire peut être utilisée pour des bâtiments tertiaires dès lors que la conception implique la mise en œuvre d'un système de rafraîchissement.

Dans le cadre de la réalisation d'un projet d'aménagement, les capteurs solaires « sous vides » sont à privilégier. Ce type de système fonctionnant à une température avoisinant les 100°C, le fluide caloporteur présent dans ce type de capteurs permet de supporter la montée en température nécessaire à l'atteinte de la température optimale. Deux systèmes (les plus courants) peuvent être envisagés :

- Les systèmes fermés à absorption : de l'eau glacée est produite par un groupe froid à absorption, utilisable dans une centrale de traitement d'air ou dans un réseau d'eau glacée alimentant des installations décentralisées.
- Les systèmes ouverts dans lesquels l'air est directement traité en fonction du confort souhaité.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
Système pouvant être couplé avec le chauffage solaire pendant l'hiver	Technique encore en phase expérimentale, voire en phase de démonstration
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Oblige la solarisation des toitures
Système nécessitant que peu d'énergie grise pour sa fabrication et permettant d'éviter l'utilisation de l'électricité en été pour la climatisation	
Système nécessitant peu de maintenance	
Couvertures des besoins pouvant aller jusqu'à 66%	

c. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement d'une installation de climatisation solaire est d'environ (estimation basée sur les quelques retours d'expérience de réalisations en Europe) : 1 500 € HT/m² de capteurs solaires (système à absorption avec capteurs sous vides).

Les coûts d'entretien pour la phase d'exploitation sont difficilement quantifiables, étant donné le peu de retour d'expérience. Néanmoins, les coûts de maintenance peuvent être considérés comme similaires à ceux d'un système à absorption avec des capteurs.

d. Subventions 2020

Aucune aide spécifique à la climatisation solaire n'existe actuellement. Néanmoins, les quelques projets réalisés en Europe ont bénéficié d'aides ponctuelles de l'ADEME, de l'Union Européenne et d'EDF.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Climatisation solaire	100	1 500 €	10 à 15 ans	Très mauvais	30 ans	0.18

2.1.4 Le solaire photovoltaïque

a. Présentation de la technologie

Le solaire photovoltaïque utilise le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. La production peut être soit utilisée pour couvrir directement une partie des besoins en électricité des bâtiments sur lesquels sont positionnés les capteurs

(système autonome) soit réinjectée dans le réseau (lorsque le système y est raccordé) ou encore stockée (système encore peu développé).

Dans le cadre de la réalisation d'un projet d'aménagement en milieu urbain, le choix de la seconde option semble plus pertinent étant donné que les systèmes autonomes sont plus rentables dans le cas d'habitations isolées (rentabilité supérieure lorsque l'électricité est réinjectée dans le réseau).

Différents systèmes et modules existent sur le marché pour la production d'électricité par photovoltaïque :

- Les modules solaires monocristallins : ils possèdent un meilleur rendement au m² (18-19%), et sont essentiellement utilisés lorsque les espaces sont restreints. Le coût, plus élevé que celui d'une autre installation de même puissance, limite le développement de cette technique.
- Les modules solaires polycristallins : actuellement, ils présentent le meilleur rapport qualité/prix et sont les plus utilisés. Ils ont un bon rendement (15-16%) et une durée de vie importante (plus de 35 ans). Ils présentent l'avantage de pouvoir être produits à partir du recyclage de déchets électroniques.
- Les modules solaires amorphes : ces modules ont un avenir prometteur car ils peuvent être souples et ont une meilleure production lorsque l'ensoleillement est faible. Le silicium amorphe possède un rendement divisé moindre par rapport aux systèmes cristallins (8%), ce qui nécessite plus de surface pour la même puissance installée. Toutefois, le prix au m² installé est plus faible que pour des panneaux solaires composés de cellules.
- Les modules solaires en couche mince : ces modules ont un rendement moyen (12%) mais des coûts de production plus faibles que les panneaux cristallins.



Module solaire polycristallin



Module solaire amorphe



Module solaire couche mince

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
Système fiable ne nécessitant que peu de maintenance	Analyse de cycle de vie des modules peu connue actuellement
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonores et aucun polluant	Emprise au sol ou en toiture importante (4 à 5 fois plus que pour le solaire thermique)

Possibilité de décentraliser la production	Système nécessitant une grande quantité d’énergie pour sa fabrication
Un panneau photovoltaïque produit quatre fois plus d’énergie au cours de son fonctionnement qu’il n’en a utilisée pour sa fabrication	
Système nécessitant peu de maintenance	
Bilan carbone quasi-nul de la phase d’exploitation (production d’électricité non émettrice de gaz à effet de serre)	

c. Coût global de la technologie

Le coût d’investissement diminue en fonction de la puissance totale installée, mais également en fonction du cadre réglementaire. Celui-ci évoluant très vite, il est difficile de connaître avec certitude le coût d’une installation d’ici 1 à 2 ans. A titre indicatif, les coûts donnés par l’ADEME se situent dans les tranches suivantes :

- Entre 2,7 et 3,7 euros HT/W pour des systèmes de puissance nominale inférieure à 10 kW, selon le niveau d’intégration au bâtiment des modules ;
- De l’ordre de 2 euros HT/W pour un système de moyenne puissance supérieure à 36 kW, installé sur une grande surface de toiture (toitures commerciales, industrielles, agricoles) ;
- De l’ordre de 1,6 euros HT/W pour une centrale au sol de puissance supérieure à 1 MW.

Si le choix d’exploitation de l’énergie photovoltaïque se porte sur un raccordement au réseau, le prix est différent. Ce coût n’est pas forcément proportionnel à la puissance que l’on souhaite raccorder car il dépend de la faisabilité et de la facilité du raccordement. En effet, la proximité du poste source joue considérablement sur le coût global ; ainsi une petite installation nécessitant de grands travaux pour le raccordement aura un coût bien supérieur à celui d’une installation plus conséquente mais localisée à une distance plus proche (prix évalué par ERDF lors de l’établissement de la proposition technique et financière pouvant aller de 1 000€ à plusieurs dizaines de milliers d’euros).

Le coût d’exploitation est lié principalement à la maintenance des modules (nettoyage, intervention...).

A titre d’exemple, la maintenance d’une installation d’environ 200 kWc (correspond à la puissance que le module peut délivrer dans des conditions optimales de fonctionnement -ensoleillement de 1 000 W/m² et température de 25°C) nécessite un coût d’exploitation estimé à 6 000€/an.

Le coût global et les revenus générés d’une installation photovoltaïque dépendent également du coût de rachat de l’électricité par EDF. Un arrêté relatif au tarif d’achat de l’énergie photovoltaïque a été examiné le 1er juillet 2012 par la Commission de Régulation de l’Energie instituant le réajustement (à la baisse) du tarif chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés durant le trimestre passé.

d. Tarif de rachat

Les tarifs applicables pour les installations sur toiture dépendent de la puissance crête et du degré d’intégration au bâti des installations. Ils sont indexés chaque trimestre selon le volume de projets entrés en file d’attente au trimestre précédent.

Au-delà de 100 kWc, les tarifs sont octroyés par appels d’offres.

Le dispositif de soutien au photovoltaïque prévoit des tarifs d’achat, ajustés chaque trimestre.

Les tarifs d’achats photovoltaïques sont garantis sur une durée de 20 ans et permettent de rentabiliser l’installation de panneaux solaires photovoltaïques. Il existe plusieurs niveaux de tarifs en fonction de la nature et de la puissance de A ce jour (2^{ème} trimestre 2020), les prix de rachat en cas de vente totale de l’énergie produite et selon les technologies disponibles, sont les suivants :

Type installation	Puissance (kWc)	Tarifs (c€/kWh) du 1/04 au 30/06/2020
Intégration au bâti (avec fin de la prime IAB depuis le 30/09/18)	≤ 3 kWc	18,53 + 0,00 = 18,53 €
	≤ 9 kWc	15,75 + 0,00 = 15,75 € fin de la prime IAB (0,00 €) depuis le 31/09/18
Intégration simplifiée au bâti (ISB)	≤ 3 kWc	18,53 €
	≤ 9 kWc	15,75 €
Non intégré au bâti ou IAB/ISB < 100kWc	≤ 36 kWc	12,07 €
	≤ 100 kWc	10,51 €

Source : les-energies-renouvelables.eu

e. Subventions 2020

Pour les collectivités, l’installation peut être éligible à une subvention de la région Grand Est de l’ordre de 30% du montant total du projet hors raccordement et de l’ADEME à hauteur de 30% en cofinancement.

	Taux d’autoconsommation	Puissance	Montant de l’aide	Plafond de l’aide
Collectivités et Associations/	Inférieur à 70 %	≥ 3 kWc	200 €/kWc	100 premiers kWc par point de raccordement et 30 % du montant total HT du projet hors raccordement et solution de référence déduite.
Collectivités /Associations/ Entreprises / Bailleurs sociaux / Copropriétés/Bailleur privé	Supérieur à 70 %	entre 3 et 9 kWc	200 €/kWc	
		entre 9 et 36 kWc	250 €/kWc	
		≥ 36 kWc	300 €/kWc	
Projets participatifs et citoyens sans maîtrise citoyenne de la gouvernance	0 % / 100 %	≥ 3 kWc	200 €/kWc	100 premiers kWc et 30 % du montant total HT du projet incluant les coûts des batteries et solution de référence déduite
Projets participatifs et citoyens avec maîtrise citoyenne de la gouvernance	0 % / 100 %	≥ 3 kWc	400 €/kWc	
Site Isolé	100 %	≥ 3 kWc	300 €/kWc	

En revanche le système de crédit d’impôts a été supprimé pour les panneaux solaire photovoltaïques depuis le 1er septembre 2014, et les prix de rachat de l’électricité produite par le photovoltaïque est en baisse au fil des trimestres.

Des primes d’investissement existent pour soutenir le développement de centrales intégrées au bâti en cas de vente partielle de l’énergie. Elles sont, à ce jour, de l’ordre de 90 à 390€/kWc selon la puissance totale de l’installation. Dans ce cas, la rémunération de l’énergie injectée au réseau varie de 6 à 10 c€/kWh et est fixée par l’arrêté du 9 mai 2017.

Puissance de l’installation	Montant de la prime pour une installation
Inférieure ou égale à 3 kWc	390 €/kWc
Entre 3 et 9 kWc	290 €/kWc
Entre 9 et 36 kWc	190 €/kWc
Entre 36 et 100 kWc	90 €/kWc

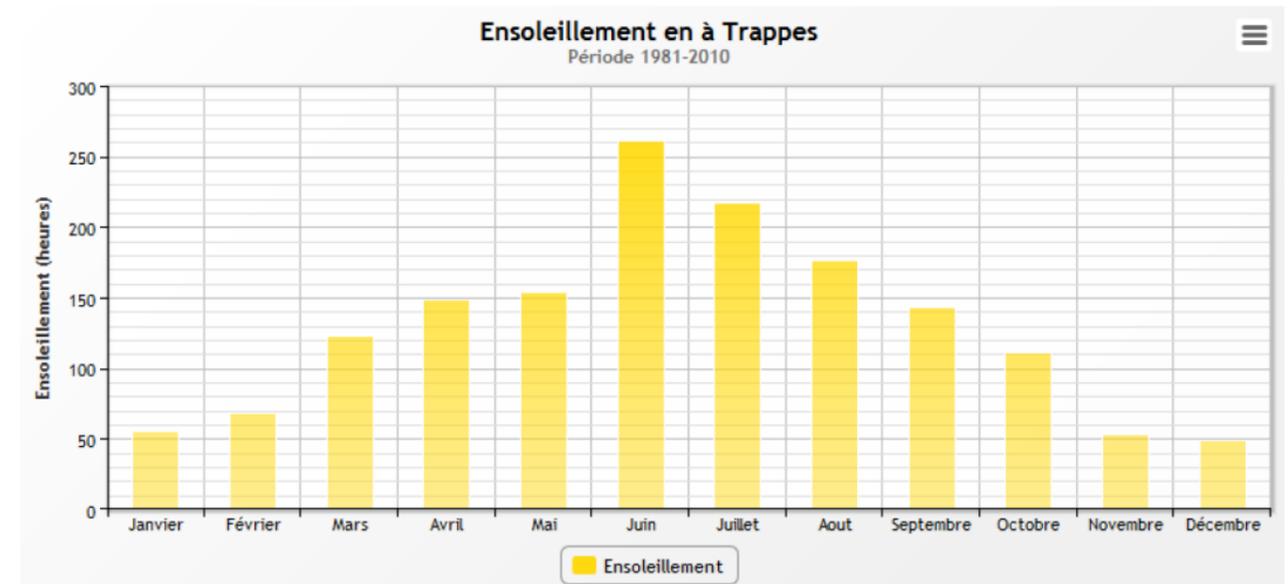
Puissance de l’installation	Prix de revente en surplus au kWh
Inférieure ou égale à 9 kWc	10 centimes d’euros
Entre 9 et 100 kWc	6 centimes d’euros

f. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l’énergie (en €/kWh)
Solaire photovoltaïque	150	700 à 1 000€	15 ans	Très bon	25 à 30 ans	0.23

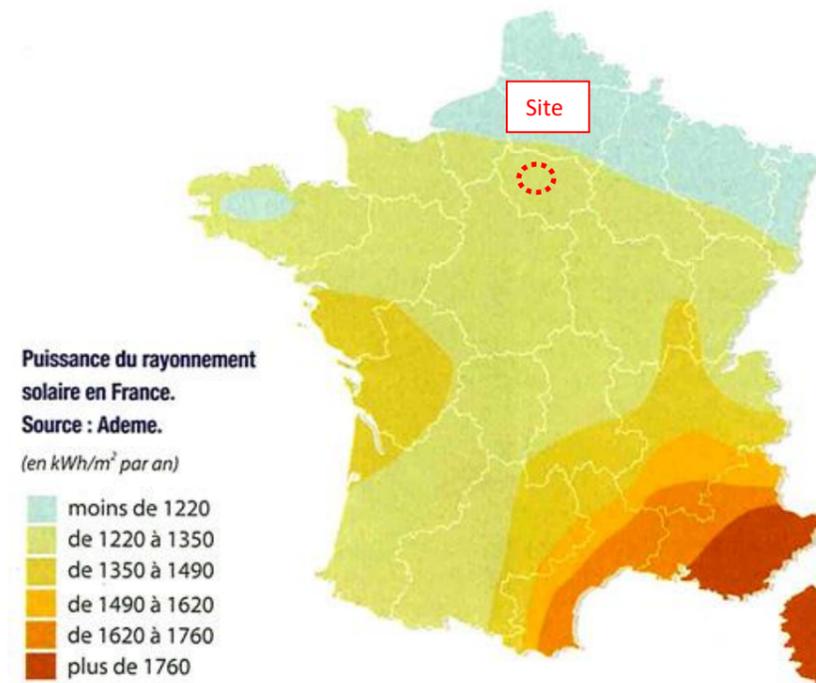
2.1.5 Le gisement solaire local

Le graphique ci-dessous résume les données moyennes d’ensoleillement de la station de Trappes, station la plus proche de Saint-Germain-en-Laye, pour la période 1981-2010.



Durée moyenne d’ensoleillement à Trappes en fonction du mois de l’année pour la période 1981-2010 – Source : PLU de Saint-Germain-en-Laye

L’ensoleillement annuel moyen est de 1 557,5 h/an, pour une moyenne nationale de 1 800 h/an. L’ensoleillement à Saint-Germain-en-Laye est donc moyen.



Gisement solaire en France, source : ADEME

Toutefois, le potentiel reste intéressant à l’échelle locale avec une puissance du rayonnement solaire de près de 1 285 kWh/m²/an. Les toitures des futurs bâtiments représentent des surfaces favorables à l’implantation de panneaux solaires.

Selon les technologies disponibles, une simulation à l’aide du site Tecsol permet d’estimer la production d’énergie pour des capteurs solaires installés en toiture. Les hypothèses retenues pour les simulations sont les suivantes :

- Surface de capteurs de 100 m² ;
- Orientation : 0° par rapport au Sud ;
- Inclinaison : 30 ° par rapport à l’horizontale.

Station Météo	Nanterre			
Latitude du lieu	48°52			
	Générique Si multicristalin (Verre/Tedlar)	Générique Si monocristalin (Verre/Tedlar)	Générique Si amorphe (Verre/Tedlar)	Générique Si CdTe (Verre/Tedlar)
Modules PV	Puissance 172 Wc	Puissance 217 Wc	Puissance 90 Wc	Puissance 75 Wc
Orientation	0 ° / Sud			
Inclinaison	30 ° / horizontale			
Surface utile	99 m ²			
Puissance crête	11,35 kWc	14,3 kWc	5,94 kWc	10,3 kWc
Total énergie (kWh/an)	10 404	13 302	5 494	9 666
Total CO2 évité (kg/an)	3 745	4 789	1 978	3 480
Productivité (kWh/kWc.an)	917	929	925	941

Production énergétique pour différents types de modules photovoltaïques. Source : Tecsol

Sur le site, 100 m² de panneaux solaires permettraient donc de produire entre 5 494 et 13 302 kWh/an selon la technologie choisie.

Le temps de retour sur investissement varia de 15 à 20 ans se le type de panneaux solaires installés.

Cette technologie est donc envisageable pour le projet et étudiée dans les scénarii. Toutefois, elle nécessite une autorisation de la part de l’ABF, du fait de la présence de beaucoup de monuments historiques.

2.2 L'énergie éolienne

2.2.1 Le grand éolien et le petit éolien

a. Présentation des technologies

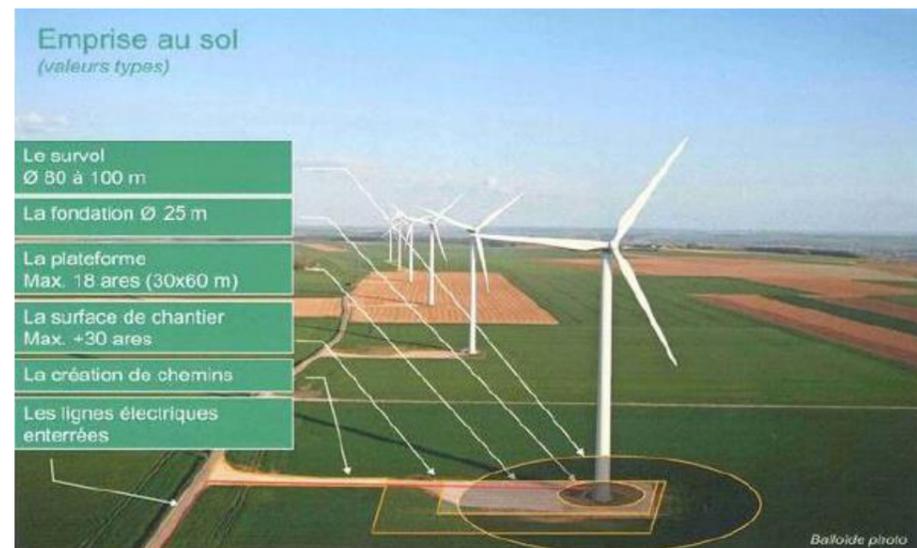
Le grand éolien désigne les aérogénérateurs dont la puissance est comprise entre 1 500 kW et 2 500 kW et d'une hauteur en général supérieure à 50m. Ils sont destinés à la production d'électricité pour le réseau. Deux types de technologies peuvent être utilisés :

- Les grandes éoliennes à axe horizontal : ce sont les plus répandues et elles se caractérisent par une dimension de plus en plus imposante (ne fonctionnent pas dans des conditions particulières de vitesse de vent)
- Les grandes éoliennes à axe vertical : plus petites que les précédentes, elles ont l'avantage de pouvoir fonctionner dans des conditions climatiques plus défavorables.



Eoliennes à axe vertical et horizontal

Le petit éolien correspond à des éoliennes dont la puissance varie entre 0,1 et 36 kW et leur mât mesure entre 10 et 35 m.



Description de l'emprise au sol d'une éolienne de 2,5 MW – Source : Theolia France

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Capacité de production importante	Production variable selon le vent Potentiel dépendant de l'environnement (v supérieur à 4.5 m/s)
Installation nécessitant peu d'emprise au sol (peut-être mutualisée avec des champs agricoles)	Contrainte d'implantation forte (aucune éolienne à moins de 500 m des habitations)
Faible en énergie grise	Nécessite une étude de vent in-situ
Très bon rapport production/investissement, retour énergétique (fabrication/production) sur leur durée de vie de l'ordre de 80 = temps de retour énergétique de quelques semaines à quelques mois)	Contraintes environnementales, aéronautiques et paysagères élevées (Impact visuel, brouillage des radars, nuisances sonores à proximité directe et impact potentiel sur la faune et la flore...)

c. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement moyen d'une grande éolienne est d'environ 1 300 à 1 500 €/kW installé, comprenant :

- Le coût du matériel ;
- Le raccordement ;
- L'installation ;
- Les études préalables ;
- Le démantèlement en fin de vie.

Le coût annuel d'exploitation d'une grande éolienne équivaut à environ 2 à 3 % du coût d'investissement.

Pour une éolienne de 2 000 kW, cela représente :

- Un investissement de 2,8 M€ ;
- Un coût d'exploitation de 70 000 € annuels.

Le coût global et les revenus générés d'une installation éolienne dépendent également, comme pour le photovoltaïque du coût de rachat de l'électricité. La France a choisi de soutenir le développement de l'éolien par la mise en place d'une obligation d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne. Ce tarif est particulièrement favorable au grand éolien en revanche, il ne s'applique pas vraiment aux caractéristiques du petit éolien qui pourtant connaît des coûts d'installation et de production plus élevés. Le tarif de rachat de l'énergie éolienne fixé par l'arrêté du 10 juillet 2006 est d'environ 8,2 c€/kWh pour les dix premières années (suivant l'année de mise en service); et entre 2,8 et 8,2 pour les cinq années suivantes (il est fixé en fonction de la durée annuelle de fonctionnement de référence).

Le temps de retour sur investissement constaté varie de 8 à 10 ans selon le type d'installation.

d. Subventions 2020

Le contrat doit être conclu pour 15 ans avec le fournisseur d'électricité (après cette période l'électricité peut continuer à être revendue mais au tarif normal de l'électricité du réseau).

Durée annuelle de fonctionnement de référence (quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée)	TARIF des 10 premières années c€/ kWh	TARIF des 5 années suivantes c€/ kWh
2 400 heures et moins	8.2	8,2
3 600 heures et plus	8.2	2,8

Tarif de rachat de l'électricité produite par l'énergie éolienne, arrêté du 14 décembre 2016

Depuis 2016, le tarif de rachat est fixé à 8.4 c€/ kWh pendant les 10 premières années puis entre 2.8 et 8.2 c€/ kWh pendant les 5 années suivantes (déterminé selon le nombre d'heures de production/an).

La région Champagne-Ardenne œuvre en faveur du développement éolien et a notamment accordé 31 ZDE pour une puissance maximale de 2 845MW. Pour autant, la région ne subventionne par le grand éolien.

e. Tableau récapitulatif :

Technologie	Productivité annuelle (en GWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Grand Eolien	1,5 à 5	1,6 à 2 M€	10 ans	Très bon	20 ans	0,075

2.2.2 L'éolien urbain

a. Présentation de la technologie

Le petit éolien, ou éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances (de 100 watts à environ 20 kilowatts) montées sur des mâts de 5 à 20 mètres, elles peuvent être raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé. Certaines éoliennes sont de très petite taille, avec pour objectif de pouvoir les installer sur les toitures terrasses des immeubles d'habitation dans les villes, ou sur les toitures des immeubles industriels et commerciaux, dans des gammes de puissances allant de quelques kW à quelques dizaines de kW.



Eoliennes urbaines

Leur vitesse de rotation est faible et indépendante de la vitesse du vent. Leur puissance varie linéairement avec la vitesse du vent (entre 5 km/h jusqu'à plus de 200 km/h) sans nécessiter la « mise en drapeau » des éoliennes à pales. Elles peuvent être à axe horizontal ou vertical.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Aucune variation de fonctionnement selon le vent	Production faible et intermittente
Intégration facile dans le paysage, nuisance sonore peu importante et aucun rejet de gaz à effet de serre	Technologie nouvelle avec peu de retours d'expériences engendrant un coût d'investissement important
Installation sur les espaces bien exposés et souvent non utilisés (proximité des voies de circulation, toit...)	Nécessite une étude de vent in-situ
Large plage de fonctionnement	
Faible en énergie grise	

c. Coût global de la technologie

Le marché peu développé des éoliennes urbaines rend difficile l'estimation du coût global (installation et maintenance). Selon le site urbawind.org et les premiers retours d'expérience, le coût d'investissement serait pour une petite éolienne à axe horizontal de 7 000 à 10 000 €/kW et pour une petite éolienne à axe vertical de 10 000 à 25 000 €/kW (fabrication et matériaux). Le coût d'installation serait évalué entre 2 200 et 2 900 €/kW et le raccordement à environ 1 000 €/kW (prix dépendant du modèle de l'éolienne).

Pour la phase d'exploitation, le coût de la maintenance serait de l'ordre de 200 à 850 €/an auxquels s'ajoute le coût de changement de certains matériels tels que l'onduleur (environ 1 000 €).

Le temps de retour sur investissement constaté varie de 60 à 140 ans selon le type d'installation.

d. Subventions 2020

Le Crédit d'Impôt pour la Transition Énergétique (CITE) autorise les particuliers à répercuter jusqu'à 75% du coût de leur rénovation énergétique directement sur leurs impôts jusqu'à un montant de 2400€ pour une personne seule et 4800€ pour un couple. Ce crédit d'impôt peut être demandé pour les travaux suivants :

- Remplacement de fenêtres en simple vitrage par des fenêtres en double vitrage
- Équipement de chauffage ou de production d'eau chaude sanitaire fonctionnant au bois, énergie solaire ou autre biomasse
- Pompes à chaleur autre que air/air
- Diagnostic de performance énergétique, quand il n'est pas obligatoire (1 par logement par période de 5 ans)
- Matériaux d'isolation thermique (hors fenêtres ou portes)
- Dépose d'une cuve à fioul
- Installation d'une VMC à double flux
- Système de charge d'un véhicule électrique.

Il n'est donc plus à l'ordre du jour en ce qui concerne l'installation d'éoliennes, quel que soit leur potentiel énergétique. Il en est ainsi de même pour l'Éco-prêt à taux zéro, un crédit à taux d'intérêt nul bien pratique ordinairement destiné aux propriétaires voulant rénover leur logement.

De manière générale l'ADEME supprime progressivement ses aides à l'éolien pour des raisons qui lui sont propres: difficiles d'accès en milieu urbain et produites majoritairement à l'étranger, les éoliennes intéressent peu l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie qui préfère se rabattre sur des solutions plus sûres comme le photovoltaïque, les pompes à chaleur, ou plus simplement les travaux classiques d'isolation.

Seule la TVA à taux réduit de 10% (et non 5,5% comme auparavant puisque les éoliennes ne sont plus éligibles au CITE) est encore d'actualité.

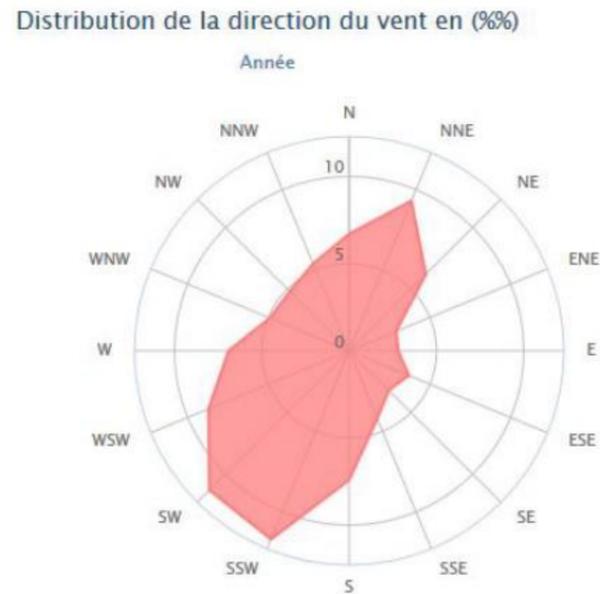
e. Potentiel éolien local

La productivité d’une éolienne qu’elle soit grande ou petite, verticale ou horizontales, dépend de la vitesse du vent. Pour commencer à fonctionner, sa vitesse ne doit pas être inférieure à 4m/s, une vitesse trop forte en revanche suspendra le fonctionnement de l’éolienne (vitesse maximum dépendant du type d’éoliennes), arrêtant la production d’électricité.

2.2.3 Gisement éolien local

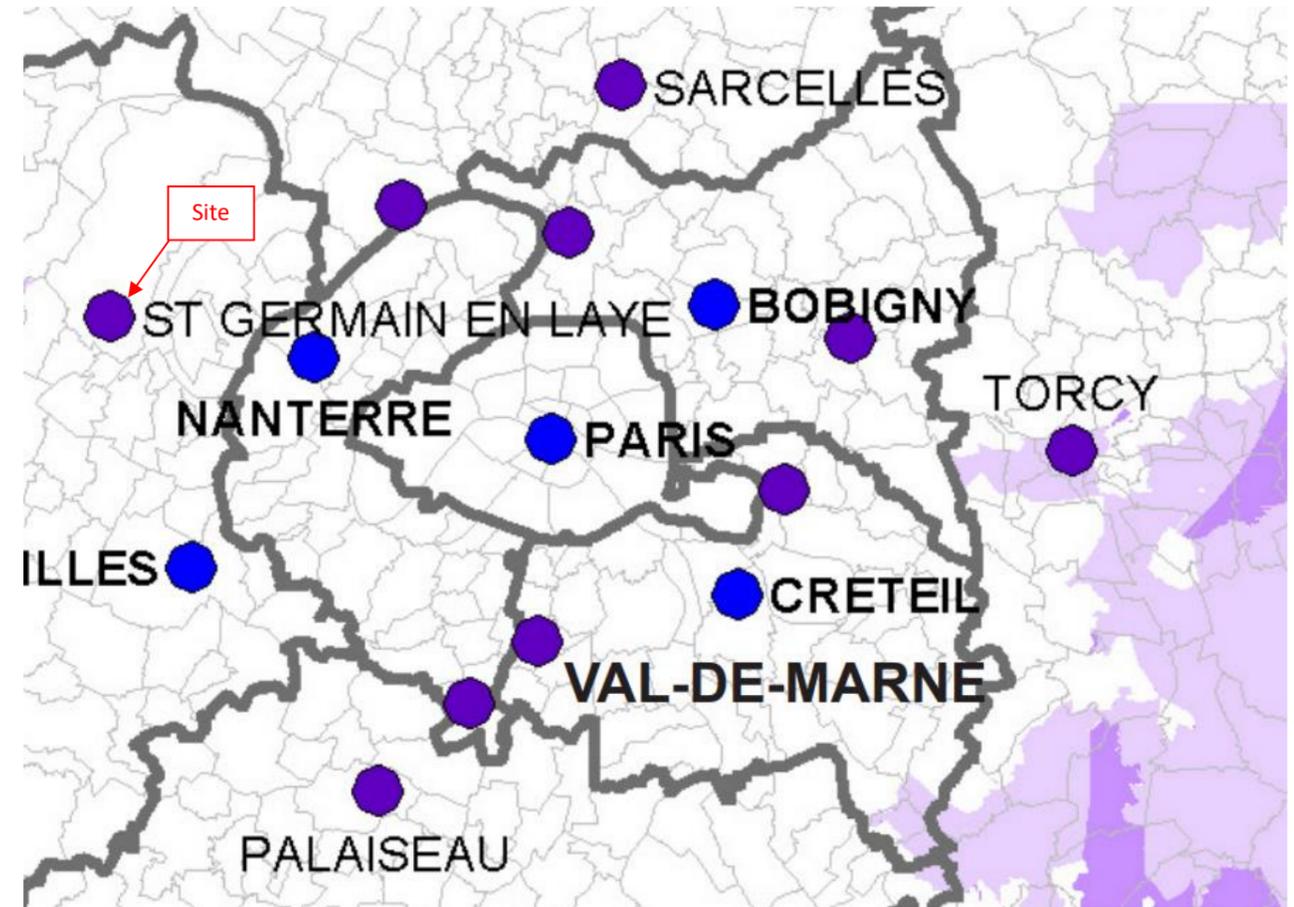
a. Grand éolien

La distribution du vent sur le site peut être assimilée à celle de la station météo de Montigny-le-Bretonneux, compte tenu de leur proximité.



Rose des vents sur la station de Montigny-le-Bretonneux – Source : Windfinder

Le Schéma Régional Eolien (SRE) de l’ancienne délimitation du territoire régional n’identifie pas la commune de Saint-Germain-en-Laye comme étant favorable au développement d’installations de grande puissance.



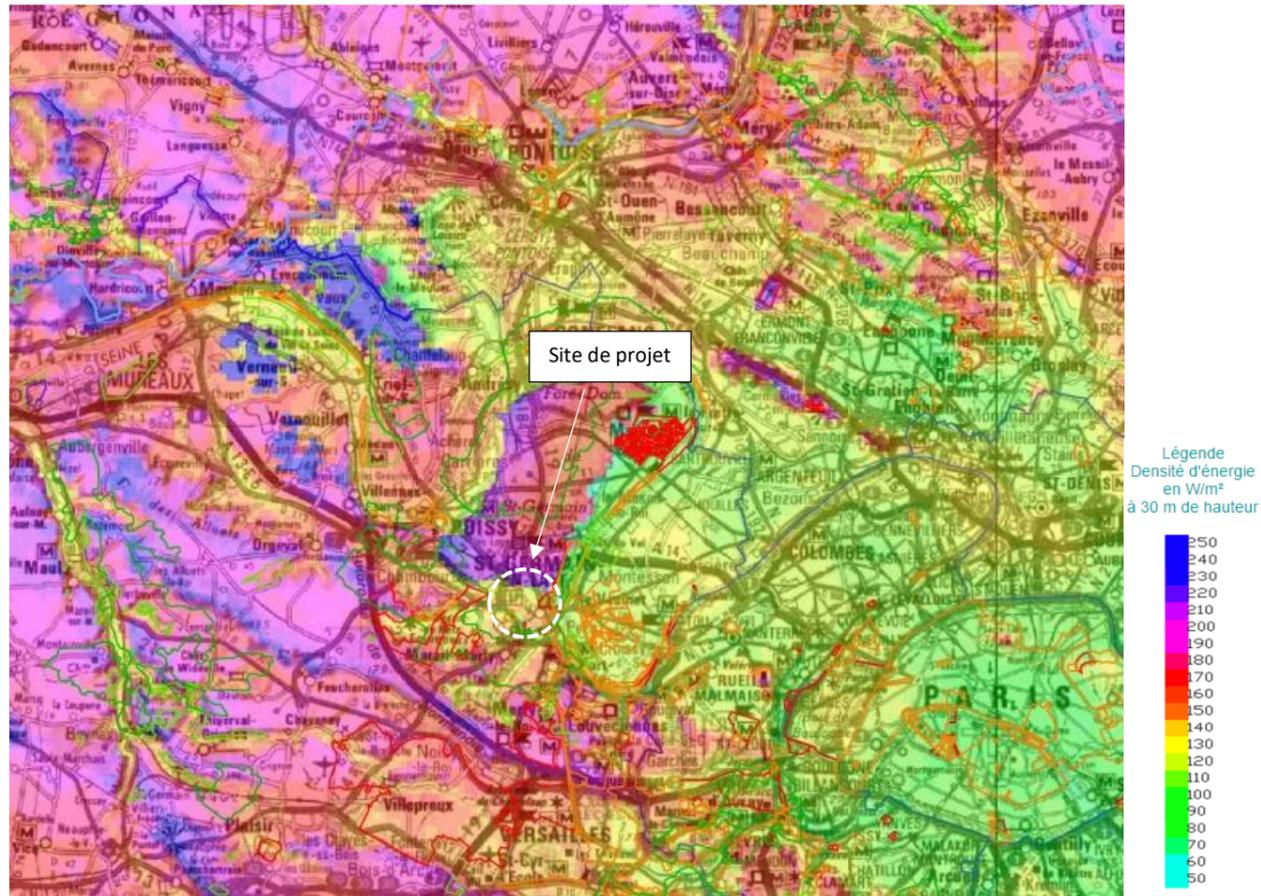
- Zone favorable pour l'implantation d'éoliennes
- Zone favorable à contraintes modérées
- Zone favorable à fortes contraintes
- Zone défavorable

Carte des communes disposant de zones favorables de taille suffisante pour le développement de l'énergie éolienne – Source : SRE Ile-de-France

Le site ne paraît pas adapté à l'implantation de sources de production énergétique à base d'énergie éolienne.

b. Petit éolien

Le milieu urbain a pour effet de réduire la vitesse de vent, les constructions, les plantations sont des éléments qui contraignent en effet le passage du vent. Considérant les mesures de vent prises à 30m de hauteur et en prenant en compte la rugosité engendrée par le milieu urbain et les grands ensembles qui entourent la zone de projet, on peut estimer la densité d'énergie assez faible de 130 W/m².



Source : Atlas éolien de l'ARENE IdF

Compte tenu de cette vitesse plutôt faible et de la présence d'obstacles pour le passage du vent (zones urbanisées), l'implantation d'éoliennes urbaines, si cette technologie est choisie, devra être privilégiée en toiture des bâtiments collectifs ou les équipements collectifs de hauteur conséquente afin d'assurer une prise aux vents optimale et une vitesse de vents suffisante pour que l'éolienne fonctionne correctement et que son installation soit rentable.

La présence d'une densité bâtie importante autour du site de projet et la présence de bâtiments patrimoniaux rend défavorable l'analyse de cette solution, qui est de ce fait écartée.

2.3 L'énergie géothermique

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. Il existe un flux géothermique naturel à la surface du globe, mais il est si faible qu'il ne peut être directement capté. En réalité on exploite la chaleur accumulée, stockée dans certaines parties du sous-sol (nappes d'eau).

Selon les régions, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte. Ce gradient géothermique varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15°C ou même 30°C. La plus grande partie de la chaleur de la Terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte terrestre : c'est l'énergie nucléaire produite par la désintégration de l'uranium, du thorium et du potassium.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années.

2.3.1 Haute énergie

Utilisation des sources hydrothermales très chaudes, ou forage très profond.

Principale utilisation : la production d'électricité.

La géothermie haute énergie, ou géothermie profonde, appelée plus rarement géothermie haute température est une source d'énergie contenue dans des réservoirs localisés à plus de 1500 mètres de profondeur et dont la température est supérieure à 80°C.

Ce type de ressource est géographiquement très localisé.

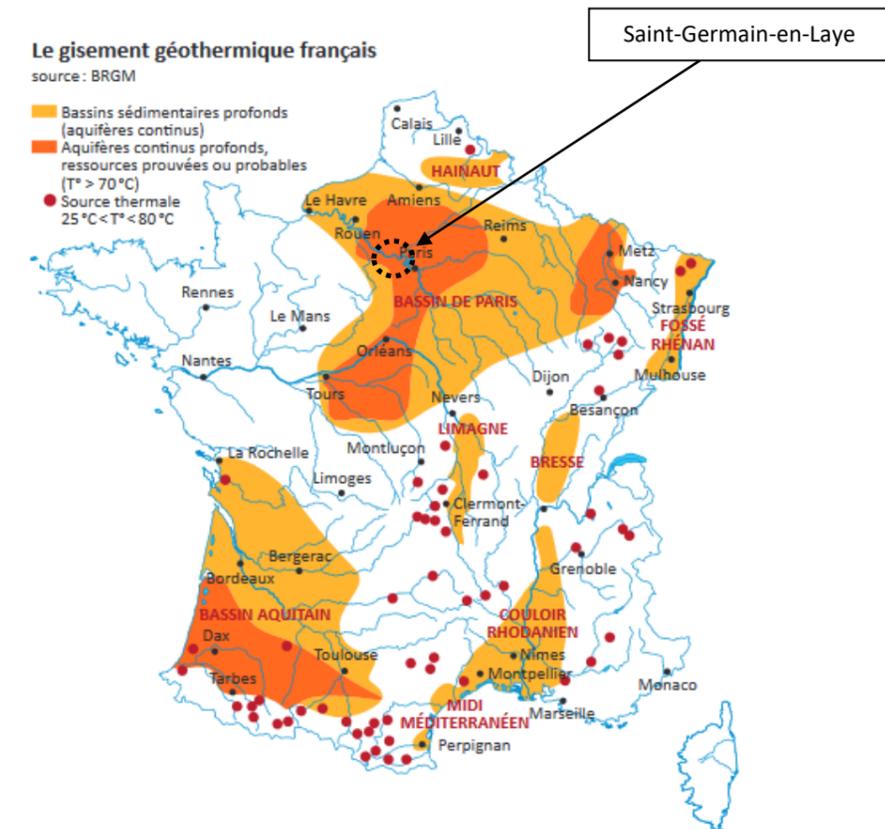
Un tel contexte ne se retrouve pas en région Ile de France. La production d'électricité par géothermie haute énergie n'est donc pas pertinente.

2.3.2 Basse énergie

Consiste en l'extraction d'une eau chaude (entre 50 et 90°C) dans des gisements situés entre 1500m et 2500m de profondeur. Le niveau de chaleur est directement adapté au chauffage des bâtiments.

Principale utilisation : les réseaux de chauffage urbain.

En France, plus de 30 réseaux de chaleur urbain sont alimentés par géothermie profonde type « Basse énergie ». En particulier en région parisienne, l'eau de l'aquifère profond du Dogger (Jurassique) est captée à environ 2000m de profondeur à une température comprise entre 60 et 80°C.



Carte du gisement géothermique en France - Source : BRGM

Le meilleur aquifère (Trias inférieur) représente un potentiel géothermique faible au niveau du site. La mise en place d'un forage avec une profondeur importante (> 2000m) s'avèrerait alors nécessaire.

La mise en œuvre d'un forage de ce type se fait généralement dans le cadre de projets d'ampleur considérable (environ 5 000 équivalents logement). Comme cela a été le cas lors de la réalisation de l'EcoQuartier Boule/Sainte-Geneviève en région Ile-de-France.

2.3.3 Très basse énergie

a. Pompes-à-chaleur (PAC) sur eau de nappe

Cela concerne les aquifères peu profonds dont les eaux présentent une température inférieure à 30°C. Dans ce cas, la chaleur provient non pas des profondeurs de la croûte terrestre, mais du soleil et du ruissellement de l'eau de pluie, le sol du terrain jouant un rôle d'inertie thermique. La température étant très basse, elle doit être utilisée avec une pompe à chaleur pour atteindre des températures supérieures adaptées au chauffage des bâtiments.

La pompe-à-chaleur permet de prélever la chaleur basse température dans l'eau (boucle primaire) et de la restituer à plus haute température dans un autre milieu via un fluide caloporteur (boucle secondaire).

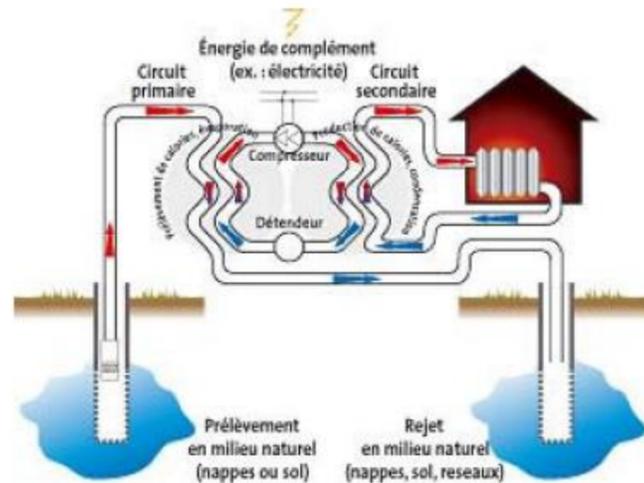


Schéma de principe de fonctionnement d'une pompe-à-chaleur sur eau de nappe

Le système est basé sur la réalisation d'un doublet de forages : un forage de prélèvement et un forage de réinjection. Ainsi, l'intégralité des volumes prélevés sont réinjectés dans l'aquifère. Il n'y a donc aucun impact quantitatif sur la ressource en eau, à partir du moment où les températures de réinjection dans l'aquifère sont respectées. Par inversion de cycle, certaines pompes-à-chaleur sont réversibles et peuvent produire alternativement du chaud et du froid selon les saisons.

Ce dispositif consomme de l'énergie électrique pour faire fonctionner le compresseur, 1 kWh d'énergie électrique consommée peut fournir 3 à 5 kWh d'énergie utile en fonction de la performance de la pompe-à-chaleur. Cette performance est mesurée au travers d'un COP (Coefficient de performance) en mode de production de chaud et d'un EER (Coefficient d'efficacité frigorifique) en mode de production de froid.

Ce mode de production de chaud et de froid à partir de géothermie très basse énergie est utilisé pour le chauffage et le rafraîchissement ainsi que la production d'Eau Chaude Sanitaire pour les maisons individuelles mais également les logements collectifs et bâtiments tertiaires.

Les forages sur eau de nappe sont soumis aux procédures de déclaration et d'autorisation préalables au titre de la « Loi sur l'Eau », selon les volumes annuels prélevés dans la nappe.

b. Sondes géothermiques

La géothermie très basse énergie peut également exploiter la chaleur du sous-sol par l'installation de capteurs peu profonds horizontaux ou verticaux faisant circuler un fluide caloporteur en circuit fermé. Ces installations nécessitent également l'utilisation d'une pompe-à-chaleur fonctionnant à l'électricité.

Ce dispositif permet de ne pas avoir à mobiliser l'eau des aquifères. De plus, les sondes géothermiques sont moins impactantes pour la stabilité des sols que les prélèvements sur eaux de nappe.

Le coût est d'environ 70 €HT / m linéaire (incluant les frais de raccordement). Il faudra cependant ajouter en plus le coût de la pompe-à-chaleur.

c. Pieux géothermiques

Dans le cadre de la construction de bâtiments nécessitant des pieux à grandes profondeurs, il est possible d'utiliser ces structures en béton pour capter l'énergie thermique du sol. Les capteurs sont alors installés au cœur des fondations.

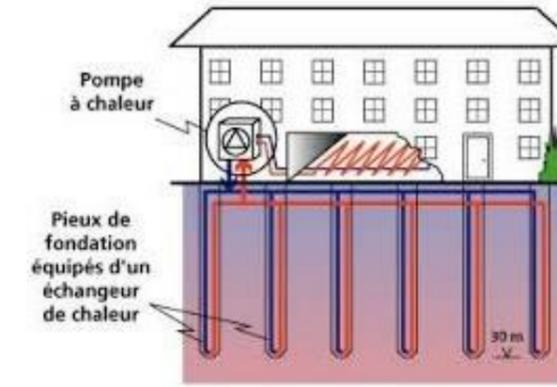


Schéma de principe des capteurs géothermiques intégrés aux pieux

d. Atouts et contraintes de la technologie géothermie sur aquifères

Atouts	Faiblesses
Production constante toute l'année	Nécessite l'installation d'une PAC (consommation d'énergie primaire, électricité ou gaz)
Energie complètement renouvelable	Investissement très important pour la deuxième et troisième technologie (forages des sondes verticales)
Installation faible en émission de gaz à effet de serre (seulement issue de la PAC)	Phase chantier pour les forages peut engendrer des nuisances sonores pour les riverains
	Nécessite une grande superficie pour les phases construction et exploitation
	Réglementation très contraignante concernant le prélèvement de l'eau dans le cas d'un tirage sur aquifère servant à l'eau potable (qualité de l'eau...)

e. Cout global de la technologie géothermie sur aquifères

Le coût d'un forage seul (hors équipements, réseaux, électricité) varie entre 800 et 2 000€ HT/ML. Pour les autres équipements, le coût varie beaucoup en fonction des pompes, des systèmes ou encore des capteurs utilisés, en considérant par exemple un débit compris entre 60 et 100 m³, le coût peut varier de 25 000 à 70 000 € HT. S'ajoute à cette estimation le coût de la PAC d'environ 300€ HT du kW et celui des études de faisabilité qui s'élève à un montant compris entre 12 000 et 20 000€.

Le coût de la maintenance pendant la phase d'exploitation semble varier entre 1 500 et 3 000€ HT auquel s'ajoute tous les 10 à 15 ans des examens endoscopiques des forages estimés à 2 500 € HT et un examen des pompes pour 8 000€. En ce qui concerne les pompes à chaleur, le coût de maintenance se situe entre 4 500€ HT/an pour une pompe de 100 à 200kW et 15 000€ HT/an pour une pompe de 800 à 1 000kW.

f. Subventions 2020

L'ADEME finance trois types de projets liés à la géothermie :

- Géothermie sur nappe pour une production entre 50 et 1 000 MWh EnR/an,
- Géothermie sur champ de sondes pour une production entre 25 et 1 000 MWh EnR/an,
- Géothermie sur eaux usées pour une production entre 100 et 1 000 MWh EnR/an.

Les dépenses d'étude, d'essais de pompage, de forage, d'équipement de local, de main d'œuvre sont toutes éligibles aux aides régionales.

La productivité et la pérennité de l’aquifère n’étant jamais sûre à 100%, les organismes en liaison avec la géothermie ont mis en place un outil financier de garantie. La garantie Aquapac® a été initiée en 1983 sous l’égide de l’ADEME (AFME à l’époque), d’EDF et du BRGM. Elle est destinée à favoriser le développement des opérations de pompes à chaleur sur nappe aquifère. Pour cela, elle offre une double garantie portant sur les ressources en eau de ces nappes aquifères :

- La garantie « recherche » couvre le risque d’échec consécutif à la découverte d’une ressource en eau souterraine insuffisante pour fournir le débit d’eau nécessaire. Le taux de cotisation pour cette garantie est désormais de 5% du montant des ouvrages garantis en recherche.
- La garantie « pérennité » couvre le risque de diminution ou de détérioration de la ressource, en cours d’exploitation. La durée de cette garantie est de 10 ans, et le taux de cotisation pour cette garantie est de 4% du montant des ouvrages garantis.

Le taux de TVA 2017 est réduit à 5.5 % pour une pompe à chaleur géothermique.

La fourniture et l’installation d’une pompe à chaleur bénéficient d’un taux de TVA réduit à 5.5 %, (depuis le 1er janvier 2014) si l’entreprise qui vend le matériel en assure aussi la pose. Les travaux doivent être réalisés dans des habitations achevées depuis plus de deux ans.

g. Autres soutiens financiers

Crédit d’impôts

La pompe à chaleur géothermique fait partie des installations éligibles au crédit d’impôt pour la transition énergétique (CITE), qui permet de déduire de l’impôt sur le revenu 30% des dépenses réalisées pour les travaux d’amélioration de la performance énergétique.

Eco-prêt a taux 0 % pour une pompe à chaleur géothermique

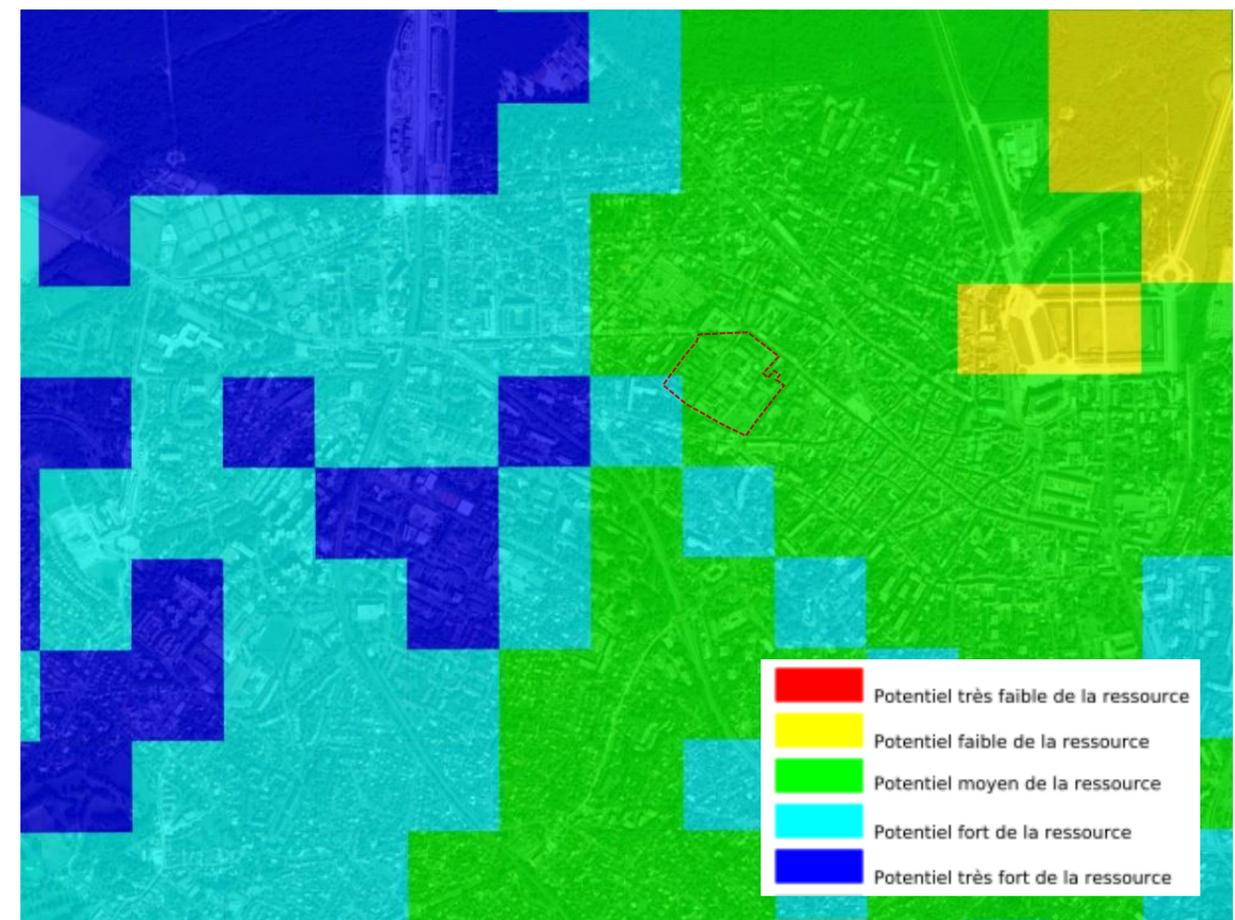
Pour obtenir l’éco-prêt à taux 0%, il faut réaliser plusieurs travaux visant à améliorer l’efficacité énergétique d’un logement individuel. La pose d’une pompe à chaleur se combine particulièrement bien avec d’autres types de travaux tels que la pose d’une chaudière à condensation, etc.

h. Tableau récapitulatif :

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/ml)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l’énergie (en €/kWh)
Géothermie sur aquifère	17,5	/	7 à 10 ans	Très bon	15 à 20 ans	0,071

2.3.4 Potentiel géothermique du site l’hôpital

Le site est situé en une zone de potentiel moyen du meilleur aquifère pour la géothermie superficielle. Selon le BRGM le meilleur aquifère de la commune est la nappe de l’Eocène moyen et inférieur localisée entre 10 et 40m de profondeur.



Potentiel géothermique – Source : Géothermies

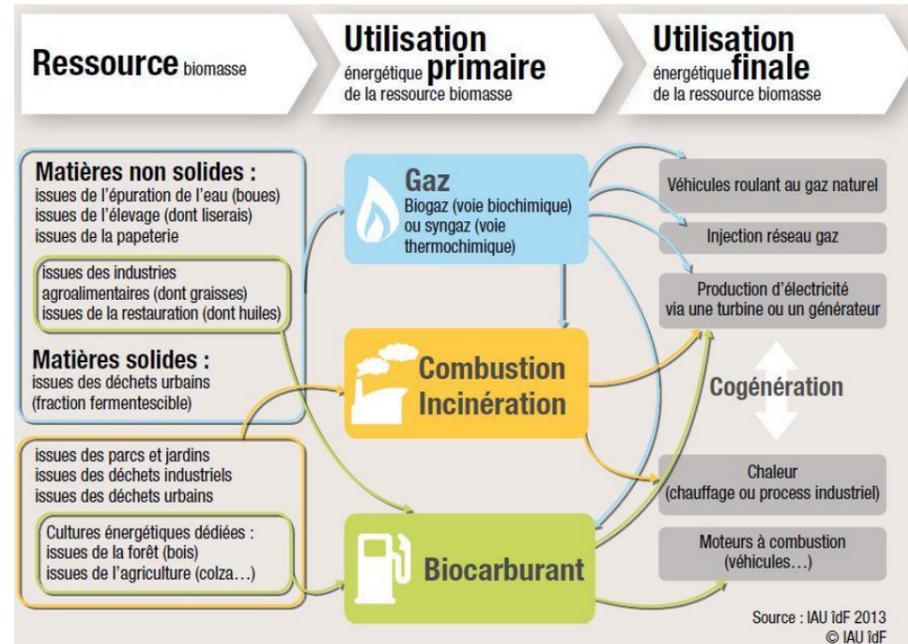
La nature du sous-sol rend envisageable une exploitation géothermique pour l’approvisionnement énergétique du site de l’hôpital. L’exploitation des calories du sous-sol serait assurée par la technologie de la pompe à chaleur. La géothermie sur sondes verticales est moins consommatrice de surface au sol comparée à la géothermie horizontale, mais occupe quand même une surface plus ou moins grande en fonction de la taille du projet.

L’exploitation du potentiel géothermique peut rendre disponible la ressource pour le projet.

2.4 La biomasse

2.4.1 Le gisement biomasse

La biomasse mobilisable pour être exploitée sous forme de biogaz, de vapeur, chaleur ou de biocarburant provient de multiples sources. Les principales sont décrites dans le schéma présenté ci-après.



Source : ADEME

Le choix de valoriser la ressource biomasse doit se faire en tenant compte de la distance à parcourir pour aller la chercher. Les valeurs données pour déterminer la ressource seront donc représentatives de la ressource présente dans un rayon de 150 km autour du site et proviendront des informations disponibles à l'échelle régionale. Au-delà de cette distance, les coûts et les émissions engendrées par le transport font de cette solution, une option non rentable et non viable économiquement et écologiquement.

2.4.2 Bois-énergie

a. Présentation des technologies

Le bois-énergie est une ressource naturelle et renouvelable, qui permet de valoriser des sous-produits ou déchets locaux.

Le gisement bois-énergie est composé de divers produits issus de l'exploitation forestière ainsi que des matières organiques issues de l'industrie :

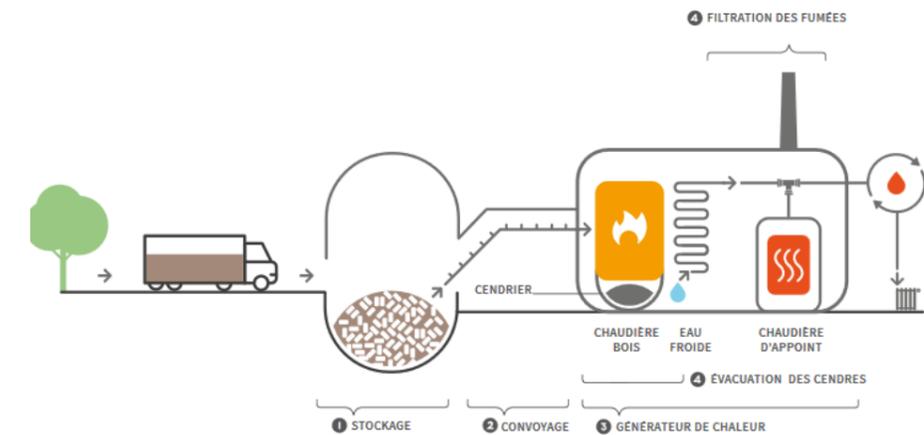
- la ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) et les résidus d'élagage ;
- les sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...) ;
- les bois de rebut non souillés (palettes, cagettes...).

La disponibilité de la ressource est très dépendante de la distance entre le lieu de production et d'exploitation, ainsi que des infrastructures disponibles permettant son transport.

Le bois énergie peut être utilisé :

- A l'échelle du quartier, grâce une chaufferie collective et un réseau de chaleur : la combustion du bois est faite dans une chaufferie collective. L'énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain.
- A l'échelle du bâtiment (immeuble collectif ou maisons individuelles).

Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, à condition que le stock prélevé chaque année soit reconstitué. Le bois énergie est donc une énergie renouvelable mais limitée. Elle doit donc être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. A ce titre, il peut être plus pertinent de développer le bois énergie grâce à un système collectif comme les réseaux de chaleur, car la mise en place de systèmes collectifs peut permettre d'utiliser des systèmes plus efficaces et de mieux gérer les contraintes (pollution atmosphérique liée à la combustion du bois, livraison de bois).



1 LE SILO DE STOCKAGE

Le combustible bois livré en chaufferie est déchargé dans le silo de stockage. Il permet d'alimenter la chaudière en combustible. On distingue différents types de silos : enterré, de plain-pied, en conteneur, pour camion souffleur.

2 LE CONVOYAGE

L'alimentation automatique d'une chaufferie bois permet d'acheminer le combustible depuis le silo jusqu'au foyer. Elle comprend trois étapes :
- le dessilage du combustible
- le convoyage
- l'introduction dans le foyer

3 GÉNÉRATEUR DE CHALEUR

C'est l'enceinte dans laquelle l'énergie contenue dans le bois est libérée et transmise au fluide caloporteur. Il est généralement composé de deux éléments principaux :
- le foyer
- l'échangeur de chaleur

4 FILTRATION DES FUMÉES ET ÉVACUATION DES CENDRES

Une installation de combustion biomasse génère deux types de résidus : les cendres sous foyer et les cendres volantes. Les premières tombent dans un cendrier situé sous la chaudière et sont extraites par voie sèche ou voie humide. Leur valorisation agronomique permet de restituer ces éléments au sol afin qu'ils soient réutilisés par les arbres ou les cultures. Les cendres volantes, également appelées particules de filtration des fumées émanent des systèmes de dépoussiérage.

Mise en place d'une chaufferie biomasse – Source : Ademe

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Approvisionnement grâce à la filière locale (installation devant être implantée à proximité de la ressource)	Au-delà de 50 km de distance pour aller chercher le combustible, la solution est peu viable (monopolisation de la ressource, transport...)
Coût du combustible très bas (peu d’augmentation planifiée)	Approvisionnement en milieu urbain engendrant des nuisances supplémentaires (augmentation du nombre de camions). Le transport fluvial est difficilement réalisable du fait des difficultés de déchargement du combustible)
Aspect social et économique local : création d’emplois ou diversification des sources des revenus pour les agriculteurs (autre type d’énergie que le bois énergie)	Impacts sur la morphologie urbaine nombreux : installation classée en tant qu’ICPE, grande surface de foncier nécessaire, hauteur de cheminée contrainte par l’arrêté du 27 juillet 1997 (coût supplémentaire...)
Bilan carbone nul	Investissement de la centrale important + nécessité d’intégrer un filtre (25% du coût en plus) pour les poussières + coût de la cheminée...
Part des énergies renouvelables très haute (plus de 85%)	Rentabilité du réseau et de la construction de la centrale qu’à partir d’une certaine densité énergétique

c. Coût global de la technologie

Le coût d’investissement d’une chaufferie biomasse dépend essentiellement de la taille de la chaufferie, du réseau et des sous stations. Le mètre linéaire de réseau coûte entre 600 et 800€ HT et chaque sous station à un coût d’investissement de 20 000€ HT. En moyenne, le coût de la chaufferie bois individuelle serait compris entre 600 et 800€ HT/kW biocombustibles,

Au coût d’investissement s’ajoute celui des combustibles : plaquettes industrielles entre 25 et 30€/MWh, granulés entre 25 et 36€/MWh et bois de rebut entre 7 et 13€/MWh. Bien que ces prix semblent beaucoup moins importants que ceux pour une chaufferie gaz (55€ HT/MWh), les coûts d’exploitation des chaufferies biomasses sont plus conséquents (personnel d’exploitation plus nombreux, maintenance plus régulière...). Néanmoins, ces coûts sont moins soumis à la volatilité des prix des combustibles.

d. Subventions 2020

Le fond de chaleur (engagement majeur du Grenelle de l’environnement) géré par l’Ademe permet de financer, à parité avec la Région Île-de-France, la mise en œuvre de systèmes pour la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (destiné à habitat collectif, collectivité et entreprises). Cependant pour être éligible à cette aide, l’installation doit respecter certains critères qui sont :

- Être une installation collective, industrielle ou agricole ayant une production minimum de 1 200 MWh/an d’énergie biomasse sortie chaudière
- Utiliser l’une des 4 catégories de ressources suivantes : Catégorie 1 : plaquettes forestières et assimilées, Catégorie 2 : Connexes et sous-produits de l’industrie de première transformation du bois, Catégorie 3 : Bois fin de vie et bois déchets, Catégorie 4 : Granulés
- Avoir un rendement thermique à puissance nominale doit être supérieur à 85%
- Avoir un système de traitement des fumées performant

	Production annuelle (MWh/an)	Aide en €/MWh (20 ans)
Chaufferie Biomasse supérieure à 1200 et inférieure ou égale à 6000 MWh/an (sortie chaudière)	Jusqu’à 3000	8,2
	3000 à 6000	5,9
Chaufferie Biomasse supérieure à 6000 MWh/an (sortie chaudière)	Jusqu’à 3000	8,2
	3000 à 6000	5,9
	6001 à 12 000	2,8
	➤ 12 000	1,4

Cette aide est plafonnée selon la production de chaleur, pour les réseaux et sous stations, elle ne peut dépasser les 50%.

Un bonus de 10% (5 % Région, 5 % ADEME) peut être versé en cas de mise en place d’un système de filtration dont la valeur limite d’exposition (VLE) aux poussières est inférieure à 30

Les appareils de production de chaleur ou d’eau chaude sanitaire bois ou autre biomasse sont également éligibles au crédit d’impôt pour la transition énergétique et à la TVA à taux réduit mis en place depuis le 1er janvier 2014.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle en kWh/T	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l’énergie (en €/kWh)
Chaufferie biomasse	1.3	1M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.037

2.4.3 Le bois-énergie – cogénération

a. Présentation de la technologie

Ce système permet à la fois de produire de la chaleur et de l’électricité. C’est une alternative intéressante à l’énergie solaire et éolienne. La chaleur issue de la combustion est utilisée pour le chauffage mais aussi, dans le cas de la cogénération, pour alimenter une turbine à vapeur qui va produire de l’électricité. Il existe des turbines à vapeur d’une puissance de quelques dizaines de kW à plusieurs centaines de MW, avec des vitesses de rotation allant de 5 000 à 15 000 tr/min et des rendements électriques de 12 à 20% pour les modèles à condensation. La quantité de combustible nécessaire pour les installations de puissance importante, pousse à diversifier les sources d’approvisionnement.

L’utilisation de petite turbine possédant une puissance minime s’apparente à la technologie de la micro-cogénération biomasse. Si actuellement, cette technologie est encore peu mature et présente des coûts d’investissement importants, elle représente une réelle opportunité pour le développement des énergies renouvelables.

Il existe 3 familles de cogénérations, permettant de délivrer des puissances électriques plus ou moins importantes et de s’adapter à une grande variété de projets. On parle de micro cogénération lorsque la puissance nominale est inférieure à 36 kWe et de mini cogénération lorsque celle-ci est comprise entre 36 et 250 kWe.



Source : GRDF

Il est à noter que les systèmes de mini et micro cogénérations peuvent être installés à l’échelle de bâtiments. En revanche, les systèmes de cogénération à moteur Stirling (éco générateur) sont plutôt utilisés à l’échelle individuelle (adaptée pour des maisons individuelles).

b. Coût global de la technologie

Les coûts d’investissement sont de l’ordre de 1,8 millions d’euros par MW électrique installé. Le temps de retour sur investissement couramment observé est de 8 à 10 ans.

Les coûts annuels d’exploitation sont généralement de l’ordre de 1 à 3% des coûts d’investissement pour les installations à contrepression et de l’ordre de 4 à 5% pour les ensembles à condensation.

c. Subventions 2020

Les aides à l’investissement pour ce type d’installation sont allouées après une étude au cas par cas. Les aides de l’Ademe sont plafonnées à 30% sur le coût des travaux. En ce qui concerne la micro-cogénération, les aides sont du même ordre, 20% maximum du coût des travaux pour les aides de la région et 40% maximum du coût éligible pour le financement de l’Ademe (aides accordées ou non selon le degré d’innovations de l’opération, leur dimension de communication...).

Un tarif de rachat préférentiel pour l’électricité produite par un système de cogénération a été mis en place. Il est de l’ordre de 18c€/kWh dont 3c€ dépendent de la valorisation énergétique de l’installation. Le taux de valorisation de la chaleur produite est souvent déterminant pour la rentabilité d’un projet. Entre 30 et 35% de l’énergie primaire est valorisée en électricité, le reste est de l’énergie thermique.

d. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/T)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l’énergie (en €/kWh)
Cogénération	4,5	2M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	/

2.4.4 Potentiel bois-énergie

Le gisement bois-énergie ne se compose pas seulement de la ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d’exploitation...) mais également des sous-produits de l’industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...), des bois de rebut non souillés (palettes, caquettes...) et des résidus d’élagage. Pour utiliser ces divers matériaux, une transformation est souvent nécessaire avant utilisation dans une chaudière.

Le choix de valoriser la ressource biomasse doit se faire en tenant compte de la distance à parcourir pour aller la chercher. Les valeurs données pour déterminer la ressource seront donc représentatives de la ressource présente dans un rayon de 150 km autour du site et proviendront des informations disponibles à l’échelle régionale. Au-delà de cette distance, les coûts et les émissions engendrées par le transport font de cette solution, une option non rentable et non viable économiquement et écologiquement. La problématique de la monopolisation de la ressource implique également la définition de ce périmètre restreint, afin de permettre aux installations prévues dans les communes contiguës à ces ressources de disposer d’une ressource de proximité.

Le bois énergie peut être utilisé :

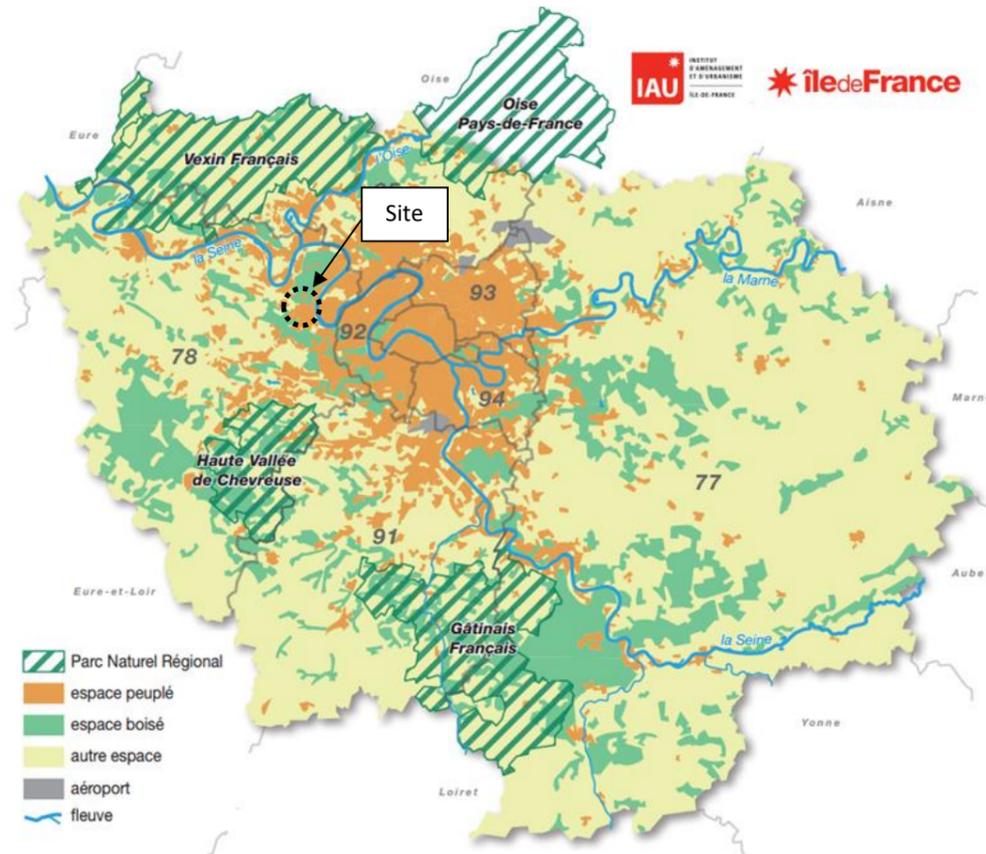
- A l’échelle du quartier, grâce une chaufferie collective et un réseau de chaleur : la combustion du bois est faite dans une chaufferie collective. L’énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain.
- A l’échelle du bâtiment (immeuble collectif ou maisons individuelles)

Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, à condition que le stock prélevé chaque année soit reconstitué. Le bois énergie est donc **une énergie renouvelable mais limitée**. Elle doit donc être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. A ce titre, il peut être plus pertinent de développer le bois énergie grâce à un système collectif comme les réseaux de chaleur, car la mise en place de systèmes collectifs peut permettre d’utiliser des systèmes plus efficaces et de mieux gérer les contraintes (pollution atmosphérique liée à la combustion du bois, livraison de bois).

a. Ressource forestière

Les données générales sont issues des inventaires forestiers effectués à l’échelle des anciennes délimitations de régions, dans l’attente de nouvelles données propres à la fusion des régions.

Selon l’Inventaire Forestier National (IFN), les forêts dans le Val-de-Marne occupent une petite place du territoire. Avec 12% de sa surface recouverte par la forêt, celles de Notre-Dame et de la Grange sont les plus importantes forêts domaniales du département.



Occupation du sol – Source : IFN

D’après l’étude sur la disponibilité forestière pour l’énergie et les matériaux (ADEME, 2015), la disponibilité de la ressource en France est assurée et les capacités de la forêt française permettent une augmentation importante de la récolte à l’horizon 2035. En tablant sur un statu quo au niveau de la gestion des forêts, la disponibilité de la ressource pour du bois-énergie pourrait atteindre plus de 2 300 m³ par an et être sensiblement augmentée en cas mise en place de mesures de gestion dynamique de la ressource.

Les besoins en matière première pour le bois énergie progressent depuis quelques années. Le nombre de chaufferie bois en fonctionnement ou en cours de construction est significatif.

b. Le bois déchet

Actuellement, les déchets sont une source d’énergie bois utilisée en France. Ils comprennent : le bois d’élagage et d’abattage, les composts et les bois en fin de vie. Les espaces verts du territoire régional, communal et les voiries représentent donc un potentiel énergétique non négligeable. En effet, leur entretien dégage des volumes de déchets verts dont la fraction ligneuse peut être extraite et intégrée à la filière énergétique.

L’évaluation de ce potentiel doit faire l’objet d’une étude in-situ qui permettra de déterminer les surfaces et les linéaires à potentiel de productions.

c. La filière bois-énergie

La filière bois d’Île-de-France est peu développée, notamment à cause du foncier qui ne permet pas l’installation de structures et d’infrastructures nécessaire à sa structuration (en particulier pour les entreprises de première transformation nécessaires à la filière) et de la sous exploitation du bois présente en Île-de-France. Mais depuis 2008, un comité régional de l’interprofession pour l’Île-de-France, FrancilBois a été créé afin de promouvoir et de développer la filière bois régionale. Actuellement, le bois énergie issu des forêts est principalement le bois buche (21% de la récolte) directement utilisé par les petits consommateurs, les autres combustibles comme les plaquettes ou les granulés étant encore très peu développés.

La commune de Saint-Germain-en-Laye a développé un réseau de chaleur sur son territoire. Il est alimenté par une chaufferie biomasse. 42% du bois utilisé est issu du territoire de Saint-Germain-en-Laye, dans un rayon inférieur à 50km. La plateforme de stockage du bois est située à 10 km, à Montesson. Sa puissance de 6MW lui permet de satisfaire 60% des besoins en chauffage et eau chaude. Le réseau dessert actuellement le quartier du Bel-Air, le Village d’Hennemont et le futur quartier de la Lisière Pereire.

Ce bois-énergie permet de couvrir 60% des besoins énergétiques du réseau. Les autres besoins sont couverts par une installation de chaufferie gaz et de cogénération gaz.

Le secteur de projet, situé à environ 850 mètres du réseau, n’est pas desservi par le réseau de chaleur. Toutefois, la ville de Saint-Germain-en-Laye a lancé des travaux d’extension de réseaux permettant d’amener ce réseau au niveau du site de l’hôpital.

Une solution autonome sur le site de projet ne sera pas étudiée, toutefois le raccordement au réseau de chaleur biomasse existant sera bien étudié dans la suite de cette étude.

2.5 La récupération de chaleur des eaux domestiques

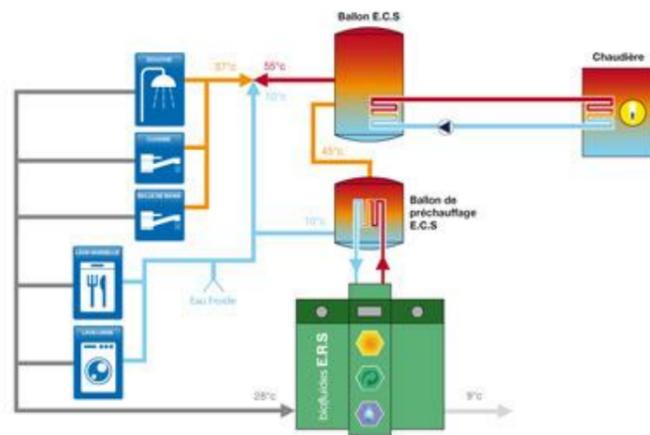
2.5.1 Récupération de chaleur sur les eaux grises

a. Présentation de la technologie

La récupération de chaleur sur les eaux domestiques consiste au remplissage de ballons d’eau chaude à l’aide d’eau préchauffée. L’eau est préchauffée au contact des eaux grises et usées, via un échangeur de chaleur.

Ce dispositif passif permet de réduire de 20 à 30 % les consommations liées à l’ECS.

Des études complémentaires sont nécessaires pour quantifier le potentiel de récupération de l’énergie des eaux grises. Le potentiel thermique des eaux usées est, dans tous les cas, bien adapté aux besoins des bâtiments collectifs. Les projets d’investissement peuvent être accompagnés par les directions régionales de l’ADEME en termes de conseils, d’expertise ou de soutiens financiers.



Fonctionnement de la technologie à eaux grises

Ces technologies permettent de réduire les consommations d’ECS à l’aide du préchauffage de l’eau du réseau. Elles sont particulièrement adaptées aux bâtiments n’étant pas raccordés à un réseau de chaleur, ce qui n’est pas le cas du secteur Lallier. Elles peuvent potentiellement diminuer la densité énergétique dans le cas d’un réseau de chaleur.

Ces systèmes d’installation représentent toutefois des contraintes puisqu’ils nécessitent de séparer les eaux vannes et les eaux grises. Ils doivent ainsi être pensés dès la conception des bâtiments.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Performances élevées capables d’apporter des économies conséquentes	Aucune subvention pour l’instant
Réduction importante des émissions de GES	
Facilité d’intégration et d’installation	
Faible consommation d’électricité	
Investissement modéré	

Réduction considérable des consommations énergétiques pour l’ECS (système permettant d’économiser chaque année entre 150 et 300m ³ de gaz ou autre énergie-base annuelle pour une famille de 4 pers. et d’éviter l’émission de 700kg de CO ₂ /an/log	
Système passif et nécessitant de peu d’entretien	Diminution de la densité énergétique en cas de raccordement aux réseaux de chaleur
Réduction de 20 % des consommations d’ECS	Nécessite 2 réseaux, ainsi la séparation des eaux vannes et eaux grises

c. Coût global de la technologie

Le coût d’investissement global pour l’installation de ce type de technologie est compris entre 1 800€ et 2 000€ pour un système de type Recoh HT. Ce prix englobe les coûts de système, de matériel associé et de la main d’œuvre. L’entretien et la maintenance ne nécessite que de faibles coûts.

d. Subventions 2020

L’Ademe peut soutenir l’installation d’équipements de captage de la chaleur des eaux usées à travers le Fond Chaleur. Un exemple est celui de la pompe à chaleur sur eaux usées de la résidence Les Nouveaux Chartreux à Marseille (13), ou bien d’une résidence à Courcouronnes (91) dont le coût s’est élevé à 89 k€ et pour laquelle l’ADEME a contribué à hauteur de 39 k€.

e. Potentiel local

Afin d’estimer le potentiel de cette technologie sur le site, il est nécessaire de lancer une analyse de la compatibilité des débits futurs dans les réseaux principaux avec les besoins. Bien que le potentiel futur puisse être intéressant, faute de données plus précises, le potentiel ne sera pas étudié dans la présente étude.

2.5.2 Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data center)

a. Présentation de la technologie

La chaleur fatale est la chaleur produite lors d’un processus, mais ne correspondant pas à l’objet premier de ce dernier, et qui est, de fait, perdue sans être utilisée. Elle peut provenir de sources diverses : industries, usines d’incinération, stations d’épuration, data-centers...

Le contexte urbain du site ne permet pas d’identifier de gisement de chaleur fatale potentielle liée à une activité industrielle à proximité du secteur à l’étude.

Les datacenters sont des sites physiques qui hébergent des systèmes nécessaires au fonctionnement d’applications informatiques. Ils permettent de stocker et de traiter des données. Ils sont constitués de composants informatiques, comme des serveurs, des unités de stockage informatique ou encore des équipements de réseau de télécommunication et d’éléments non informatiques, comme des systèmes de refroidissement aussi appelés groupes froid.

Ces équipements rejettent des calories prélevées dans les salles de serveurs afin d’y maintenir une température idéale de fonctionnement et d’éviter les surchauffes.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Concentration de plusieurs activités industrielles susceptibles de produire de l’énergie à proximité immédiate	Eloignement des datacenters

	Instabilité de la production d’énergie liée aux industries du fait d’activités tournées autour de la production de champagne
	Données estimées et non précise en raison de la confidentialité des datacenters

c. Potentiel local



Implantation des datacenters autour du site – Source : datacentermap

Le gisement maximal total de chaleur fatale en Île-de-France s’élève à 490 GWh d’après l’ADEME. Il précise toutefois que cette estimation n’est pas exhaustive à l’échelle de l’Île-de-France du fait de la confidentialité des données et du manque de retour de la part des Data Centers.

Quelques datacenters sont identifiés à l’est du site de l’hôpital de Saint-Germain-en-Laye, notamment sur la commune de Nanterre. Toutefois, ces sites restent trop éloignés du secteur de projet, ce potentiel ne sera donc pas étudié dans le cadre du projet de reconversion du site de l’hôpital.

2.6 Les autres technologies existantes

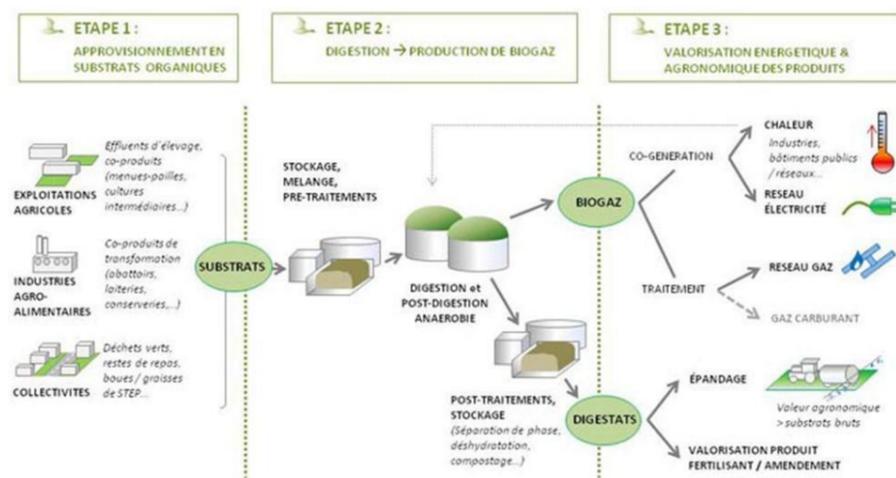
2.6.1 Le biogaz et les biocarburants

a. Présentation de la technologie

Le biogaz, issu de la méthanisation ou de la fermentation des déchets organiques, peut être utilisé pour produire de la chaleur et/ou de l’électricité.

Les substrats organiques permettant la méthanisation peuvent se décomposer en trois grandes familles :

- Les effluents d’élevage : fumier, paille ; cultures...
- Les industries-agroalimentaires : co-produits de transformation provenant des abattoirs, des laiteries, des conserveries...
- Les collectivités : déchets verts, déchets ménagers, boues d’épuration...



Principe de la méthanisation

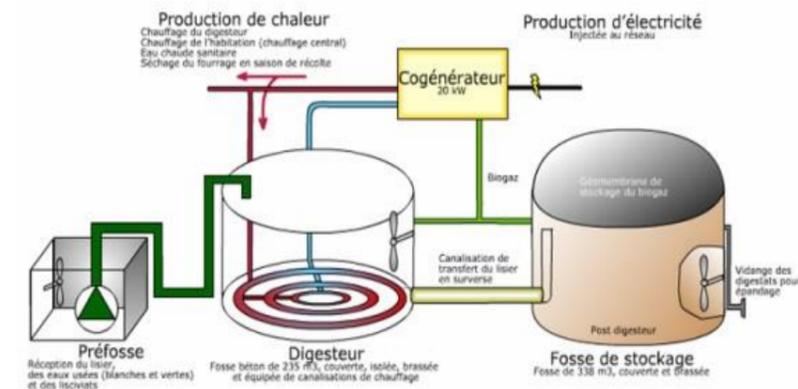
La valorisation énergétique du biogaz peut se faire de différentes manières :

- La production de chaleur : solution viable uniquement si une forte demande de chaleur à proximité du site est capable d’absorber la chaleur produite toute l’année (ceci, afin de limiter les coûts d’investissement et d’exploitation : réseau de chaleur, déperdition...)
- La production d’électricité
- La production de chaleur et d’électricité par cogénération (comme pour la biomasse)
- Une nouvelle valorisation, autorisée depuis 2003 par une directive européenne, est en train de se développer. Il s’agit de la production de biogaz issue d’installation de méthanisation, pour injection dans le réseau public de transport ou de distribution de gaz naturel.

La valorisation du digestat produit est essentiellement utilisée dans le domaine de l’agriculture : matière extraite en sortie du digesteur après fermentation et extraction du biogaz, le digestat possède des propriétés intéressantes (plus fluide, plus assimilable par les cultures, moins odorant...) lui permettant d’être utilisé directement comme fertilisant pour les terres agricoles.

Une suite de réactions biologiques conduit à la formation de biogaz (contient 2/3 de méthane et 1/3 de gaz carbonique) et d’un digestat (répandu sur les cultures comme engrais). Pour augmenter les rendements, la matière est placée à l’intérieur d’une grosse cuve (le digesteur) fermée, chauffée, brassée sans entrée d’air et à l’abri de la lumière. Elle peut être sèche ou humide.

b. Méthanisation sur les boues et les effluents



Principe de fonctionnement de la méthanisation

Une installation de méthanisation est composée principalement d’un équipement de séparation des impuretés, d’un mélangeur/malaxeur pour que la matière organique soit introduite de façon homogène dans le digesteur, du digesteur, d’un système de brassage, d’un système d’extraction et de pressage du digestat et d’un système de traitement, de stockage et de valorisation du digestat.

Le digesteur est un réacteur hermétique, imperméable à la lumière et maintenu à température constante (35°C pour les bactéries mésophiles ou 55°C pour les bactéries thermophiles) à laquelle la digestion anaérobie se produit. La digestion mésophile dure environ 30 à 40 jours, tandis que la digestion thermophile est plus rapide, durant une quinzaine de jours. Si la digestion thermophile est plus rapide et présente un meilleur rendement de méthanisation par tonne de matière digérée, les installations nécessaires sont plus coûteuses et plus délicates. Les coûts d’investissement rapportés à la puissance électrique sont toutefois très proches.

c. Echelle d’exploitation

Le biogaz produit peut être valorisé à l’échelle du secteur dès lors qu’il est transformé en biométhane (biogaz épuré) et injecté dans le réseau de gaz naturel. L’intérêt de l’injection est de pouvoir utiliser une énergie renouvelable en utilisant un réseau de distribution déjà présent sur le territoire.

Depuis novembre 2011, il est désormais possible d’injecter du biométhane dans le réseau de distribution GRDF. Pour valoriser cette énergie « verte » injectée dans le réseau, un système de garanties d’origine a été mis en place afin que chaque consommateur, individuel ou collectif, puisse acheter du gaz garanti 100% biométhane, donc 100% Energie Renouvelable.

Le biogaz produit peut être valorisé à l’échelle du projet et même à une échelle plus large (commune) dès lors qu’il est transformé en biométhane (biogaz épuré) et injecté dans le réseau de gaz naturel. L’intérêt de l’injection est de pouvoir utiliser une énergie renouvelable en utilisant un réseau de distribution déjà présent sur le territoire.

d. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Double valorisation organique et énergétique des sous-produits agricoles, effluents d’élevage et boues d’épuration	Exploitation nécessitant des compétences techniques particulières (difficile pour les agriculteurs)

Réduction des émissions de méthane, gaz à fort effet de serre	Des investissements lourds dépendant des soutiens publics
Traitement locale des déchets organiques du territoire.	
Opportunité de revenus pour les agriculteurs (rachat de l’électricité et production d’une énergie renouvelable utilisable pour satisfaire les besoins de l’exploitation)	
Réduction du volume de boues et bilan de combustion nul	

e. Coût global de la technologie

Les coûts à l’investissement sont de l’ordre de 850 à 1 000€/kW pour une installation de 30 kWe. La rentabilité du projet dépend de la valorisation du biogaz (vente d’électricité, valorisation de la chaleur ou injection d’un biogaz épuré dans un réseau de distribution) et de la rémunération liée au traitement de déchets extérieurs. La pérennité et le montant de cette rémunération peuvent varier sous l’effet de la concurrence locale.

Les données économiques pour les unités de méthanisation fonctionnant avec les boues d’épuration sont peu nombreuses et disparates selon la capacité des unités (exprimée en équivalents-habitants et en €/Tonne de matière sèche) :

- Pour une capacité < à 10 000EH : 2 000 à 3000€/Tonne de MS
- Pour les capacités supérieures à 10 000EH : 500 à 3000€/Tonne de MS (ADEME).

f. Subventions 2020

La création d’une unité de méthanisation pourrait bénéficier du Fond Chaleur de l’ADEME ou bien encore du Fond Déchet

Pour être éligible, le projet doit :

- Avoir du Production énergétique minimum valorisée (chaleur ou injection biométhane): 1.200 MWh/an excepté pour les projets agricoles où aucune production minimum n’est requise.
- Avoir une efficacité thermique de 75% minimum

Les études de faisabilité peuvent être financées par l’ADEME et la région à hauteur de 50 à 70% du coût global.

Le plafond maximal des aides est fixé par tranche de biométhane injecté à un montant compris entre 12 000 et 20 000€ par Nm³/h :

Débit injection max	Aide max par Nm ³ /h
≤ 150 Nm ³ /h	20 000 €
> 150 Nm ³ /h	12 000 €

Dans le cas d’une production d’électricité, l’installation bénéficie d’une obligation d’achat ainsi que d’un tarif de rachat. Depuis juillet 2011, le tarif de rachat a connu une hausse de près de 50%, de 7,5 à 9c€/kWh il est passé de 15 à 17,5c€/kWh en 2017 (selon la puissance électrique installée + prime pour une valorisation des effluents supérieure ou égale à 60% de 5c€/kWh).

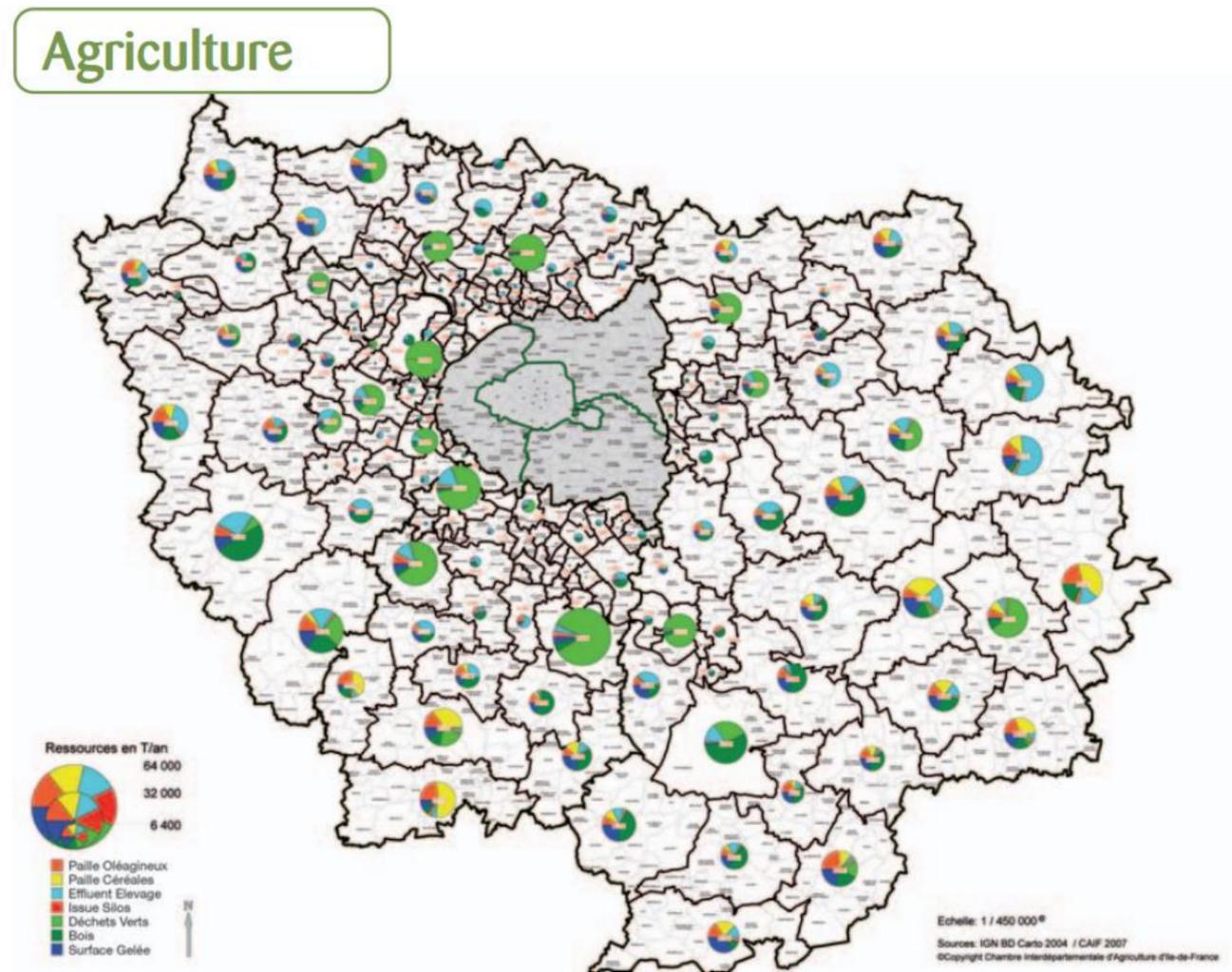
g. Tableau récapitulatif :

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m3)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l’énergie (en €/m3)
Méthanisation	/	/	10 ans	Bon	Supérieur à 25 ans	0,4€

h. Potentiel local

Le potentiel énergétique des effluents en Ile-de-France prend en considération tous les élevages (bovin, équins, caprins, ovins et volailles) présents sur le territoire régional. La mise en œuvre d’une unité de production de biogaz est très dépendante du lieu de production de la matière première. Ce type d’installation nécessite des emprises foncières conséquentes.

La commune de Saint-Germain-en-Laye est relativement proche de ces ressources agricoles. Toutefois, le site se trouvant en milieu urbain dense, l’acheminement du biogaz apparaît compliqué. Cette solution paraît donc peu adaptée au contexte du projet.



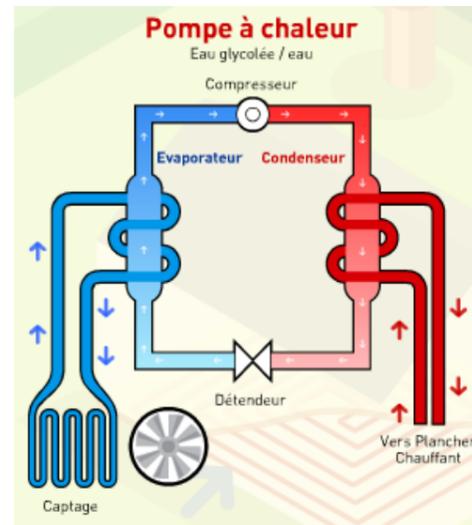
Les agro-ressources en Ile-de-France (carte ressource effluents) – Source : Chambre interdépartementale d’Agriculture d’Ile-de-France, 2007

2.6.2 Aérothermie

a. Principe de fonctionnement

Le principe de l’aérothermie est de capter les calories dans l’air extérieur. De la même manière que pour la géothermie très basse énergie, le puisage des calories de l’air nécessite l’utilisation d’un système de pompes à chaleur, qui peut être électrique ou à absorption gaz. La fluctuation des températures de l’air extérieur influence la performance des systèmes de pompes à chaleur. En effet par temps froid, les besoins de chauffage sont au maximum alors que la quantité d’énergie pouvant être extraite dans l’air est a contrario minimale, d’où une baisse de la performance.

Dans le cas de pompes à chaleur gaz à absorption, l’impact des températures extérieures est cependant moins important que pour des pompes à chaleur classiques, puisqu’une partie de la chaleur est fournie par la réaction d’absorption. Les PAC gaz à absorption permettent aussi de produire de l’eau chaude sanitaire à 60 / 65 °C, avec des performances supérieures à celles des pompes à chaleur électriques.



Source : GRDF

b. Echelle d’exploitation

Les PAC aérothermiques sont utilisables à l’échelle du bâtiment. Plusieurs systèmes de pompes à chaleur aérothermiques existent aujourd’hui. Dans le cas des PAC gaz à absorption, des modules de 40 kW sont disponibles. Cette technologie est donc plus adaptée pour des bâtiments collectifs.

c. Potentiel aérothermique local

Etant donné le climat à influence océanique que l’on retrouve sur le territoire local, bénéficiant de fortes variations de températures de l’air, l’utilisation de pompes à chaleur gaz à absorption peut être plus pertinente. En effet, la performance énergétique de ce système sera moins impactée que dans le cas de pompes à chaleur électriques.

2.6.3 L’énergie hydrolienne

a. Présentation de la technologie

L’hydrolienne doit être placée dans l’axe des courants afin d’actionner les pales du ou des rotors (courant minimum 1,5 m/s). L’énergie mécanique, produite par la rotation des pales est transformée ensuite en énergie électrique à l’aide d’une turbine. Elle est alors dirigée vers un générateur pour être ensuite acheminée jusqu’au réseau d’électricité terrestre par l’intermédiaire d’un câble relié au rivage. Différents types d’hydroliennes existent sur le marché mais le principe de fonctionnement est similaire.



Hydroliennes implantées dans un fleuve

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Taille moins importante qu’une éolienne d’une même puissance et intégration paysagère optimale	Création de zones de turbulences susceptibles de gêner le développement de la flore
Courants marins relativement constants et prévisibles	Erosion des pales d’hélices très importante (nécessite un entretien fréquent)
	Coût d’investissement et d’exploitation très important
Aucune émission de gaz à effet de serre et peu d’énergie grise nécessaire pour sa fabrication	Entretien plus difficile
Pales tournant beaucoup moins rapidement que celles des bateaux (peu de risques pour la faune)	Perturbation de la sédimentation
Localisation sous l’eau, aucun impact visuel ou sonore	

c. Coût global de la technologie

Le manque de maturité de la technologie mais surtout l’absence de retour d’expériences sur des parcs d’hydroliennes sur une longue durée rend délicat la prévision des coûts.

Le coût d’investissement pour une hydrolienne est élevé avec un prix compris entre 2,5 et 3,5 M€/MW installés en supposant un développement massif de la filière (2 voire 3 fois plus important que pour une éolienne).

Le coût d’exploitation des hydroliennes est également plus conséquent que celui des éoliennes, les difficultés d’accès exigent un personnel qualifié et l’érosion demande également un entretien plus fréquent. L’estimation du coût d’exploitation est d’environ 40% du coût global de l’hydrolienne au cours de son cycle de vie.

d. Subventions 2020

L’ADEME subventionne au moyen du Prêt à Taux Zéro et du Crédit d’Impôt, les installations produisant de l’électricité à partir de l’énergie hydraulique depuis le 1er septembre 2014.

Concernant le tarif de rachat de l’électricité produit par l’hydrolien, il a été défini à 15c€/KWh durant les 20 premières années.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en GWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Hydrolien	1.3	3.5 M€	10 à 15 ans	Mauvais	20 ans	0,05 à 0,10

f. Potentiel hydrolien local

Le projet du site de l’hôpital est situé à Saint-Germain-en-Laye, commune délimitée par la Seine. Toutefois, la Seine se situe relativement loin du site de projet, rendant son potentiel peu rentable.

2.6.4 Les réseaux de chaleur

a. Présentation de la technologie

Le Grenelle de l'Environnement a redonné sa place aux réseaux de chaleur en rappelant leur rôle indispensable pour le développement des Energies Renouvelables et de Récupération. Conforté avec la RT 2012, le réseau de chaleur est présenté comme la solution la plus adaptée pour développer une technologie mobilisant massivement les énergies renouvelables.

Conformément aux objectifs du Grenelle de l'Environnement, les réseaux de chaleur devront contribuer à hauteur de 25% au développement de la chaleur renouvelable. La loi sur la Transition Energétique et la croissance verte fixe comme objectif de multiplier par 5 la quantité d'énergie renouvelable et de récupération distribuée par les réseaux de chaleur d'ici à 2030. Cela nécessitera d'augmenter le taux d'EnR mais également de raccorder l'équivalent de 7 millions d'équivalents logements supplémentaires.

b. Le réseau de chaleur de Saint-Germain-en-Laye

La commune de Saint-Germain-en-Laye a développé un réseau de chaleur sur son territoire. Il est alimenté par une chaufferie biomasse. 42% du bois utilisé est issu du territoire de Saint-Germain-en-Laye, dans un rayon inférieur à 50km. La plateforme de stockage du bois est située à 10 km, à Montesson. Sa puissance de 6MW lui permet de satisfaire 60% des besoins en chauffage et eau chaude. Le réseau dessert actuellement le quartier du Bel-Air, le Village d'Hennemont et le futur quartier de la Lisière Pereire.

Ce bois-énergie permet de couvrir 60% des besoins énergétiques du réseau. Les autres besoins sont couverts par une installation de chaufferie gaz et de cogénération gaz.



Carte du réseau de chaleur - Source : PLU de Saint-Germain-en-Laye

Des travaux sont prévus sur le réseau afin d'augmenter la part d'énergie renouvelable dans le mixte énergétique. Le projet prévoit l'arrêt de l'unité de cogénération, remplacé par deux pompes à chaleur de 1,5 MW, portant ainsi au mixte énergétique suivant :

- Bois : 50%
- Géothermie : 30%
- Gaz : 20%.

c. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Stabilité des prix de vente de la chaleur livrée	Investissement initial important
Part importante d'énergie renouvelable ou récupérable comme source d'énergie	
Capacité d'un réseau à changer rapidement de source de production	
Mobilisation de sources d'énergie locales, territoriales contribuant à l'économie locale	
Chaleur directement utilisable par les usagers	
Centralisation de la maintenance	
Approche technico-économique réalisée systématiquement en coût global par les porteurs de projets avant le lancement	
Maîtrise des émissions polluantes sur les productions centralisées	
Le poste collectif de livraison de chaleur nécessite un minimum de place par rapport à une chaufferie collective classique	
Un fonctionnement sécurisé sans stockage de combustibles ou de combustion à l'intérieur des bâtiments	

d. Coût global de la technologie :

La ville de Saint-Germain-en-Laye a lancé des travaux d'extension de réseaux permettant d'étendre ce réseau. Le projet programme l'arrêt de l'unité de cogénération à partir de 2024 et l'installation de valorisation thermique : une pompe à chaleur de 1,5 MW dès 2021 et une deuxième pompe à chaleur de 1,5 MW à partir de 2024. Les travaux prévus nécessitent les investissements estimés suivants :

Investissement	Montant (k€)
Réseau Structurant et Renforcement	3 551
Réseau Structurant	2 523
Renforcement Réseau existant	1 029
Raccordements	810
Création des nouvelles SST	680
Modifications hydrauliques en Chaufferie Gaz Bel Air	261
Raccordement à la centrale géothermale	150
TOTAL	5 452
Investissement inclut dans le compte GER	
Modifications SST existantes	162

Source : Dalkia

e. Subvention 2020

Le fond de chaleur (engagement majeur du Grenelle de l'environnement) géré par l'Ademe permet de financer la mise en œuvre de systèmes pour la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (destinée à habitat collectif, collectivité et entreprises).

Cette aide est plafonnée selon la production de chaleur, et le type d'analyse. Les plafonds sont détaillés dans les tableaux ci-dessous.

Plafonds dans le cadre d'aides calculées par une analyse économique conventionnelle

	Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette: €/ml de tranchée
EXTENSIONS ET CREATIONS DES RESEAUX DE CHALEUR	Vapeur	Tous DN	1890
	Eau Chaude	DN 450 et plus	147
		DN 300 à DN 400	945
		DN 150 à DN 250	745.5
		DN 80 à DN 125	546
		DN 65 et moins	472

Plafonds dans le cadre d'aides calculées par une analyse économique conventionnelle

	Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette: €/ml de tranchée
Création d'un réseau de chaleur de moins de 6 000 MWh/an produites	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	522
		DN 80 à DN 125	382
		DN 65 et moins	331
Extension de réseaux de chaleur de 300 à 6 000 MWh/an d'EnR&R supplémentaires	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	522
		DN 80 à DN 125	382
		DN 65 et moins	331
Création et extension de réseaux de chaleur de 6000 à 12 000 MWh/an d'EnR et R supplémentaire injecté	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	447
		DN 80 à DN 125	328
		DN 65 et moins	283

Les travaux prévus sur la commune de Saint-Germain-en-Laye estiment les subventions suivantes pour l'extension du réseau de chaleur :

	Montant K€
Investissement RESEAU	3 962
Réseau structurant et renforcement	3 551
Modifications hydrauliques en Chaufferie Gaz Bel Air	261
Raccordement à la centrale géothermale	150
Remise Cogénération	-2 196
Subvention ADEME	-726
TOTAL RESTANT A FINANCER PAR DELEGATAIRE	1 040

Source : Dalkia

f. Potentiel du site

Le secteur de projet se situe à environ 850 mètres du réseau de chaleur actuel. La ville de Saint-Germain-en-Laye a lancé des travaux d'extension de réseaux permettant d'amener ce réseau au niveau du site de l'hôpital.



Phasage prévisionnel des travaux d'extension du réseau de chaleur – Source : Dalkia

Le projet programme dans le même temps l'arrêt de l'unité de cogénération à partir de 2024 et l'installation de valorisation thermique : une pompe à chaleur de 1,5 MW dès 2021 et une deuxième pompe à chaleur de 1,5 MW à partir de 2024. Ainsi, la mixité énergétique prévisionnelle sur le réseau étendu à partir de 2024 sera la suivante :

- Bois : 50%
- Géothermie : 30%
- Gaz : 20%.

Ce scénario d'extension du réseau de chaleur sera étudié dans le cadre du projet de reconversion du site de l'hôpital.

2.7 Synthèse

Le tableau ci-après présente une synthèse des énergies renouvelables et de récupération mobilisables sur le site et une appréciation de leur performance ainsi que de leur possibilité de mise en œuvre pour le projet.

Energie	Utilisation	Coût d'investissement	Coût de l'énergie - variations possibles	Retour sur investissement	Durée de vie	Performance écologique	Autres	Disponibilité sur site	Orientation pour le projet
Solaire	Solaire passif	quasi nul	nul - stable	+++	50 ans	+++	- fiable et robuste	+++	A intégrer au projet
	Solaire thermique	modéré 800 à 1500 €/m ²	très faible - stable	++	20 ans	++	- fiable et robuste	++	Non étudié : les besoins en chauffage et eau chaude sanitaire sont couverts par le réseau de chaleur
	Climatisation solaire	1500 €/m ²	faible - stable	++	30 ans	++	- peu de retours d'expérience fluide caloporteur nécessaire	+++	Non étudié : besoins de froid non suffisant en comparaison aux besoins de chaud
	Solaire photovoltaïque	700 à 1000 €/m ²	faible - stable	++	25 à 30 ans	++	- énergie grise des produits importante - proximité des monuments historiques contraignante	++	Non étudié : non compatible avec les contraintes patrimoniales du site
Eolien	Grand et petit éolien	1 300 à 1500 €/kW	très faible - stable	+++	20 ans	+++	- très dépendant de l'environnement du site faible énergie grise impact paysager	-	Non étudié : site urbain peu propice à ce genre d'installation
	Eolien urbain	1,6 à 2M€/MW	très faible - stable	+++	20 à 25 ans	++	- peu de retours d'expérience - présence d'un patrimoine protégé et site urbain dense qui contraignent ce choix	+	Non étudié
Géothermie	Haute énergie	très important	faible - peu fluctuant	++	Pompe à chaleur : 15 à 20 ans Sondes / pieux > 30 ans	++	- production constante toute l'année - consommations électriques des auxiliaires non négligeable - fluide caloporteur nécessaire	-	Non étudié : disponible sur site mais non étudié compte tenu des investissements nécessaires
	Basse énergie (sur nappe)	important		++		+++	- production constante toute l'année - fluide caloporteur nécessaire - autorisations administratives spécifiques nécessaires	++	Non étudié : disponible sur site mais non étudié compte tenu des investissements nécessaires
	Très basse énergie - PAC sur pieux	faible		+++		++	- production constante toute l'année - consommations électriques des auxiliaires non négligeable - fluide caloporteur nécessaire	++	Le potentiel géothermique du site sera exploité par le réseau de chaleur urbain → Intégré dans les scénarii
	Très basse énergie - PAC sur sondes	faible à modéré selon technologie		+++		++	- production constante toute l'année - consommations électriques des auxiliaires non négligeable - fluide caloporteur nécessaire	++	Le potentiel géothermique du site sera exploité par le réseau de chaleur urbain → Intégré dans les scénarii

Energie	Utilisation	Coût d'investissement	Coût de l'énergie - variations possibles	Retour sur investissement	Durée de vie	Performance écologique	Autres	Disponibilité sur site	Orientation pour le projet
Biomasse	Bois-énergie	Important 1 M€/MW	Très faible - stable	+++	50 ans	++	<ul style="list-style-type: none"> - mise en place d'un système de traitement des fumées performant nécessaire - taille des locaux de stockage combustible importante - développement filières locales, valorisation de sous-produits // transports routiers induits 	++	Le potentiel bois-énergie sera exploité par le réseau de chaleur urbain → Intégré dans les scénarii
	Méthanisation / biogaz	2 M€/MW	Faible - stable	+++	50 ans	+++	<ul style="list-style-type: none"> - injection dans le réseau gaz de ville possible - alternative au gaz naturel - valorisation des déchets organiques ou effluents - développement filières locales // transports routiers induits - autorisations administratives spécifiques nécessaires - emprises importantes nécessaires sur site 	++	Non étudié : emprises du projet non adaptées à ce système
Chaleur fatale	Récupération sur eaux grises	Modéré	Très faible - stable	+++	?	++	<ul style="list-style-type: none"> - retours d'expérience limités - intégration de la technologie en amont du projet pour limiter coûts d'investissement 	+	Non étudié, a priori peu rentable à cette échelle
	Récupération sur eaux usées	Modéré	Très faible - stable	+++	?	++	<ul style="list-style-type: none"> - retours d'expérience limités - intégration de la technologie en amont du projet pour limiter coûts d'investissement 	+	Non étudié : Un potentiel dépendant des débits futurs sur les réseaux. En l'absence de connaissances ce scénario n'a pas été étudié Par ailleurs, le réseau de chaleur couvrira déjà 100% des besoins en chaud et ECS
	Récupération sur process industriel	Dépendant du contexte	Très faible - peu fluctuant	?	?	+	- présence d'installations industrielles importantes à proximité nécessaire	-	Non étudié : aucune source de chaleur exploitable à proximité immédiate
Aérothermie	Pompe à chaleur air/air	Faible	Modéré - fluctuant	+	15 ans	+	- consommations électriques importantes faibles rendements	+++	Non étudié : peu adapté du fait des besoins ECS importants
	Puits canadien	Très faible	Très faible - peu fluctuant	++	50 ans	++	- installation mutualisée avec les travaux de terrassements / fondations	+++	Non étudié : peu adapté du fait des volumes chauffés importants
Hydrolienne	Installation dans cours d'eau	Important 3,5 M€/MW	Modéré	++	20 ans	+	<ul style="list-style-type: none"> - peu de retours d'expériences - impact sur milieu aquatique à étudier - besoins d'entretien importants 	-	Non étudié : aucun cours d'eau permettant ce type d'installation sur site ou à ses abords

Energie	Utilisation	Coût d'investissement	Coût de l'énergie - variations possibles	Retour sur investissement	Durée de vie	Performance écologique	Autres	Disponibilité sur site	Orientation pour le projet
Réseau de chaleur	Raccordement au réseau urbain	Important	Stable	+++	?	++	<ul style="list-style-type: none"> - Stabilité des prix de vente de la chaleur livrée - Part importante d'énergie renouvelable - Centralisation de la maintenance - Maîtrise des émissions polluantes sur les productions centralisées - Peu d'investissements du fait de l'existence initiale du réseau 	+++	A intégrer au projet : réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye dont les travaux d'extension devraient desservir le site

3. PREDIMENSIONNEMENT ET SCENARI

Nous étudions les possibilités d’approvisionnement à partir des sources d’énergie disponibles sur site et des objectifs énergétiques fixés (RT 2012 - 20% ou RT 2012). En effet, des solutions de production électriques ou au fioul ne seraient pas envisageables car non conformes aux objectifs de consommations énergétiques et d’émissions de gaz à effet de serre.

Les besoins en puissance des différents lots sont estimés au regard de la programmation dont nous disposons actuellement (datant d’avril 2021). Ils dépendent également des besoins énergétiques estimés au début de notre étude. Rappelons que ces estimations ont été calculées selon des hypothèses fixées pour notre étude en raison de l’absence de données qui sont aujourd’hui sommaires et provisoires.

A partir des besoins en puissances estimés, 3 scénarii sont étudiés selon la solution de desserte envisagée (décentralisée) :

- **Scénario 1 (de référence)** : Chaudières gaz individuelles pour chaque logement et respect de la réglementation RT2012 ;
- **Scénario 2** : Niveaux de performance du projet (équivalent RT-20%) et PAC décentralisées couvrant 30% des besoins, le reste (70%) est couvert par des chaudières à gaz ;
- **Scénario 3** : Niveaux de performance du projet (équivalent RT-20%) et raccordement au réseau de chaleur pour tous les bâtiments couvrant la totalité des besoins en chauffage et eau chaude sanitaire.

Les scénarii 2 et 3 exposent des solutions décentralisées à l’échelle du site de l’hôpital dans sa globalité. La mutualisation des moyens par secteur (au lieu d’une unité de chauffage par logement ou par bâtiment) et de l’entretien est un atout de la décentralisation des systèmes énergétiques.

L’analyse des diverses solutions est basée sur deux critères : budgétaire et environnemental.

Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c’est-à-dire livrés à l’utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion, qui ne sont pas les mêmes pour le gaz et peuvent ainsi entraîner une variation du coût d’exploitation réel.

L’étude permet de comparer, globalement l’impact économique et environnemental lié au choix de la source d’énergie principale utilisée pour le chauffage, l’eau chaude sanitaire et le refroidissement.

Il est rappelé que les chiffres affichés dans le présent rapport ne sont qu’indicatifs et seront à confirmer et affiner dans les étapes suivantes de la conception, notamment en ce qui concerne le projet Résidences Yvelines Essonne qui n’est pas totalement défini à ce stade, et en partenariat avec les gestionnaires.

3.1 Définition des scénarii d’approvisionnement

Les estimatifs de besoins énergétiques, coûts à l’investissement et à l’exploitation sont donnés à titre indicatif et seront sujet à des variations en fonction de l’évolution du projet et de l’affinage des données techniques, qui demeurent aujourd’hui sommaires et provisoires

3.1.1 Hypothèses prises pour l’analyse

L’analyse en coût global est réalisée sur une durée de 50 ans ;

Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c’est-à-dire livrés à l’utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion, qui ne sont pas les mêmes pour le gaz ou pour le réseau de chaleur et peuvent ainsi entraîner une variation du cout d’exploitation réel ;

Les coûts d’investissement sont donnés sans préoccupation de leur répartition entre les différents acteurs du projet d’aménagement (Ville, bailleurs, promoteurs, etc.), qui seront à déterminer par la suite ;

Les coûts estimés ne prennent pas en compte la fourniture et la mise en œuvre des organes de distribution de la chaleur dans les bâtiments.

3.1.2 Données environnementales

Les facteurs d’émission de gaz à effet de serre (GES) retenus pour les calculs sont ceux définis dans l’annexe 4 de l’arrêté du 15 septembre 2006 relatif au diagnostic DPE et dans une étude RTE/ADEME.

D’après l’étude sur les modes de chauffage et le prix de vente de la chaleur (données AMORCE/ADEME), les facteurs d’émission pour l’ensemble du poste de chauffage (y compris les consommations liées au fonctionnement des auxiliaires) sont les suivants :

	Facteurs d’émission du poste chauffage par mode de chauffage (en gCO ₂ /kWh _{EU}) l’étude sur les modes de chauffage et le prix de vente de la chaleur (données AMORCE/ADEME)
Réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye	71
Chaudière gaz à condensation	276
Pompe à chaleur	98

3.1.3 Données économiques

L’analyse économique réalisée ici ne doit être considérée que comme indicative : en effet, étant donné l’avancement du projet, celle-ci est réalisée à partir de ratios et en prenant un certain nombre d’hypothèses.

L’analyse économique est réalisée d’un point de vue global. Les scénarios sont comparés selon le coût global moyen à l’échelle du secteur, exprimée en € TTC / MWh. Ce coût global prend en compte l’ensemble des coûts d’investissements et d’exploitation pour chacun des scénarios :

P1 : consommations énergétiques

P1’ : consommations des auxiliaires nécessaires à la production énergétique ;

P2 : conduite et petit entretien ;

P3 : gros entretien et renouvellement à l’identique des installations ;

P4 : amortissement des installations

A noter que les coûts sont indiqués dans leur globalité, sans indications de répartition des couts de portage. Tous ces frais ne relèvent pas uniquement de la maîtrise d’ouvrage.

Les coûts unitaires présentés ci-dessous sont des estimatifs et s’appliquent à l’ensemble des lots pour lesquels nous ne disposons pas de données précises.

Investissement	Montant (k€)
Réseau Structurant et Renforcement	3 551
Réseau Structurant	2 523
Renforcement Réseau existant	1 029
Raccordements	810
Création des nouvelles SST	680
Modifications hydrauliques en Chaufferie Gaz Bel Air	261
Raccordement à la centrale géothermale	150
TOTAL	5 452
Investissement inclut dans le compte GER	
Modifications SST existantes	162

Ensemble des investissements prévus dans le cadre de l'extension du réseau de chaleur - Source : Dalkia

L'extension prévue dans le cadre du tableau précédent s'élève à près de 2 943 ml. D'après le tableau précédent sans prendre en compte le renforcement du réseau existant, l'investissement serait d'environ 1 503 €/ml.

Coût d'investissement (en € HT) Source : diverses

Réseau de chaleur	1 503	€/ml
Pompe à chaleur + accessoires	450	€/kW
Chaudière individuelle gaz à condensation	100	€/kW

3.1.4 Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont estimés en prenant en compte le coût de l'énergie (consommations et abonnement), les coûts de maintenance type P2 +P3 et le renouvellement de l'installation (P4). Les hypothèses de prix de l'énergie se basent sur les tarifs en offre de marché.

3.1.5 Rendement des installations

Les rendements pris en compte sont les suivants :

- 95% pour les chaudières à gaz à condensation ;
- 85% pour le réseau de chaleur ;
- 75% pour les pompes à chaleur géothermique.

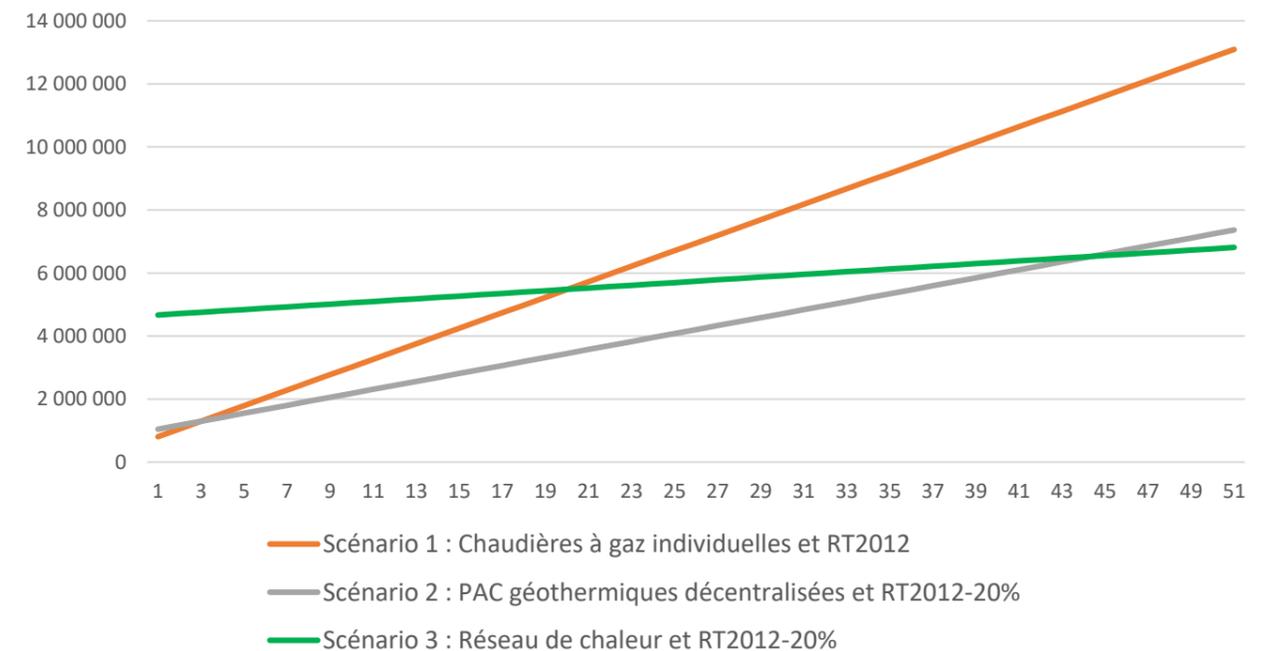
3.2 Analyse économique

3.2.1 Sans évolution des coûts de l'énergie

Pour l'ensemble des lots, l'analyse économique réalisée ici ne doit être considérée que comme indicative. Etant donné l'avancement du projet, celle-ci est réalisée à partir de ratios et en prenant en compte un certain nombre d'hypothèses.

	Scénario 1 : Chaudière à gaz individuelles et RT2012	Scénario 2 : PAC géothermiques décentralisées et RT2012-20%	Scénario 3 : Réseau de chaleur et RT2012-20%
Investissement (€ TTC installé)	807 197	1 303 105	4 666 612
Subventions mobilisables (€ TTC)	0	259 706	0
Coût d'investissement avec subventions (en € TTC)	807 197	1 303 105	4 666 612
Coût de l'énergie (P2+P3+P4) (€/MWh)	79	92	91
Coût total en € TTC hors subventions (sur 50 an)	11 253 381	11 119 400	10 977 427
Coût global en €/MWh TTC hors subventions	79	90	91
Coût total en € TTC avec subventions (sur 50 an)	11 253 381	11 119 400	10 977 427
Coût global en €/MWh avec subventions	79	90	91

Evolution des coûts sur 50 ans avec subvention (sans hausse annuelle du coût de l'énergie)



Sans tenir compte de l’évolution des coûts de l’énergie, le recours au réseau de chaleur est le plus rentable économiquement, sur le long terme (à partir de 20 ans d’exploitation par rapport au scénario 1 et 44 ans par rapport au scénario 2). Du fait de sa présence initiale à proximité du site, les coûts d’investissement sont relativement plus faibles. De plus, la chaleur du réseau de chaleur de la ville de Saint-Germain-en-Laye est moins onéreuse que les énergies fossiles.

En couplant ce réseau de chaleur à des exigences en matière de performances environnementale, le scénario est encore plus rentable. En négligeant les tendances évolutives actuelles, l’investissement dans des pompes à chaleur géothermiques décentralisées est défavorable d’un point de vue économique.

3.2.2 Avec évolution des coûts de l’énergie

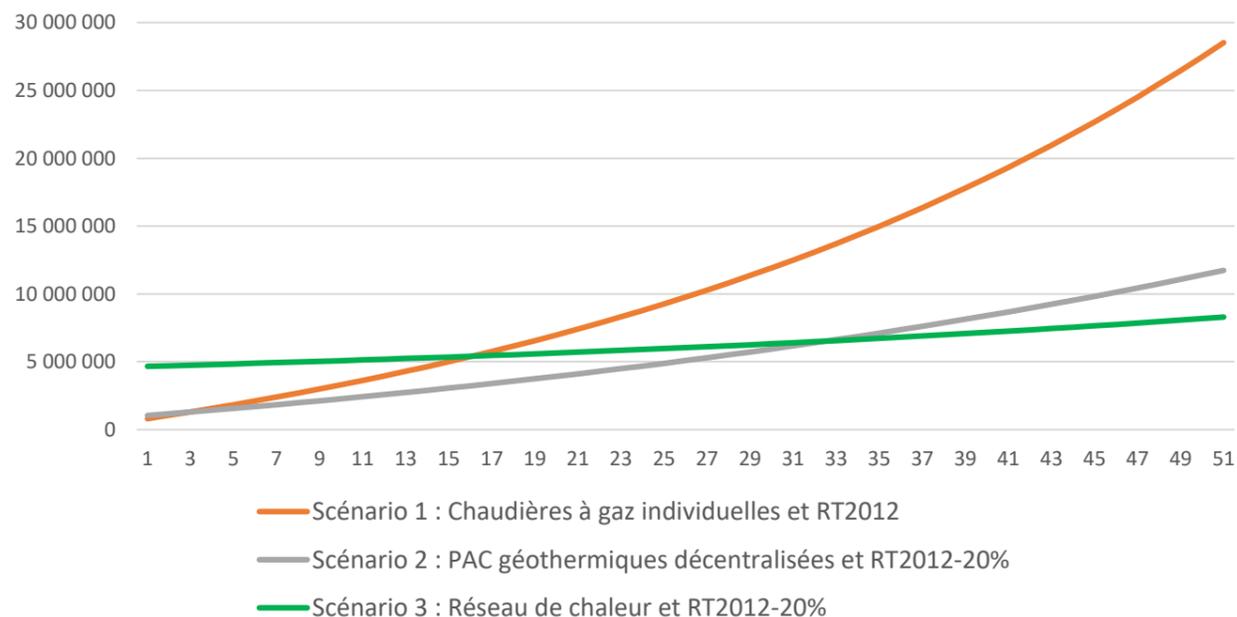
L’étude Amorce-ADEME : comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur (2015) prend en compte les évolutions annuelles des prix des énergies suivantes :

- 2% pour les réseaux de chaleur majoritairement alimentés par des EnR ;
- 4,1% sur le prix du gaz ;
- 3% sur le prix de l’électricité.

Pour notre étude, nous prenons les hypothèses suivantes :

	Gaz naturel	Réseau de chaleur
Tendance hausse	Moyenne	Moyenne à faible
Evolution annuelle des prix de l’énergie (P1+P2+P3)	+ 3%	+ 2 %

Evolution des coûts sur 50 ans avec subvention (avec hausse annuelle du coût de l'énergie)



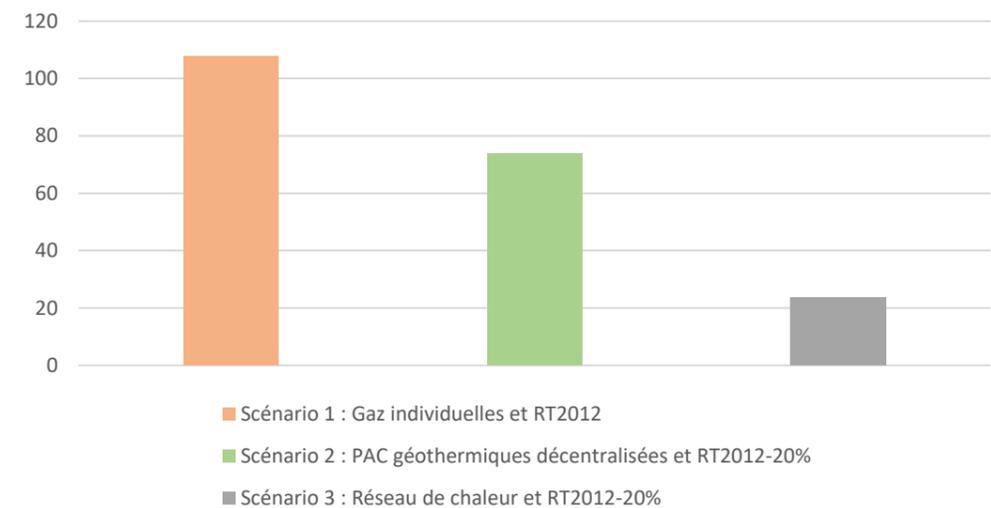
En tenant compte des tendances constatées et de l’évolution des coûts des énergies, cette analyse des coûts montre que la solution mobilisant le réseau de chaleur est la plus avantageuse économiquement à partir de 33 ans d’exploitation.

3.3 Analyse environnementale

Nous avons établi des estimatifs selon les données de références précisées plus haut dans notre étude. Ainsi, les émissions estimées de CO₂ générées, suivant les scénarii, sont les suivantes :

	Scénario 1 : Gaz individuelles et RT2012	Scénario 2 : PAC géothermiques décentralisées et RT2012-20%	Scénario 3 : Réseau de chaleur et RT2012-20%
Besoins en Chaud en kWh	7 799	6 620	6 620
Emissions annuelles CO₂ (en T/an)	2	1	0
Emissions CO₂ sur 50 ans (en T)	108	74	24

Emissions CO₂ sur 50 ans (en t)



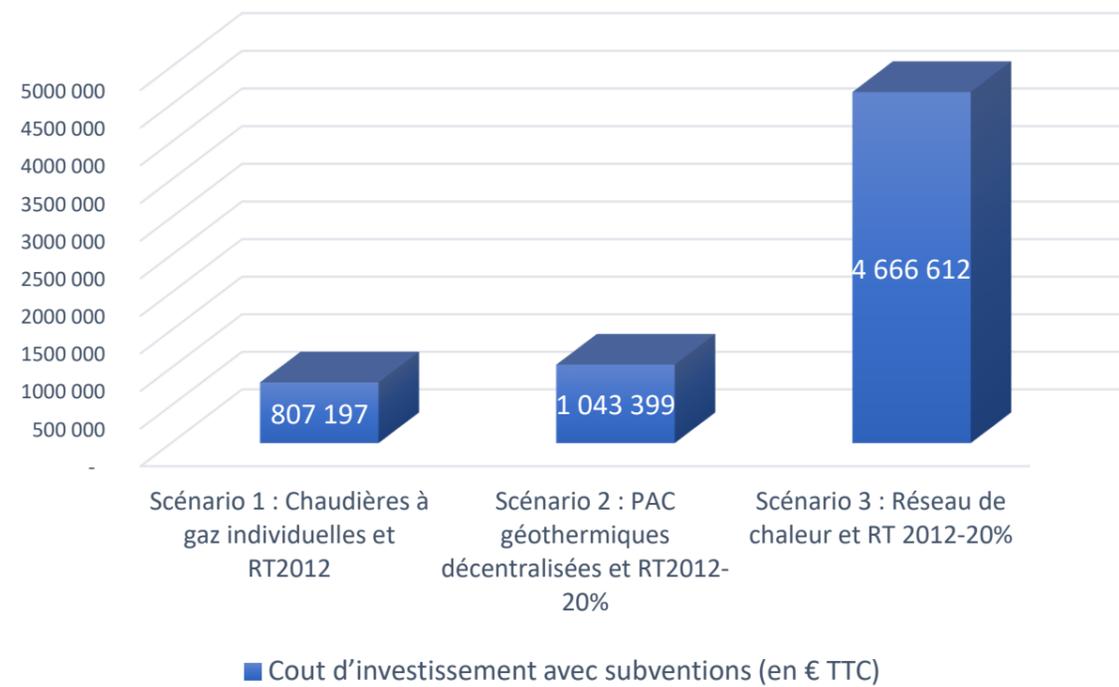
Le scénario 1 est le plus désavantageux environnementalement parlant puisque dépendant des énergies fossiles, dont la combustion est à la base des émissions de CO₂.

Le scénario 3 est le scénario le plus avantageux en termes d’impact environnemental, étant donné qu’il n’a pas recours à l’utilisation d’énergies fossiles. Le scénario 2 a un impact moindre par rapport au scénario 1 et supérieur au scénario 3, étant donné qu’il a en partie recours aux énergies fossiles. Ainsi, sur le plan environnemental, la solution la plus intéressante est celle basée sur le réseau de chaleur de la commune de Saint-Germain-en-Laye.

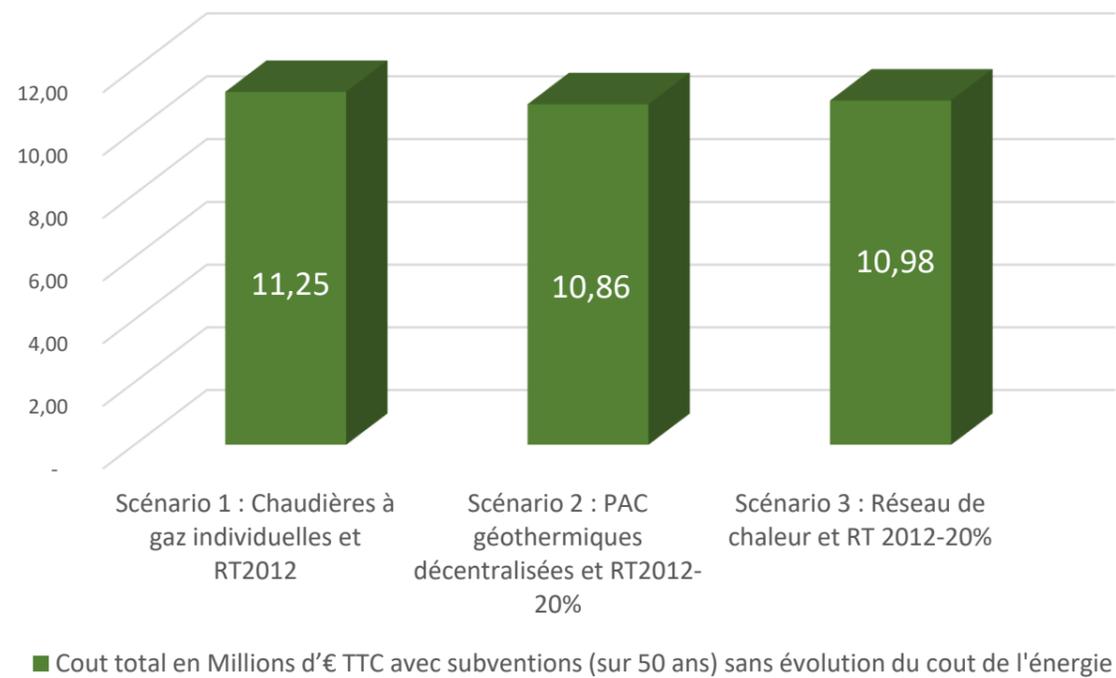
4. CONCLUSION

Les graphiques suivants permettent de comparer les différents scénarii analysés dans l’étude au regard des critères suivants :

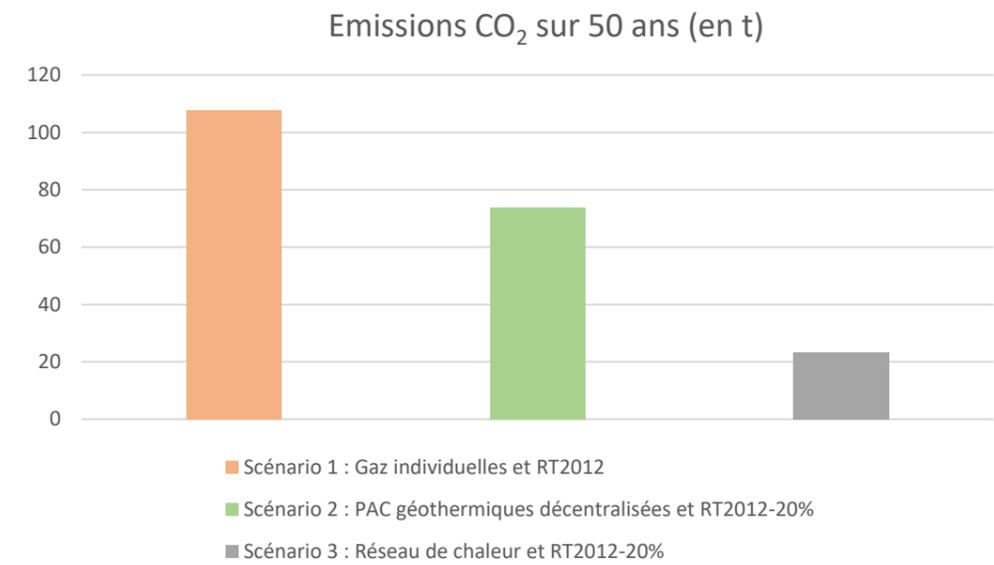
Analyse économique comparative à l’investissement initial des différents scénarios



Analyse économique comparative sur le coût total des différents scénarii



Analyse environnementale comparative des différents scénarios



Si la réflexion se porte sur un investissement à long terme, et en tenant compte des évolutions du coût de l'énergie, le scénario 3 semble être le plus intéressant d'un point de vue économique, bien que présentant un investissement de départ important.

La solution ayant recours à une installation de chaudières gaz individuelles ne semble pas être la plus avantageuse. Il est en effet nécessaire de prendre en compte le bilan environnemental négatif ainsi que l'évolution du coût de cette énergie non renouvelable, qui a tendance à augmenter fortement, rendant la solution moins rentable financièrement sur le long terme.