

ETUDE DU POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

PROJET DE RENOUVELLEMENT URBAIN DU QUARTIER VALIBOUT A PLAISIR (78)

Juillet 2023



SOMMAIRE

I. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET	3
1. CONTEXTE POLITIQUE	4
1.1. Des enjeux internationaux à intégrer localement	4
1.2. Un cadre réglementaire structurant.....	4
2. CONTEXTE DU SITE	7
2.1. Localisation du site.....	7
2.2. Le climat	7
2.3. Géologie et topographie.....	8
2.4. Contexte énergétique de la commune et desserte énergétique du site	9
2.5. Programmation et organisation spatiale du projet.....	10
2.6. Les besoins énergétiques associés.....	10
II. POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES.....	14
1. L'ENERGIE SOLAIRE	15
1.1. Solaire passif.....	15
1.2. Solaire thermique	15
1.3. Climatisation solaire	17
1.4. Le solaire photovoltaïque	18
1.5. Le gisement solaire local	20
2. L'ENERGIE EOLIENNE.....	23
2.1. Le grand éolien et le petit éolien	23
2.2. L'éolien urbain	24
2.3. Gisement éolien local.....	25
3. L'ENERGIE GEOTHERMIQUE.....	27
3.1. Haute énergie	27
3.2. Basse énergie.....	27
3.3. Très basse énergie	28
3.4. Potentiel géothermique du site	30
4. LA BIOMASSE.....	32
4.1. Le gisement biomasse	32
4.2. Bois-énergie.....	32
4.3. Le bois-énergie - cogénération	34
4.4. Potentiel bois-énergie.....	34
5. LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES.....	37
5.1. Récupération de chaleur sur les eaux grises.....	37
5.2. Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data-center)	37
6. LES AUTRES TECHNOLOGIES.....	40
6.1. Le biogaz et les biocarburants.....	40
6.2. Aérothermie.....	42
6.3. L'énergie hydrolienne	42
6.4. Les réseaux de chaleur.....	44
7. SYNTHÈSE	47
III. PREDIMENSIONNEMENT ET SCENARII	50

1. DEFINITION DES SCENARII D'APPROVISIONNEMENT.....	52
1.1. Hypothèses prises pour l'analyse	52
1.2. Données environnementales.....	52
1.3. Données économiques	52
1.4. Coûts d'exploitation	53
1.5. Rendement des installations	53
2. ANALYSE ECONOMIQUE	53
2.1. Sans évolution des coûts de l'énergie	53
2.2. Avec évolution des coûts de l'énergie	54
2.3. Investissements en lien avec les équipements nécessaires à chaque scénario.....	54
3. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE	55
IV. CONCLUSION	56

I. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET



1. CONTEXTE POLITIQUE

La présente « Etude de faisabilité sur le potentiel de développement des énergies renouvelables » a été réalisée conformément à l'article L300-1-1 du Code de l'urbanisme.

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 changement 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 renouvellement urbain du quartier du Valibout, sur la commune de Plaisir, 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.

1.2. 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 (bâtiments 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 LTECV fixe des objectifs en matière d'énergie à moyen et long terme :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de GES 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.

Avant le 1^{er} janvier 2022, pour tout projet de construction, la réglementation thermique RT 2012 était applicable. La RT 2012 est rendue 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).

Depuis 1^{er} janvier 2022, la Réglementation Environnementale 2020 est la norme thermique à respecter dans la construction neuve. La RE 2020 met 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. La RE 2020 prend en compte les 5 usages de la RT2012, ainsi que l'éclairage et/ventilation des parkings, éclairage des circulations en collectif et l'électricité liées aux ascenseurs et/ou escalators.

Les priorités de la RE2020, telles que décrites dans un communiqué de presse du gouvernement le 14 janvier 2020, sont les suivantes :

- Diminuer l'impact sur le climat des bâtiments neufs en prenant en compte l'ensemble des émissions du bâtiment sur son cycle de vie dès la construction ;
- Poursuivre l'amélioration de la performance énergétique et la baisse des consommations des bâtiments neufs, avec un renforcement de l'indicateur de besoin climatique, dit Bbio ;
- Garantir aux habitants que leur logement sera adapté aux conditions climatiques futures en introduisant un objectif de confort en été.

Ainsi, les exigences de la RE 2020, s'orientent vers celles des bâtiments à énergie positives :

- 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 et auxiliaires).

Les exigences de la RE 2020 s'appliquent selon le planning suivant, la RT 2012 restant applicable avant la mise en œuvre de la RE2020 :

- Depuis le 1^{er} janvier 2022 à la construction de bâtiments ou parties de bâtiments à usage d'habitation ;
- A partir du 1^{er} juillet 2022 aux constructions de bâtiments ou parties de bâtiments de bureaux, ou d'enseignement primaire ou secondaire ;
- À compter du 1^{er} janvier 2023 pour les extensions de ces constructions et les constructions provisoires ;
- A une date différée pour les autres constructions, comme les commerces, les restaurants, les hôpitaux, les bâtiments industriels, ... dans l'attente ces constructions relèvent de la RT2012.

La réglementation prévoit un CEPmax de 75 kWhep/m² pour les bâtiments à usage de logements collectifs ainsi que ceux à usage de bureaux. Elle n'est cependant pas encore parue pour les bâtiments à autres usages, les labels de préfiguration (RT2012-20%) sont utilisés comme équivalents dans l'étude.

Les exigences fixées s'inspirent de l'expérimentation du label E+C- mis en place depuis 2017.

La réglementation environnementale RE2020 introduit par ailleurs un indicateur complémentaire au CEPmax à ne pas dépasser, le CEPmax NR. Il prend en compte uniquement les consommations en énergie primaire non renouvelable du bâtiment. Ainsi, les économies d'énergie doivent porter en priorité sur les énergies non renouvelables.

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

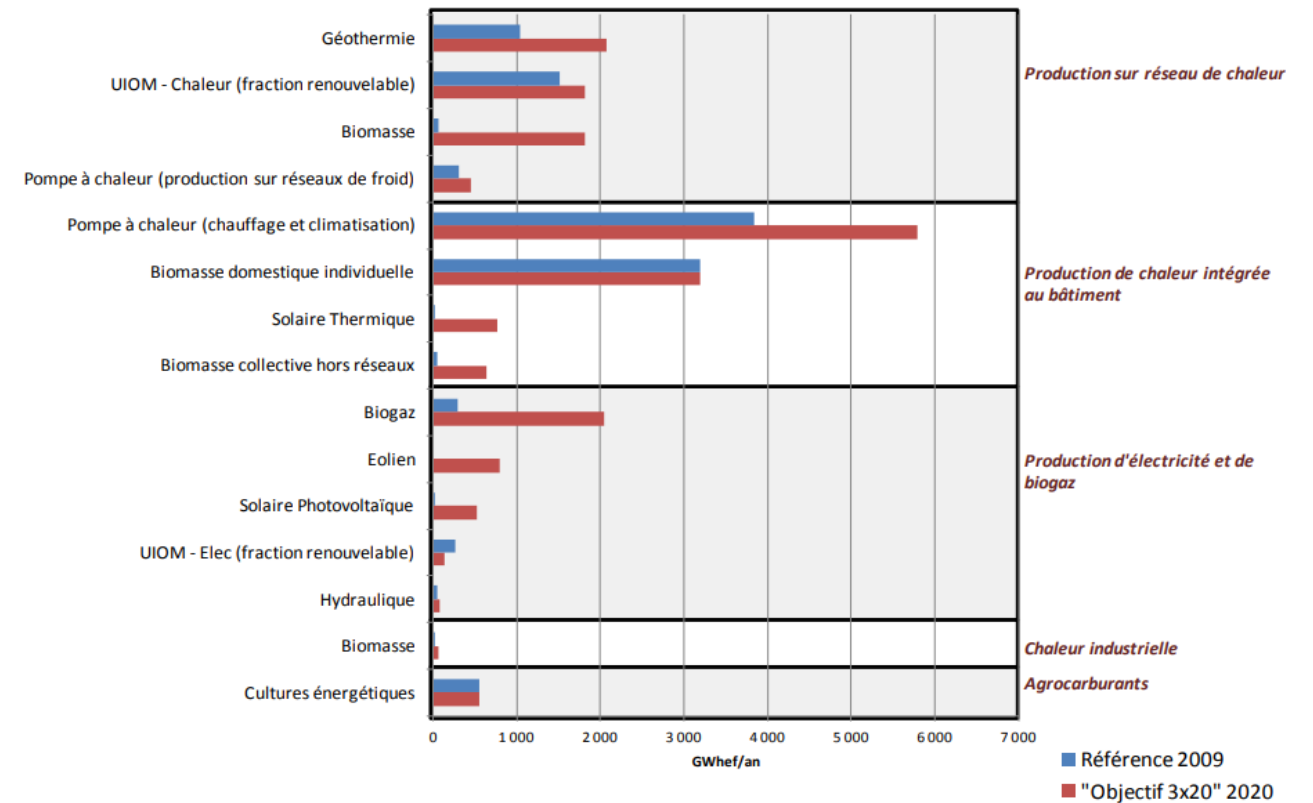
Au niveau du parc bâti, les orientations sont les suivantes :

- 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, les orientations sont les suivantes :

- Faire passer de 30 % à 50 % la part de chaleur distribuée par les réseaux de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération (usine d'incinération d'ordures ménagères, géothermie, biomasse, etc.) ;
- 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 renouvelable sont les suivants :



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

b. Plan Local d'Urbanisme (PLU) de Plaisir

Le Plan Local d'Urbanisme de la ville de Plaisir a été approuvé le 7 avril 2015. La révision de ce document est actuellement en cours (août 2021).

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

Le PADD du PLU a été présenté le 4 mai 2021. Il détermine les grandes orientations générales du PLU, et les objectifs en termes de mobilité, d'habitat, d'environnement, de développement économique et d'urbanisme.

Le PADD vise ainsi à lutter contre l'étalement urbain, en interdisant les constructions sur les terrains agricoles, à préserver le paysage urbain et à redynamiser le centre-ville.

Il s'organise en 3 axes stratégiques :

1. Orientation n°1 : Affirmer le rayonnement de Plaisir dans son territoire
 - Qualifier les entrées du territoire
 - Renforcer la visibilité et l'attractivité économique
 - Identifier Plaisir comme lieu de respiration
2. Orientation n°2 : Préserver les patrimoines et s'engager dans la transition écologique et climatique
 - Valoriser les atouts patrimoniaux
 - Rendre la ville résiliente face au changement climatique
 - Favoriser la biodiversité et les continuités écologiques

2. CONTEXTE DU SITE

2.1. Localisation du site

Le projet de rénovation urbaine se trouve au cœur de la commune de Plaisir, dans le département des Yvelines (78) en région Ile-de-France. Celle-ci s'étend sur 18,68 km², et compte 31 013 habitants en 2018. Elle est située à 30 km à l'ouest de Paris, et 13 km de Versailles. La ville fait partie de la Communauté d'Agglomération de Saint-Quentin-en-Yvelines, qui regroupe près de 228 312 habitants (INSEE, RP2018).

Le site est composé d'un ensemble d'habitats collectifs, et bordés à l'est et à l'ouest par d'autres zones résidentielles d'habitats collectifs et zones pavillonnaires. Sur sa bordure sud, se trouve un complexe sportif avec plusieurs terrains, tandis que le centre ancien de la commune est situé à 700 m au sud-ouest.

Au niveau des transports, le site est directement desservi par la route départementale D30, qui permet de rejoindre la nationale N12 au sud du territoire, et la départementale D11 au nord. La gare de Plaisir-Les-Clayes est accessible à environ 1 km au nord-est, et celle de Plaisir-Grignon à 1,5 km au nord-ouest.



Localisation du secteur de projet à l'échelle communal – Source : Géoportail

2.2. Le climat

La commune de Plaisir est située 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.

a. Les températures

Les données suivantes correspondent à celles enregistrées à la station météorologique de Météo France à Trappes, située à environ 6 km au sud-est de Plaisir. Ainsi, sur le territoire les températures sont clémentes et les amplitudes thermiques sont relativement faibles :

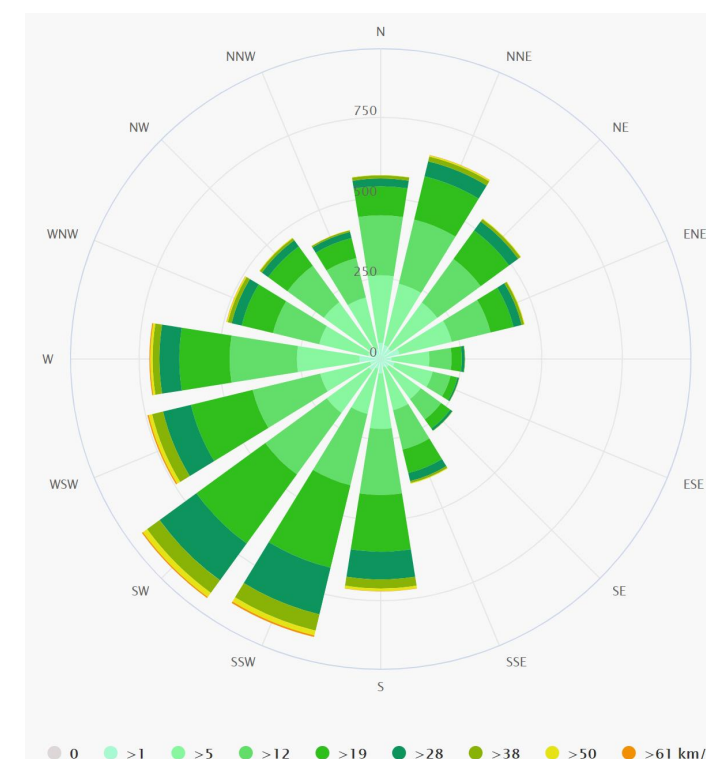
- La température moyenne annuelle est de 10,9 °C ;
- La température minimale est de 1,3 °C, en janvier et février ;
- La température maximale est de 24,3 °C en juillet.

b. Les précipitations

La pluviométrie est modérée avec près de 694 mm/an, inférieure à la moyenne nationale de 770 mm/an. Ces précipitations sont réparties sur toute l'année avec près de 118,5 jours/an de pluie.

c. Le vent

Les vents dominants sont de direction sud-ouest et dans une moindre mesure ouest (météo de Mantes-la-Jolie). Les vents de 5 à 19 km/h sont les plus fréquents. Les vents les plus forts, plus de 28 km/h, sont de direction sud-ouest et sud-sud-ouest.

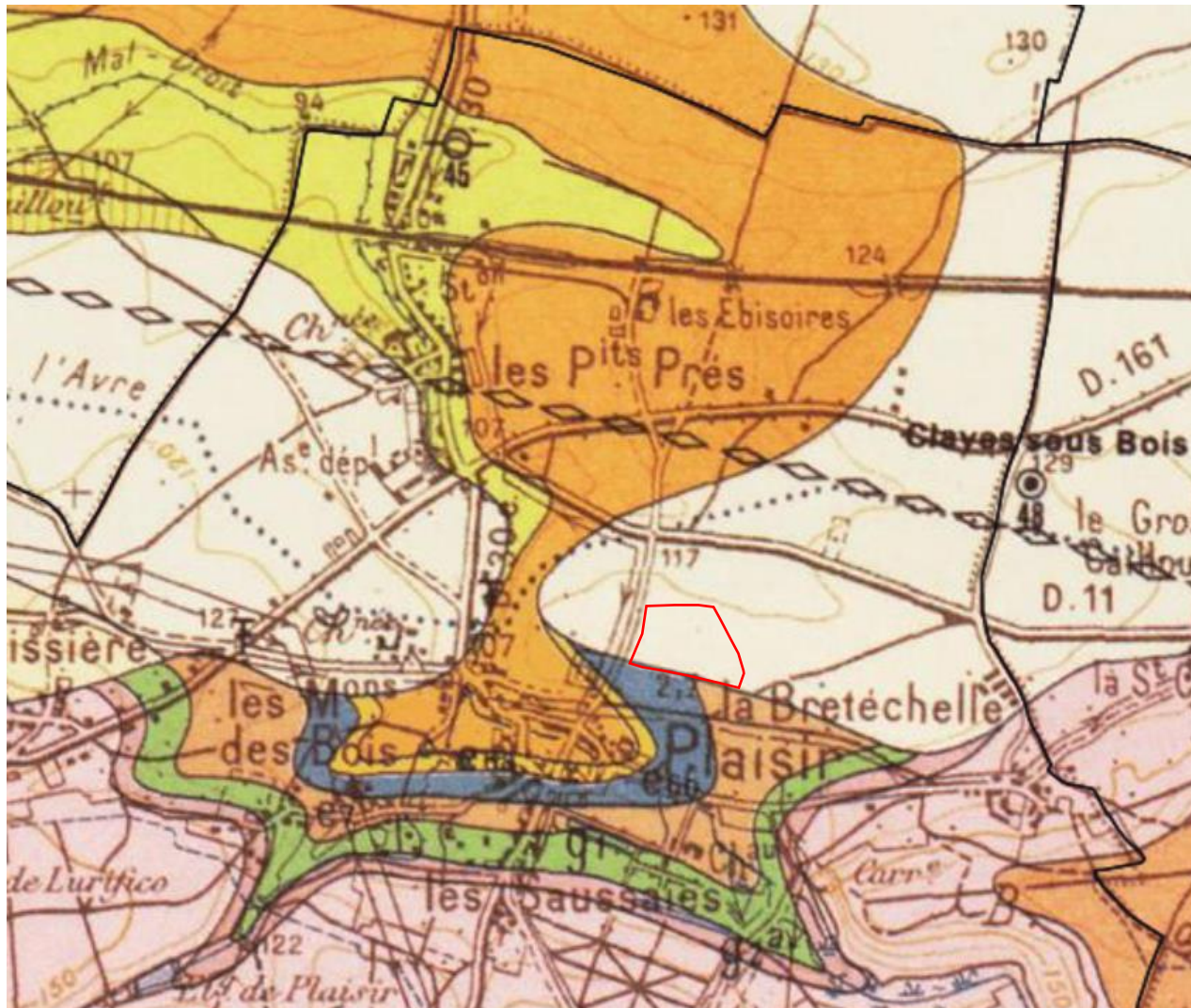


Rose des vents annuelle de Mantes-la-Jolie – Source : meteoblue.com

2.3. Géologie et topographie

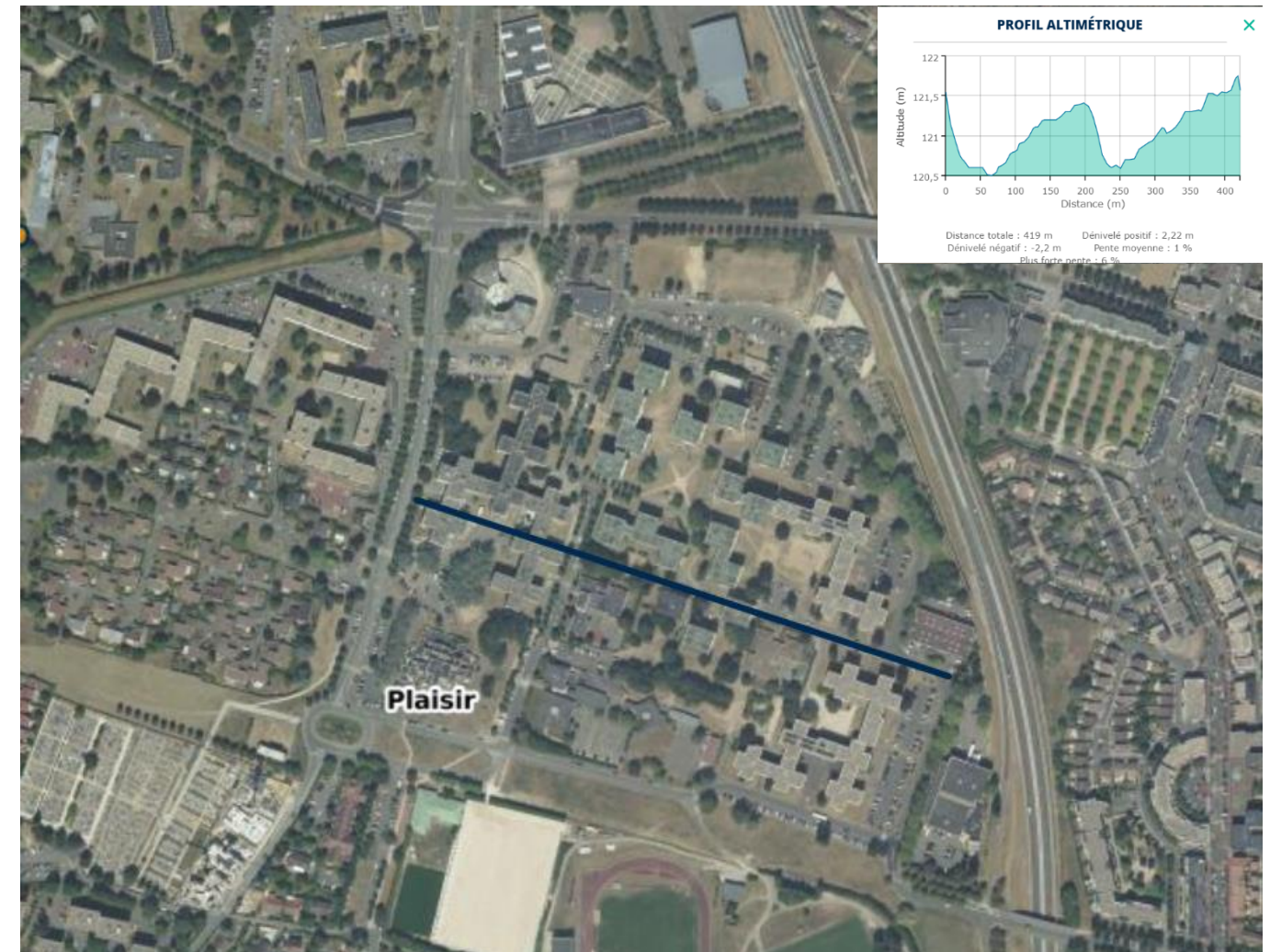
La commune de Plaisir comprend plusieurs types de sols. Le sud est composé de sable et de meulières, tandis que le centre est fait essentiellement de marnes et de calcaire. Le site de projet, situé à l'est, est composé de limon des plateaux.

Le secteur de projet est relativement plat avec des altitudes principalement comprises entre +120 et +122 mètres.



 E Eboulis	 e7 Marnes supragypseuses, Marne et gypse, Calcaire de Champigny, Marne à Helix, Calcaire à Batillaria rustica. Bartonien supérieur, Ludien
 LP Limond des Plateaux	 e6b Calcaire de Saint-Ouen. Bartonien inférieur (Marinésien)
 g3 Meulières de Montmorency (Stampien supérieur ou Chattien)	 e6a Sables de Beauchamp. Bartonien inférieur (Auversien)
 g2b Sables et grès de Fontainebleau. Stampien s.s.	 e5 Marnes et Caillasses, Calcaire grossier supérieur et moyen (Lutétien)
 g2a Argiles à Corbules et Marnes à Huitres. Stampien s.s.	 c5 Craie blanche à silex avec accidents dolomitiques (Santonien)
 g1 Calcaire de Sannois, Caillasses d'Orgemont, Argile verte de Romainville. Stampien inférieur ou Sannoisien	

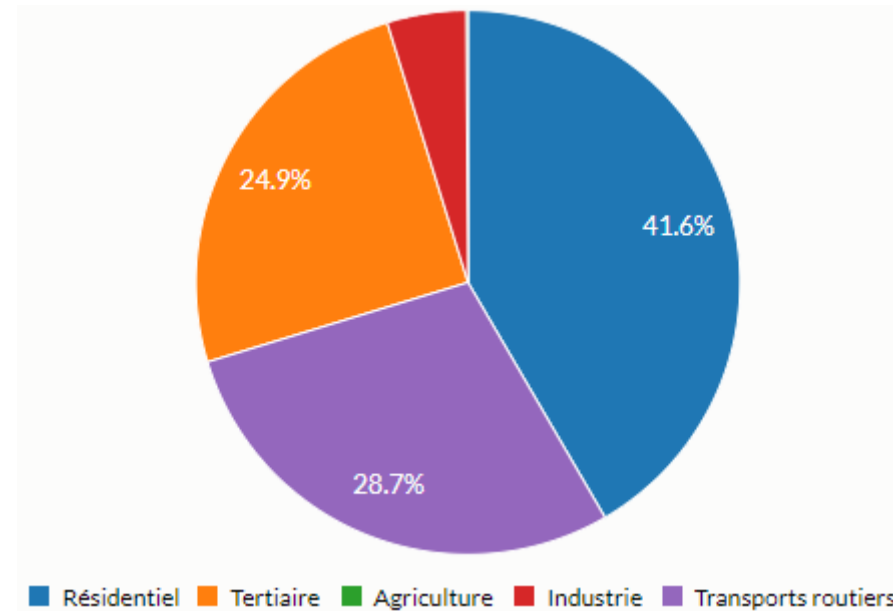
Contexte géologique de la commune de Plaisir – Source : InfoTerre, BRGM



Profil altimétrique est-ouest du secteur de projet – Source : Géoportail

2.4. Contexte énergétique de la commune et desserte énergétique du site

A l'échelle communale, la consommation énergétique finale de Plaisir s'élève à 533 GWh en 2018. Les consommations sont dominées par le secteur résidentiel (41,6%) et par le secteur des transports routiers (28,7%). Ils sont suivis par le secteur tertiaire avec 24,9%.



Part des consommations énergétiques sur la commune d'Épône – Source : Energif

Le site de projet comprend près de 1 077 logements collectifs, consommant environ 10 770 MWh (à raison de 10 MWh/an par logement). Par ailleurs, les zones d'activités et commerces génèrent également des consommations.

En 2018, la production d'énergie renouvelable est de 97 MWh sur l'ensemble de la commune. L'ensemble de cette production provient d'installations solaires photovoltaïques.

Actuellement urbanisé, le site de projet est déjà desservi par les réseaux de gaz et d'électricité et engendre de ce fait des consommations énergétiques.

Par ailleurs, il est à noter qu'un réseau de chaleur dessert la commune, alimenté par l'incinération des déchets.

2.5. Programmation et organisation spatiale du projet

A COMPLETER ULTERIEUREMENT

2.6. Les besoins énergétiques associés

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.

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

Niveau réglementaire / RE 2020

Il correspond au niveau de performance minimal actuel, à titre de « calibrage bas » pour l'étude. Même s'il est réglementaire, il est ambitieux par rapport à l'existant puisqu'il impose un niveau de consommations en énergie primaire inférieur de 20% par rapport à la précédente Réglementation Thermique RT 2012.

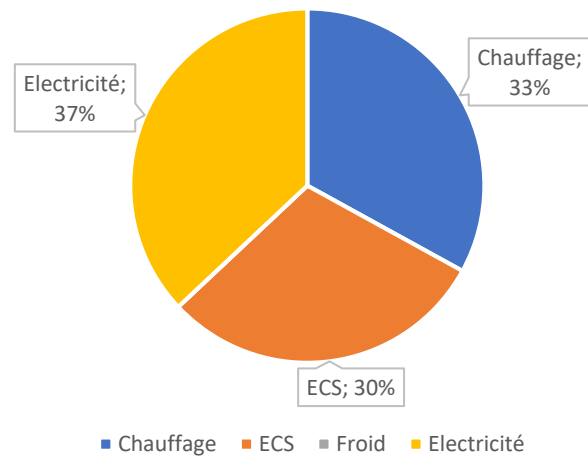
Le calcul des besoins des nouvelles constructions se base sur des ratios de besoins utiles par m² pour des constructions respectant la RE 2020. Ces ratios, présentés dans le tableau ci-dessous, ont été estimés :

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

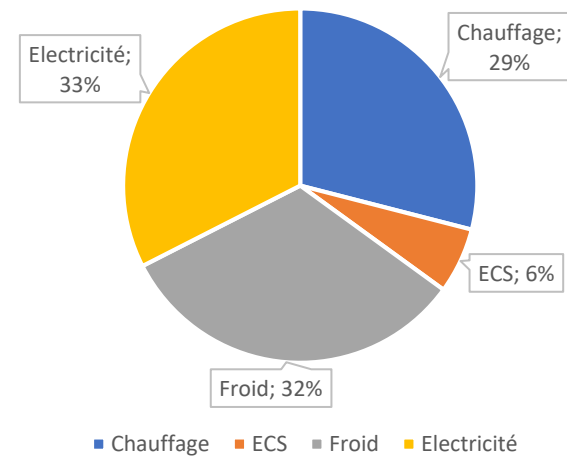
Pour les différents usages de chauffage, de production d'ECS, de refroidissement et d'électricité, les graphiques ci-dessous présentent les parts prises en compte.

Ratios de répartition par usages de consommation :

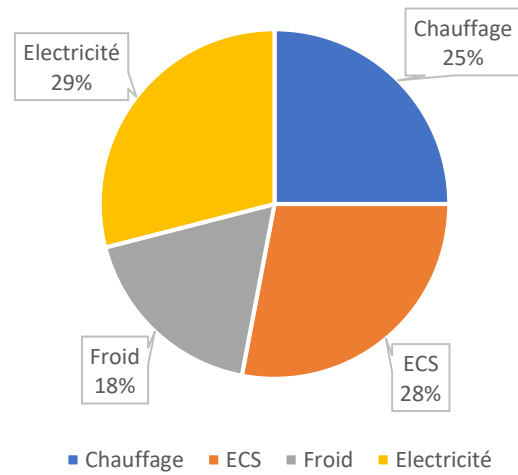
Logements collectifs



Commerces / activités



Equipements



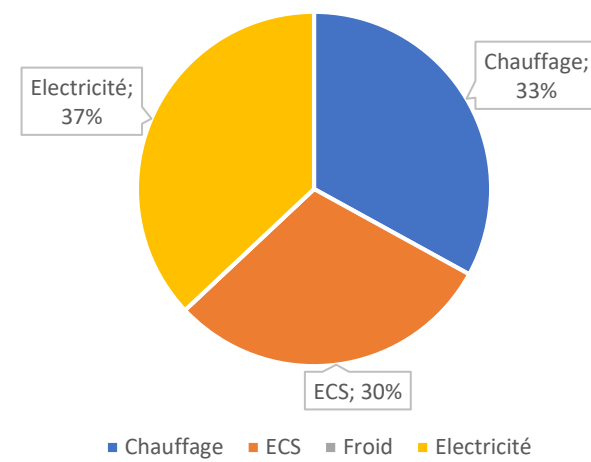
Niveau ambitieux / RE 2020 – 20%

Il correspond à un niveau plus ambitieux en termes d'efficacité énergétique du bâti et des systèmes que celui attendu dans le cadre de la RE 2020. Il définit la performance du bâtiment à travers :

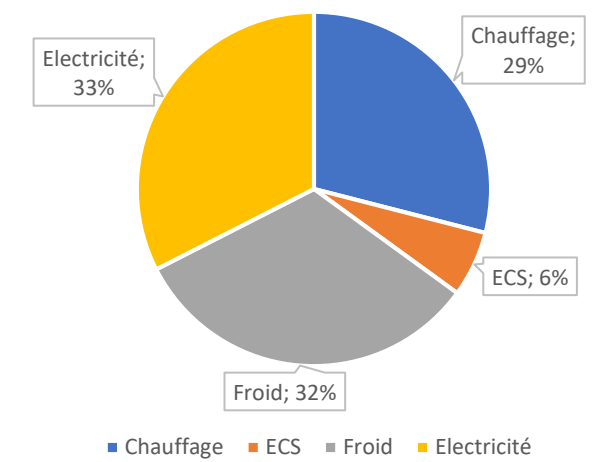
- L'évaluation de son bilan énergétique sur l'ensemble des usages (bilan énergétique BEPOS) ;
- L'évaluation de ses émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble de son cycle de vie ainsi que pour les produits de construction et les équipements utilisés.

Ratios de répartition par usages de consommation :

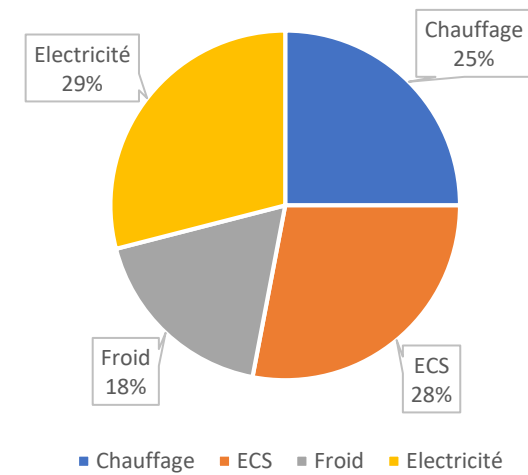
Logements collectifs



Commerces / activités



Equipements

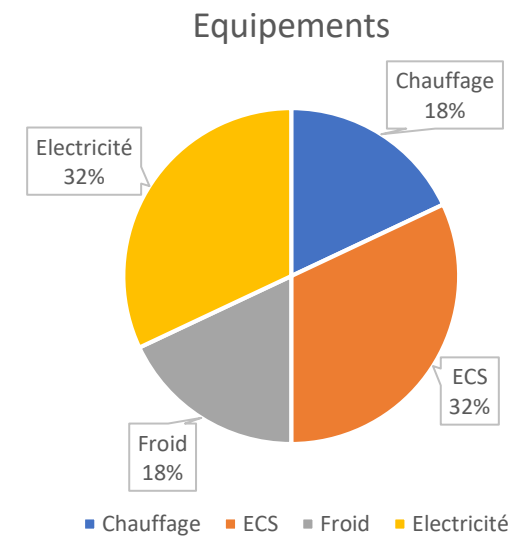


	Logements collectifs	Commerces / Activités	Equipements
CEP MAX RE2020 (kWh/m²/an)	75	96	72
CEP MAX NR RE2020 (kWh/m²/an)	55	/	60

Besoins	RE2020			
	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)
Logements collectifs	24,8	22,5	0,0	27,8
Commerces / activités	27,8	5,8	31,2	31,2
Equipements	18,0	20,2	13,0	20,9

	Logements collectifs	Commerces / Activités	Equipements
CEP MAX RE2020 -20% (kWh/m ² /an)	60	76,8	57,6
CEP MAX RE2020 -20% NR (kWh/m ² /an)	44	/	48

RE2020-20%				
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	19,8	18,0	0,0	22,2
Commerces / activités	22,3	4,6	25,0	25,0
Equipements	14,4	16,1	10,4	16,7

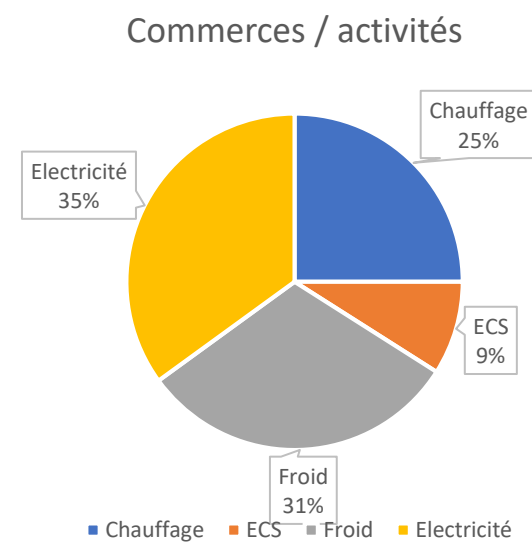
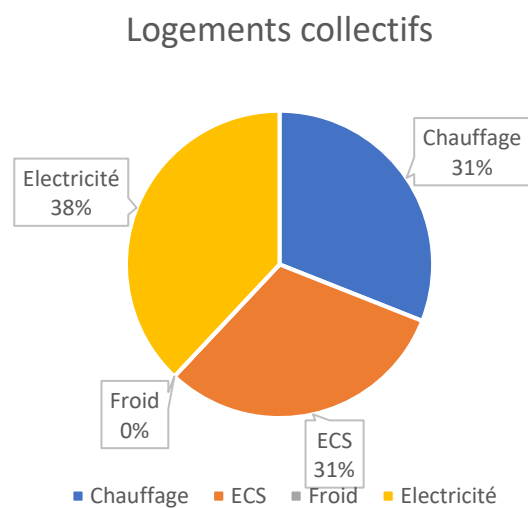


Niveau exemplaire / RE2020-35%

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 RE2020. Une construction respectant ce niveau d'exigence permet notamment de réduire le poste des besoins de consommation lié au chauffage.

Ratios de répartitions par usage de consommation :

	Logements collectifs	Commerces / Activités	Equipements
CEP MAX RE2020-35% (kWh/m ² /an)	49	62	47
CEP MAX RE2020 -35% NR (kWh/m ² /an)	36	/	39



RE2020-35%				
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	15,1	15,1	0,0	18,5
Commerces / activités	15,6	5,6	19,3	21,8
Equipements	8,4	15,0	8,4	15,0

a. 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.

Niveaux réglementaires pour les constructions neuves / RE2020

RE2020 - BESOINS TOTAUX											
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	24,8	22,5	0,0	27,8	13 500	334 125	303 750	-	374 625	1 012 500	1,01
Commerces / activités	27,8	5,8	31,2	31,2	1 650	45 936	9 504	51 480	51 480	158 400	0,16
Bureaux	22,5	1,5	17,3	33,8	-	-	-	-	-	-	0,00
Equipements	18,0	20,2	13,0	20,9	2 650	47 700	53 424	34 344	55 332	190 800	0,19
TOTAL					17 800	427 761	366 678	85 824	481 437	1 361 700	1,36

Niveaux ambitieux pour les constructions neuves / RE2020 -20%

RE2020 -20% - BESOINS TOTAUX											
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	19,8	18,0	0,0	22,2	13 500	267 300	243 000	-	299 700	810 000	0,81
Commerces / activités	22,3	4,6	25,0	25,0	1 650	36 749	7 603	41 184	41 184	126 720	0,13
Bureaux	27,5	25,0	0,0	30,8	-	-	-	-	-	-	0,00
Equipements	14,4	16,1	10,4	16,7	2 650	38 160	42 739	27 475	44 266	152 640	0,15
TOTAL					17 800	342 209	293 342	68 659	385 150	1 089 360	1,09

Niveaux exemplaires pour les constructions neuves / RE2020-35%

RE2020-35% - BESOINS TOTAUX											
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	15,1	15,1	0,0	18,5	13 500	204 019	204 019	-	250 088	658 125	0,66
Commerces / activités	15,6	5,6	19,3	21,8	1 650	25 740	9 266	31 918	36 036	102 960	0,10
Bureaux	27,5	25,0	0,0	30,8	-	-	-	-	-	-	0,00
Equipements	8,4	15,0	8,4	15,0	2 650	22 324	39 686	22 324	39 686	124 020	0,12
TOTAL					17 800	252 082	252 972	54 241	325 810	885 105	0,89

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



Comparaison des besoins énergétiques selon les niveaux de performance étudiés

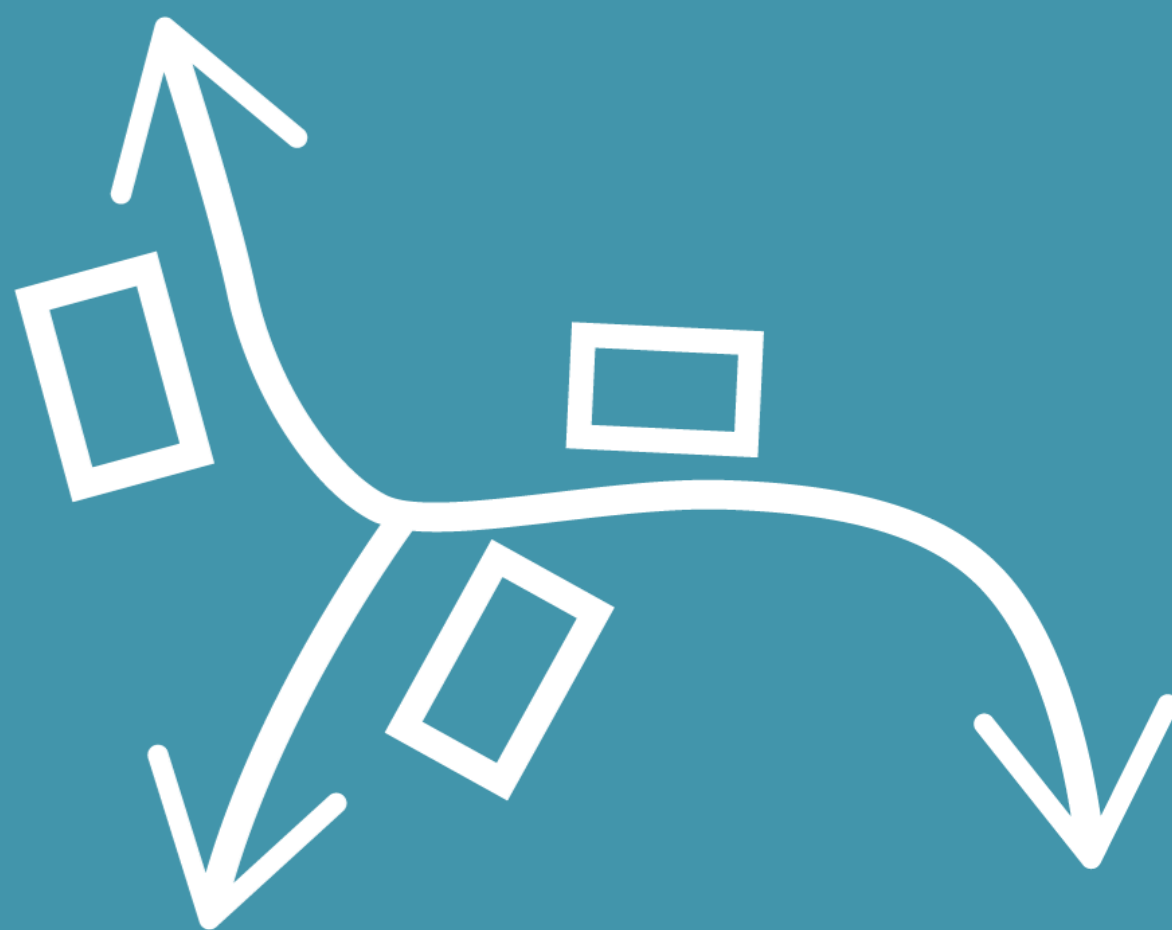
Réglementaires : 1,36 GWh

Ambitieux : 1,09 GWh

Exemplaires : 0,89 GWh

Sur la base de ces hypothèses, les besoins totaux en énergie du projet seront compris entre 0,89 et 1,36 GWh/an.

II. 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.

1. L'ENERGIE SOLAIRE

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

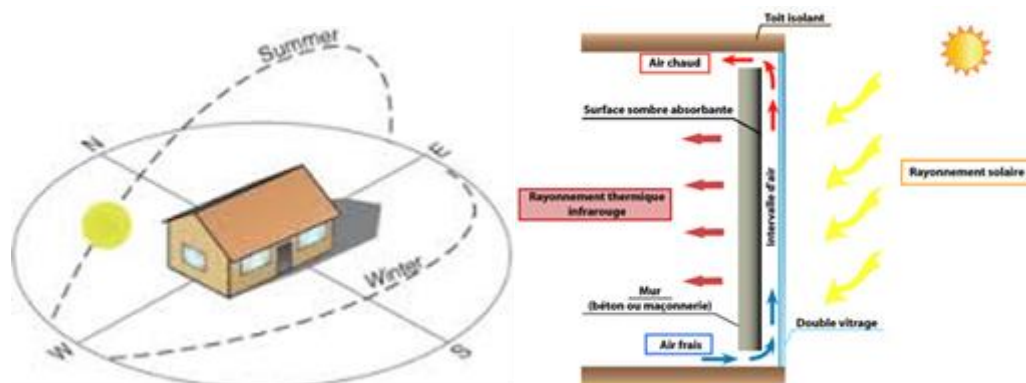
- La conception adaptée des bâtiments, qui permet d'exploiter au mieux les apports solaires pour couvrir les besoins de chauffage ;
- Les panneaux solaires thermiques peuvent être utilisés pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage des constructions ou encore pour la production de froid. 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.

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.

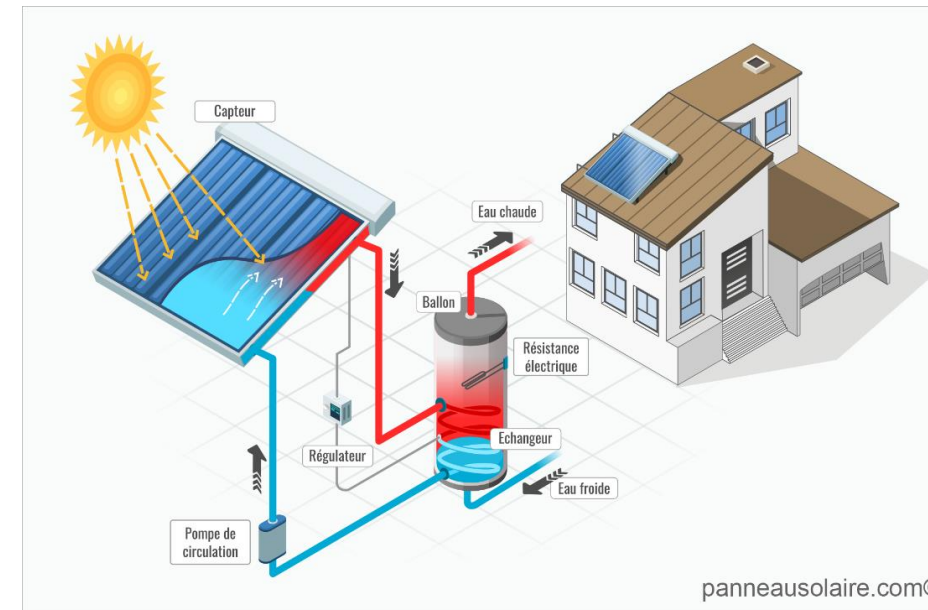


Ensoleillement des façades et mur trombe

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

1.2. Solaire thermique

a. Principe de fonctionnement



Principe de fonctionnement d'une installation solaire thermique – Source : panneauxolaire.com

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 (3 000 à 3 500 euros posé fourni).
- **Pour les immeubles collectifs** : Plusieurs types de solutions sont possibles. Ces solutions couvrent jusqu'à 50 % des besoins ECS du bâtiment. Le coût de revient est d'environ 1 500 euros par logements. Ces technologies sont éligibles au fonds de chaleur.

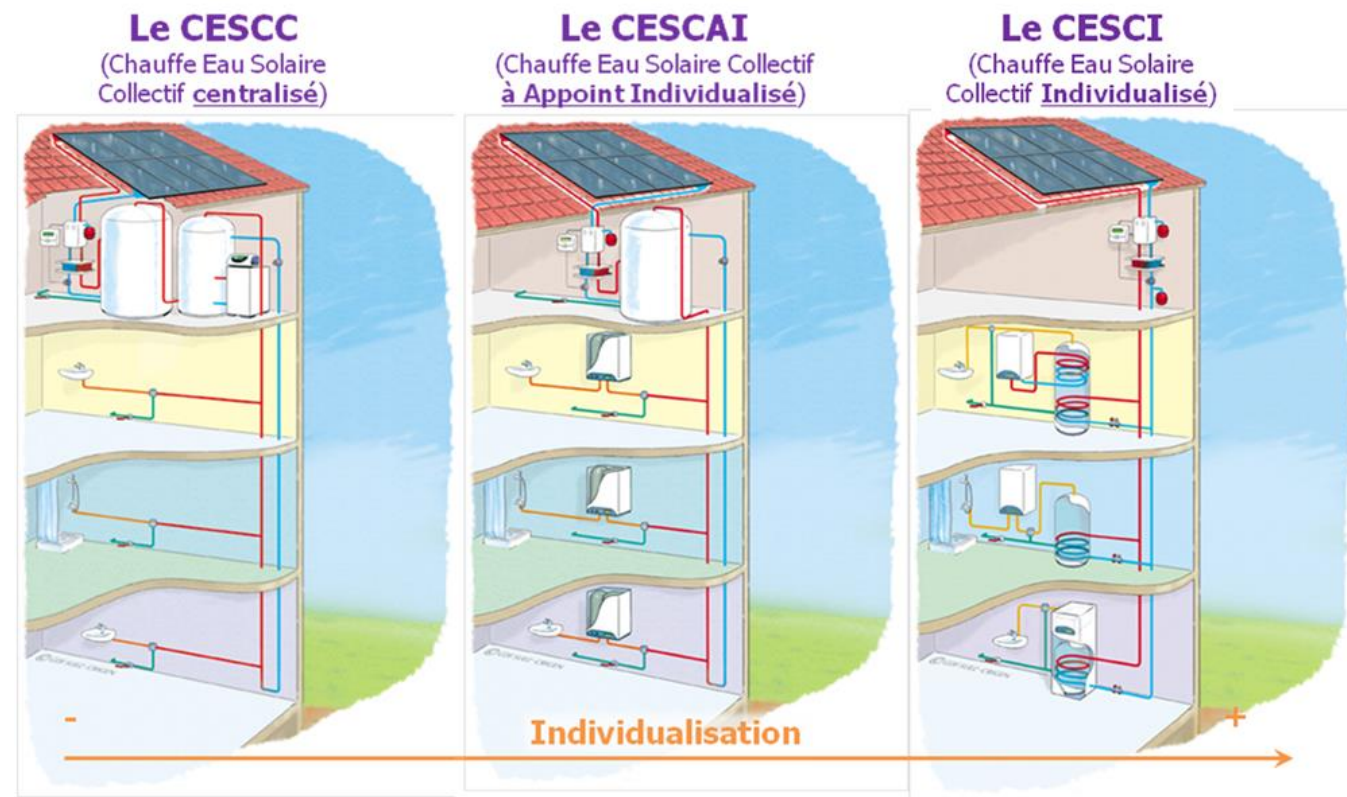


Schéma des différents types de chauffe-eau solaires

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. Subvention 2021

L'ADEME subventionne les installations type panneaux solaires thermiques par le biais du « fond de chaleur ». L'aide s'adresse aux collectivités, entreprises, établissements publics et associations. Celui-ci est calculé en fonction du nombre de tonnes équivalent pétrole (TEP) évitées. Une TEP est équivalente à 11 630 kWh. Le Fond Chaleur vise à financer toute typologie de projets de production d'eau chaude collective par la chaleur solaire dans :

- Le logement collectif et, par extension, tout hébergement permanent ou de longue durée avec des besoins similaires en ECS (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 utilisé 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 1 500 m², afin de contribuer l'objectif d'atteindre une alimentation globale couverte par au minimum 6 5% 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 :

- Le projet correspond exclusivement à une (ou des) installation(s) solaire(s) thermique(s) pour la production d'eau chaude ;
- Le projet doit obligatoirement avoir recours à l'installation de capteurs solaires thermiques vitrés à circulation de liquide certifiés (CSTBat, SolarKeymark ou équivalents) ;
- Une surface de capteurs minimum de 25 m² utiles ;
- Le respect d'une CEP (consommation d'énergie primaire) inférieure à CEPmax-15 % dans le cadre d'un bâtiment neuf pour des installations de production d'eau chaude sanitaire ;
- Le projet est établi selon une étude de faisabilité conforme aux cahiers de charges de l'ADEME.

Pour toutes les installations, la productivité solaire utile ESU minimale estimée dans l'étude de faisabilité, en fonction de la zone de la métropole française, doit être supérieure à :

- 350 kWh utile/m² de capteur solaire (zone Nord) ;
- 400 kWh utile/m² de capteur solaire (zone Sud) ;
- 450 kWh utile/m² de capteur solaire (zone Méditerranée).

Dans l'objectif d'inscrire chaque projet dans une démarche de qualité (efficacité, durabilité, fiabilité), l'aide du Fonds Chaleur implique le maître d'ouvrage dans l'instrumentation et le suivi du fonctionnement de son installation solaire. Le suivi doit permettre de vérifier que l'installation produit réellement l'énergie attendue telle qu'elle a été estimée lors du dimensionnement et de faciliter la maintenance.

Les exigences suivantes doivent donc être satisfaites :

- Le suivi des performances énergétiques de l'installation solaire thermique doit être réalisé conformément aux préconisations définies dans le document Socol « suivi de production de chaleur solaire collective » et dont les résultats doivent être renseignés dans les tableaux de bord de suivi des performances fournis par l'ADEME ;
- Le maître d'ouvrage devra s'assurer de la qualité des bilans énergétiques livrés à l'ADEME ;
- Lorsque l'opération n'est pas livrée avec un contrat de performance de vente d'énergie ou de location, un contrat d'exploitation de l'installation solaire sera obligatoire et devra être fourni à l'ADEME.

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.

Depuis 2021, les technologies de Pompe à chaleur (PAC) solaire sont également éligibles à une aide à l'investissement pour la production d'eau chaude sanitaire uniquement, et les Systèmes solaires combinés (SSC) pour la production d'eau chaude et de chauffage.

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

1.3. 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 l'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 centralisées ;

- 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. Subvention 2021

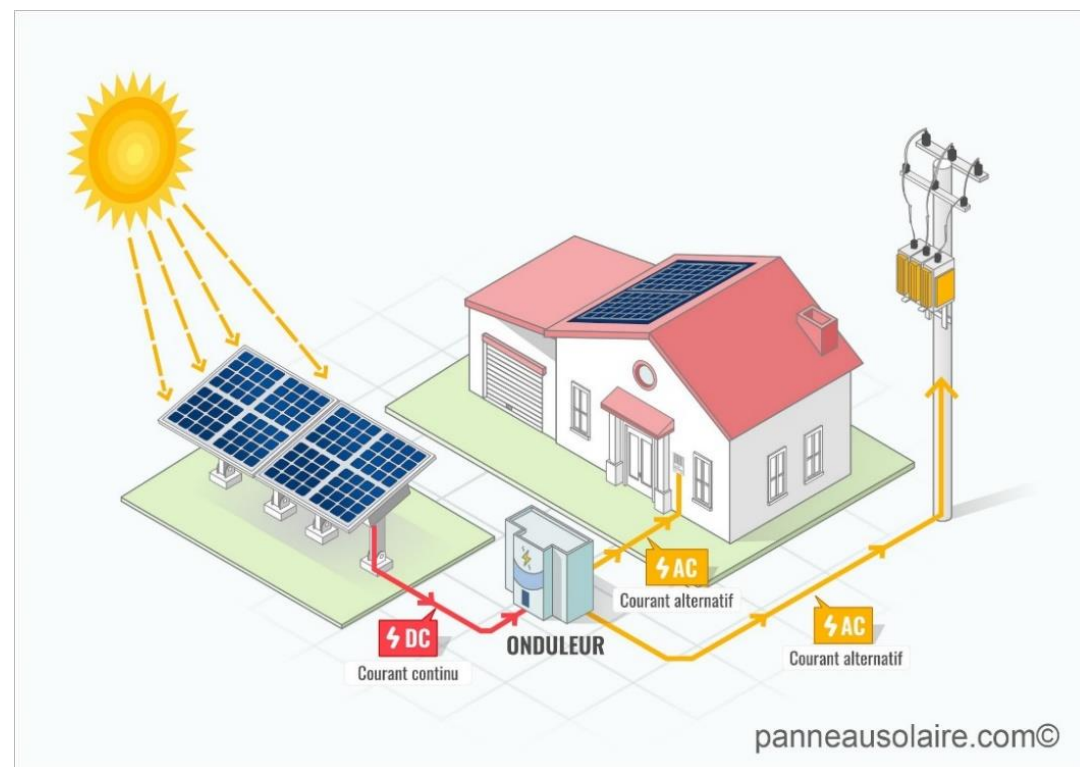
Aucune aide spécifique à la climatisation solaire n'existe actuellement. Néanmoins, les quelques projets réalisés en Europe ont bénéficié d'aides ponctuelles de l'ADEME, de l'Union Européenne et d'EDF.

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

1.4. Le solaire photovoltaïque

a. Présentation de la technologie



Fonctionnement d'un panneau solaire photovoltaïque - Source : panneausolaire.com

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 des 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 € 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 € 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€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. Subvention 2021

Pour les collectivités, l'installation peut être éligible à une subvention de la région Île-de-France de l'ordre de 30 % du montant TTC du projet plafonné à 2 millions d'euros, sauf pour les installations photovoltaïques subventionnées jusqu'à 50 %, à travers l'appel à projet Production d'électricité renouvelable.

Les installations qui permettent l'autoconsommation (installations de vente en surplus), sont éligibles à une prime à l'investissement. Cette prime est dégressive et variable en fonction de la puissance de l'installation. Elle est répartie sur les 5 premières années de fonctionnement.

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 80 à 398 € /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.

Tarifs de la prime à l'autoconsommation

Prime à l'autoconsommation en euros par kWc* en vigueur pour le 1 ^{er} trimestre 2021	
Puissance de l'installation	Montant de la prime pour une installation
Inférieure ou égale à 3 kWc	380 €/kWc
Entre 3 et 9 kWc	280 €/kWc
Entre 9 et 36 kWc	160 €/kWc
Entre 36 et 100 kWc	80 €/kWc

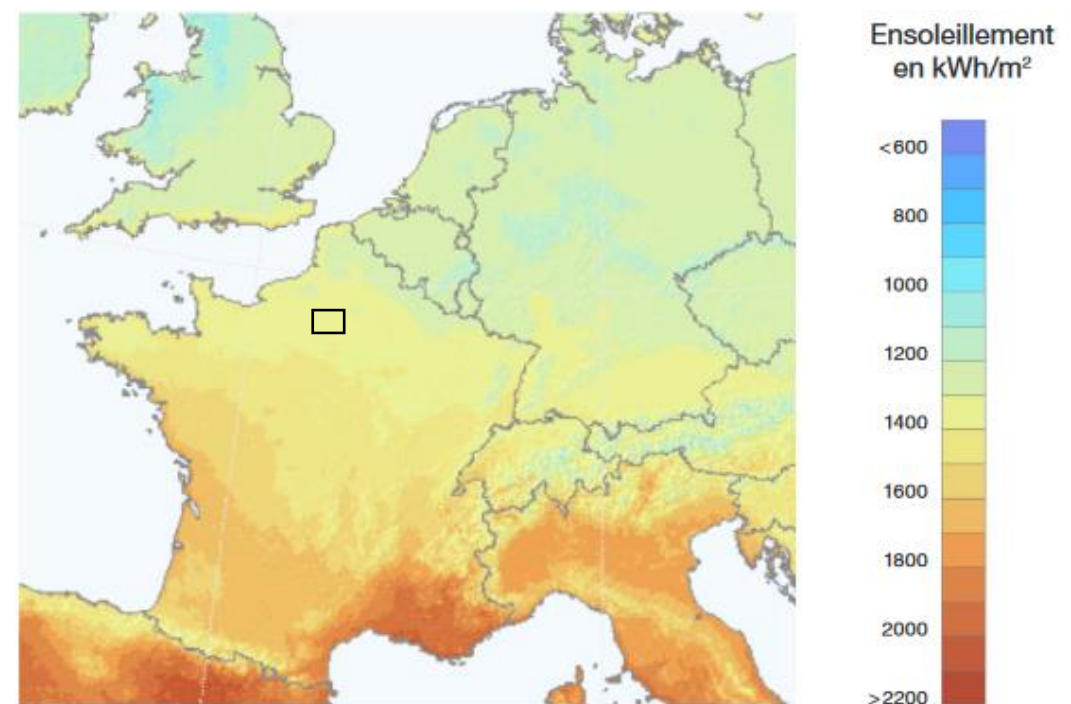
f. Tableau récapitulatif

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

Puissance	Formule	Tarif d'achat du kWh (en €)
≤ 3 kWc	Vente totale	0,1779
	Autoconsommation	0,10
≤ 9 kWc	Vente totale	0,1512
	Autoconsommation	0,10
≤ 36 kWc	Vente totale	0,1095
	Autoconsommation	0,06
≤ 100 kWc	Vente totale	0,0952
	Autoconsommation	0,06

1.5. Le gisement solaire local

A l'échelle de la commune de Plaisir, Météo France estime en moyenne 1 700 heures d'ensoleillement par an.

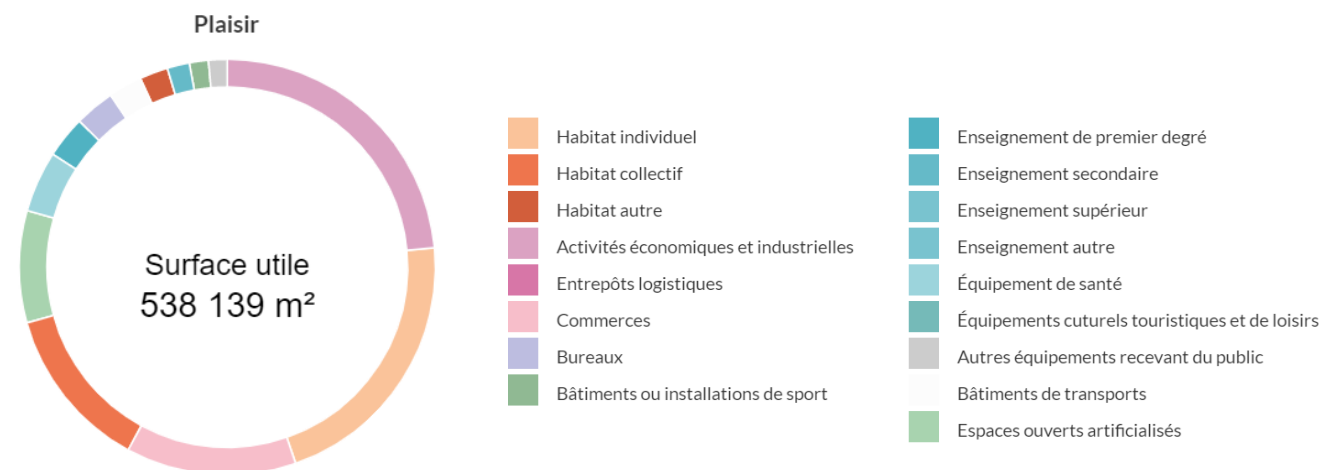


Ensoleillement annuel en kWh par m² - Source : JRC-Ispra, Commission européenne

Le potentiel à l'échelle du site de projet est estimé à 1121 kWh/m²/an pour l'année 2016 selon le PVGIS de la commission européenne. Les toitures des futurs bâtiments représentent des surfaces favorables à l'implantation de panneaux solaires.

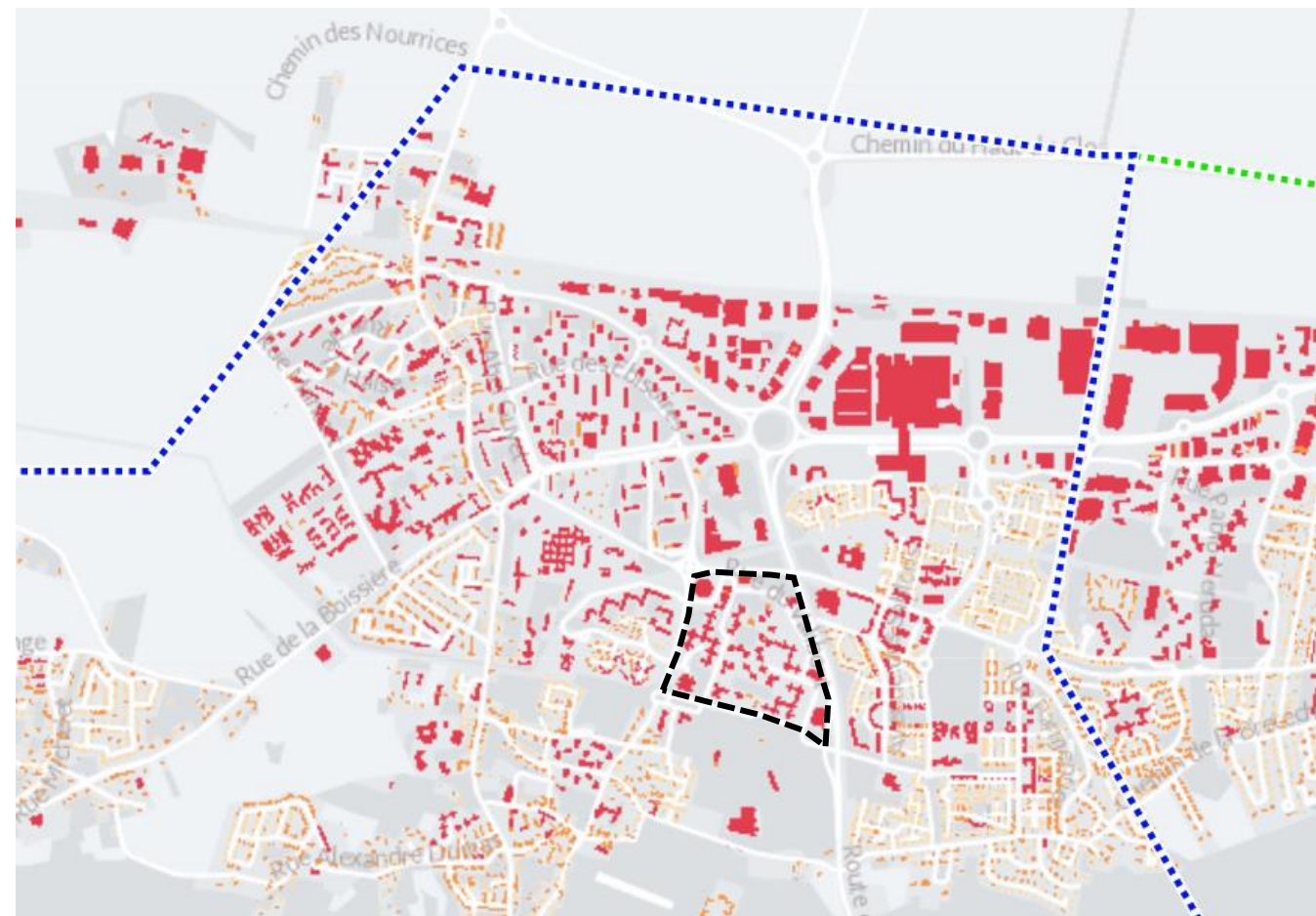
Etude du potentiel de développement des énergies renouvelables du projet de renouvellement urbain du Valibout, à Plaisir (78)

Selon les données de l'Institut Paris Région, la commune de Plaisir présente près de 538 139 m² de surface utile pour l'installation de panneaux solaires, pour un gisement potentiel de près de 65 383 MWh à l'échelle communale. La surface utile disponible est principalement présente pour les bâtiments d'habitat individuel (21 %) et d'activités économiques et industrielles (24 %). L'habitat collectif représente 13 %, ce qui n'est pas négligeable.



Répartition de la surface utile pour le gisement solaire selon la nature du bâtiment sur la commune de Plaisir – Source : Institut Paris Région 2012

La carte ci-dessous identifie le gisement solaire disponible sur le quartier du Valibout à Plaisir, selon la typologie de toiture existante. Il apparaît que la majorité des toitures est favorable à l'implantation d'une surface importante (plus de 50 panneaux). Quelques toitures sont favorables à l'implantation d'une surface moyenne (10 à 50 panneaux). Il est à noter que certaines toitures sont amenées à être démolies dans le cadre du projet. Toutefois, un potentiel intéressant et à étudier concerne les toitures de bâtiments collectifs ou d'équipements futurs.



Les gisements solaires

Gisement solaire du bâtiment

- Toiture défavorable
- Toiture favorable sur une petite surface (2 à 9 panneaux)
- Toiture favorable sur une surface moyenne (10 à 50 panneaux)
- Toiture favorable sur une surface importante (plus de 50 panneaux)

Gisement solaire disponible à l'échelle du bâtiment – Source : Institut Paris Région 2012

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 de référence	Plaisir			
Latitude du lieu	48°49			
Modules PV	Générique multicristallin (Verre/Tedlar) Si	Générique monocristallin (Verre/Tedlar) Si	Générique amorphe (Verre/Tedlar) Si	Générique Si CdTe (Verre/Tedlar)
	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	11,4 kWc	14,3 kWc	5,9 kWc	10,3 kWc
Total énergie (kWh/an)	10 499	13 421	5 545	9 827
Total CO2 évité (kg/an)	3 779	4 832	1 996	3 538
Productivité (kWh/kWc.an)	925	937	934	949

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

Sur le site, 100 m² de panneaux solaires permettraient donc de produire entre 5 545 et 13 421 kWh/an, selon la technologie choisie.

Le temps de retour sur investissement varie de 15 à 20 ans selon le type de panneaux solaires installés. **Cette technologie est donc envisageable pour le projet.**

2. L'ENERGIE EOLIENNE

2.1. Le grand éolien et le petit éolien

a. Présentation des technologies

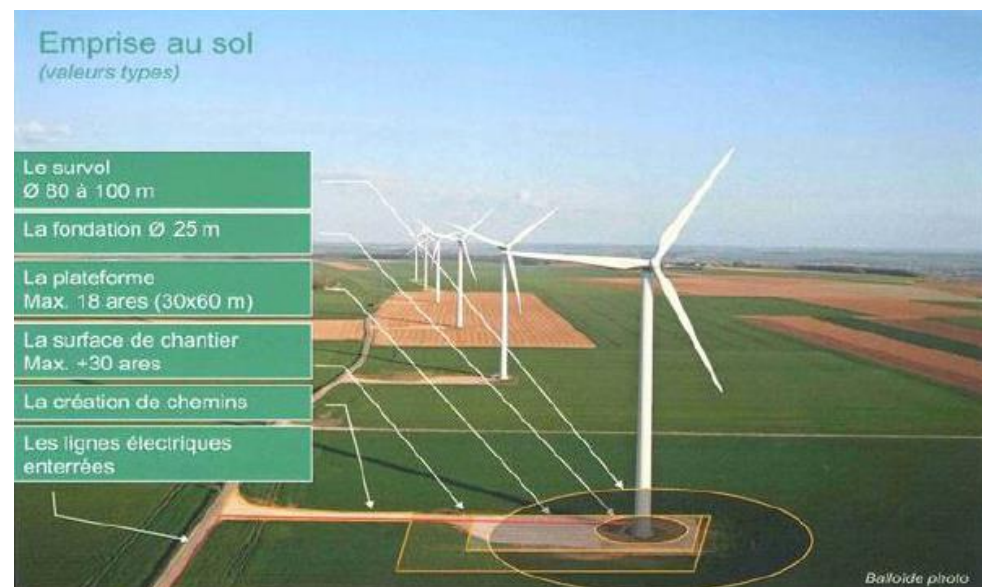
Le grand éolien désigne les aérogénérateurs dont la puissance est comprise entre 1 500 kW et 2 500 kW et d'une hauteur en général supérieure à 50 m. Ils sont destinés à la production d'électricité pour le réseau. Deux types de technologies peuvent être utilisés :

- 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 (gauche) et horizontal (droite)

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 mètres.



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

b. Atouts et contraintes

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 d'€ ;
- 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 connaît pourtant 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. Subvention 2021

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).

Pour l'achat en 2021 d'une installation éolienne, il n'est plus possible de bénéficier d'un crédit d'impôt de 30 %, ayant été supprimé le 1 janvier 2016. Toutefois, il est possible de bénéficier d'une TVA à 10 % pour l'achat du matériel et son installation si le logement pour lequel sont réalisés les travaux est achevé depuis plus de deux.

Pour les collectivités, l'installation peut être éligible à une subvention de la région Île-de-France de l'ordre de 30 % du montant TTC du projet plafonné à 2 millions d'euros, à travers l'appel à projet Production d'électricité renouvelable.

Sur un territoire en régime rural d'électrification, le projet peut recevoir des aides du FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification) ou de l'ADEME, par l'intermédiaire du syndicat d'électrification et parfois de la commune. Le montant de ces aides peut atteindre au maximum 95 % des dépenses.

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. 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. Subvention 2021

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 en fonction de conditions de ressources. 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% est encore d'actualité.

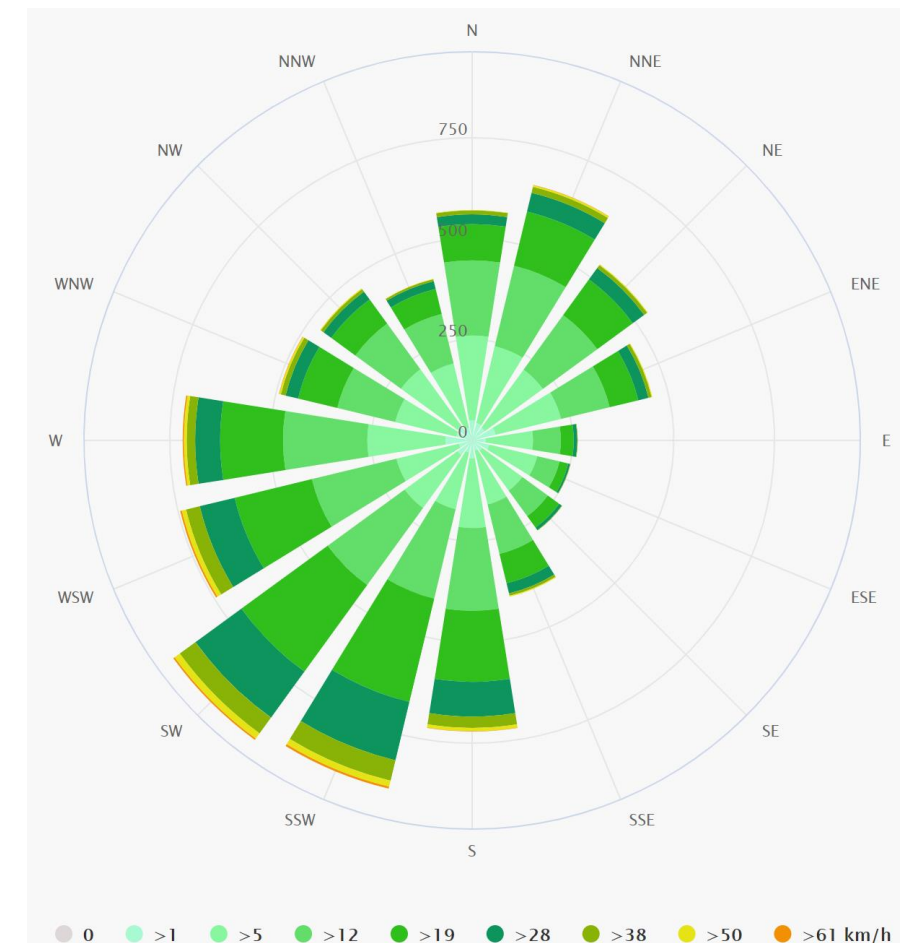
e. Potentiel éolien local

La productivité d'une éolienne, qu'elle soit grande ou petite, verticale ou horizontale, 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.

2.3. Gisement éolien local

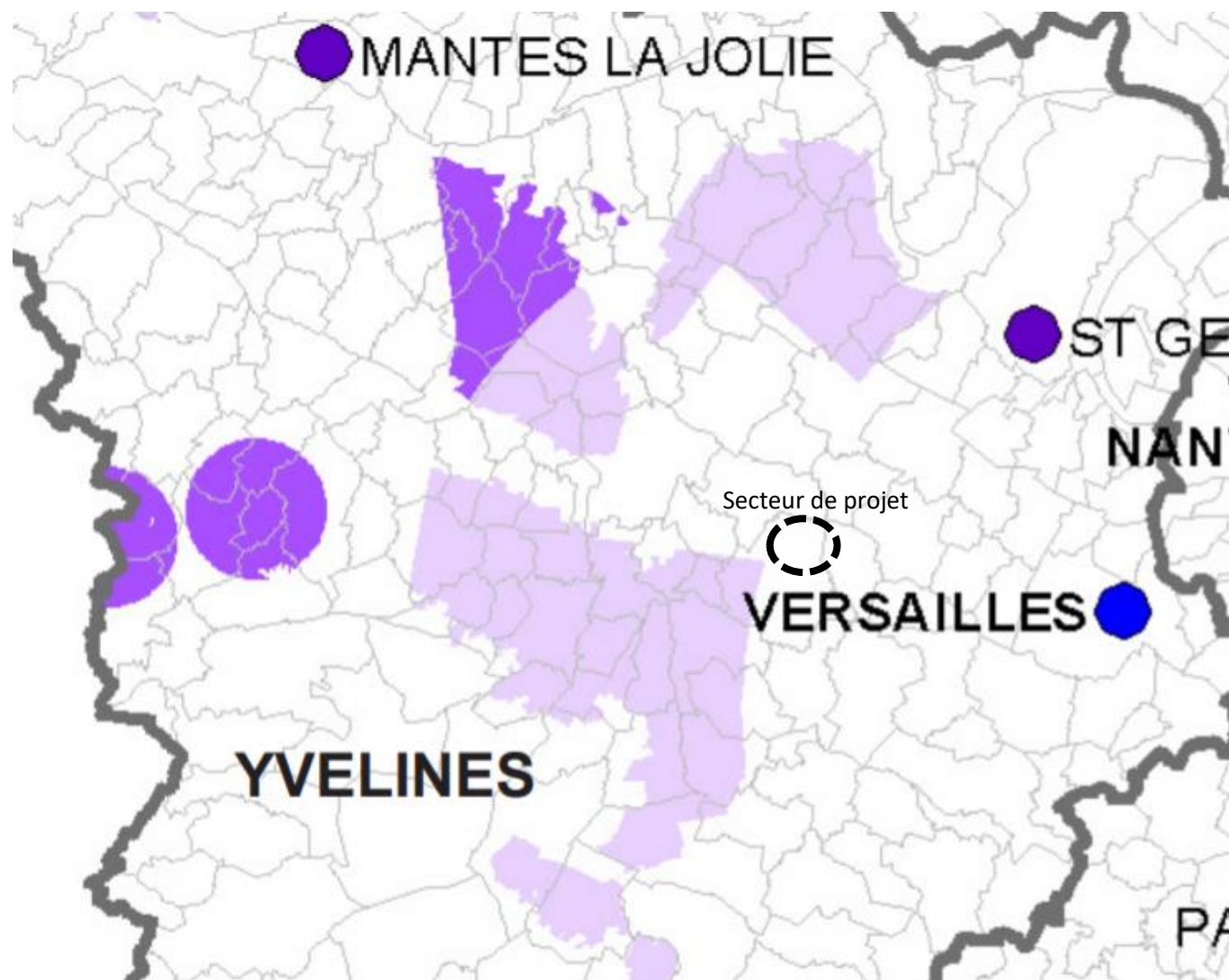
a. Grand éolien

Les vents dominants sont de direction sud-ouest et dans une moindre mesure ouest (météo de Mantes-la-Jolie). Les vents de 5 à 19 km/h sont les plus fréquents. Les vents les plus forts, plus de 28 km/h, sont de direction sud-ouest et sud-sud-ouest.



Rose des vents annuelle de Mantes-la-Jolie – Source : meteoblue.com

Le Schéma Régional Eolien (SRE) d'Île-de-France identifie la commune de Plaisir comme étant une zone favorable à l'implantation d'éoliennes, à fortes contraintes. Toutefois, cette zone ne concerne qu'une partie de la commune, au sud-est. Le site de projet n'est pas concerné.



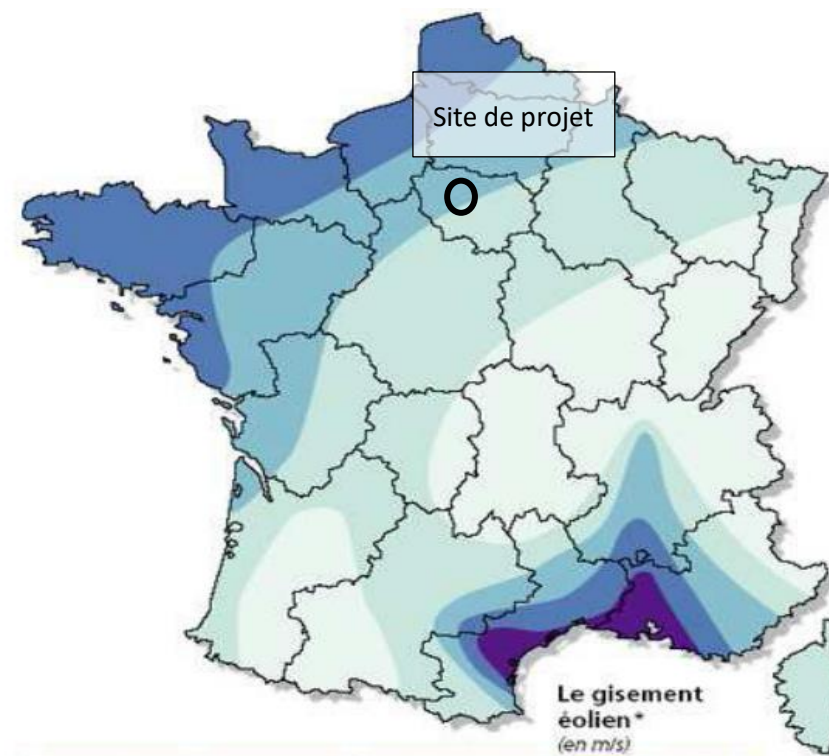
- Zone favorable pour l'implantation d'éoliennes
- Zone favorable à contraintes modérées
- Zone favorable à fortes contraintes
- Zone défavorable

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

Le site n'est donc pas adapté à l'implantation de sources de production énergétique à partir d'énergie éolienne. En effet, le secteur se situe de plus en milieu urbain, à proximité de zones pavillonnaires et d'activités mais également non loin de la voie ferroviaire, constituant des contraintes non négligeables pour l'implantation d'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 50m 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 vitesse du vent, relativement faible, de 4 m/s.



Le gisement éolien* (en m/s)

Bocage dense, bois, banlieue	Rase campagne, obstacles épars	Prairies plates, quelques buissons	Lacs, mer	Crêtes**, collines	
<3,5	<4,5	<5,0	<5,5	<7,0	Zone 1
3,5 - 4,5	4,5 - 5,5	5,0 - 6,0	5,5 - 7,0	7,0 - 8,5	Zone 2
4,5 - 5,0	5,5 - 6,5	6,0 - 7,0	7,0 - 8,0	8,5 - 10,0	Zone 3
5,0 - 6,0	6,5 - 7,5	7,0 - 8,5	8,0 - 9,0	10,0 - 11,5	Zone 4
>6,0	>7,5	>8,5	>9,0	>11,5	Zone 5

* Vitesse du vent à 50 mètres au-dessus du sol en fonction de la topographie.
** Les zones montagneuses nécessitent une étude de gisement spécifique.

Carte des gisements éoliens à l'échelle nationale - Source : ADEME

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.

Cette technologie n'est pas la plus adaptée au projet, compte tenu du contexte urbain constitué.

3. L'ÉNERGIE GEOTHERMIQUE

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.

3.1. Haute énergie

La géothermie de haute énergie utilise des sources hydrothermales très chaudes, ou un forage très profond. Sa principale utilisation est 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 m 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 Île-de-France. La production d'électricité par géothermie haute énergie n'est donc pas pertinente.

3.2. Basse énergie

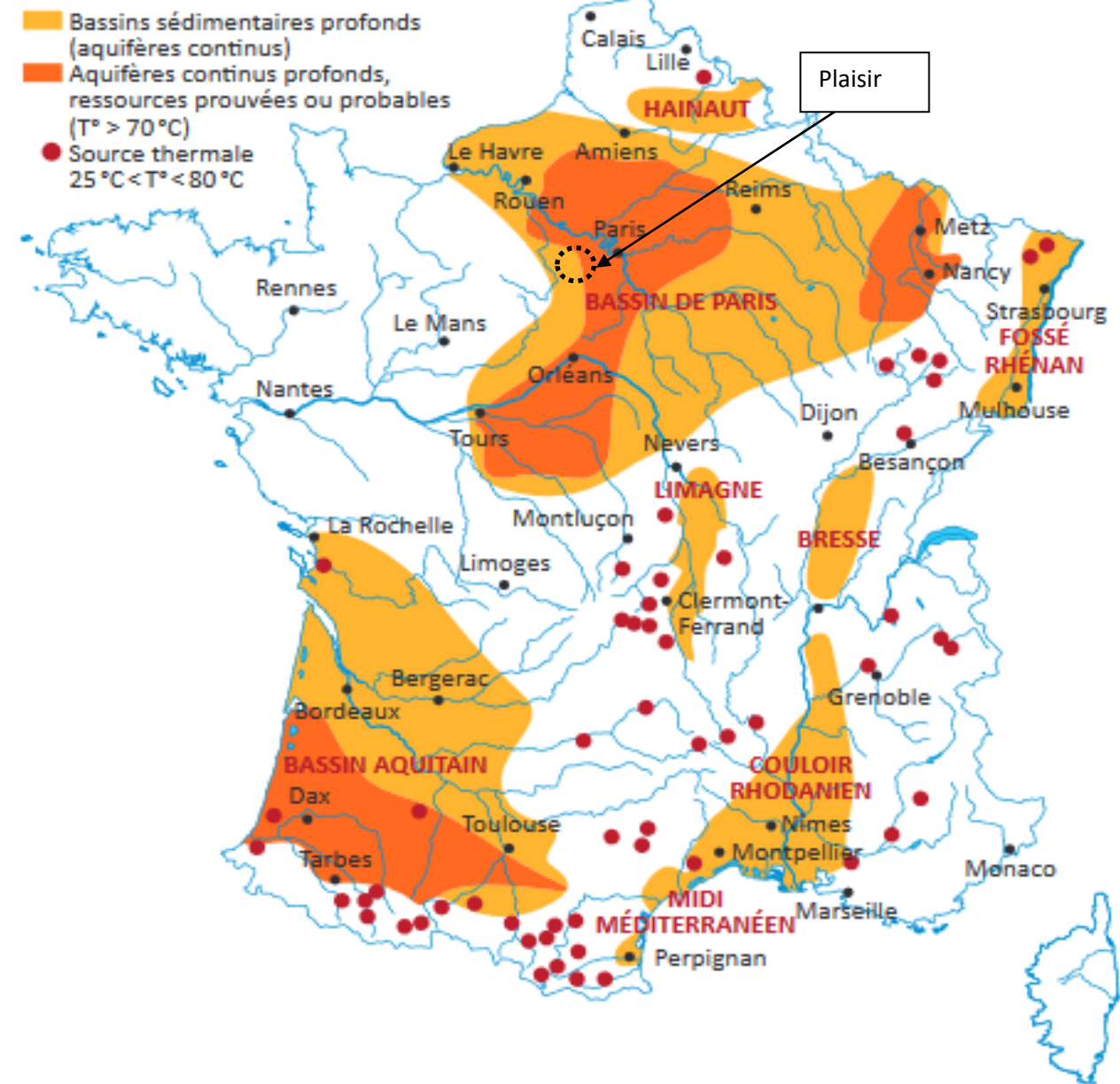
Consiste en l'extraction d'une eau chaude (entre 50 et 90 °C) dans des gisements situés entre 1500 m et 2500 m de profondeur. Le niveau de chaleur est directement adapté au chauffage des bâtiments.

Principale utilisation : les réseaux de chauffage urbain.

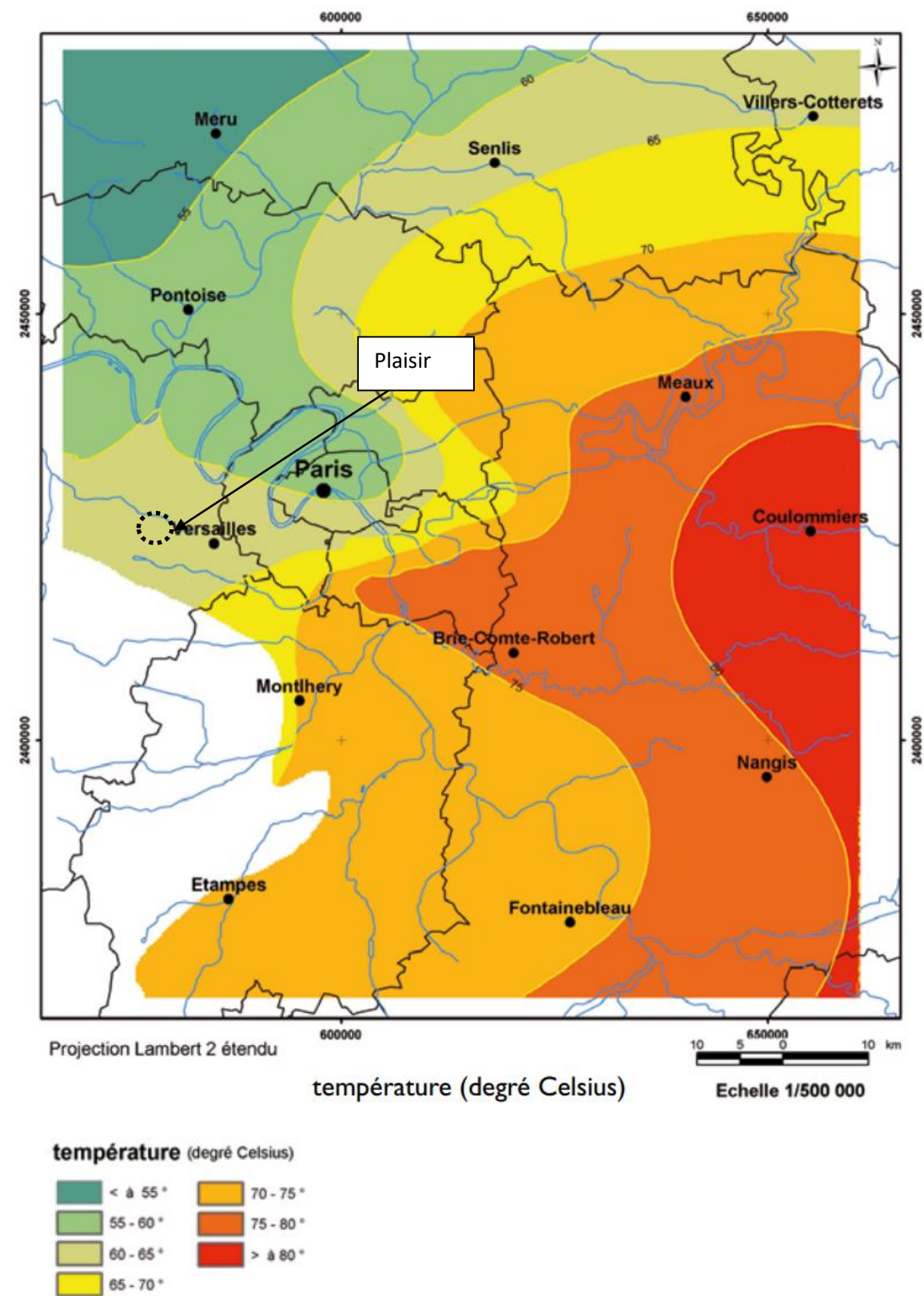
En France, plus de 30 réseaux de chaleur urbain sont alimentés par géothermie profonde type « Basse énergie ». En particulier en région parisienne, l'eau de l'aquifère profond du Dogger (Jurassique) est captée à environ 2 000 m de profondeur à une température comprise entre 60 et 80 °C.

Le gisement géothermique français

source : BRGM



Carte du gisement géothermique en France- Source : BRGM



Dogger : Température

Carte de répartition des températures du Dogger en Île-de-France – Source : ADEME

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.

3.3. Très basse énergie

a. Pompe 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 (PAC) pour atteindre des températures supérieures adaptées au chauffage des bâtiments.

La PAC 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).

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.

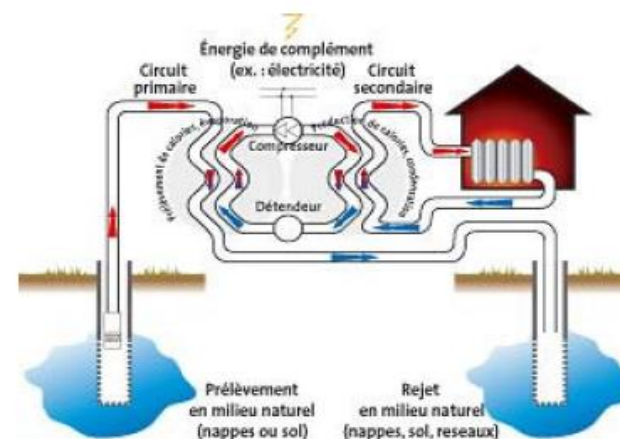


Schéma de principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur sur eau de nappe

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.

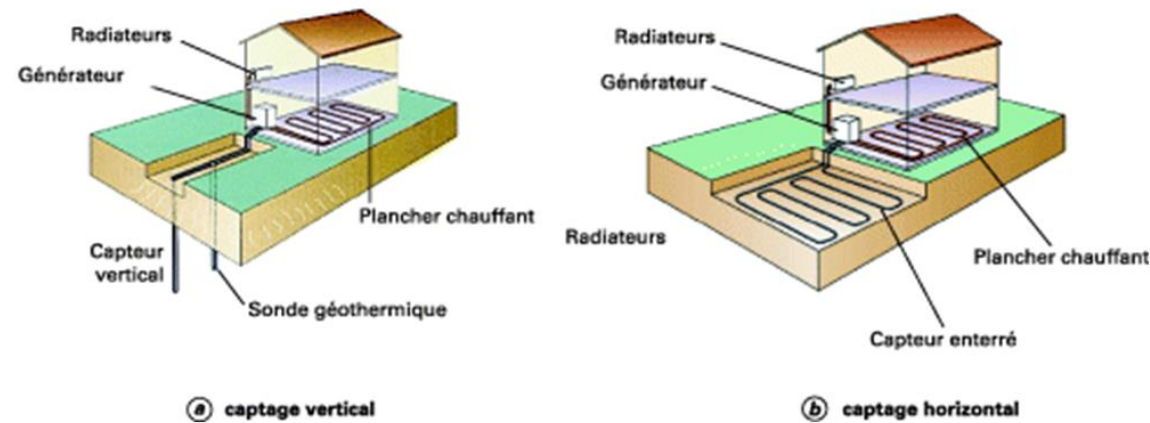


Schéma de principe des sondes géothermiques verticales ou horizontales

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.

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. Coût 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 200 kW et 15 000 € HT/an pour une pompe de 800 à 1 000 kW.

f. Subvention 2021

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

- Géothermie de surface assistée par pompe à chaleur ayant une production minimum de 25 MWh EnR/an dans les secteurs de l'habitat collectif, tertiaire, agricole et industriel (aquifère superficiel, champ de sondes géothermiques ou géostructures énergétiques, eaux usées sur réseaux d'assainissement ou en station de traitement des eaux usées, eau de mer ou eaux de surface, eaux thermales ou eaux d'exhaure de mines),
- Toutes les opérations de valorisation thermique de ressources géothermales profondes (> 200 mètres) : doublet de forages sur aquifère profond, mise en œuvre d'une réinjection en aquifère profond, la transformation d'un ancien puits pétrolier pour une valorisation thermique de l'eau chaude, mise en place uniquement d'une ou de plusieurs pompe(s) à chaleur sur un réseau de chaleur alimenté par une installation de géothermie profonde déjà existante.

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.

Pour la géothermie de surface, les aides sont les suivantes :

Technologie	Aide forfaitaire en €/MWh EnR/an (sur 20 ans)
PAC sur champ de sondes et géostructures énergétiques	40 €/MWh EnR
PAC sur eau de nappe, sur eau de mer et sur eaux usées	20 €/MWh EnR

Technologie	Aide forfaitaire en €/MWh EnR&R/an (sur 20 ans)
PAC en montage TFP sur champ de sondes et géostructures énergétiques	22 €/MWh EnR&R
PAC en montage TFP sur eau de nappe, sur eau de mer et sur eaux usées	11 €/MWh EnR&R

Pour la géothermie profonde, l'aide calculée sera évaluée selon les critères retenus par le fonds chaleur, dans le respect de l'encadrement communautaire européen. Les plafonds d'aides sont les suivants :

Technologie	Plafond d'aide €/MWh EnR (sur 20 ans)
Géothermie profonde type Dogger sans recours à une pompe à chaleur	7
Géothermie profonde type Dogger avec recours à une pompe à chaleur	10

Ces plafonds d'aide s'appliquent principalement aux opérations de géothermie profonde exploitant le réservoir du Dogger. Ils pourront être revus au cas par cas à l'appréciation de l'ADEME pour des opérations exploitant d'autres aquifères profonds. Dans le cas particulier de la mise en place d'une PAC sur un réseau de chaleur alimenté par une installation de géothermie profonde déjà existante, le calcul de l'aide à la production est simplifié et forfaitisé à 3 €/MWh EnR (sur 20 ans).

g. Autres soutiens financiers

i. 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. Le montant du plafond des dépenses est, quant à lui, plafonné à 8 000 euros pour les célibataires, et à 16 000 euros pour les couples étant soumis à une imposition commune. Depuis 2020, cette aide est destinée uniquement aux ménages les plus modestes, avec des conditions de revenus fixées.

ii. Eco-prêt à 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

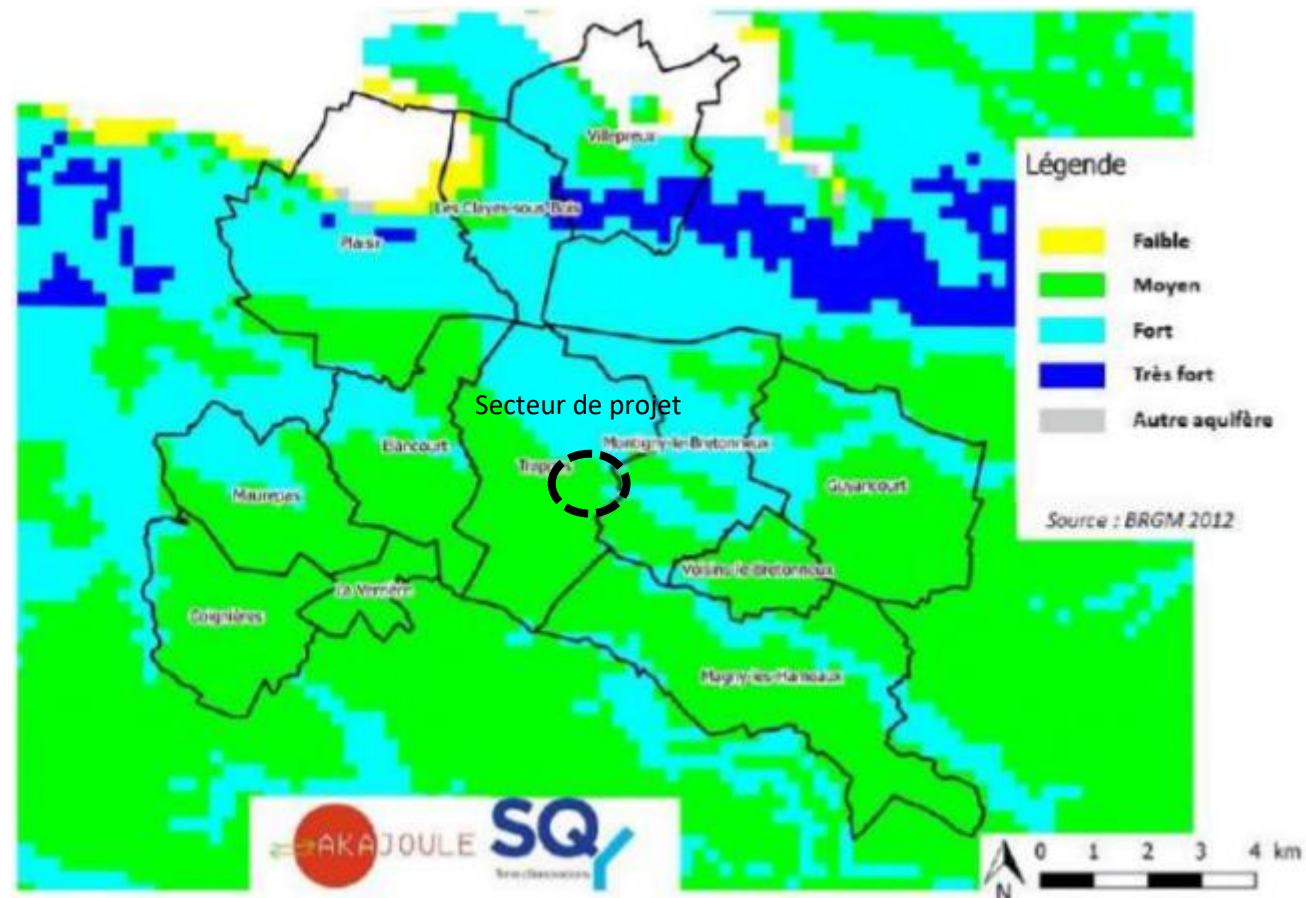
3.4. Potentiel géothermique du site

Le potentiel du site pour la géothermie très basse énergie peut être évalué grâce au potentiel de la nappe du meilleur aquifère sous le site de projet.

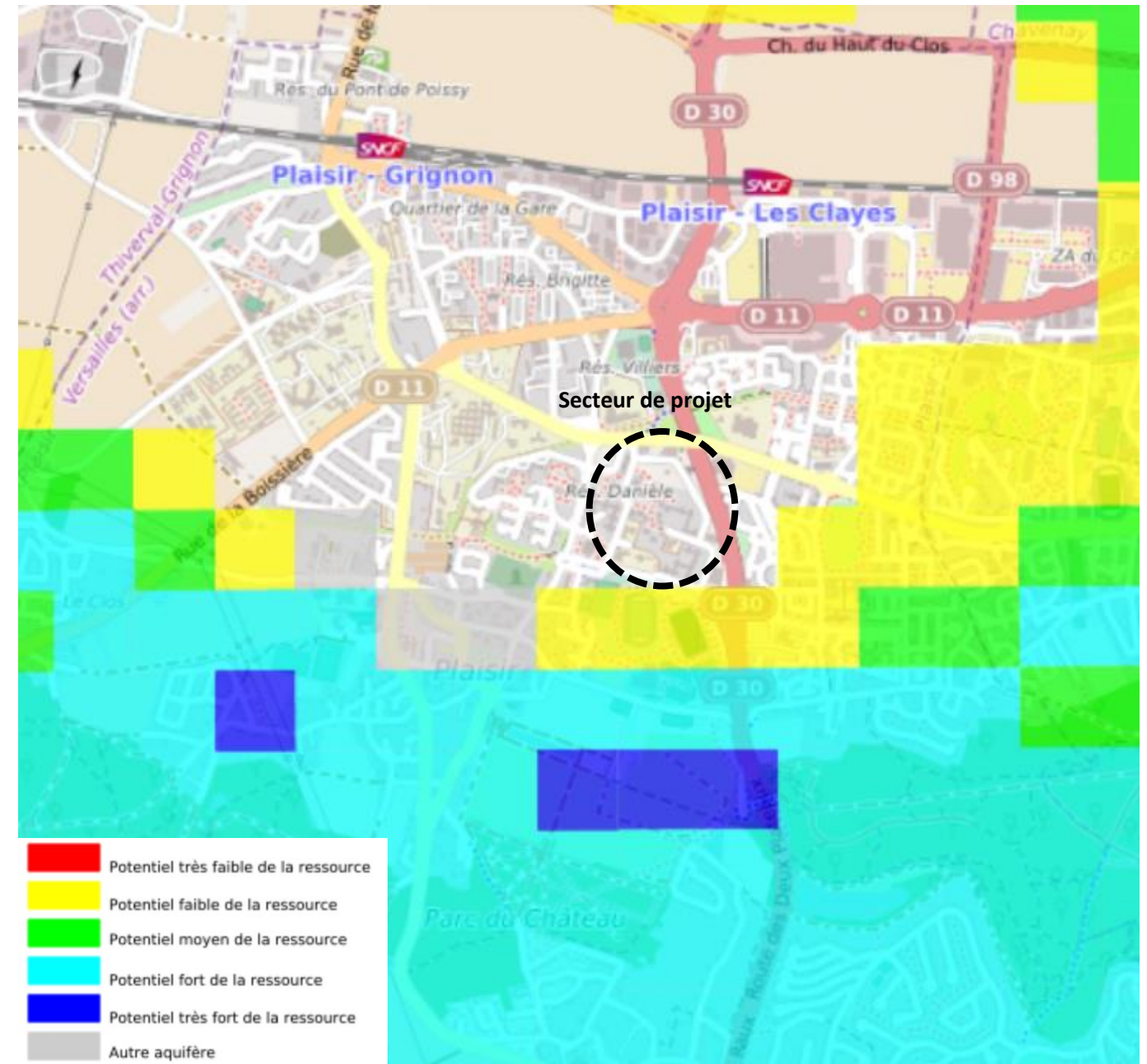
La majorité de la Région Île-de-France possède un potentiel favorable au développement de la géothermie basse énergie avec la présence de la nappe du Dogger. Le secteur d'étude est concerné par un potentiel moyen.

Par ailleurs, d'après les données du BRGM, il n'existe pas de potentiel pour la géothermie superficielle sur le secteur.

Le site semble peu adapté à la production d'énergie géothermique qu'elle soit basse ou très basse énergie. En effet, l'exploitation de la nappe du Dogger nécessite un forage profond et coûteux et une station/ chaufferie de grande emprise en surface, des contraintes peu adaptées au contexte du site, déjà construit et à proximité d'un réseau de chaleur existant. La géothermie pourrait constituer un approvisionnement complémentaire au réseau de chaleur, mais le Dogger représente un gros investissement et des installations spécifiques qui ne paraissent pas adaptées.



Potentiel géothermique de la nappe du Dogger – Source : diagnostic du PCAET de Saint-Quentin-en-Yvelines

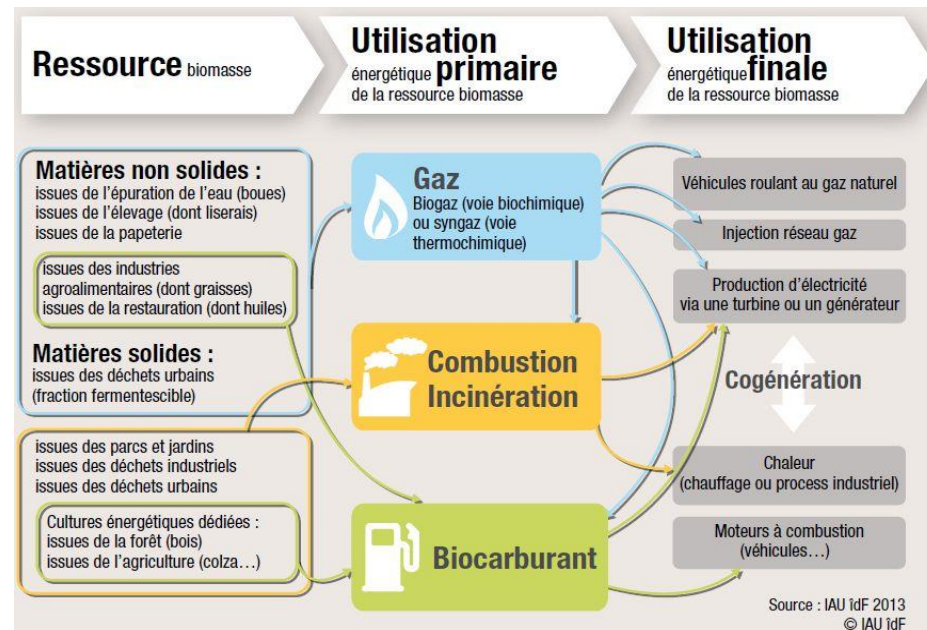


Potentiel géothermique à l'échelle du site de projet – Source : Géothermies.fr

4. LA BIOMASSE

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.

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 :

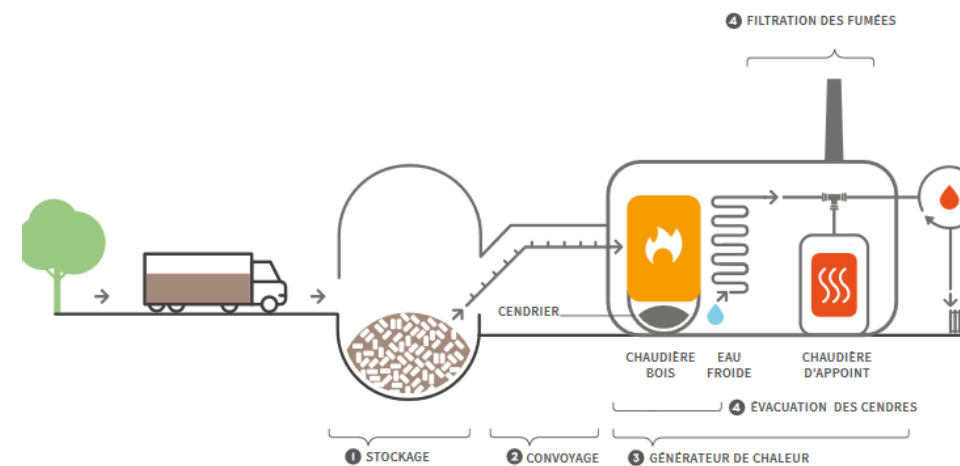
- La ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) et les résidus d'élague ;
- Les sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...);
- Les bois de rebut non souillés (palettes, cagettes...).

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 a 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 biomasse 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. Subvention 2021

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.

Les installations en secteur Entreprise (industriel, agricole et tertiaire) ayant une production de 1 200 à 12 000 MWh/an biomasse sortie chaudière sont également éligibles.

Le porteur de projet devra respecter le seuil moyen minimum de :

- 100 % des taux régionaux des surfaces forestières certifiées et au prorata des régions d'approvisionnement utilisées sur la part de plaquettes forestières (Référentiel 2017-1A-PFA), pour les installations supérieures à 12 000 MWh/an (production) ;
- 50 % des taux régionaux des surfaces forestières certifiées et au prorata des régions d'approvisionnement utilisées sur la part de plaquettes forestières (Référentiel 2017-1A-PFA), pour les installations inférieures ou égales à 12 000 MWh/an (production) ;
- 20 % sur la part de granulé (Référentiel 2017-4A-GR).

Les aides sont les suivantes en fonction de la gamme de la chaufferie :

Gamme (MWh)		aide collectif/tertiaire en € / MWhENR sortie sur 20ans	aide industrie en € / MWhENR sortie sur 20ans
0	600	13	9
601	3 000	7	4
3 001	6 000	5,9	2,5
6 001	12 000	2,4	1,2

Les dossiers ≤12 000 MWh/an mais dont l'aide forfaitaire (production + réseau de distribution de chaleur) serait ≥ 2.5M€, seront instruits dans le cadre d'une analyse économique.

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

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)
Chaudière biomasse	1.3	1M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.037

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 minimale 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. Subvention 2021

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 18 c€/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	/

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 :

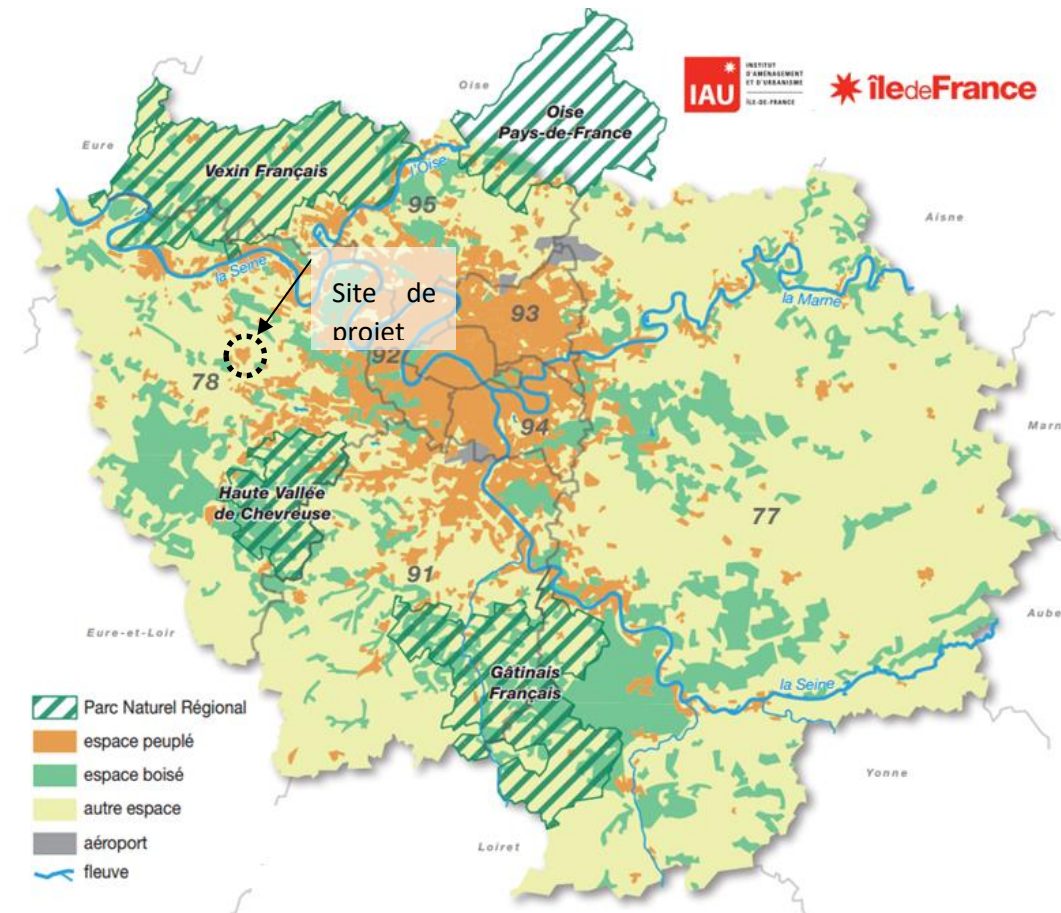
- A l'échelle du quartier, grâce une chaufferie collective et un réseau de chaleur : la combustion du bois est faite dans une chaufferie collective. L'énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain.
- A l'échelle du bâtiment (immeuble collectif ou maisons 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 la Seine et Marne occupent une place moyenne du territoire avec 23 % de sa surface recouverte par la forêt. Le secteur est situé dans les Yvelines, au milieu d'un territoire semi-rural. Plusieurs boisements sont à proximité, et notamment la forêt domaniale de Rambouillet.

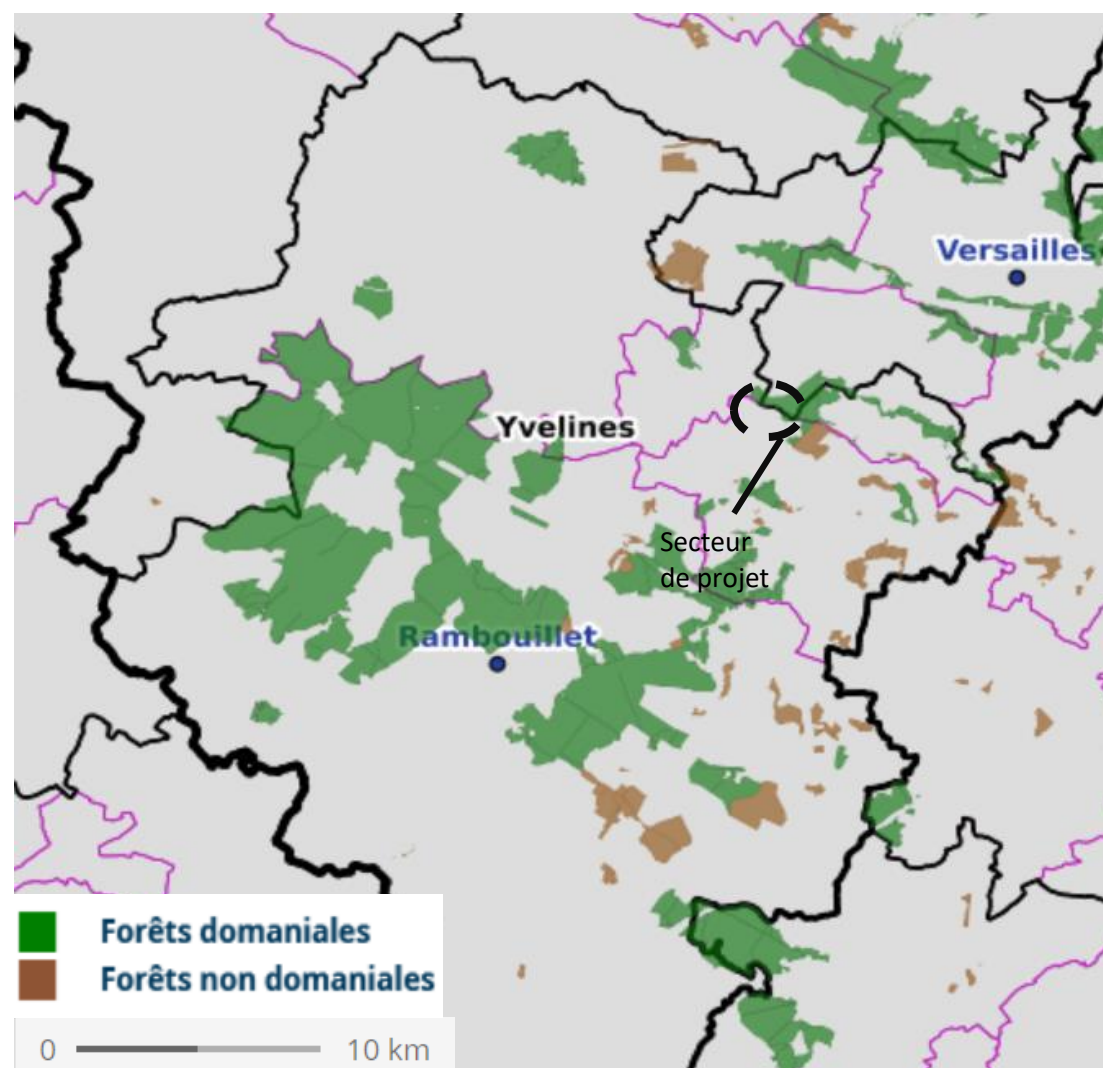


Occupation du sol – Source : IFN

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.

A proximité de la commune de Plaisir, la ressource forestière est relativement importante, malgré le contexte urbain du secteur. En effet, de nombreux boisements de taille moyenne se trouvent dans un rayon proche (quelques km) de la commune. La ville en elle-même comporte la forêt départementale de Saint-Apolline, et la forêt domaniale de Bois-d'Arcy, situées respectivement à l'ouest et à l'est du territoire communal. Par ailleurs, des boisements de tailles plus conséquentes se trouvent dans un rayon un peu plus éloigné. C'est le cas notamment du massif de Rambouillet, situé à une vingtaine de kilomètres au sud, ainsi que la forêt de Marly, à une dizaine de kilomètres au nord.



Forêts publiques à proximité du site de projet – Source : Géoportail

(21 % de la récolte) directement utilisé par les petits consommateurs, les autres combustibles comme les plaquettes ou les granulés étant encore très peu développés.

Le potentiel en biomasse sur le secteur de projet est relativement important du fait de la présence de gros boisements à proximité. En revanche, l’environnement urbain est peu adapté à l’accueil d’une chaudière biomasse localement (emprise relativement importante et cheminée) et à la circulation de poids lourds pour l’approvisionnement.

b. Le bois-déchets

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. Synthèse sur la filière bois-énergie

La filière bois d’Ile-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 Ile-de-France. Mais depuis 2008, un comité régional de l’interprofession pour l’Ile-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

5. LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES

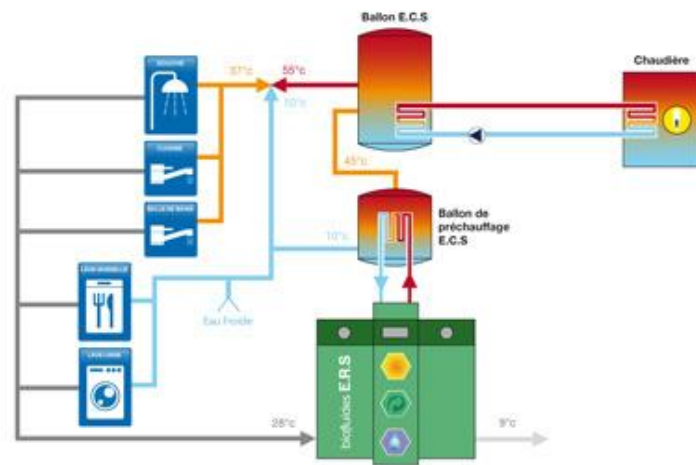
5.1. Récupération de chaleur sur les eaux grises

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. 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 300 m ³ de gaz ou autre énergie-base annuelle pour une famille de 4 pers. et d'éviter l'émission de 700 kg 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. Subvention 2021

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. Le potentiel thermique des eaux usées est bien adapté aux bâtiments collectifs avec des débits rejetés en eaux usées chaudes importants. En l'absence d'information sur ce potentiel, celui-ci ne sera pas intégré aux scénarios.

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. Subvention 2021

Les opérations éligibles au Fonds de Chaleur sont les suivantes :

- Récupération de chaleur fatale avec valorisation sous forme de chaleur sur un autre procédé unitaire :
- Pour les unités d'incinération des ordures ménagères et pour les unités d'incinération des déchets dangereux :
 - o Les systèmes de récupération de chaleur fatale basse température, notamment au niveau des fumées ou des aérocondenseurs pour une valorisation externe, ne visant pas à optimiser le fonctionnement interne de l'unité d'incinération ;
 - o Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle des unités d'incinération qui disposent déjà de cogénération, à condition de démontrer une amélioration de la performance énergétique de l'installation.

			Taux d'aide maximum ⁹ pour les opérations de diffusion
Système de captage de chaleur			30 % pour une grande entreprise 40 % pour une entreprise moyenne 50 % pour une petite entreprise
Système de stockage, de remontée du niveau thermique et de production de froid			
Système de valorisation de chaleur			
Transport et distribution de chaleur	Interne au site	Tuyauterie/Canalisation/ Distribution (hors réseau technique*)	Conditions d'éligibilité et de Financement des réseaux de distribution de chaleur. Cf : https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/dispositif-aide/financement-dinvestissements-reseaux-chauffage-froid-urbain
	Externe au site	Réseau technique*	
		Réseau de chaleur*	

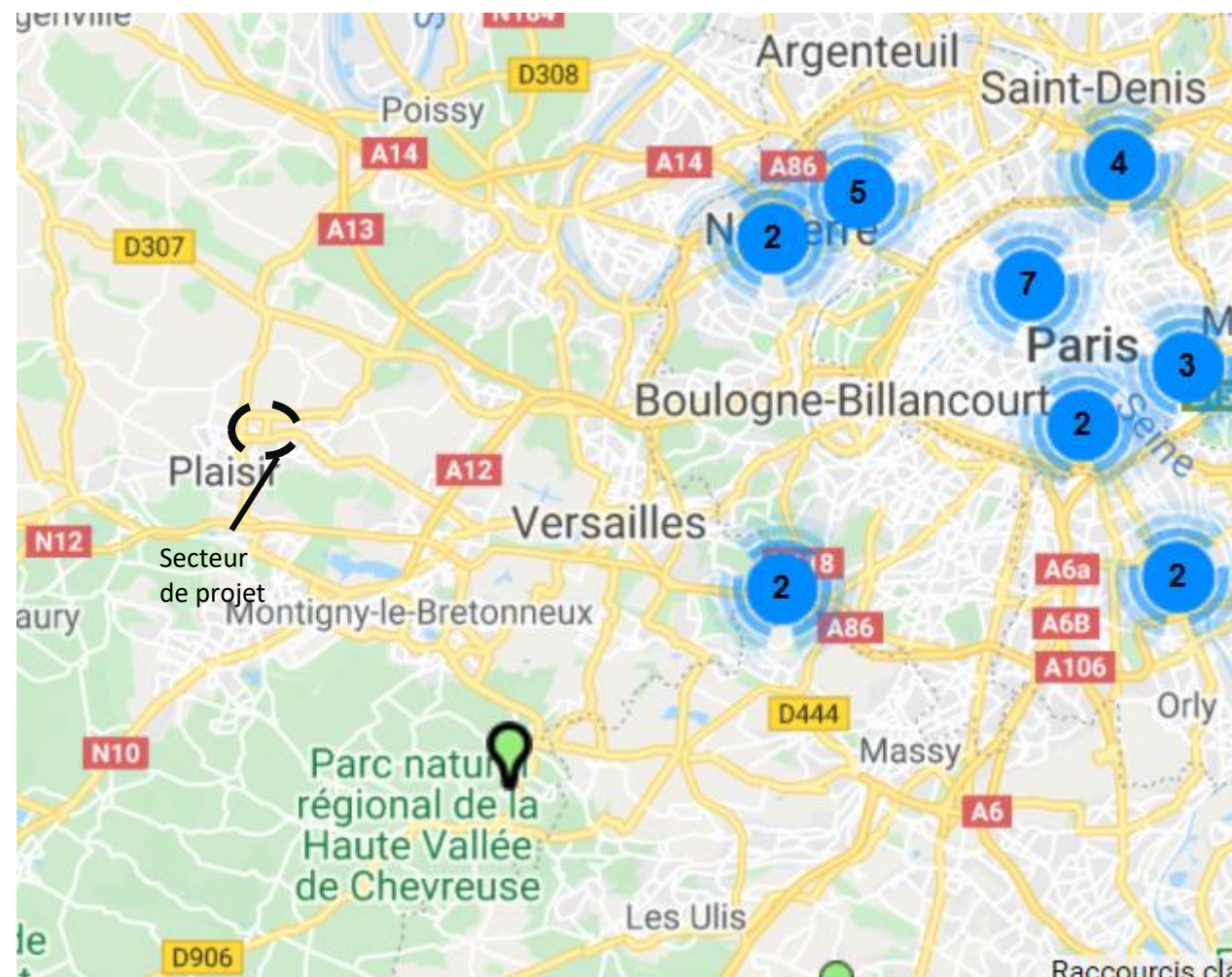
Périmètre d'éligibilité et taux d'aide maximum – Source : ADEME

Ne sont pas éligibles à cette aide : les installations de faible puissance (< 6 GWh/an) n'incluant pas de machines thermodynamiques ou de solaire thermique et pouvant être aidées par une fiche CEE standard.

d. Potentiel local

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.

La carte des data center de la Région Île-de-France montre que les installations sont éloignées du site (distance supérieure à 20 km). Aucune de ces installations n'est donc située à proximité immédiate du quartier.



Localisation des data centers à proximité du secteur d'étude – Source : datacentermap.com

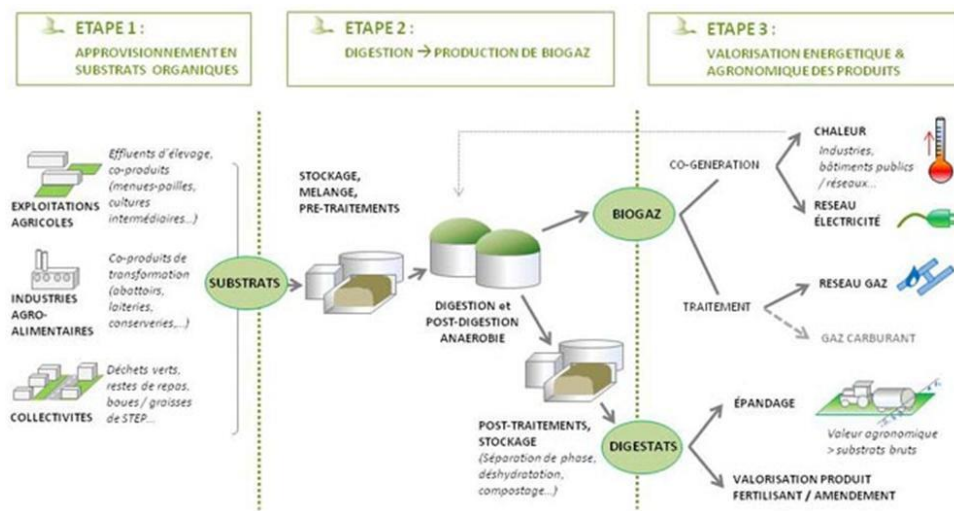
6. LES AUTRES TECHNOLOGIES

6.1. Le biogaz et les biocarburants

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 :

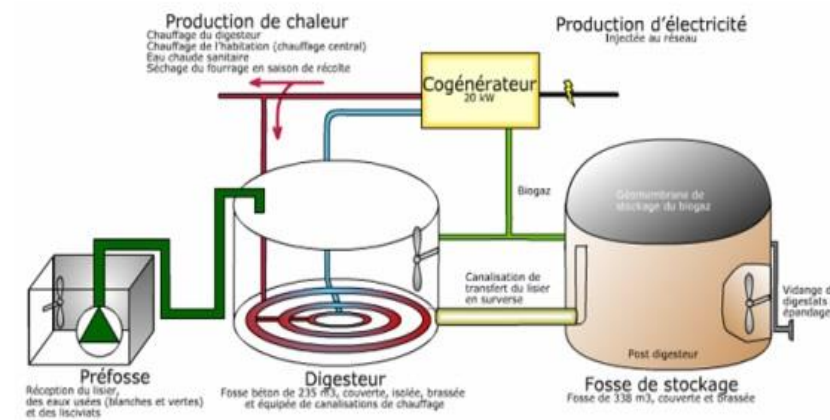
- La production de chaleur : solution viable uniquement si une forte demande de chaleur à proximité du site est capable d'absorber la chaleur produite toute l'année (ceci, afin de limiter les coûts d'investissement et d'exploitation : réseau de chaleur, déperdition...) ;
- La production d'électricité ;
- 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 CH₄ et 1/3 de CO₂) 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.

a. 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.

b. 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.

La petite méthanisation, ou encore micro-méthanisation, se caractérise par une puissance installée inférieure à 80 kW. Le substrat est composé essentiellement d'effluents d'élevage et de déchets agricoles produits sur l'exploitation, à hauteur de 3 000 à 6 000 T/an. Les voies de valorisation de l'énergie produite sont la chaudière et la cogénération. Cette technologie vise une desserte plus locale à l'échelle d'un projet.

c. 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	

- Pour les unités de méthanisation avec cogénération (< 500 kWe) ou opération d'injection de biométhane (< 300 Nm³/an) :
 - o Equipements de production de biogaz ;
 - o Equipements de valorisation énergétique du biogaz : production de chaleur seule, cogénération d'électricité et de chaleur, épuration du biogaz en biométhane, injection dans le réseau public ou utilisation en biocarburant bioGNV ;
- Pour les stations d'épuration urbaines 5STEU) :
 - o Equipements de valorisation énergétique du biogaz comprenant l'épuration en biométhane et l'injection dans le réseau public.

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

L'aide apportée est principalement sous forme de forfait de subvention par unité de capacité de production annuelle (€/MWh). Le forfait monte à 95 €/MWh PCI pour la cogénération, avec une aide plafonnée à 200 000 €. Le forfait monte à 40 €/MWh PCS pour l'injection avec une aide plafonnée à 600 000 €. Pour les projets atypiques et innovants et les projets de station d'épuration urbaine, d'autres modalités de calcul de l'air sont utilisées.

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).

d. 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).

e. Subvention 2021







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 une 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

Plus précisément, les opérations éligibles sont les suivantes :

f. Tableau récapitulatif

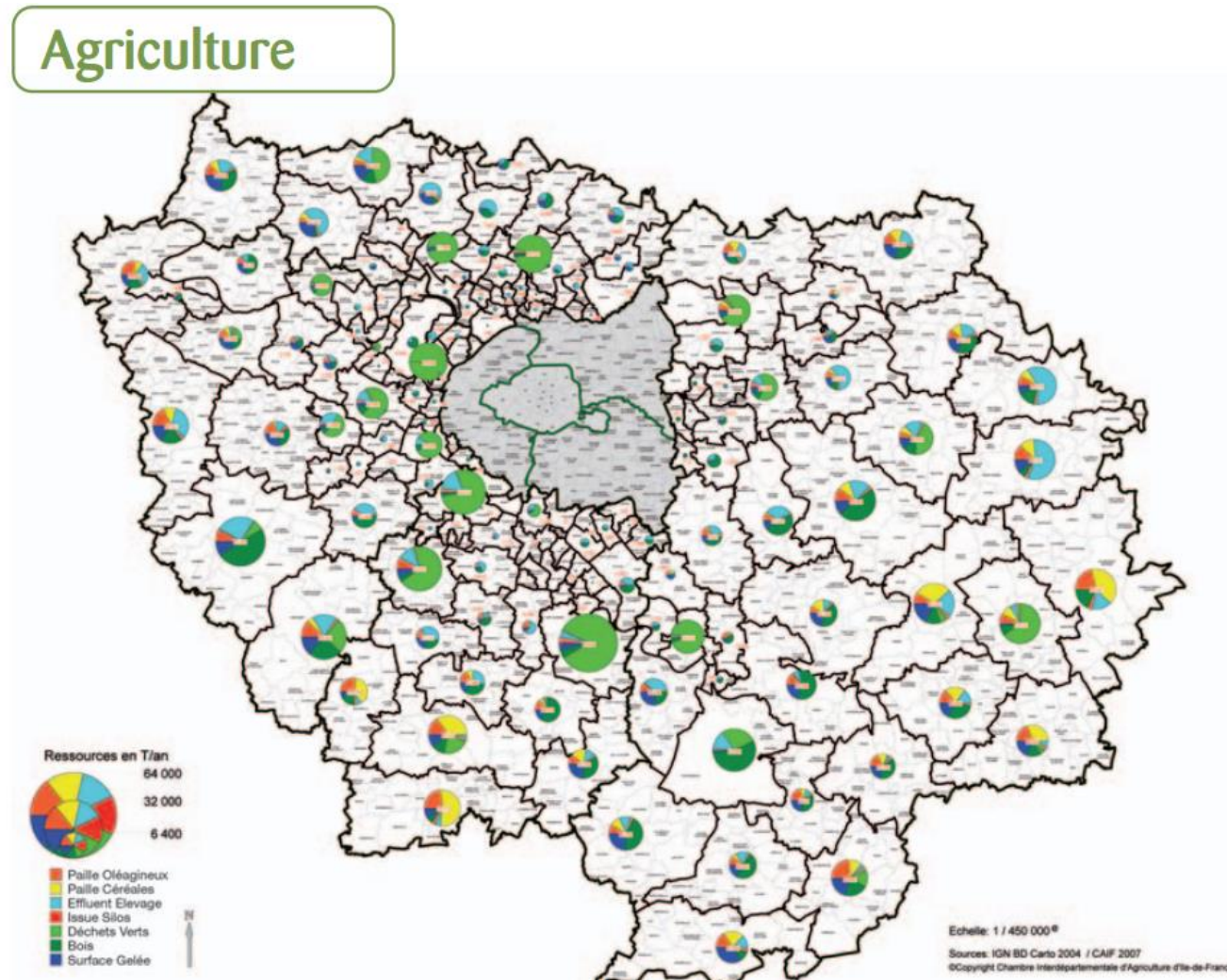
Technologie	 Productivité annuelle (en kWh/m3)	 Prix/MW	 Retour sur investissement	 Retour sur expérience	 Durée de vie	 Coût de l'énergie (en €/m3)
Méthanisation	/	/	10 ans	Bon	Supérieur à 25 ans	0,4€

g. 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 pour les unités de grande capacité. La micro-méthanisation, à vocation plus locale, nécessite une emprise moindre.

La commune de Plaisir est située dans un contexte territorial semi-rural, avec plusieurs exploitations agricoles à proximité. Toutefois, le foncier disponible est limité pour des installations de grande échelle (emprise d'une unité de méthanisation relativement importante). Une installation de micro-méthanisation a une emprise moindre et pourrait être adapté en tant qu'énergie d'appoint à l'emprise du secteur d'étude. Cependant, ce type d'installation est pour le moment principalement développé à l'échelle de petites exploitations agricoles.

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.

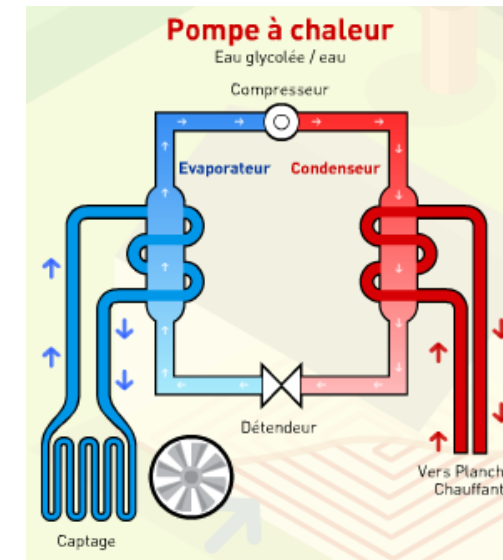


Les agro-ressources en Île-de-France – Source : Chambre interdépartementale d'Agriculture d'Île-de-France - 2007

6.2. Aérothermie

a. Principe de fonctionnement de la technologie

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.



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, compte tenu du climat rigoureux et de l'importance des besoins en ECS sur le secteur, la performance énergétique de ce système sera moins impactée que dans le cas de pompes à chaleur électriques. L'utilisation de cette technologie est possible, toutefois la PAC air/air est ressource renouvelable moins intéressante d'un point de vue environnemental que celles présentées dans la présente étude.**

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.

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. Subvention 2021

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.

Pour les collectivités, l'installation peut être éligible à une subvention de la région Île-de-France de l'ordre de 30 % du montant TTC du projet plafonné à 2 millions d'euros, à travers l'appel à projet Production d'électricité renouvelable.

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

La commune de Plaisir est traversée par un réseau hydrographique essentiellement composée de petits rus et ruisseaux. Le secteur de projet est relativement éloigné des gros cours d'eau, la Seine se situant à une trentaine de kilomètres au nord, nécessitant le transport de l'électricité jusqu'au secteur de projet ce qui est relativement coûteux. Par ailleurs, l'installation de ce type de système nécessite des autorisations pour l'implantation dans la Seine. Ce potentiel ne sera donc pas développé dans les scénarii.

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 LTECV 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. 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	

c. Coût global de la technologie

Les coûts sont relativement différents d'un réseau de chaleur à un autre. A titre d'exemple, le réseau de chaleur sur la commune de Neuilly-sur-Marne, l'extension du réseau sous voie publique a un cout linéaire d'environ 900€/ml.

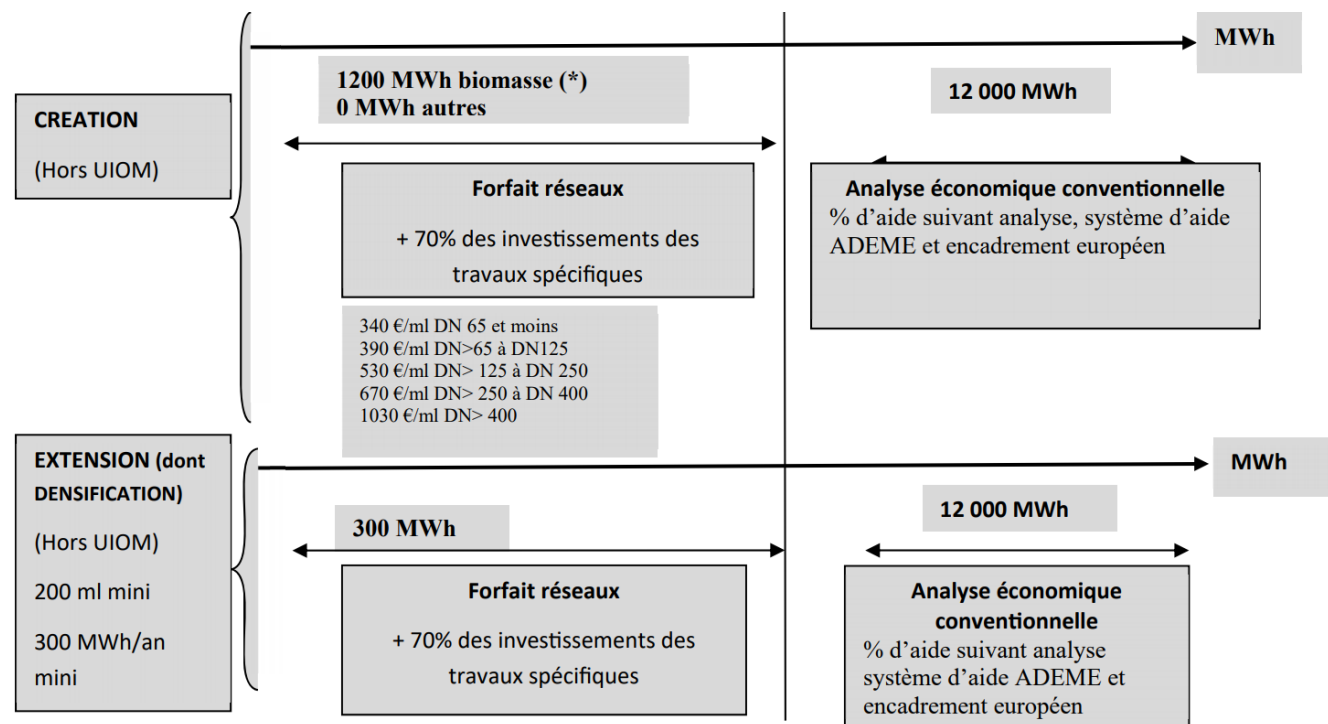
d. Subvention 2021

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). L'aide concerne :

- Les créations de réseaux de chaleur et de froid avec une alimentation au minimum par 65 % d'EnR pour les réseaux de chaleur ;
- Les extensions de réseaux de chaleur de plus de 300 MWh de chaleur EnR&R par an et 200 mètres linéaires.

Cette aide est plafonnée selon la production de chaleur, et le type d'analyse. Les plafonds sont détaillés dans les tableaux ci-dessous. L'aide est déterminée en fonction de la quantité de chaleur ou de froid EnR&R injectée dans le réseau :

- Par forfait pour les projets < 12 000 MWh par an (hors unité d'incinération des ordures ménagères) ;
- Par analyse économique pour les projets > ou égaux à 12 000 MWh par an.



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

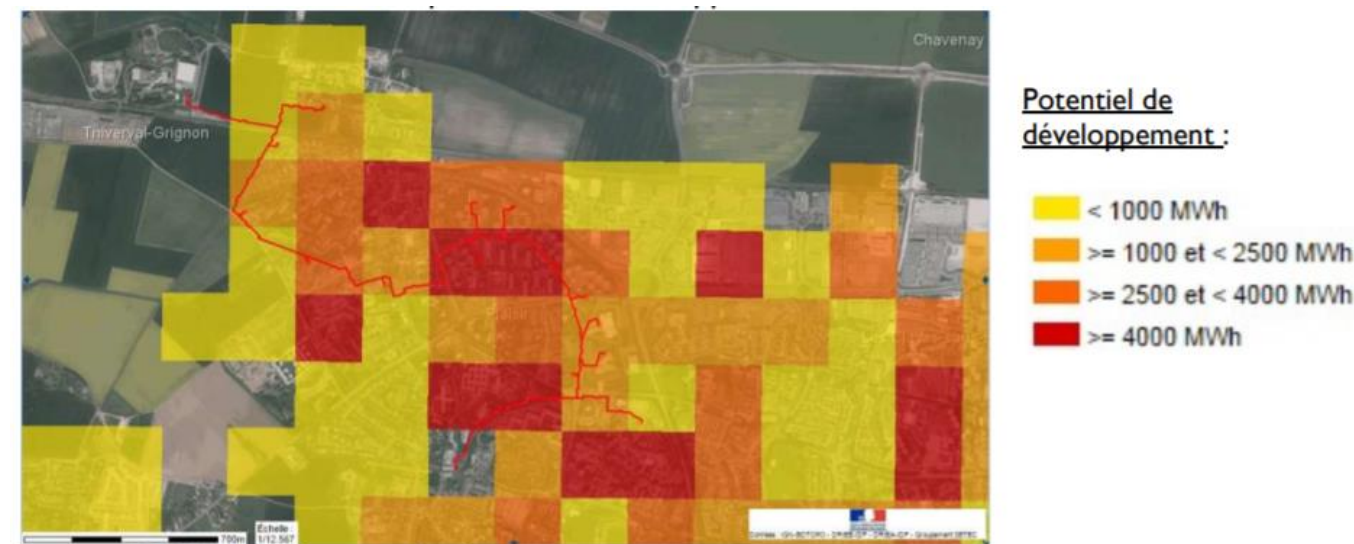
e. Potentiel du site

La commune de Plaisir dispose d'un réseau de chaleur urbain, qui traverse une partie du site de projet. Sur celui-ci, le potentiel de développement peut atteindre plus de 4000 MWh.

Le réseau de chaleur est alimenté par la chaleur produite par l'incinérateur de déchets du Sidompe à Thiverval-Grignon. Le réseau dessert près de 20 résidences, ainsi que 12 bâtiments publics depuis 2020, pour une longueur de près de 10 kilomètres. 80% de la chaleur est générée par la combustion de déchets.

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

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Aide forfaitaire : €/ml de tranchée
EXTENSIONS ET CREATIONS DES RESEAUX DE CHALEUR	DN > 400	1 030
	DN > 250 à 400	670
	DN > 125 à DN 250	7530
	DN > 65 à DN 125	390
	DN 65 et moins	340



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

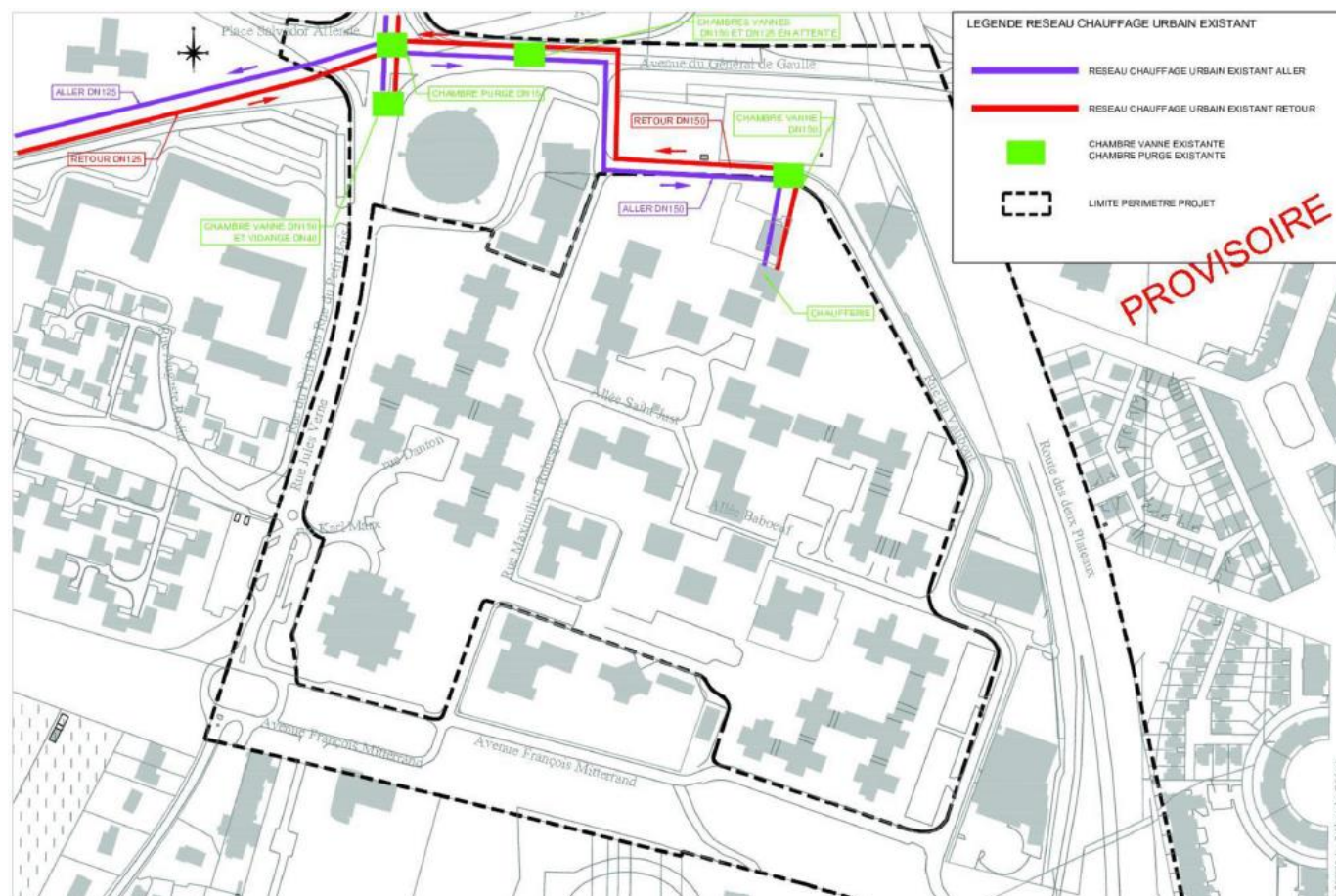
Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette : €/ml de tranchée
Création d'un réseau de chaleur de moins de 6 000 MWh/an produites	DN 150 à DN 250	522
	DN 80 à DN 125	382
	DN 65 et moins	331

Réseau de chaleur urbain et potentiel de développement – Source : Diagnostic PCAET de Saint-Quentin-en-Yvelines

Les scénarios étudieront le raccordement du quartier au réseau de chaleur de la commune.



Plan du réseau de chaleur de la ville – Source : Ville de Plaisir



Plan du réseau de chaleur desservant le site en 2018 – Source : Quintet / PRAXYS / SEPHIA / ELIOTH / CDVIA / GUAM

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	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE 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 1 500 €/m ²	Très faible – stable	++	20 ans	++	Fiable et robuste	++	A étudier dans les scénarii éventuellement en complément du RC pour les besoins ECS
	Climatisation solaire	1 500 €/m ²	Faible – stable	++	30 ans	++	Peu de retours d'expérience / Fluide caloporteur nécessaire	+++	Non étudié : peu de retours d'expérience et phase principalement expérimentale
	Solaire photovoltaïque	700 à 1 000 €/m ²	Faible - stable	++	25 à 30 ans	++	Energie grise des produits importante	++	A intégrer dans les scénarii : envisageable pour les besoins en électricité en complément du RC
EOLIEN	Grand éolien et petit éolien	1 300 à 1 500 €/m ²	Très faible -stable	+++	20 ans	+++	Très dépendant de l'environnement du site Faible énergie grise Impact paysager important	-	Non étudié : site urbain peu propice à ce genre d'installation
	Eolien urbain	1,6 à 2 M€/MW	Très faible - stable	+++	20 à 25 ans	++	Peu de retours d'expérience Site urbain dense qui contraignent ce choix	+	Non étudié du fait du contexte urbain dense
GEOOTHERMIE	Haute énergie	Très important	Faible – peu fluctuant	++	Pompe à chaleur : 15 à 20 ans	++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporteur nécessaire	-	Non étudié : contexte urbain peu adapté à ce type d'installation

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
	Basse énergie (sur nappe)	Important		++	Sondes / pieux > 30 ans	+++	Production constante toute l'année Fluide caloporteur nécessaire Autorisations administratives spécifiques nécessaires	++	Non étudié : contexte urbain peu adapté à ce type d'installation
	Très basse énergie – PAC sur pieux	Faible		+++		++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporteur nécessaire	++	Non étudié : potentiel géothermique non intéressant
	Très basse énergie – PAC sur sondes	Faible à modéré selon technologie		+++		++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporteur nécessaire	++	Non étudié : potentiel géothermique non intéressant
BIOMASSE	Bois-énergie	Important 1 M€/MW	Très faible – stable	+++	50 ans	++	Mise en place d'un système de traitement des fumées performant nécessaire Taille des locaux de stockage combustible importante Développement des filières locales, valorisation de sous-produits // transports routiers induits	+++	A étudier : création d'un réseau de chaleur avec chaudière biomasse pas adapté mais possibilité de mise en place d'une alimentation d'appoint au réseau de chaleur existant
	Méthanisation / biogaz	Important : 2 M€/MW	Faible - stable	+++	50 ans	+++	Injection dans le réseau de gaz de ville possible – alternative au gaz naturel Valorisation des déchets organiques ou effluents Développement des filières locales /+ Transports routiers induits Autorisation administratives spécifiques nécessaires Emprises importantes nécessaires sur site		Non étudié : emprises du projet non adaptées à ce système et micro-méthanisation disposant de peu de retours d'expériences, notamment pour un projet comportant des logements

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
CHALEUR FATALE	Récupération sur eaux usées	Modéré	Très faible – stable	+++	?	++	Retours d'expérience limités Intégration de la technologie en amont du projet pour limiter les coûts d'investissement	+	A étudier : nécessite des investigations complémentaires mais possibilité de mise en place d'une alimentation d'appoint au réseau de chaleur existant
	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
AEROTHERMIE	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
HYDROLIENNEE	Installation dans cours d'eau	Important : M€/MW	3,5 Modéré	++	20 ans	+	Peu de retours d'expériences Impact sur le 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
RESEAU DE CHALEUR	Raccordement au réseau urbain	Important	Stable	+++	?	++	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 commune de Plaisir présent à proximité du site

III. PREDIMENSIONNEMENT ET SCENARII



Nous étudions les possibilités d’approvisionnement à partir des sources d’énergie disponibles sur site et des objectifs énergétiques fixés (RE2020). En effet, des solutions au gaz ou au fioul ne seraient pas envisageables car non conformes aux objectifs de consommations énergétiques et d’émissions de gaz à effet de serre.

Il est à noter que les approvisionnements proposés dans le cadre de la présente étude concernent les nouvelles constructions : nouveaux logements, commerces et équipements. L’approvisionnement du reste du quartier n’est ici pas étudié.

Les besoins en puissance sont estimés au regard de la programmation dont nous disposons actuellement (datant de février 2023). 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) :

	Besoins ECS	Besoins chauffage	Electricité / froid	Performances envisagées
Scénario 1	Chauffe-eau à accumulation (électricité)		Raccordement au réseau d’électricité	RE2020 ne dépassant pas le CEP max NR
Scénario 2	Raccordement au réseau de chaleur avec un appoint d’une chaufferie biomasse couvrant 80% des besoins		Panneaux solaires photovoltaïques couvrant 20% des besoins en électricité	RE2020
	Complément chauffe-eau		Raccordement au réseau d’électricité	
Scénario 3	Raccordement au réseau de chaleur avec un appoint de récupération de chaleur sur les eaux usées couvrant 75% des besoins en chaud		Panneaux solaires photovoltaïques couvrant 20% des besoins en électricité	RE2020
	Complément chauffe-eau		Raccordement au réseau d’électricité	

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, en partenariat avec les gestionnaires.

Retours d’expérience sur le développement d’approvisionnements similaires

Exemple de la mise en œuvre de pompes à chaleur sur un réseau d’eaux usées pour des logements sociaux à Mulhouse (68)

En 2008, la société Batigère Nord-Est lance un projet de réhabilitation de la caserne militaire Lefebvre construite en 1877 à Mulhouse pour réaliser un ensemble de 108 logements sociaux. Soucieux d’utiliser une source d’énergie renouvelable, la société a choisi un système de pompes à chaleur connectées au réseau d’eaux usées de la ville.

La température des réseaux d’assainissement est assez stable. Comprise entre 13°C et 20°C toute l’année, elle peut être reliée à un échangeur pour alimenter une pompe à chaleur qui produira de la chaleur en hiver et du rafraîchissement en été. Le mécanisme est le même que celui employé par les pompes à chaleur géothermiques.

Pour définir la faisabilité de l’installation, des études préalables ont été lancées en 2009 par la ville de Mulhouse afin de s’assurer que la ressource, c’est-à-dire le débit et la température des eaux usées, étaient compatibles avec les besoins des logements. Ces études ont montré que le collecteur des eaux usées avait un débit de 590 m³ /h avec une température moyenne de 15°C, ce qui est compatible avec le projet envisagé. La canalisation d’eaux usées sur laquelle le dispositif est installé est un réseau unitaire qui recueille les eaux pluviales et sanitaires (douches, éviers, baignoires, toilettes, lave-vaisselle, etc.).

L’installation comprend :

- Un capteur de surface composé d’une double plaque en inox longue de 35 mètres, incurvée et posée dans la canalisation d’eaux usées ;
- 263 mètres de canalisation (176 mètres en polyéthylène et 87 mètres en inox) reliant le capteur aux pompes à chaleur ;
- 4 pompes à chaleur de 130 kW affichant un COP moyen annuel de 3,49 et installées dans les chaufferies ;
- Deux chaudières au gaz d’appoint, pour une puissance de 300 kW.

Cette installation permet de produire 655 MWh par an et de couvrir 75% des besoins en chaleur, les 25% restant étant assurés par les chaudières fonctionnant au gaz.

Le coût total de l’installation est de 600 k€, répartis comme suit : pompes à chaleur 198 k€, équipements en réseau d’eaux usées 172 k€, installation d’appoint 103 k€, VRD et génie civil 54 k€, Ingénierie 43 k€, système de gestion et de suivi 30 k€ ; pour un financement de l’ADEME via le Fonds Chaleur de 256 k€.

Exemple du réseau de chaleur biomasse alimentant l’éco-quartier Camille Claudel de Palaiseau (91)

Camille Claudel Energies a conçu et réalisé une chaufferie biomasse de 3MW alimentée par du bois d’élagage, obtenu essentiellement par le broyage et le déchiquetage de branches issues de l’entretien des forêts, des parcs et des jardins situés dans un rayon de 50 kilomètres.

La chaufferie est ainsi composée de 2 chaudières biomasse (1MW et 2MW) et de 2 chaudières gaz pour l’appoint secours. Un système vertueux de récupération d’énergie sur les fumées de combustion permet de préchauffer l’eau améliorant le rendement global de la chaufferie.

Le réseau de chaleur de 2,5 kilomètres aller-retour alimente 23 sous-stations en pied d’immeubles afin de fournir en chauffage collectif et eau chaude environ 2 000 logements, une piscine, un groupe scolaire et une crèche.

Chaque sous-station est équipée de 2 échangeurs qui récupèrent les calories du réseau pour chauffer les logements et l’eau chaude sanitaire. Une fois utilisée, l’eau refroidie entre 40°C et 50°C retourne dans la chaufferie pour être chauffée à nouveau.

Le coût global est de 6,9 millions d'euros avec un financement d'1,1 million de l'ADEME. 70% des besoins sont couverts par des énergies renouvelables et 2 400 tonnes de CO2 sont ainsi évitées par an.

Exemple de la Résidence Rouget de l'Isle à Pantin (93)

En dans le cadre de sa politique de développement durable le groupe 3F décide de lancer des opérations pilotes pour vérifier l'efficacité des énergies renouvelables en termes d'économie sur les charges des locataires et sur les émissions de CO₂, et disposer d'un retour d'expérience sur la mise en œuvre et l'entretien de ces équipements. Parmi les 11 opérations, deux concernent la géothermie dont celle de la résidence Rouget de l'Isle à Pantin mise en service en 2011.

Située dans un petit parc arboré, la résidence Rouget de l'Isle est composée de 151 logements sociaux répartis dans 4 bâtiments de différentes hauteurs Les besoins énergétiques annuels de 1 080 MWh de ce parc, construit en 1966 et racheté en 1990 par Immobilière 3F sont assurés depuis 2011 à 82% par une pompe à chaleur géothermique et à 18% par deux chaudières à gaz.

Le coût de la géothermie a été de 227 k€ TTC pour les forages et 75 k€ TTC pour les pompes à chaleur sur un investissement total de 759 k€ HT. Le temps de retour sur investissement a été estimé à 6 ans.

1. DEFINITION DES SCENARI 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.

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 coût d'exploitation réel ;

Les coûts d'investissement sont donnés sans préoccupation de leur répartition entre les différents acteurs du projet d'aménagement (ville, 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.

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 (données AMORCE/ADEME), les facteurs d'émission (y compris les consommations liées au fonctionnement des auxiliaires) sont les suivants :

Facteurs d'émission du poste chauffage par mode de chauffage (en gCO₂/kWh_{Eu}) (source : Bilan GES / ADEME)

Réseau de chaleur	77
Panneaux solaires thermique	0
Panneaux solaires photovoltaïques	0
Electricité (nucléaire)	66
Pompe à chaleur eaux usées	98

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 coûts 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.

Il est par ailleurs considéré un chauffe-eau électrique par logement, un chauffe-eau électrique pour 500 m² de SDP de commerces / équipements pour le scénario 1.

	EQUIPEMENTS MIS EN ŒUVRE			PART D'ENR
	BESOINS ECS	BESOINS CHAUFFAGE	ELECTRICITE / FROID	
SCENARIO 1	Chauffe-eau à accumulation : 209 au total	Raccordement au réseau d'électricité		0%
SCENARIO 2	Raccordement au réseau de chaleur (hypothèse de 200 ml) avec un appoint par une chaufferie biomasse couvrant 80% des besoins Complément électrique	1 134,5 m ² de panneaux solaires photovoltaïques Raccordement au réseau d'électricité		55%

SCENARIO 3	Raccordement au réseau de chaleur (hypothèse de 200 ml) avec appoint par récupération de chaleur sur les eaux usées (PAC équivalent 500 kW) couvrant 70% des besoins en chaud	1 134,5 m ² de panneaux solaires photovoltaïques	52,1%
	Complément électrique	Raccordement au réseau d'électricité	

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

Panneaux solaires photovoltaïques	600	€/kW
Chauffe-eau électrique à accumulation	2 500	€/unité
Pompe à chaleur eau/eau (avec installation)	1 075	€/kW
Chaufferie biomasse	600 000	€/unité
Réseau de chaleur	1 000	€/ml

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.

1.5. Rendement des installations

Les rendements pris en compte sont les suivants :

- 75% pour l'approvisionnement en électricité ;
- 75% pour les pompes à chaleur ;
- 80% pour les panneaux solaires photovoltaïques.

2. ANALYSE ECONOMIQUE

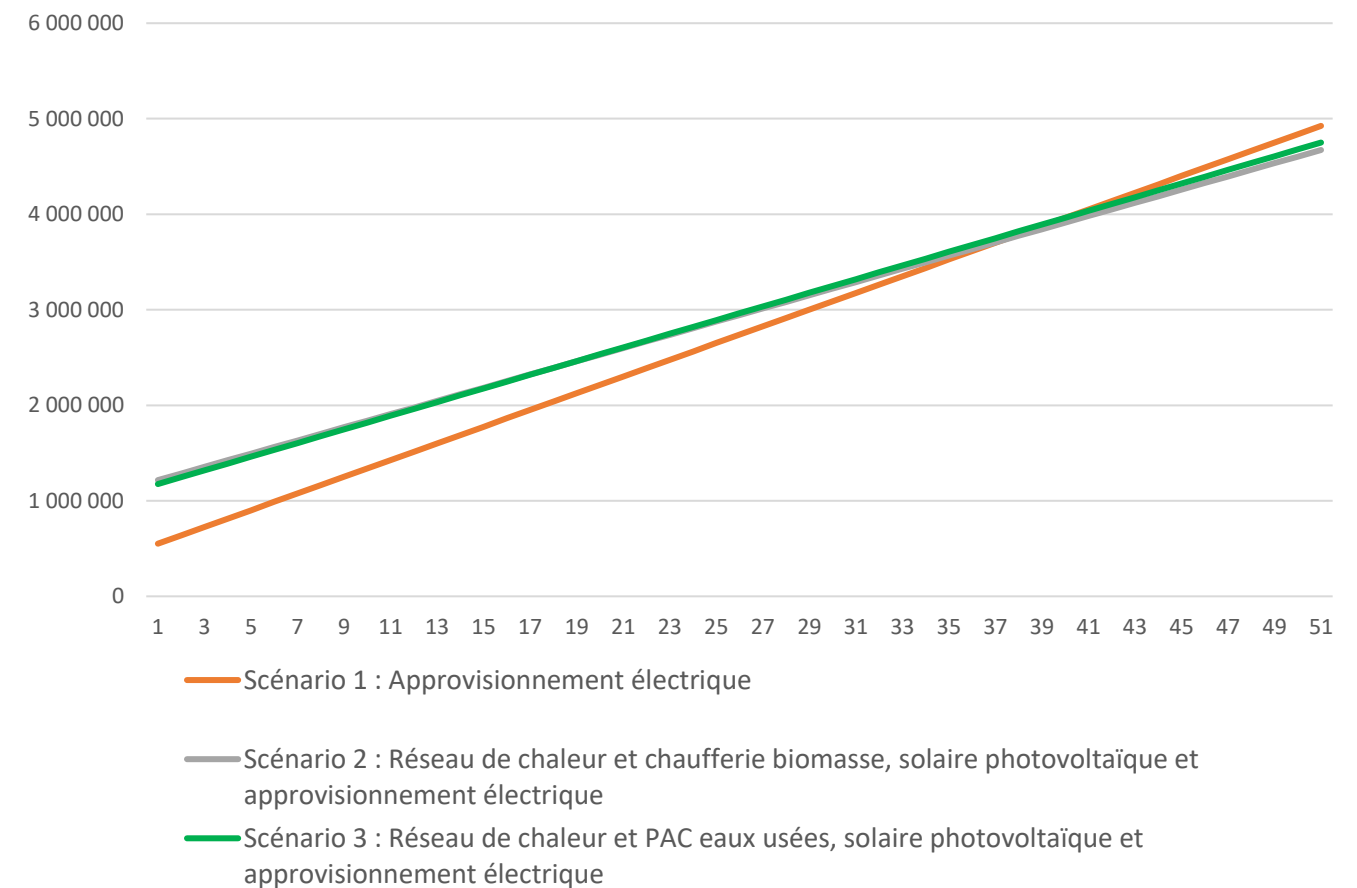
2.1. Sans évolution des coûts de l'énergie

Pour l'ensemble du projet, 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 : Electricité	Scénario 2 : Réseau de chaleur et chaufferie biomasse	Scénario 3 : Réseau de chaleur et PAC eaux usées
------------------------------------	--	---

Investissement (€ TTC installé)	551 238	1 311 156	1 270 025
Subventions mobilisables (€ TTC)	0	94 400	94 400
Coût d'investissement avec subventions (en € TTC)	551 238	1 216 756	1 175 625
Coût de l'énergie (P2+P3+P4) (€/MWh)	108	70	72
Coût total en € TTC hors subventions (sur 50 ans)	4 925 130	4 698 533	4 802 942
Coût global en €/MWh TTC hors subventions	162	118	121
Coût total en € TTC avec subventions (sur 50 ans)	4 925 130	4 604 133	4 708 542
Coût global en €/MWh avec subventions	162	101	104

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



Sans tenir compte de l'évolution des coûts de l'énergie, les scénarios 2 et 3 sont plus rentables économiquement sur le long terme, respectivement à partir de 38 et 41 ans.

A noter, en plus de ces modélisations qui ne représentent que le cout de l'investissement et les couts d'exploitation liés à l'entretien, la maintenance, qu'il y aura un cout d'abonnement pour les utilisateurs lié à leurs consommations. Pour l'électricité, les abonnés sont facturés mensuellement sur la base d'une part variable R1, qui représente l'énergie consommée et mesurée mensuellement au niveau du compteur, et la part abonnement R2, qui relève de la puissance souscrite.

2.2. Avec évolution des coûts de l'énergie

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

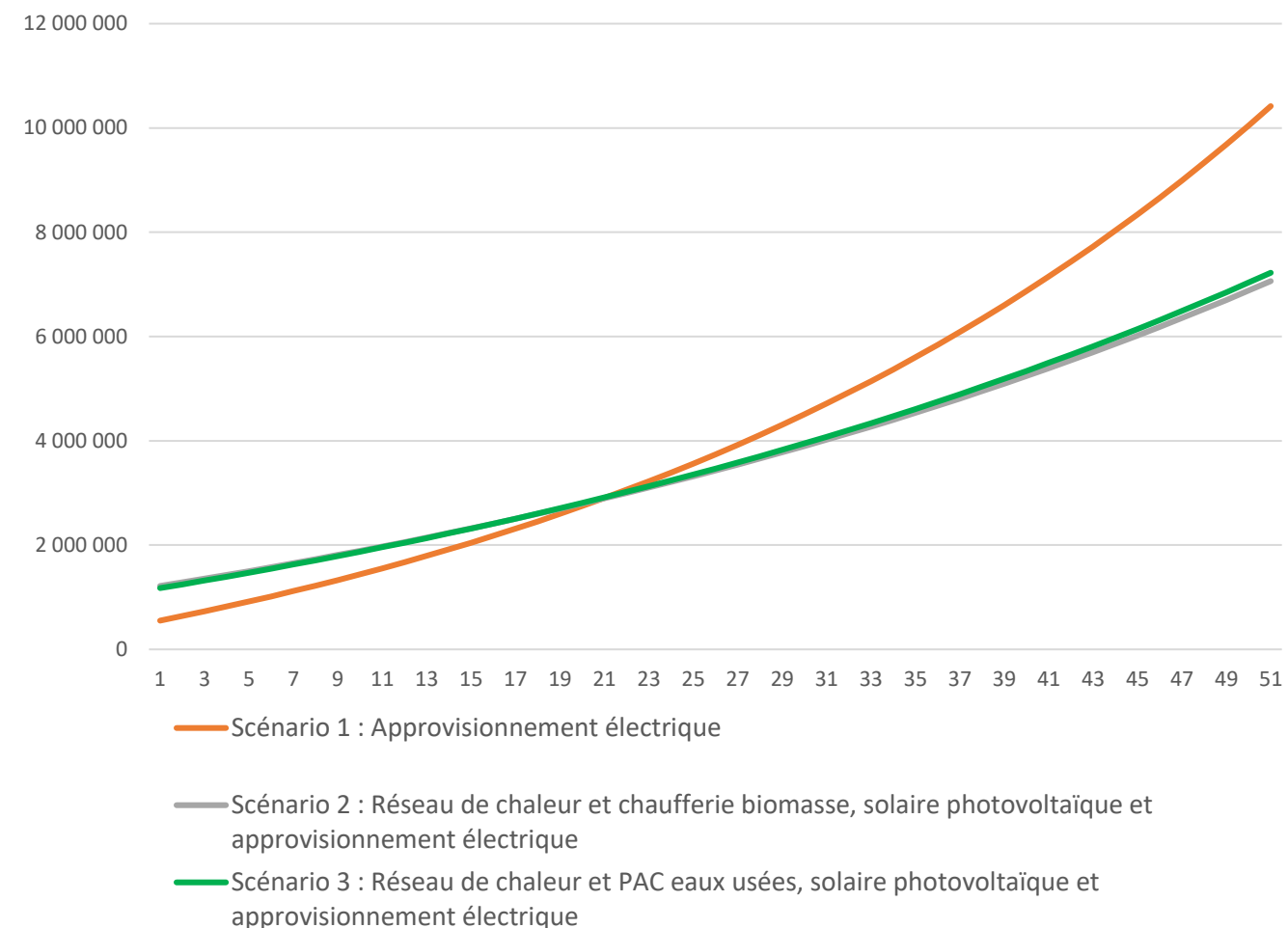
- 2% pour les réseaux de chaleur majoritairement alimentés par les EnR ;
- 3% sur le prix de l'électricité.

Pour notre étude, nous prenons les hypothèses suivantes :

- +3% pour l'électricité ;
- 2% pour le réseau de chaleur.

	Scénario 1 : Electricité	Scénario 2 : Réseau de chaleur et chaufferie biomasse	Scénario 3 : Réseau de chaleur et PAC eaux usées
Investissement (€ TTC installé)	551 238	1 311 156	1 270 025
Subventions mobilisables (€ TTC)	0	94 400	94 400
Cout d'investissement avec subventions (en € TTC)	551 238	1 216 756	1 175 625
Coût de l'énergie (P2+P3+P4) (€/MWh)	108	70	72
Cout total en € TTC hors subventions (sur 50 ans)	10 418 464	7 156 963	7 317 410
Cout global en €/MWh TTC hors subventions	343	158	161
Cout total en € TTC avec subventions (sur 50 ans)	10 418 464	7 062 563	7 223 010
Cout global en €/MWh avec subventions	343	156	159

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



En tenant compte des tendances constatées et de l'évolution des coûts des énergies, l'analyse des coûts montre que les scénarios 2 et 3 à partir de 20 et 21 ans.

2.3. Investissements en lien avec les équipements nécessaires à chaque scénario

Bien que le gros entretien et le renouvellement à l'identique des installations (P3) soient pris en compte dans le coût de l'énergie dans les représentations graphiques suivantes, nous pouvons préciser les éléments suivants en matière de retour sur investissement et de durée de vie des équipements envisagés.

	EQUIPEMENTS MIS EN ŒUVRE	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE
SCENARIO 1	Chauffe-eau à accumulation	Environ 8 ans	10 ans
SCENARIO 3	Chaufferie biomasse	5 - 10 ans	15 - 20 ans
	Panneaux solaires photovoltaïques	15 ans	25 à 30 ans

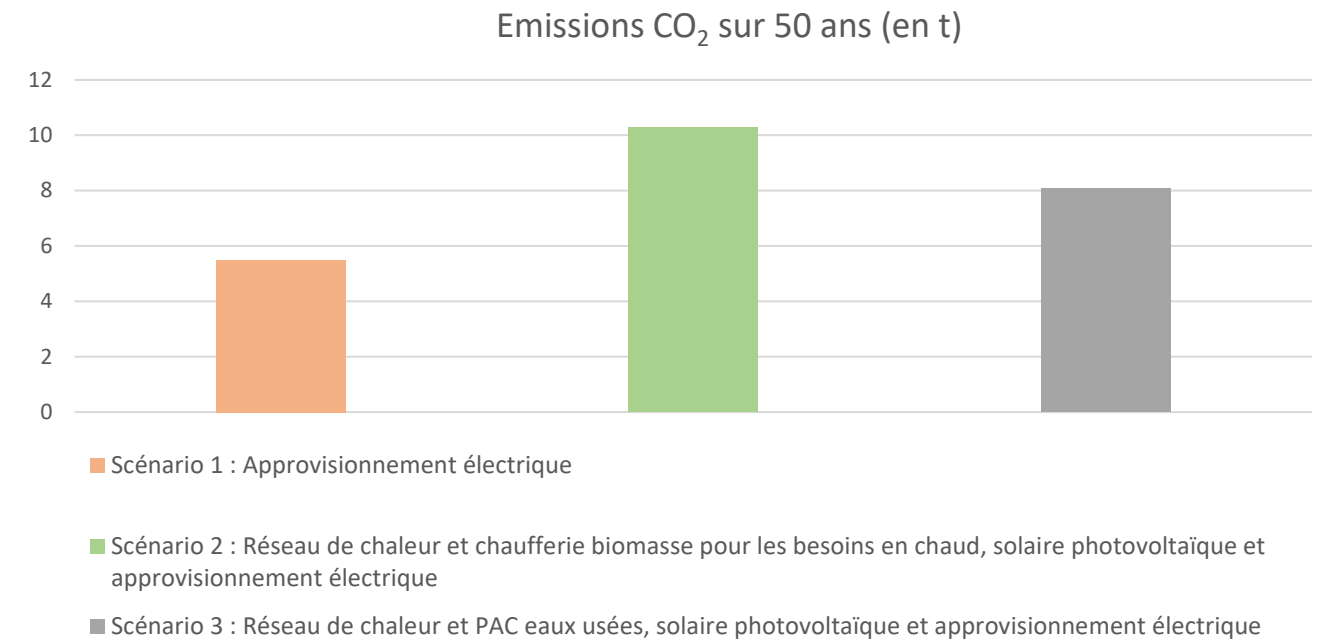
	EQUIPEMENTS MIS EN ŒUVRE	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE
	Chauffe-eau à accumulation	Environ 8 ans	10 ans
SCENARIO 4	PAC géothermique	5 - 10 ans	15 - 20 ans
	Panneaux solaires photovoltaïques	15 ans	25 à 30 ans

Comme le montre le tableau ci-dessous, la mise en œuvre de chauffe-eau à accumulation semble moins pertinente du fait d'un retour sur investissement et d'une durée de vie qui sont relativement proches, nécessitant rapidement un renouvellement de l'équipement alors que le retour sur investissement se trouve seulement atteint.

3. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

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

	Scénario 1 : Approvisionnement électrique	Scénario 2 : Réseau de chaleur et approvisionnement électrique	Scénario 3 : Réseau de chaleur, solaire photovoltaïque et approvisionnement électrique
Besoins en Chaud en kWh	1 664	2 177	2 177
Emissions annuelles CO ₂ (en kg/an)	110	206	162
Emissions CO ₂ sur 50 ans (en T)	5	10	8



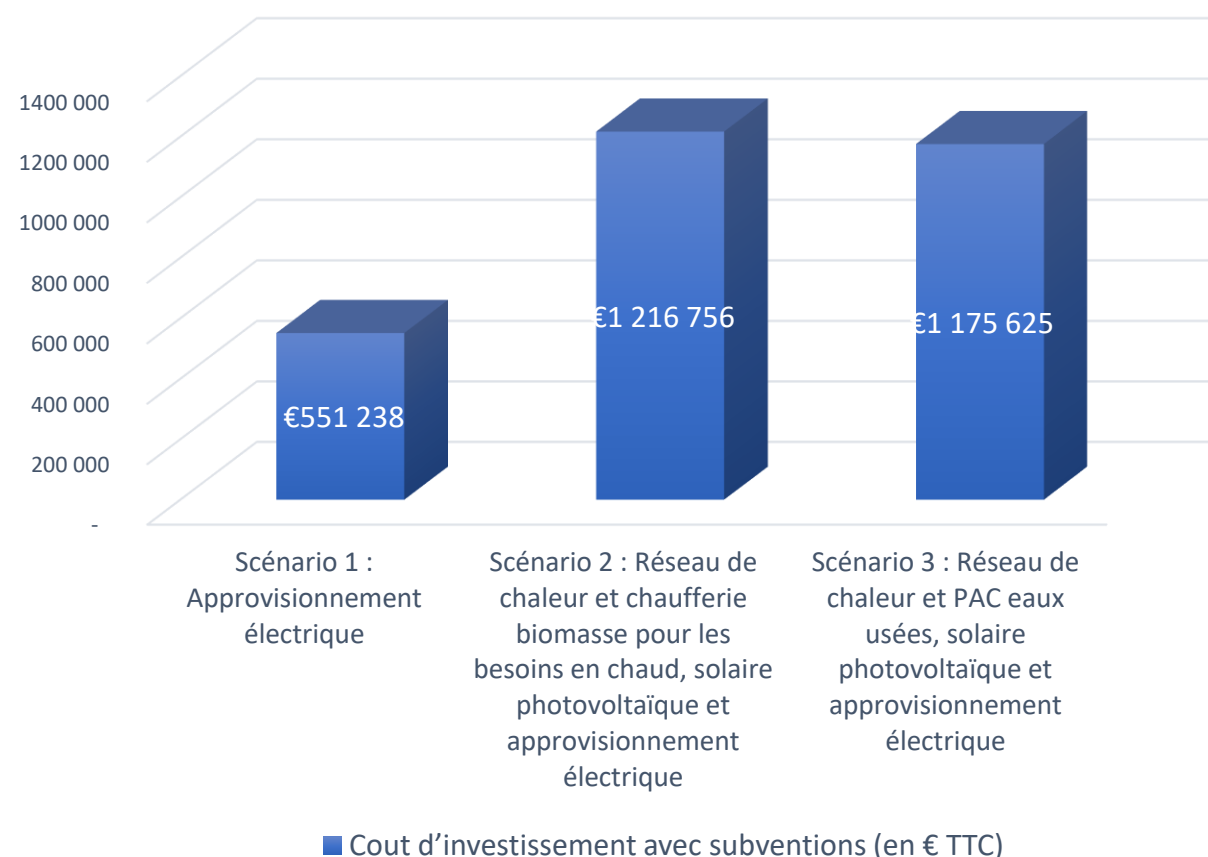
Le scénario 1 est le plus avantageux environnementalement parlant, en matière d'émissions de gaz à effet de serre. A noter que l'électricité provenant du nucléaire présente d'autres impacts environnementaux que les émissions, notamment le stockage des déchets nucléaires. Il est également à noter que le recours aux panneaux solaires photovoltaïques a un impact sur l'environnement qui n'est pas compatibilisé dans le calcul qui ne recouvre que l'exploitation du dispositif (production des cellules notamment).

IV. CONCLUSION

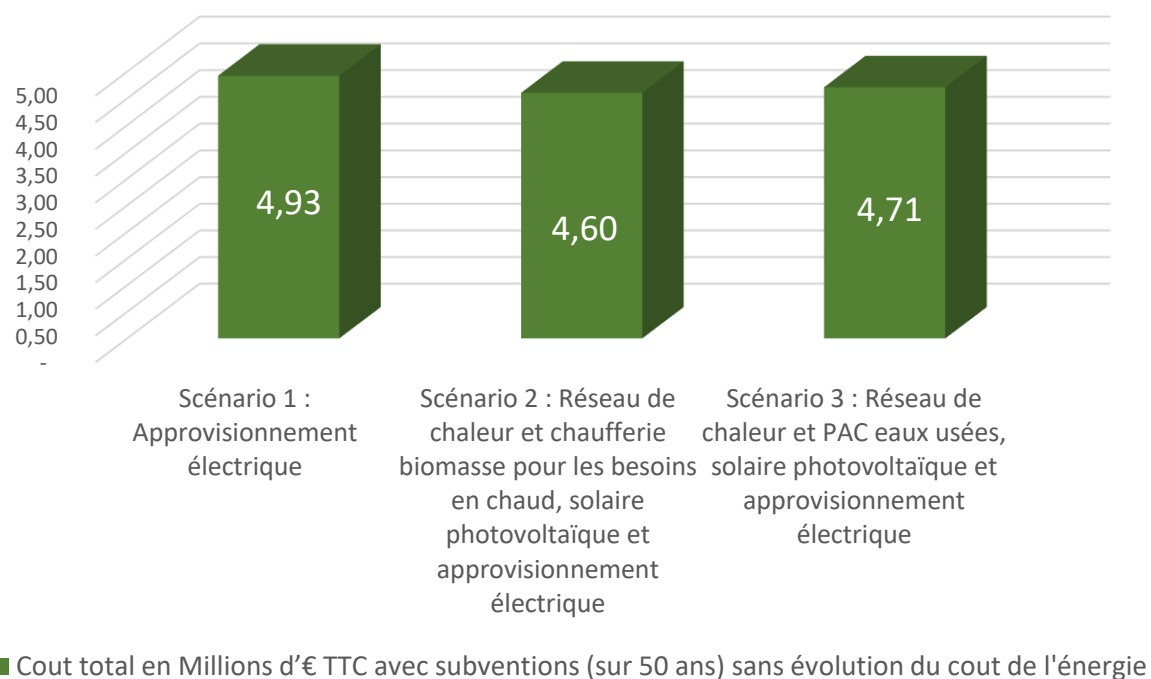


Les graphiques suivants permettent de comparer les différents scénarios analysés dans l'étude au regard des critères suivants :

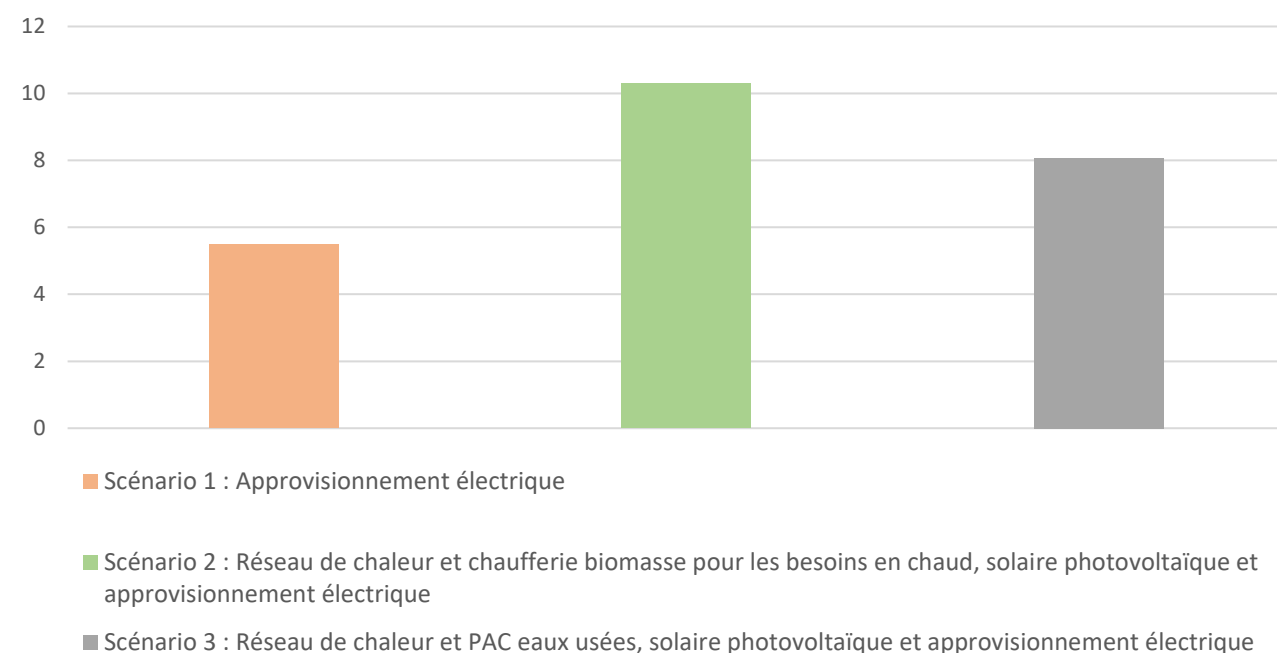
Analyse économique comparative à l'investissement initial des différents scénarios



Analyse économique comparative sur le coût total des différents scénarii



Analyse environnementale comparative des différents scénarios sur la base des émissions de CO₂



Si la réflexion se porte sur un investissement à long terme, et en tenant compte des évolutions du coût de l'énergie les scénarios 2 et 3 semblent être les plus intéressants d'un point de vue économique. Toutefois, il est nécessaire de prendre en compte les émissions directes liées au réseau de chaleur (plus importantes que celle liées à l'électricité) et indirectes liées aux conditions de production des cellules photovoltaïques, qui ne sont pas comptabilisées dans ce bilan. Il sera notamment préférable de choisir une production en France afin de limiter cet impact.

La solution ayant recours au tout électrique ne semble pas être la plus avantageuse. Il est en effet nécessaire de prendre en compte le coût total sur 50 ans, ainsi que l'évolution du coût de cette énergie non renouvelable. Par ailleurs, l'énergie électrique génère des déchets nucléaires qu'il est nécessaire de gérer.

Étude du potentiel de développement des énergies renouvelables sur le quartier Valibout à Plaisir (78)

EVEN Conseil – Agence de Paris

52 Rue Jacques Hillairet

75012 Paris CEDEX 12



Communauté d'Agglomération de Saint-Quentin-en-Yvelines Terre d'innovations

1 rue Eugène-Hénaff BP 10118

78192 Trappes Cedex

