

Annexe 8. Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables et de récupération (ENR) (Ginger BURGEAP, janvier 2019)

Cette annexe contient 49 pages.

ETABLISSEMENT PUBLIC TERRITORIAL GRAND-ORLY SEINE BIEVRE

Opération ZAC Paul Hochart

Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables et de récupération (ENR)

Rapport

Réf : CICEIF182989 / RICEIF00741-01

MACO / EDL / MCN

23/01/2019



ETABLISSEMENT PUBLIC TERRITORIAL GRAND-ORLY SEINE BIEVRE

Opération ZAC Paul Hochart

Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables et de récupération (ENR)

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration de :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction Nom / signature	Vérification Nom / signature	Validation Nom / signature
Rapport	23/01/2019	01	M. CERAUDO MACO	E/ LECOMPTE EDL	M. COHEN 

Numéro de contrat / de rapport :	Réf : CICEIF182989 / RICEIF00741-01
Numéro d'affaire :	A25594
Domaine technique :	ER07
Mots clé du thésaurus	ENERGIES RENOUVELABLES

BURGEAP Activité ICE • 143, avenue de Verdun – 92442 Issy-les-Moulineaux CEDEX

Tél. 33 (0) 1 46 10 25 51

burgeap.icobat@groupeginger.com

Résumé non technique à l'attention des décideurs

La présente étude a pour objet d'étudier la faisabilité du potentiel de développement en énergies renouvelables du projet d'aménagement de la ZAC Paul Hochart, mené par l'Etablissement Public Territorial Grand-Orly Seine Bièvre, situé sur la commune de l'Haÿ-les-Roses dans le département du Val-de-Marne (94). Elle répond à l'obligation réglementaire issue de l'article L300-1 du code de l'Urbanisme, qui prévoit qu'une telle étude accompagne tout projet d'aménagement soumis à étude d'impact.

L'emprise du projet présente une surface de 32 000 m². Il se situe à l'est de la commune de l'Haÿ-les-Roses, au croisement entre la rue Paul Hochart et la RD7.

L'opération d'aménagement concerne la réalisation d'une ZAC constituée de logements neufs et d'un groupe scolaire sur une surface de plancher d'environ 63 000 m² :

- 53 000 m² de logements dont :
 - 4 700 m² dédiés au foyer de jeunes travailleurs,
 - 6 400 m² de logements sociaux,
- 1 500 m² de commerces situé en pied d'immeuble et le long de la RD7,
- 9 364 m² dédiés à la création d'un groupe scolaire.

Cette mission se déroule en deux temps :

- **Un volet diagnostic**, qui comprend :

L'analyse de besoins du projet en chaud et en froid, estimés à 2 540 MWh/an pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, à 25 MWh/an pour la climatisation, à 470 MWh/an pour les besoins réglementaires en électricité (éclairage, ventilation) et 1 150 MWh/an pour les autres usages de l'électricité.

Une analyse du potentiel en énergies renouvelables du site, qui compte tenu de ses caractéristiques technico-économique et des indications du PLU de l'Haÿ-les-Roses, a permis d'identifier le recours au raccordement de réseau de chaleur existant géré par la SEHMACH comme le **scénario pressenti**. Le scénario ayant recours et au solaire thermique pour la couverture d'une partie des besoins en ECS a également été identifié comme pertinent ;

- **Un volet pré-faisabilité**, qui compare deux scénarios « renouvelables » avec un scénario conventionnel, selon des critères techniques, économiques et environnementaux :
 - Scénario ENR1 : raccordement au réseau de chaleur de chauffage urbain pour la production de chaleur (chauffage et l'ECS) et production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.
 - Scénario ENR2 : recours à des panneaux solaires pour l'ECS, chaudières gaz à condensation assurant l'appoint en ECS et les besoins de chauffage et production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.
 - Ces 2 scénarios ont été comparés avec le scénario « conventionnel » suivant :
 - Scénario Econv : production de chaleur (chauffage et ECS) avec des chaudières au gaz naturel à condensation par îlot et production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

Si, compte tenu des informations manquantes sur les éventuels coûts de raccordement du scénario EnR1, l'analyse en coût global est possiblement incomplète, il est très probable que ce scénario offre la solution la plus avantageuse sur les plans :

- Economique : la différence entre les coûts globaux des trois scénarios est très en faveur de du scénario EnR1, si bien que même d'éventuels coûts de raccordement ne changeraient probablement pas cette vision

Environnemental : grâce au recours à la géothermie profonde du réseau de la SEMHACH, le scénario EnR1 est le moins émetteur de gaz à effet de serre.

Ces éléments devront être confirmés par l'étude technico-économique que la SEMHACH réalisera à la demande du porteur de projet.

Enfin, si l'avantage économique du scénario EnR1 venait à être confirmé par cette dernière étude, il pourrait être intéressant d'étudier la mise en œuvre de panneaux solaires photovoltaïques pour une opération d'autoconsommation collective (en incluant les besoins électriques des installations de recharge des véhicules électriques qui pourraient être installées sur le projet). Cela permettrait d'atteindre un niveau de performance environnemental encore plus élevé.

SOMMAIRE

Résumé non technique à l'attention des décideurs	3
1. Introduction	8
1.1 Notre vision de la problématique énergétique	8
1.2 Contexte réglementaire	8
1.2.1 La loi Grenelle	8
1.2.2 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	9
2. Méthodologie.....	9
CAHIER 1	10
3. Caractéristiques du projet	11
3.1 Périmètre d'étude	11
3.2 Données collectées et scénario d'aménagement	11
3.2.1 Scénario d'aménagement	11
3.2.2 Stratégie énergétique locale.....	12
3.3 Caractérisation des besoins	13
3.3.1 Energie primaire, finale et utile	13
3.3.2 Choix du niveau de performance thermique	13
3.3.3 Recours au froid.....	14
3.3.4 Besoins du site.....	14
4. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération . 17	
4.1 Les réseaux de chaleur ou de froid	17
4.2 L'énergie hydraulique	18
4.3 L'énergie solaire	19
4.3.1 Données climatiques et gisement	20
4.3.2 Projet à proximité de monuments historiques	21
4.3.1 Le solaire photovoltaïque	22
4.3.2 Le solaire thermique.....	24
4.4 L'énergie éolienne.....	25
4.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW)	25
4.4.2 Moyen et Petit éolien.....	26
4.5 La combustion de biomasse	26
4.5.1 Le bois énergie.....	26
4.5.2 Biomasse agricole.....	27
4.6 Le biogaz	28
4.6.1 Valorisation des déchets	28
4.6.2 Valorisation des sous-produits agro-alimentaires.....	28
4.7 La géothermie	29
4.7.1 Code minier.....	30
4.7.2 La géothermie sur nappe	31
4.7.3 La géothermie sur sondes.....	31
4.8 Récupération de chaleur sur eaux usées	32
4.8.1 Installation collective (à l'ilot).....	32
4.8.2 Installation individuelle (au bâtiment)	33
4.8.3 Installation individuelle (au logement)	33
4.9 L'aérothermie	33
4.10 La cogénération.....	33
4.11 Chaleur fatale industrielle	34
4.12 Synthèse de l'analyse de potentiel en ENR	35
5. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus	37
CAHIER 2	38
6. Dimensionnements techniques	39
6.1 Scénario Econv.....	40

6.2	Scénario EnR 1	40
6.3	Scénario EnR 2	40
7.	Analyse multicritère des scénarios retenus	41
7.1	Coûts d'investissements	41
7.2	Analyse économique en coût global	41
7.2.1	Hypothèses économiques	42
7.2.2	Evolution des prix de l'énergie	42
7.2.3	Résultats économiques	42
7.2.4	Résultat environnemental	43
8.	Autres préconisations	43
8.1	Conception architecturale	43
8.2	Intégration architecturale	44
9.	Conclusion	45
•	La (petite) histoire des hydrocarbures	48
•	Effet de serre, réchauffement planétaire et changements climatiques	48

TABLEAUX

Tableau 1 : répartition des surfaces du projet	12
Tableau 2 : besoins en énergie des bâtiments du projet (en MWh/an)	14
Tableau 3 : Tarifs de rachat total de l'électricité PV pour le 4 ^{ème} trimestre 2018 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration	23
Tableau 4 : Tarifs de rachat du surplus de l'électricité PV pour le 4 ^{ème} trimestre 2018 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration	23
Tableau 5 : synthèse de l'analyse du potentiel du site en énergies renouvelables et de récupération	35
Tableau 6 : coûts estimés des équipements de production énergétique	41

FIGURES

Figure 5 : localisation du projet	11
Figure 6 : plan masse du projet	12
Figure 7 : schéma de la chaîne énergétique	13
Figure 8 : besoins surfaciques en énergie pour les bâtiments du projet	15
Figure 9 : besoin en énergie des bâtiments du projet (MWh/an)	16
Figure 10 : besoin en énergie des bâtiments du projet par usage (MWh/an)	16
Figure 11 : Localisation du réseau de chaleur de la commune (Source : Carmen.developpement-durable.gouv.fr)	17
Figure 13 : réseau hydrographique à proximité du site étudié (Source : Geoportail)	19
Figure 14 : ensoleillement moyen annuel à l'Haÿ-les-Roses en kWh/m ² /an (source : PVGIS)	20
Figure 15 : Implantation des bâtiments (vue du sud)	21
Figure 16 : bilan énergétique autoconsommation d'une installation PV	24
Figure 17 : répartition saisonnière des besoins de chaleur d'un logement et des apports solaires	25
Figure 18 : Classes de géothermie	30
Figure 19 : éligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur nappe et sur sondes (Source : BRGM/géothermie-perspectives.fr)	30
Figure 20 : Potentiel géothermique du meilleur aquifère (Source : BRGM/géothermie-perspectives.fr)	31
Figure 21 : exemple de profil annuel utilisé	39
Figure 22 : exemple de répartition annuelle des puissances appelées – chauffage et ECS	39

Figure 18 : coût global annualisé des différents scénarios étudiés *	42
Figure 25 : comparatif environnemental (GES) des scénarios retenus	43
Figure 1 : consommation énergétique mondiale en million de tonnes équivalent pétrole de 1860 à nos jours (source : Schilling & al., AIE, BP statistical review et Observatoire de l'Energie)	48
Figure 2 : l'histoire très résumée du pétrole conventionnel	48
Figure 3 : évolution de la température moyenne planétaire (°C) selon émissions (source : GIEC, AR4)	49
Figure 4 : évolution de température moyenne pour le scénario A1B (Source : GIEC, AR4)	49

1. Introduction

L'analyse préliminaire de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables est initiée avec les premières étapes d'un projet d'aménagement.

Cette analyse doit permettre :

- d'identifier les énergies renouvelables ayant un potentiel de développement à l'échelle de l'opération d'aménagement dès l'avant-projet afin de prévoir leur intégration ;
- de savoir si les projets d'approvisionnement énergétiques associés à ces énergies sont réalisables ;
- d'évaluer les conditions de leur rentabilité.

Il s'agit donc de faire émerger, selon une analyse multicritère (technologie, contraintes de mise en œuvre, investissement, coût global, émissions de GES, etc.), les projets les plus pertinents pour maximiser la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'approvisionnement de l'aménagement.

Pour les scénarios d'approvisionnement jugés pertinents (à la suite de l'étude de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables), le maître d'ouvrage peut alors procéder à une étude de faisabilité qui fournit avec plus de détails les capacités du gisement, les coûts et les bénéfices du ou des scénarios d'approvisionnement retenus. Si l'intérêt de ces scénarios est confirmé, suivent les étapes de conception et d'ingénierie. Pour les grands projets, ces dernières étapes comprennent des activités de développements, consacrées aux ententes de financement du projet et à l'obtention de tous les permis nécessaires à sa réalisation. Enfin seulement arrive la construction puis la mise en service du projet.

Le présent rapport constitue un guide à destination de l'aménageur présentant les possibilités et le potentiel d'approvisionnement en EnR pour l'aménagement du projet d'aménagement situé dans la commune de l'Haÿ-les-Roses. Après un bref rappel des enjeux énergétiques et climatiques à la base des évolutions de la réglementation, nous détaillerons la méthodologie que nous avons appliquée à ce projet.

1.1 Notre vision de la problématique énergétique

Dans ce contexte énergétique et climatique particulier, le recours aux énergies renouvelables (EnR) doit être envisagé comme le dernier maillon d'une chaîne vertueuse visant à réduire les consommations d'énergies fossiles non renouvelables et relocaliser la production d'énergie. Il n'a de sens que si des actions prioritaires sont menées en amont sur les questions de sobriété et d'efficacité énergétique. On entend par sobriété énergétique la suppression des gaspillages par la responsabilisation de tous les acteurs, du producteur aux utilisateurs. L'efficacité énergétique quant à elle consiste à réduire le plus possible les pertes par rapport aux ressources utilisées. Ainsi les actions de sobriété et d'efficacité réduisent les besoins d'énergie à la source. Les EnR doivent alors être encouragées et favorisées pour satisfaire le solde des besoins d'énergie dans le but d'équilibrer durablement ces besoins avec les ressources disponibles et limiter le recours aux énergies non renouvelables. La présente étude s'inscrit dans cette démarche.



1.2 Contexte réglementaire

1.2.1 La loi Grenelle

La loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement, dite Grenelle I, établit le programme de mise en œuvre des conclusions de la consultation nationale sur la politique de l'environnement. Le texte est composé de 57 articles regroupés en 5 grands titres :

- Lutte contre le changement climatique

- Biodiversité, écosystème et milieux naturels
- Prévention des risques pour l'environnement et la santé, prévention des déchets
- Etat exemplaire
- Gouvernance, information et formation

L'article 8 de la présente loi, transcrit à l'article L300-1 du Code de l'Urbanisme stipule que « *Toute action ou opération d'aménagement faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération.* ».

L'article 4 de la présente loi établit les grandes lignes de la Réglementation Thermique 2012, dont les modalités sont fixées par l'arrêté du 26 octobre 2010. Elle limite notamment à 50 kWh d'énergie primaire (modulable) la consommation maximale annuelle surfacique pour les usages suivants : chauffage et auxiliaires, eau chaude et auxiliaires, ventilation, climatisation et éclairage.

1.2.2 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent doivent permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique en équilibrant mieux ses différentes sources d'approvisionnement.

Les objectifs de la loi précisent ou renforcent ceux établis par les lois Grenelle :

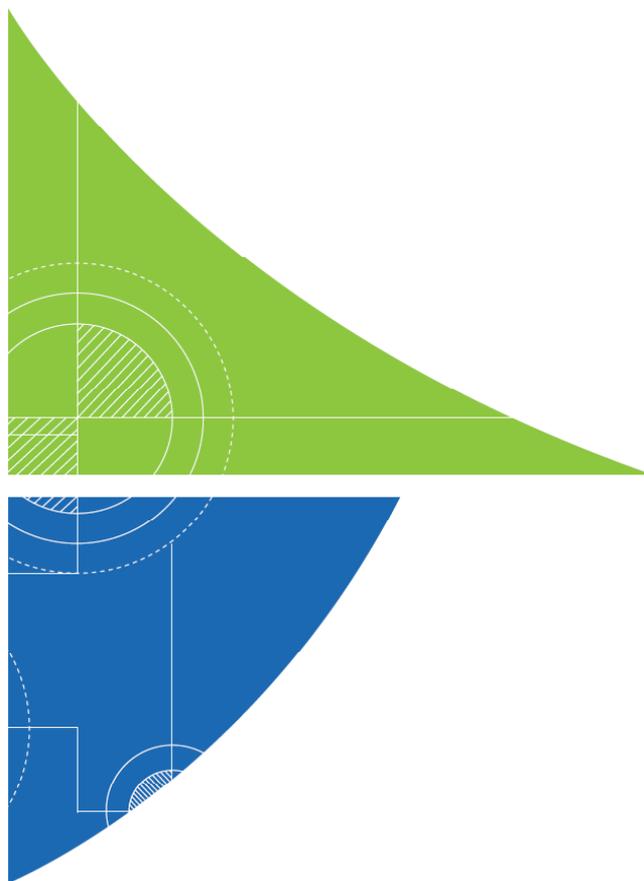
- Réduire nos émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).
- Réduire notre consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012.
- Réduire notre consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012.
- Porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale d'énergie en 2030 et à 40 % de la production d'électricité.
- Diversifier la production d'électricité et baisser à 50 % la part du nucléaire à l'horizon 2025.
- Réduire de 50 % les déchets mis en décharge à l'horizon 2025.

2. Méthodologie

L'étude proposée par BURGEAP se déroule en deux phases :

- Diagnostic (cahier 1) ;
Caractérisations des besoins énergétiques du projet,
Analyse du potentiel en énergies renouvelables et de récupération,
- Faisabilité (cahier 2) ;
Pré dimensionnement,
Analyse multicritère.

CAHIER 1



3. Caractéristiques du projet

3.1 Périmètre d'étude

L'étude de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération, notée étude de faisabilité EnR par la suite, concerne le projet d'aménagement de la ZAC Paul Hochart, située dans la commune de l'Haÿ-les-Roses (94).

Les figures ci-dessous illustrent la situation du projet d'aménagement :

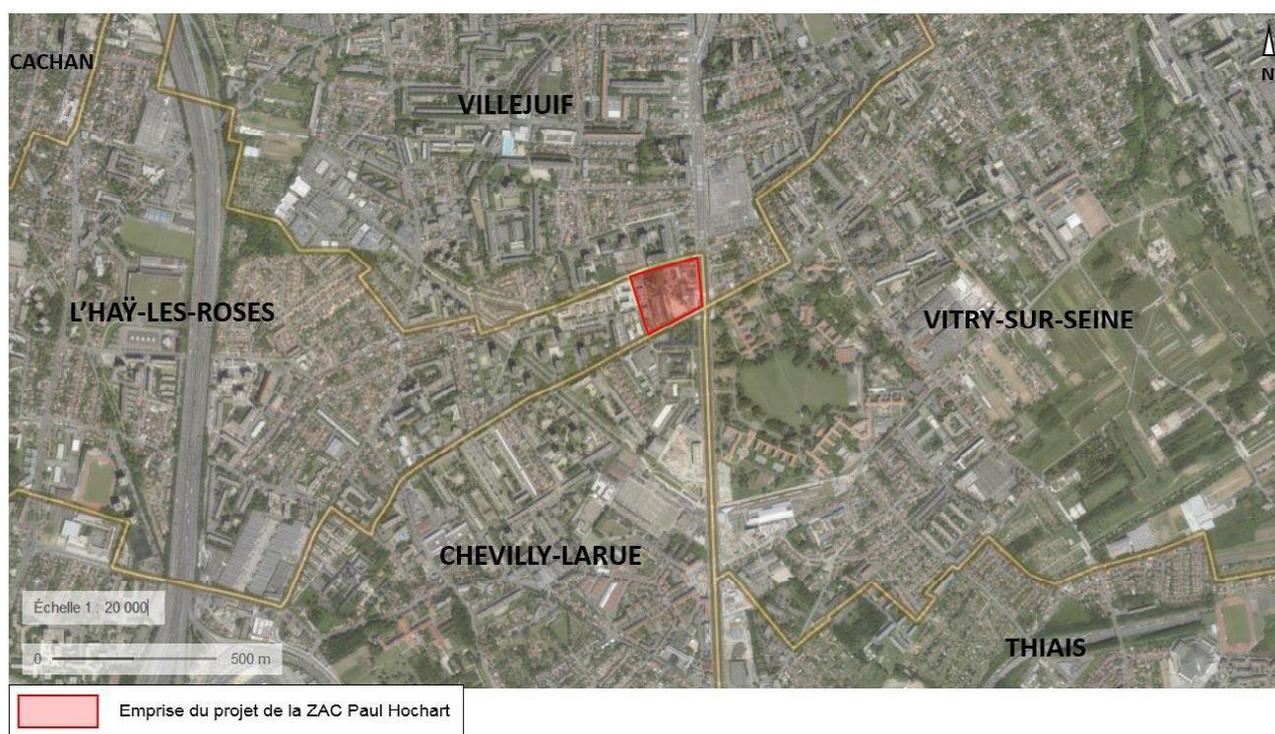


Figure 1 : localisation du projet

3.2 Données collectées et scénario d'aménagement

3.2.1 Scénario d'aménagement

Cette opération, portée par l'Etablissement Public Territorial Grand-Orly Seine Bièvre, concerne la réalisation d'une ZAC constituée de logements neufs et d'un groupe scolaire sur une surface de plancher (SDP) **60 500 m² de surface de plancher** qui se décompose ainsi :

- **Environ 53 000 m² dédiés aux logements**, dont :
 - 4 700 m² dédiés à la reconstruction sur site du foyer Coallia, soit 175 chambres,
 - 6 400 m², représentant 100 logements, réservés pour la reconstitution de logements sociaux démolis sur le secteur de Lallier;
- **Environ 1 500 m² d'activités économiques et commerciales** qui se situeront essentiellement en pied d'immeuble, autour de la nouvelle place à réaliser (à l'angle de la rue Paul Hochart et de la RD 7) et le long de la RD 7 ;

- **6 000 m² dédiés à la création d'un groupe scolaire de niveaux** maternelle et primaire, d'une capacité de 25 classes **et d'un équipement sportif** (de type dojo et salle polyvalente).

Ilot	Surface de l'ilot	Programmation	Surface de plancher (SDP)
01	4 028 m ²	198 logements commerces	12 870 m ² 500 m ²
01bis	4 255 m ²	230 logements commerces	14 950 m ² 500 m ²
02	6 231 m ²	Groupe scolaire	6000 m ²
04a	3 141 m ²	200 logements commerces	13 000 m ² 500 m ²
04b	1 583 m ²	70 logements	4 550 m ²
05	2 892 m ²	175 logements foyer Coalia 30 logements	4 700 m ² 1 950 m ²

Tableau 1 : répartition des surfaces du projet



Figure 2 : plan masse du projet

3.2.2 Stratégie énergétique locale

Le SRCAE de la Région Ile de France détermine les orientations à suivre pour préserver la qualité de l'air et lutter localement contre les changements climatiques, notamment pour réaliser le « facteur 4 » d'ici 2050 :

- Réduction de 17% des consommations énergétiques liées au bâtiment d'ici 2020 et de 50% à horizon 2050 ;
- Couverture des consommations par des énergies renouvelables et de récupération de l'ordre de 11% en 2020 et 45% en 2050.

3.3 Caractérisation des besoins

Les besoins sont estimés ici sur la base des niveaux d'isolation permettant de respecter la RT 2012 -20%.

3.3.1 Energie primaire, finale et utile

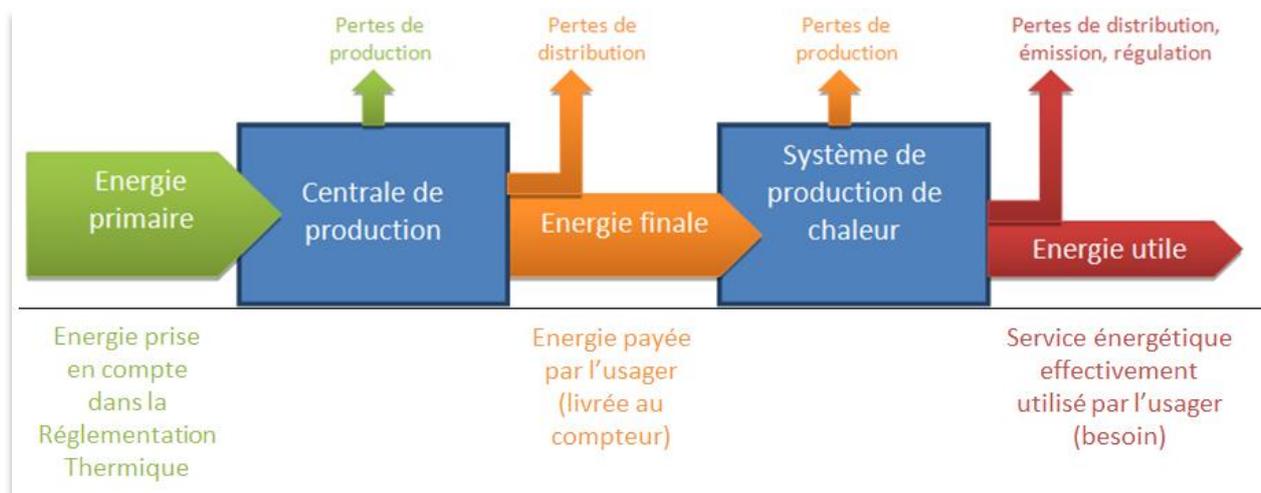
Les concepts d'énergie primaire, finale et utile sont abondamment utilisés dans les problématiques énergétiques et doivent être clairement compris par le lecteur. Ils caractérisent les performances d'une filière énergétiques depuis l'amont (énergie primaire) jusqu'à l'aval (énergie utile).

On distingue ainsi :

- **Énergie primaire** (en kWh_{EP}) : énergie brute (non transformée) puisée dans l'environnement (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, etc.). Concernant la production d'électricité à partir de combustible nucléaire, l'énergie primaire fait référence à la chaleur produite par le combustible avant transformation en électricité ;
- **Énergie finale** ou disponible chez l'utilisateur (en kWh_{EF}) : énergie qui se présente sous sa forme livrée pour sa consommation finale (essence à la pompe, fioul ou gaz « entrée chaudière », électricité aux bornes du compteur, etc.) ;
- **Énergie utile / besoin** (en kWh_{EU}) : énergie qui réalise effectivement la tâche voulue pour l'utilisateur après la dernière conversion par ses propres appareils (rendement global d'exploitation). Dans le cas de la chaleur délivrée à l'usager, on parle souvent de besoins de chaleur.

Le schéma de la chaîne énergétique, présentant les divers jeux de conversion entre les différentes formes d'énergie, est disponible ci-dessous :

Figure 3 : schéma de la chaîne énergétique



3.3.2 Choix du niveau de performance thermique

La RT2012 fixe une consommation maximale d'énergie primaire annuelle surfacique notée Cep_{max} , pour les usages suivants :

- la production de chaleur pour le chauffage,

- la production de chaleur pour l'Eau Chaude Sanitaire (ECS),
- la production de froid,
- l'électricité réglementaire : éclairage des locaux, auxiliaires de chauffages et de ventilation.

Ce facteur Cepmax est modulable en fonction du climat et de la solution d'approvisionnement énergétique retenue, etc. Cependant, la présente étude est centrée sur la production énergétique : pour que la comparaison garde un sens physique, il a été décidé ici de travailler avec des bâtiments de même performance thermique quelle que soit la solution étudiée (*i.e.* avec des besoins en énergie utile identiques).

De plus, la RT 2012 est un mode de calcul à part entière, qui vise moins à prévoir les consommations énergétiques du futur bâtiment qu'à mettre en place une méthode de calcul transposable.

Compte tenu des ambitions du maître d'ouvrage de la ZAC (développement d'un écoquartier éventuellement labellisé), le **niveau de performance retenu équivaut au niveau réglementaire RT 2012 -20%**.

Par soucis de présenter une analyse économique globale réaliste, les ratios utilisés sont des ratios qui correspondent à une conception RT 2012 -20% (type et épaisseur d'isolant, surface vitrée, etc.) avec une consommation obtenue légèrement supérieure au seuil théorique autorisé, tendance souvent observée.

3.3.3 Recours au froid

Aucun usage de climatisation n'est pris en compte dans les logements. Il est en revanche présent dans les commerces.

3.3.4 Besoins du site

L'estimation des besoins énergétiques est réalisée sur la base des ratios présentés ci-dessous :

kWh/(m ² .an)	Logements	Foyer jeunes travailleurs	Commerce	Groupe scolaire
Chauffage	20	20	16	16
ECS	24	32	0	4
Climatisation	0	0	16	0
Electricité réglementaire	6,4	6,4	16	12
Electricité non réglementaire	20	14,4	16	12

Tableau 2 : besoins en énergie des bâtiments du projet (en MWh/an)

Les besoins sont répartis comme décrits ci-dessous pour chaque usage :

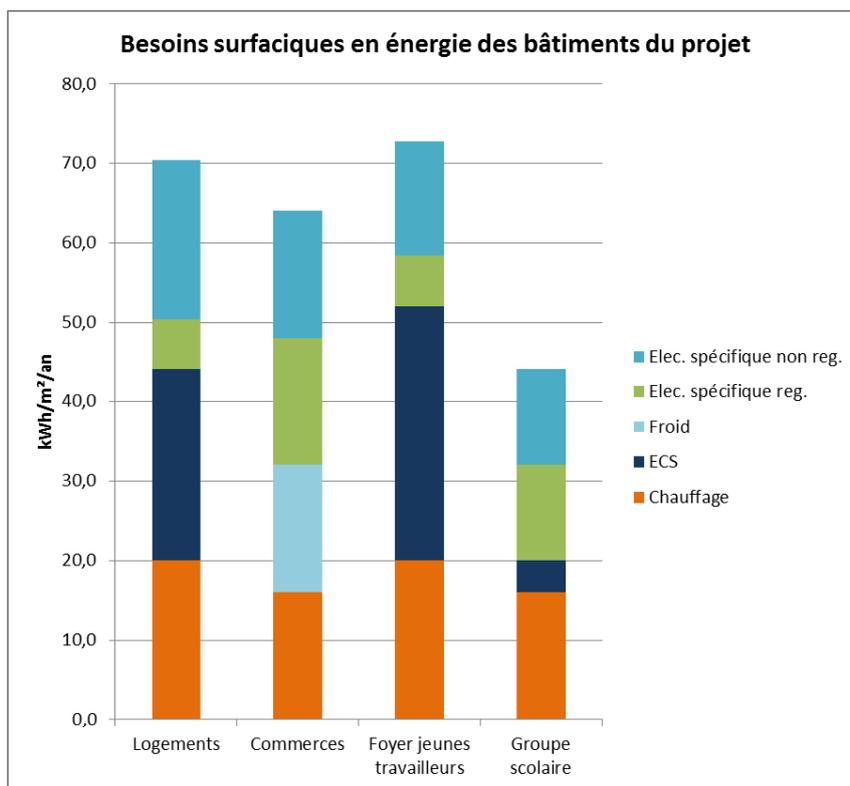


Figure 4 : besoins surfaciques en énergie pour les bâtiments du projet

Sur l'ensemble du projet, les besoins en MWh/an s'élèvent à :

- 1 215 MWh/an en chauffage,
- 1 325 MWh/an en ECS,
- 25 MWh/an en froid,
- 470 MWh/an en électricité réglementaire (ventilation éclairage),
- 1 150 MWh/an en électricité non réglementaire (électroménager, multimédia, etc.)*.

* Ce poste est évidemment une estimation à considérer avec prudence, la consommation réelle étant très variable suivant le niveau de vie / d'équipement et le comportement des futurs usagers.

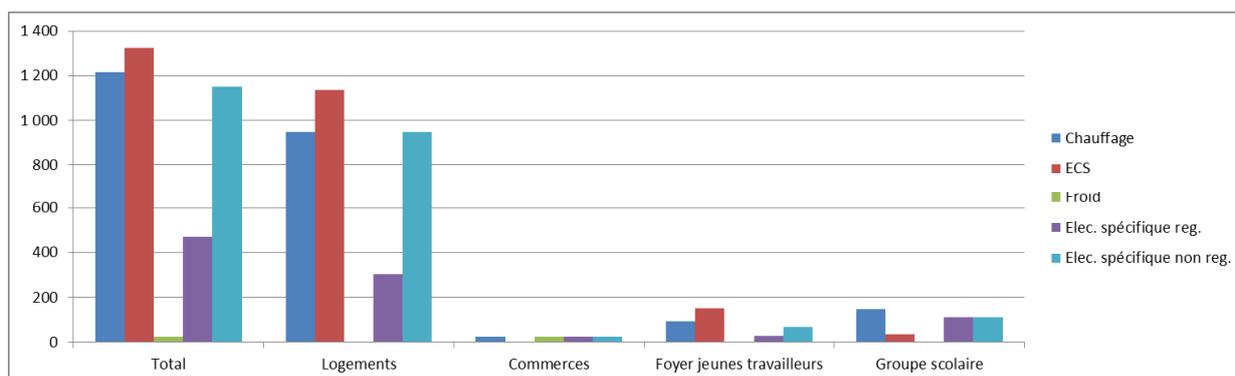


Figure 5 : besoin en énergie des bâtiments du projet (MWh/an)

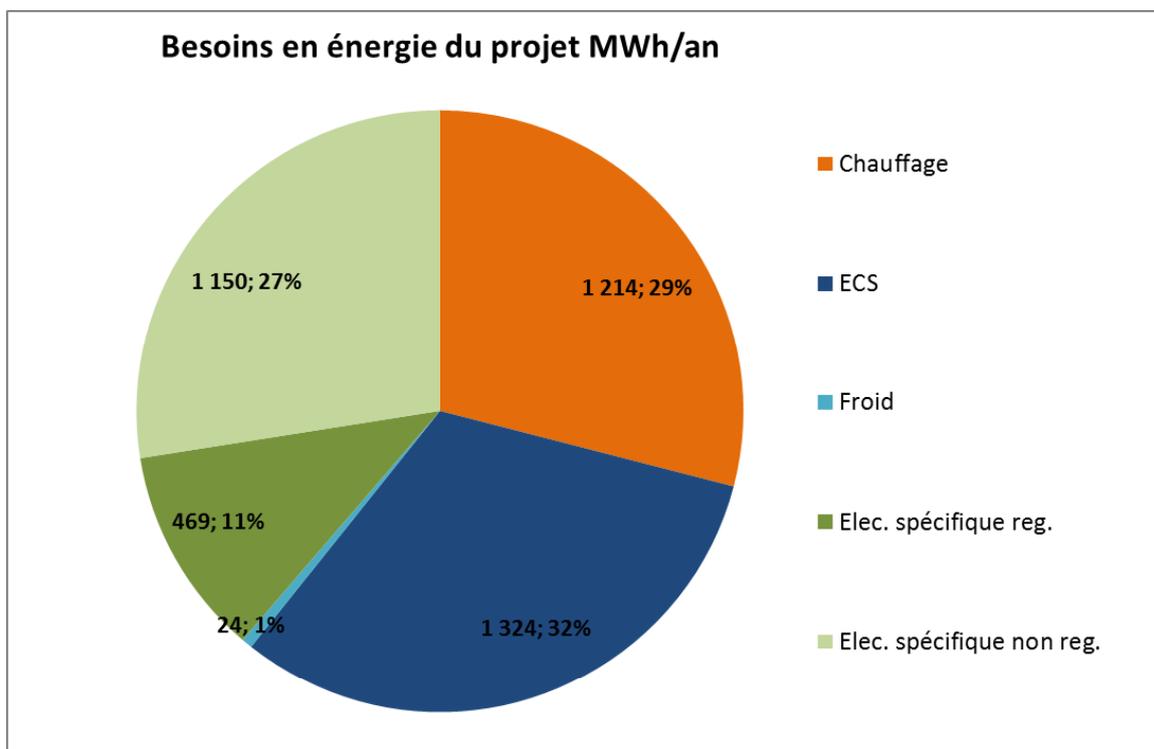


Figure 6 : besoin en énergie des bâtiments du projet par usage (MWh/an)

Le chauffage et l'ECS apparaissent nettement comme les postes de dépense énergétique les plus importants, et représentent environ les deux tiers des besoins en énergie.

L'électricité spécifique (éclairage, ventilation, appareillage électrique) correspond à environ 30% des consommations d'énergie du site.

4. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération

4.1 Les réseaux de chaleur ou de froid

L'étude de potentialité du raccord à un réseau de chaleur ou de froid existant ou la création d'un réseau est un des axes de travail obligatoire de l'étude de faisabilité EnR. En effet, ces solutions mutualisées de production énergétique sont un moyen de développer à grande échelle les énergies renouvelables. Le réseau de chaleur permet de bénéficier de l'effet de foisonnement¹ et donc parfois de diminuer les coûts d'investissement. Par contre, ils nécessitent une prise en compte particulière en amont du projet et souvent un portage fort de la part de l'aménageur.

De surcroît, un recours mutualisé à une source énergétique renouvelable est parfois le seul moyen de faire émerger le projet (effet de seuil ou de facteur d'échelle : par exemple dans le cas d'une valorisation de chaleur sur un incinérateur de déchets, le montant des travaux à engager ne peut justifier qu'un recours collectif massif à cette ressource). Ce chapitre est donc déterminant pour le reste de l'étude car il va impacter la faisabilité économique de certaines sources énergétiques.

La ville de la Haÿ-les-Roses dispose d'un réseau de chaleur qu'elle partage avec les villes de Chevilly Larue et Villejuif, dans le cadre d'une délégation de service public conclue entre SYGEO (délégant et propriétaire des installations/réseau comprenant les villes) et la SEMHACH (délégataire). Ce réseau présente un taux d'EnR d'environ 60% (géothermie profonde au Dogger principalement), ce qui lui permet au réseau d'être faiblement carboné, avec une valeur de 87 gCO₂/kWh.

Par ailleurs, le PLU de la commune de la Haÿ-les-Roses oblige tout projet de construction neuve à se raccorder au réseau de chaleur de la commune sauf impossibilité technique démontrée.

L'étendue de ce réseau est présentée sur la figure suivante et montre que le réseau actuel dispose d'une branche à 200 m environ du projet.



Figure 7 : Localisation du réseau de chaleur de la commune (Source : Carmen.developpement-

¹ Le phénomène de foisonnement est observé quand les usages de chaleur/froid sont désynchronisés sur la zone (usages de jour et de nuit par exemple). Dans ce cas, la mutualisation des systèmes de production énergétique permet un dimensionnement inférieur à la somme des équipements individuels. En pratique, plus la diversité des activités de la zone alimentée par un réseau est grande, plus le foisonnement est grand. Sur des réseaux urbains importants, ce foisonnement peut atteindre 50%, ce qui signifie que l'on peut réduire de moitié la puissance des équipements par rapport à la somme de celles des solutions individuelles.

durable.gouv.fr

Par ailleurs, l'exploitant du réseau nous a indiqué que la réserve de puissance actuelle sur le réseau permet le raccordement du projet d'aménagement.

Concernant le coût de la chaleur fournie par le réseau, le tarif moyen (R1 + R2 + R3) est estimé à environ 60 €TTC / MWh utile (TVA à 5,5% sur les 3 termes), avec :

- R1 : terme lié aux consommations déterminées par l'étude,
- R2 : terme lié aux puissances souscrites déterminées par l'étude,
- R3 : terme lié aux primes spécifiques et primes générales, toutes deux liées aux puissances souscrites.

Il est à noter que les termes de facturation ainsi que l'application, ou non, de droits de raccordement, seront définis plus précisément dans une étude technico-économique que la SEMHACH réalisera à la demande du porteur de projet et à partir des informations suivantes :

- L'étude thermique phases PRO et EXE avec les puissances et consommations prévisionnelles ECS et chauffage,
- La typologie du projet (logements, tertiaires, santé, etc.),
- Le nombre et typologie des logements (T1, T2, etc.),
- Plan du local sous-station,
- Plan VRD avec positionnement de la sous-station,
- Questionnaire du cahier des charges complété de la SEMHACH.

Ainsi, cette étude déterminera à la fois le coût de la chaleur fournie en croisant les termes de facturation (R1, R2 et R3) aux besoins énergétiques du projet (consommations et puissances) et également si une demande de participation aux frais de raccordement sera demandée au promoteur/abonné, sous la forme de droit de raccordement.

Compte tenu de ces éléments, et sous réserve que l'étude technico-économique à réaliser par la SEMHACH confirme la possibilité technique et l'intérêt économique, le raccordement de ce projet à ce réseau de chaleur est considéré comme la solution pressentie pour satisfaire les besoins en chauffage et en ECS.

Conclusion sur la ressource

Solution retenue pour la suite de l'étude.

4.2 L'énergie hydraulique

L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production. Les installations hydroélectriques représentent en moyenne 12 à 14% de la production d'électricité (énergie) (soit 1/3 de l'énergie électrique renouvelable), et 25% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2015 (soit environ 25 000 MW).

La Seine passe à plus de 3 km du projet. La distance du site étudié aux cours d'eau est trop importante et les contraintes techniques sur le potentiel (dénivelés, importance de la navigation fluviale) amènent à conclure à un potentiel de développement nul.



Figure 8 : réseau hydrographique à proximité du site étudié (Source : Geoportail)

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée

4.3 L'énergie solaire

L'énergie solaire est présente partout (énergie de flux), intermittente (cycle journalier et saisonnier, nébulosité), disponible (pas de prix d'achat, pas d'intermédiaire, pas de réseau) et renouvelable. Cependant, elle nécessite des installations pour sa conversion en chaleur ou en électricité. Le caractère intermittent impose de se munir d'un système d'appoint pour assurer une production énergétique suffisante tout au long de la journée et de l'année.

Le présent rapport se focalise sur les technologies jugées pertinentes à l'échelle d'une opération d'aménagement : la production d'électricité par panneau solaire photovoltaïque et la production d'eau chaude sanitaire par panneau solaire thermique.

4.3.1 Données climatiques et gisement

A l'Haÿ-les-Roses, le rayonnement solaire annuel reçu par une surface plane horizontale est d'environ 1 230 kWh/(an.m²), ce qui est du même ordre de grandeur que la moyenne nationale :

Système fixe: inclinaison=0°, orientation=0°				
Mois	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	0.68	21.2	0.91	28.2
Fev	1.31	36.8	1.66	46.6
Mar	2.53	78.3	3.20	99.2
Avr	3.63	109	4.71	141
Mai	4.09	127	5.36	166
Juin	4.42	132	5.93	178
Jui	4.29	133	5.82	180
Aug	3.66	114	4.93	153
Sep	2.84	85.1	3.75	112
Oct	1.67	51.7	2.19	67.8
Nov	0.83	25.0	1.11	33.3
Dec	0.58	18.1	0.80	24.9
Moyenne annuelle	2.55	77.6	3.37	103
Total pour l'année		931		1230

Figure 9 : ensoleillement moyen annuel à l'Haÿ-les-Roses en kWh/m²/an (source : PVGIS)

Inclinés à 36° et orientés sud, les panneaux peuvent recevoir un **rayonnement annuel atteignant 1 410 kWh/m²**.

Les bâtiments existants aux environs ou projetés sur les îlots voisins sont principalement des R+5 à R+8. La Figure 10 permet de montrer que les masques solaires attendus au sein du projet d'aménagement sont probablement faibles.



Figure 10 : Implantation des bâtiments (vue du sud)

Ce potentiel constitue une ressource non négligeable et permet d'étudier plus en détail l'utilisation de cette ressource.

La surface de toiture disponible et l'ensoleillement sont à mettre en regard des rendements des systèmes de production énergétique afin de conclure s'il y a présence ou non d'un réel potentiel solaire.

► Calcul de la toiture disponible :

D'après les surfaces de plancher envisagées, en prenant en compte l'élévation des bâtiments communiquée, la surface de toiture « brute » du projet serait d'environ 5 200 m² pour les bâtiments de logements et 2 800 m² pour le groupe scolaire. Afin de tenir compte d'une compétition entre les usages de toiture (terrasses, toitures végétalisées), des orientations, de la place nécessaire à l'entretien des panneaux et pour éviter les ombres portées entre eux, **la surface disponible retenue pour les panneaux est d'environ :**

- **1 600 m²** (30% de la surface de toiture des bâtiments des logements)
- **850 m²** (30% de la surface de toiture du groupe scolaire).

4.3.2 Projet à proximité de monuments historiques

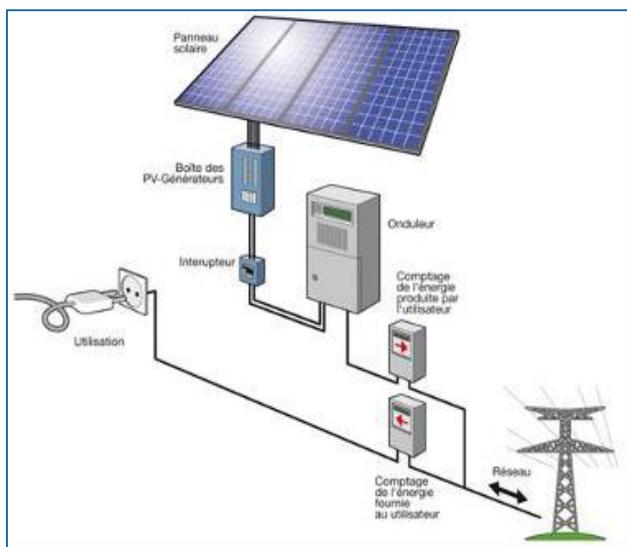
Aucun monument historique n'est situé à proximité du projet.

4.3.1 Le solaire photovoltaïque

La filière photovoltaïque (PV) peut être séparée en deux types d'application, à savoir les systèmes de production d'électricité autonomes et les systèmes de production d'électricité raccordés au réseau de distribution de l'électricité.

Compte tenu du contexte de la mission, et de la désynchronisation entre les périodes de besoin en électricité et les périodes de production pour les usages électriques majeurs du site, seule la filière photovoltaïque raccordée au réseau sera évoquée par la suite.

Les panneaux solaires PV produisent de l'électricité à l'aide du rayonnement solaire (énergie solaire renouvelable). La performance énergétique d'un système photovoltaïque est influencée par un certain nombre de facteurs, notamment climatiques, technologiques, de conception et de mise en œuvre.



Potentiellement les panneaux solaires photovoltaïques peuvent s'installer partout : en toiture ou en terrasse, en façade, au sol, en écran antibruit, etc. Autant d'endroits possibles tant qu'ils respectent quelques règles de mise en œuvre : orientation favorable et inclinaison optimale (le rendement maximal étant observé lorsque les panneaux sont perpendiculaires au rayonnement solaire direct), sans masques ni ombres portées.

L'électricité produite est sous forme de courant continu. Afin de pouvoir l'injecter dans le réseau, il faut la transformer en courant alternatif et changer sa tension. Des modules appelés onduleurs permettent cette transformation, mais ils représentent un investissement supplémentaire et génèrent de nouvelles pertes énergétiques.

► Production approximative :

R, rendement moyen d'un capteur solaire photovoltaïque poly cristallin fixe et onduleur : 10 %

E, ensoleillement annuel : 1 410 kWh/m² (toiture orientée à 36°)

Sc, surface de capteurs solaires : Sc = 2 450 m² (logements et groupe scolaire) (cf. ci-dessus)

PA, production annuelle : PA = E x R x Sc = 345 MWh/an

A titre d'information, les besoins en électricité spécifique réglementaire du projet sont estimés à 470 MWh par an. D'après, la surface de capteurs solaires envisagée, la production d'électricité photovoltaïque pourrait **compenser plus de 70 % de cette consommation.**

Cependant, la production n'a pas toujours lieu pendant les périodes de consommation, et les tarifs d'achat appliqués en France rendent la consommation directe moins intéressante.

► Condition de raccordement des installations de PV :

L'achat de l'électricité photovoltaïque dépend fortement de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont également révisés régulièrement en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. De surcroît, le cadre réglementaire est en pleine évolution, notamment de façon à prendre en compte la possibilité d'autoconsommer la production (consommation directe de l'énergie produite sur site) Pour ces raisons, il est difficile d'estimer précisément le gain financier de l'installation.

Si la vente de toute l'électricité produite sur le réseau (mécanisme de « vente totale » via les tarifs d'achat) était jusque-là la norme, ce système tend à s'essouffler (les tarifs d'achats baissent tous les trimestres). Inversement, l'autoconsommation (consommation prioritaire de l'électricité produite) est en plein essor car le

prix de l'électricité conventionnelle augmente et des primes à l'achat sont mises en place dans ce cas de figure. Toutefois l'étude est à réaliser au cas par cas.

Tableau 3 : Tarifs de rachat total de l'électricité PV pour le 4^{ème} trimestre 2018 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration

Intégration au bâti	
≤ 3kWc	18,59 cts€/kWh
≤ 9kWc	15,80 cts€/kWh
Intégration simplifiée au bâti	
≤ 3kWc	18,59 cts€/kWh
≤ 9kWc	15,80 cts€/kWh
Non intégré au bâti	
≤ 36kWc	12,07 cts€/kWh
≤ 100kWc	11,19 cts€/kWh

Inversement, l'autoconsommation (consommation prioritaire de l'électricité produite) est en plein essors car le prix de l'électricité conventionnelle augmente et des primes à l'achat sont mises en place dans ce cas de figure.

Tableau 4 : Tarifs de rachat du surplus de l'électricité PV pour le 4^{ème} trimestre 2018 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration

Sur bâtiment	
≤ 3kWc	prime de 390 €/kwc + vente à 10 c€/kWh)
≤ 9kWc	prime de 290 €/kwc + vente à 10 c€/kWh)
≤ 36kWc	prime de 190 €/kwc + vente à 6 c€/kWh)
≤ 100kWc	prime de 90 €/kwc + vente à 6 c€/kWh)
> 100kWc	0

L'intérêt pourrait exister sur les activités « de jour » (commerces et le groupe scolaire), mais ces études doivent être réalisées au cas par cas une fois les consommations finement caractérisées car la simultanéité de la production et de la consommation est un paramètre clé de la faisabilité économique.

Pour information, voici un cas type d'une installation de 3 kWc (environ 30 m²) en autoconsommation pour un logement de 100 m² :

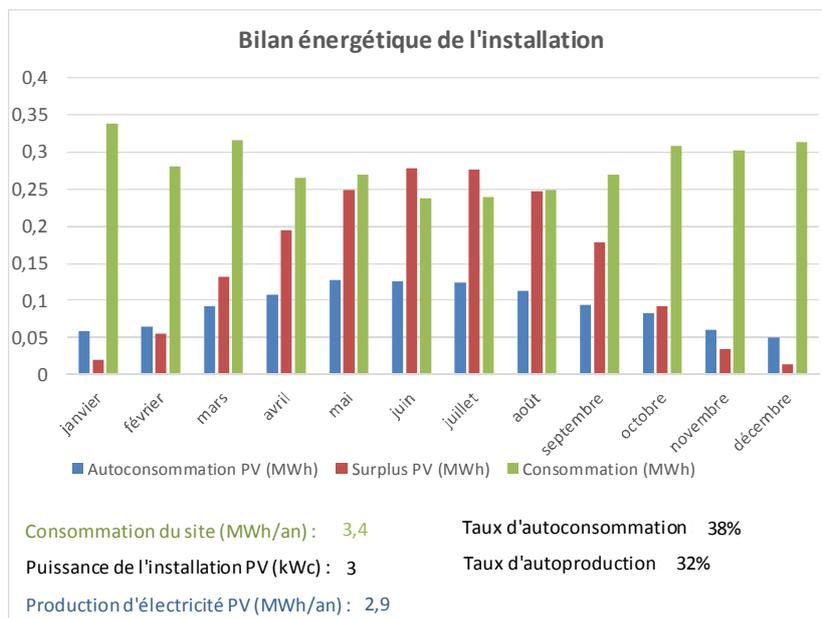


Figure 11 : bilan énergétique autoconsommation d'une installation PV

Une telle installation permettrait de couvrir environ 32% de l'électricité spécifique consommée par le logement (dont 38% consommée directement dans le cas de l'autoconsommation). Aujourd'hui les conditions tarifaires ne permettent néanmoins pas d'envisager une installation en autoconsommation équilibrée sur le plan économique (faible taux d'autoconsommation). Le choix de la vente totale au réseau s'impose, avec des temps de retour sur investissement longs (15 à 20 ans).

Conclusion sur la ressource

La production d'électricité d'origine photovoltaïque est estimée à environ 350 MWh/an et pourrait compenser plus de 70 % de cette consommation.

Cette solution n'est toutefois pas retenue dans les scénarios mais peut être proposée en option par l'équipe de conception.

4.3.2 Le solaire thermique

Le solaire thermique correspond à la conversion du rayonnement solaire en énergie calorifique. Traditionnellement, ce terme désigne les applications à basse et moyenne température. Les plus répandues dans le secteur du bâtiment sont la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage de locaux.



Cependant, la productivité du solaire thermique est plus élevée en période estivale, lorsque chutent les besoins en chauffage. Pour cette raison, le thermique solaire est utilisé le plus fréquemment pour la production d'eau chaude sanitaire, dont les besoins sont pratiquement constants toute l'année.

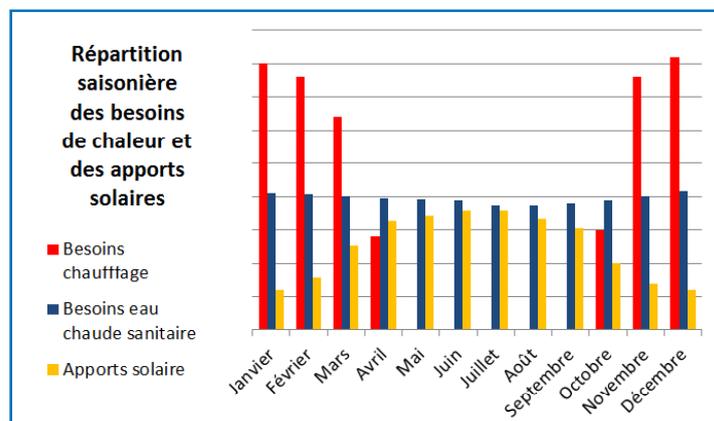


Figure 12 : répartition saisonnière des besoins de chaleur d'un logement et des apports solaires

► Production approximative en fonction de la toiture disponible :

R, rendement moyen d'un capteur solaire thermique : 30 %

E, ensoleillement annuel : 1 410 kWh/m² (capteurs orientés sud inclinés à 36°)

Sc, surface de capteurs solaires : Sc = 1 600 m² pour les logements (cf ci-dessus)

PA, production annuelle : $PA = E \times R \times Sc = 680 \text{ MWh/an}$

A titre de rappel, les besoins utiles en ECS du projet peuvent être estimés à 1 325 MWh/an.

Même si la production n'est pas toujours en adéquation temporelle avec la consommation, le solaire thermique représente donc une opportunité de couvrir une grande fraction des besoins en ECS du projet (environ 50% avec 1 600 m² de panneaux solaires thermiques).

Conclusion sur la ressource

La mise en place d'environ 1 600 m² de panneaux solaires thermiques inclinés à 36° et orientés plein sud peut permettre la couverture de 50% des besoins annuels d'ECS.

Cette solution est retenue pour la suite de l'étude.

4.4 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne consiste à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, par l'intermédiaire d'une éolienne. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau). L'application connecté réseau ou grand éolien représente, en termes de puissance installée, la quasi-totalité du marché éolien. De même que les systèmes solaires, les systèmes éoliens nécessitent la mise en place d'un appoint.

4.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW)

L'installation de grandes éoliennes n'est pas envisageable en milieu urbain à cause des nuisances et des risques générés.

Conclusion sur la ressource

Le grand éolien n'est pas envisageable sur le projet.

4.4.2 Moyen et Petit éolien

Le moyen éolien (36 kW < P < 350 kW) est généralement composé de petites éoliennes à axe horizontal adaptées au milieu rural.

Le petit éolien (< 36 kW) en milieu urbain est peu développé. Pour répondre aux problématiques d'utilisation de l'espace, plusieurs types d'éoliennes à axe vertical se sont développés. Les retours d'expériences montrent une technologie peu fiable voire sans intérêt économique.



Dans les deux cas, il existe beaucoup trop d'incertitudes (vent réellement disponible, direction changeante, efficacité des systèmes) et de contraintes (bruit, structure, maintenance) pour proposer ces solutions à grande échelle. De plus, la faible hauteur des installations les rend très sensibles aux perturbations aérodynamiques engendrées par les bâtiments alentours.

Une note de l'ADEME parue en octobre 2013 rend compte de ces difficultés : « Dans les conditions techniques et économiques actuelles, le petit éolien ne se justifie généralement pas en milieu urbain. Outre le fait que les éoliennes accrochées au pignon d'une habitation peuvent mettre en danger la stabilité du bâtiment, le vent est, en milieu urbain et péri-urbain, en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable ». De surcroît, la loi de finance 2016 a supprimé le petit éolien des systèmes éligibles au crédit d'impôt à partir du 1^{er} janvier.

Conclusion sur la ressource

Le petit et le moyen éoliens présentent un potentiel faible sur le projet.

4.5 La combustion de biomasse

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques représente une part importante de l'objectif de la France qui, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, s'est engagée à porter à hauteur de 23% sa part EnR dans sa consommation énergétique finale d'ici 2020.

La combustion de la biomasse est considérée comme non émettrice de gaz à effet de serre car l'intégralité du CO₂ rejeté dans l'atmosphère lors de sa combustion a été prélevée dans cette même atmosphère lors de la phase de croissance de la biomasse. Sous réserve d'une gestion responsable et durable des forêts (ou autres gisements en biomasse), le bilan CO₂ de photosynthèse-combustion est donc neutre.

Cependant la combustion de 1 kWh PCI de biomasse est pondérée de l'émission de 0,004 à 0,015 kgCO₂e (source : ADEME) du aux transformations de la récolte jusqu'à sa mise en forme combustible. Au regard des autres énergies (0,235 kgCO₂e pour 1 kWh PCI de gaz produit puis brûlé), la biomasse reste une énergie peu carbonée.

4.5.1 Le bois énergie

La ressource en bois énergie en Ile-de-France est importante et concerne principalement les bois déchets non souillés (classe A) provenant des déchets des ménages, des déchets du BTP et des déchets provenant d'autres activités économiques (315 kt/an) ainsi que le bois forestier (280 kt/an).

Trois obstacles pénalisent généralement l'utilisation de la biomasse dans le cadre d'un projet.

- Premièrement, le trafic routier nécessaire à l'approvisionnement en biomasse est une gêne probable (nuisances sonores, encombrement du trafic) pour les riverains. Même si les bâtiments du projet sont relativement peu énergivores, il faut compter *a minima* deux à trois livraisons annuelles par bâtiment de logements collectifs (selon volume du stockage).

Sur la base d'une consommation estimée pour le chauffage et l'ECS, le nombre de livraisons nécessaires en camions semi-remorques peut être évalué selon la méthode suivante :

C – consommation énergétique efficace annuelle pour le chauffage et l'ECS : 2 540 MWh/an

PC – pouvoir calorifique moyen des plaquettes forestières : 3 000 kWh/t²

R – rendement moyen des installations de combustion : 80 %

Nt – nombre annuel de tonnes de plaquettes consommées : $Nt = C \times 10^3 / PC / R = 1\,060$ tonnes/an

Ch – chargement moyen d'un camion semi-remorque : 25 tonnes

NR – nombre annuel de rotations : $NR = Nt / Ch = 43$ rotations/an

Ce schéma d'approvisionnement représente en termes de trafic près de 43 rotations par des camions semi-remorques principalement durant la période de chauffe.

- Deuxièmement, s'ajoute la problématique de l'espace nécessaire pour la mise en place des chaufferies et pour le dépotage dans des conditions de sécurité satisfaisantes et le stockage, aspect qui doit être pris en compte à ce stade du projet.
- Troisièmement, la combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air, notamment en Ile-de-France. Toutefois, cette problématique est aujourd'hui globalement maîtrisée, notamment sur les installations collectives et récentes et les équipements actuels permettent de respecter les normes de qualité de l'air en lien avec la problématique francilienne sur ce sujet.

Enfin la solution induit un impact sur le coût d'investissement qui sera à prendre en compte dans l'analyse globale des solutions.

En conclusion, le bois-énergie présente un potentiel important, permettant de mobiliser une ressource et des emplois régionaux. Toutefois, l'espace nécessaire pour l'air de déchargement des camions implique de prévoir des réserves sur le projet. En outre, la position de l'ADEME quant à la priorisation du développement des énergies renouvelables en Ile-de-France place la récupération de chaleur fatale et la géothermie avant la biomasse, compte tenu des enjeux liés à la qualité de l'air.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.5.2 Biomasse agricole

On entend par biomasse agricole les sous-produits d'exploitation ne présentant plus de valorisation possible en termes d'alimentation ou d'utilisation comme matière première techniquement, économiquement et écologiquement viable. Le Grenelle 1 de l'environnement définit clairement cette priorité d'usage au recours de la biomasse en général :

- Priorité 1 : alimentaire,
- Priorité 2 : matériaux,

² Le pouvoir calorifique des plaquettes forestières dépend majoritairement de son humidité. La valeur prise ici est une moyenne souvent donnée dans la littérature pour une humidité de 40%.

- Priorité 3 : énergie.

L'utilisation de ces sous-produits en valorisation énergétique est généralement rendue compliquée par la diversité des matériaux (générant autant de procédés différents), leur répartition géographique, leur périodicité de disponibilité et l'absence de filières dédiées. Une grande partie des sous-produits existants est d'ores et souvent déjà utilisée pour des usages agricoles (retour organique à la terre, constitution de litières pour le bétail, etc.). A l'échelle d'un quartier, il est difficile de conclure sur l'existence d'un réel potentiel. Pour mettre en œuvre l'utilisation de cette biomasse, une approche directe, spécifique à chaque producteur, serait à envisager et à mener à l'échelle d'un territoire plus vaste.

Par ailleurs, les considérations menées sur les contraintes du bois énergie (espace, fret, filtration de particules) sont applicables au cas de la biomasse agricole.

Conclusion sur la ressource

Le site ne présente pas de potentiel en biomasse agricole.

4.6 Le biogaz

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de matières organiques animales ou végétales. Une fois récupéré, il peut être valorisé sous forme de chaleur et/ou d'électricité. Deux techniques de production existent : la méthanisation ou la récupération sur centre d'enfouissement technique. Seule la méthanisation dans un digesteur semble adaptée aux contraintes d'un projet d'aménagement urbain.

4.6.1 Valorisation des déchets

Les déchets organiques de cuisine peuvent produire une certaine quantité de biogaz, constitué à la fois de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) dont les proportions peuvent varier selon la qualité des déchets et le processus de méthanisation. Dans le cas d'un digesteur moderne, la teneur en CH₄ du biogaz peut aisément atteindre 50%.

Un habitant français moyen génère chaque année environ 350 kg soit un gisement en énergie de près de 250kWh/an/personne.

Toutefois, les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement pour la collecte spécifique des déchets à méthaniser rendent ces opérations difficilement rentables. De plus, les déchets issus du quartier feront probablement l'objet de valorisation au niveau des unités collectives de traitement de l'agglomération (incinération avec production de chaleur et/ou d'électricité pour les déchets solides et biogaz au niveau des STEP). Pour l'ensemble de ces raisons, cette ressource ne sera pas retenue dans la suite de cette étude.

Conclusion sur la ressource

Le site ne présente pas de potentiel en valorisation des déchets.

4.6.2 Valorisation des sous-produits agro-alimentaires

Certaines productions ou certains résidus d'agriculture ou d'élevage ainsi que les boues de STEP peuvent également donner lieu à la production de biogaz via une unité de méthanisation mais les conclusions faites sur la méthanisation des déchets urbains sont également valables pour cette ressource qui ne sera donc pas retenue.

Conclusion sur la ressource

Le site ne présente pas de potentiel en valorisation des sous-produits agro-alimentaires.

4.7 La géothermie

On distingue en géothermie :

- **La géothermie haute énergie** (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- **La géothermie moyenne énergie** (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.
- **La géothermie basse énergie** (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- **La géothermie très basse énergie** (température inférieure à 30°C) : elle concerne les nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permet la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment).

Les trois premiers types de géothermie nécessitent **des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur** (réseau de chaleur ou production d'électricité). Ils demandent par ailleurs des contextes géologiques bien particuliers : c'est le cas des territoires de l'Haÿ-les-Roses, Chevilly Larue et Villejuif dont les caractéristiques géologiques ont permis le recours à la nappe du Dogger pour développer le réseau de chaleur du SYGEO et confié, en délégation, à la SEMHACH.

La géothermie très basse énergie semble être la plus pertinente en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.) ; **à la seule échelle du projet**. Seule cette forme de géothermie est donc détaillée dans ce rapport. Il est à noter que le recours à ce type de géothermie peut fournir de la chaleur mais aussi un rafraîchissement direct (géocooling) ou une climatisation (via une pompe à chaleur, ou « PAC ») pendant la période estivale.

On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :

- La géothermie sur nappe, qui consiste à pomper l'eau de la nappe souterraine pour en extraire les calories dans la pompe à chaleur, puis à la réinjecter dans la nappe,
- La géothermie sur sondes sèches, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit fermé), puis à en extraire la chaleur.

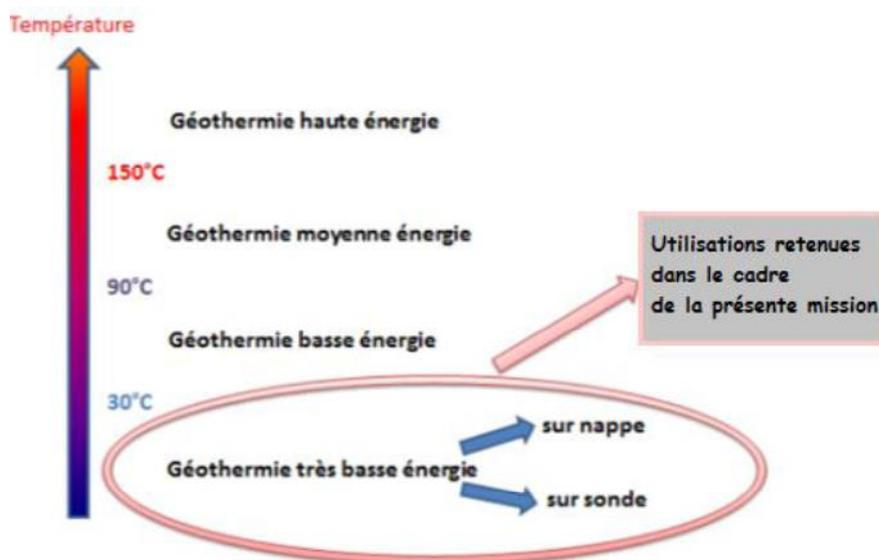


Figure 13 : Classes de géothermie

Ces usages de la géothermie nécessitent l'utilisation d'une pompe à chaleur qui permet d'exploiter au mieux l'énergie d'une source de température modérée.

4.7.1 Code minier

D'un point de vue réglementaire, le nouveau code minier a instauré la notion de gîte géothermique de minime importance de façon à alléger les démarches nécessaires à la mise en œuvre de ces petites installations.

Un zonage a été publié pour apprécier l'éligibilité à ce statut de géothermie de minime importance :

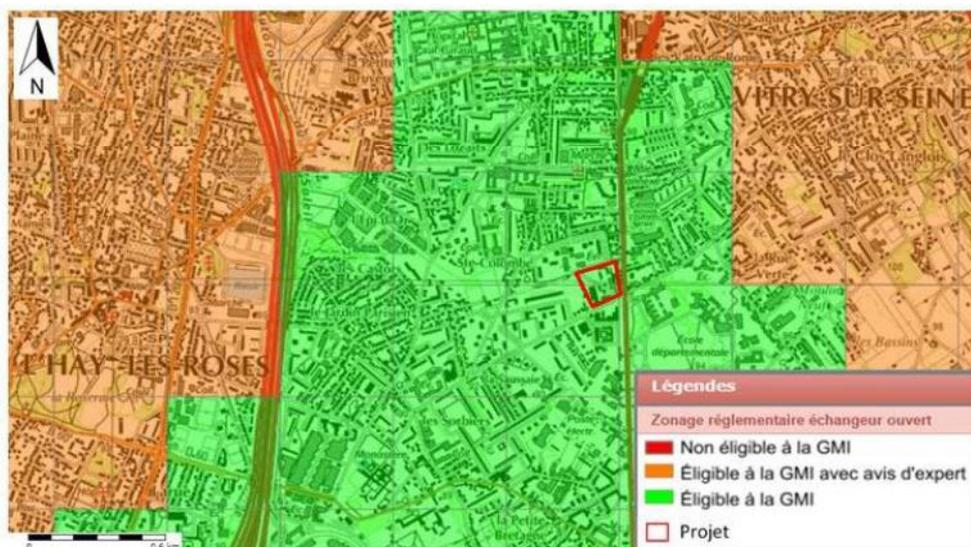


Figure 14 : éligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur nappe et sur sondes (Source : BRGM/géothermie-perspectives.fr)

La zone d'aménagement est classée comme une zone éligible (couleur verte) pour les installations sur sondes et sur nappe.

4.7.2 La géothermie sur nappe

L'étude générale réalisée par le BRGM sur le potentiel de la géothermie sur nappe classe la zone en « potentiel faible » :

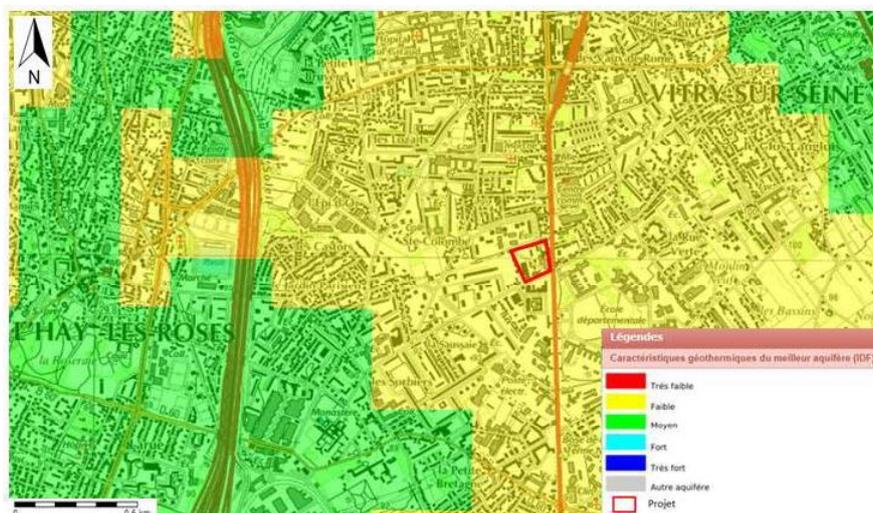


Figure 15 : Potentiel géothermique du meilleur aquifère (Source : BRGM/géothermie-perspectives.fr)

Toutefois, cette analyse du BRGM n'est valable qu'à une échelle macroscopique et se doit donc d'être confrontée aux données locales disponibles.

Conclusion sur la ressource

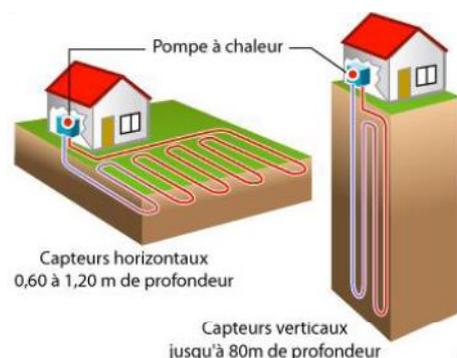
Le faible potentiel de la géothermie de très basse énergie sur nappe au droit du site ainsi que l'absence de besoins de froid ne permettant pas de rentabiliser les investissements de cette technologie, incitent à ne pas de retenir cette solution dans le cadre de cette étude.

4.7.3 La géothermie sur sondes

Il est également possible de recourir à des sondes géothermiques verticales ou horizontales, plus coûteuses généralement, mais qui permettent d'exploiter des contextes géologiques délaissés par la géothermie sur nappe, comme c'est le cas sur le site à l'étude, ou plus perturbés.

Un fluide caloporteur les parcourt et capte la chaleur du sous-sol. Cette énergie est alors valorisée en énergie de chauffage au moyen d'une pompe à chaleur.

Dans un contexte de lotissement relativement dense, les sondes verticales semblent davantage pertinentes pour réduire l'emprise au sol.



► Productivité des sondes :

Le calcul suivant permet d'estimer la productivité d'une sonde verticale :

Psol, puissance thermique récupérable dans le sol par mètre linéaire de sonde = 45 W/ml

L, longueur de la sonde = 199 ml (pour des raisons de réglementation, il est souvent choisi de ne pas forer au-delà de 200m de profondeur³)

Psonde, puissance thermique fournie par une sonde : $P_{sol} \times L = 9 \text{ kW}$

COP, coefficient de performance global annuel = 3,1

Pth, puissance thermique fournie au bâtiment en sortie de PAC = $P_{sonde} / (1 - 1/COP) = 13 \text{ kW}$

Pour contextualiser, la puissance en chauffage et ECS nécessaire pour le projet peut être estimée en première approche à 1 600 kW soit 123 sondes, représentant plus de 13 000 m² de surface en prenant en compte l'espacement nécessaire entre les sondes (environ 10 mètres).

L'utilisation d'un appoint pour couvrir les pics de consommation permet de diminuer significativement le nombre de sondes à installer et les investissements associés.

Toutefois, le coût actuel de cette solution la rend difficilement compétitive sur les projets de logements neufs seuls. En effet, le faible besoin de froid ne permet pas d'amortir suffisamment les investissements. De plus, n'utiliser les sondes que pour la production de chaud tend à appauvrir le sol en calorie sur le long terme, et donc à faire chuter les performances de l'installation (dérive en température du champ de sondes).

Conclusion sur la ressource

La solution de géothermie sur sondes verticales est peu adaptée aux immeubles de logements en collectif. En effet, l'absence de besoins de froid ne permet pas de rentabiliser les investissements de cette technologie et induit une dérive en température du champ de sondes.

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.8 Récupération de chaleur sur eaux usées

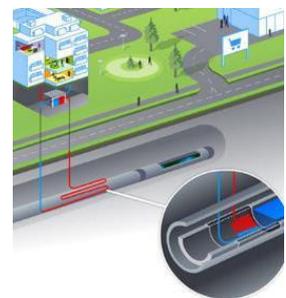
Les eaux usées (issues de nos cuisines, salles de bain, lave-linge etc.) ont une température moyenne comprise entre 10 et 20°C (cette température varie bien sûr en fonction de la région et des saisons).

Leur chaleur étant une énergie disponible en quantité importante dans les milieux urbains, une installation de ce type permettrait de réduire les consommations du site.

4.8.1 Installation collective (à l'îlot)

Un échangeur sur un collecteur important (diamètre et longueur) associé à une pompe à chaleur réversible permet de fournir les calories/frigoriques aux bâtiments afin de les chauffer ou de les refroidir.

Bien que l'installation collective permette une mutualisation des coûts, l'investissement reste conséquent et la faible puissance récupérée (de 1 à 1,5 kW/ml équipé) ne justifie généralement un tel investissement que pour des installations ayant une consommation régulière sur l'année (piscine municipale, ou usages mixtes chauds et froids, etc.).



Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée

³ Le nouveau cadre réglementaire relatif à la géothermie dite "des sites géothermiques de minime importance" prévu par le code minier est en consultation. Il précise une augmentation de la profondeur maximale ouvrages de 100 mètres à 200 mètres.

4.8.2 Installation individuelle (au bâtiment)

Un récupérateur de chaleur permet d'utiliser les calories extraites des eaux usées et d'économiser l'énergie sur l'ECS (préchauffe de l'eau de ville). Si les performances annoncées par les constructeurs sont intéressantes (jusqu'à 60% d'économie sur l'ECS), les retours d'expériences sont faibles, tant en ce qui concerne les coûts d'investissement que sur les coûts et contraintes de fonctionnement.

Cette solution pourra toutefois s'envisager en plus de la solution énergétique retenue lors des phases de conception, par exemple dans l'optique d'atteindre des labels de performance supérieurs ou d'optimiser le dimensionnement en puissance des équipements de production.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée

4.8.3 Installation individuelle (au logement)

Un récupérateur de chaleur (échangeur) permet d'utiliser les calories évacuées par un système (douche principalement) pour préchauffer l'eau froide qui y parvient.

Les conclusions sont identiques à celles de la solution à l'échelle du bâtiment.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.9 L'aérothermie

L'aérothermie consiste à utiliser une pompe à chaleur sur l'air extérieur. Si les investissements sont inférieurs à la géothermie (pas de forage), le coefficient de performance du système est globalement moins bon car la température extérieure atteint des températures plus basses (particulièrement pendant la période de chauffage). Dans les cas extrêmes, le COP (rapport de l'énergie thermique obtenue sur l'énergie électrique dépensée) tend vers 1 et le système s'approche des performances d'un radiateur électrique à convection classique. Le recours à une pompe à chaleur est donc acceptable pour des bâtiments récents et bien isolés ayant des besoins de chauffage réduits dans des zones climatiques plutôt tempérées.

L'aérothermie est une solution de chauffage qui pourrait convenir aux logements neufs. A noter que les pompes à chaleurs peuvent soit être utiliser pour le chauffage, soit pour le chauffage et l'ECS, soit enfin pour l'ECS seule (on parle dans ce cas de ballon thermodynamique, la pompe à chaleur étant intégrée au ballon d'eau chaude).

Conclusion sur la ressource

Solution retenue pour la climatisation des locaux de commerce et d'activité.

4.10 La cogénération

La cogénération ne représente pas en soi une source d'énergie renouvelable au sens strict du terme, mais est plutôt une variante technique d'une chaudière à gaz ou biomasse.

Un système de cogénération est conçu pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. L'électricité produite permet de combler des besoins électriques locaux (autoconsommation) ou peut être revendue sur le réseau électrique. Une partie de la chaleur de combustion est récupérée pour répondre aux besoins thermiques locaux : chauffage de bâtiments ou procédés industriels. Les équipements de cogénération sont habituellement activés par la combustion de gaz naturel ou de biomasse.

La viabilité financière des systèmes de cogénération est complexe et dépend de l'usage prioritaire qui en est fait. En pratique, l'intérêt n'est vérifié que pour des installations présentant des besoins très constants en chaleur, ce qui ne sera pas le cas du projet.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.11 Chaleur fatale industrielle

Il n'existe pas d'industriels sur le site ni à proximité, donc il n'y a pas possibilité de récupérer de la chaleur fatale.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.12 Synthèse de l'analyse de potentiel en EnR

Tableau 5 : synthèse de l'analyse du potentiel du site en énergies renouvelables et de récupération

Ressource énergétique	Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
Hydraulique	Aucun cours d'eau significatif sur site	Nul			Potentiel nul
	Existante (Surface de panneaux envisageable pour les bâtiments de logements ~ 1 600 m ² en toiture)	Productible annuel = 680 MWh	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonnée en termes de production	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonnée en termes de production	Potentiel moyen à fort
Solaire	Existante (Surface de panneaux envisageable pour l'ensemble du projet ~ 2 450 m ² en toiture)	Productible annuel = 345 MWh	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonnée en termes de production	- Concurrence le solaire thermique en termes d'espace	Potentiel moyen à fort
	Impossible en secteur urbain				Potentiel inexploitable
Eolienne	Aléatoire et d'ampleur non significative				Potentiel faible à nul
	Fort au niveau régional (nécessite fret)	Suffisant au vu des besoins du projet	- Source décarbonnée	- Fret conséquent - Fort enjeu de la qualité de l'air dans la région impliquant de ne pas privilégier cette ressource- Emprise foncière importante	Potentiel moyen
Biomasse	Déchets urbains	Faible			

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
Haute énergie						Potentiel inexploitable à l'échelle du site : il n'est pas envisageable de développer des installations exploitant ce type de ressources uniquement pour les besoins du projet
	Moyenne énergie					
	Basse énergie					
Géothermie	Très basse énergie	Formation géologique moyennement favorable	- A priori insuffisant A confirmer à l'aide d'études complémentaires	- Source d'énergie peu chère (électricité à haut rendement) - Nuisances réduites	- Investissement conséquent, nécessité d'un appoint - Problématique de nappes polluées	Potentiel faible
	PAC sur nappe			- Etudes complémentaires nécessaires	- Investissement conséquent et nécessité d'un appoint	Potentiel moyen
Aérothermie	PAC sur sondes	Oui	Suffisant	- Investissements faibles	Moins performante que la géothermie	Potentiel moyen à fort
Réseaux de chaleur/froid (géothermie profonde)	Existant	Réseau urbain à proximité immédiate du site (~200 mètres)	Potentiel suffisant	- Energie en grande partie renouvelable à prix maîtrisé (géothermie profonde)		Potentiel fort
	Création	Forte densité thermique : 2,5 MWh/(ml.an)	Potentiel suffisant mais existence d'un réseau de chaleur	- mix renouvelable possible	- portage local nécessaire - Investissement conséquent	Potentiel moyen
Récupération de chaleur fatale	Eaux usées	Pas de collecteur d'ampleur connu à proximité				Potentiel inexploitable
	Industriels	Pas de présence de site industriel à proximité du site				Potentiel inexploitable

5. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus

Au regard de l'analyse des besoins du site, et de l'analyse du potentiel en énergies renouvelables, les scénarios d'approvisionnement suivant ont été retenus :

► Scénario conventionnel « Econv »

Production de chaleur (chauffage et ECS) avec des chaudières au gaz naturel à condensation par ilot,⁴
Production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

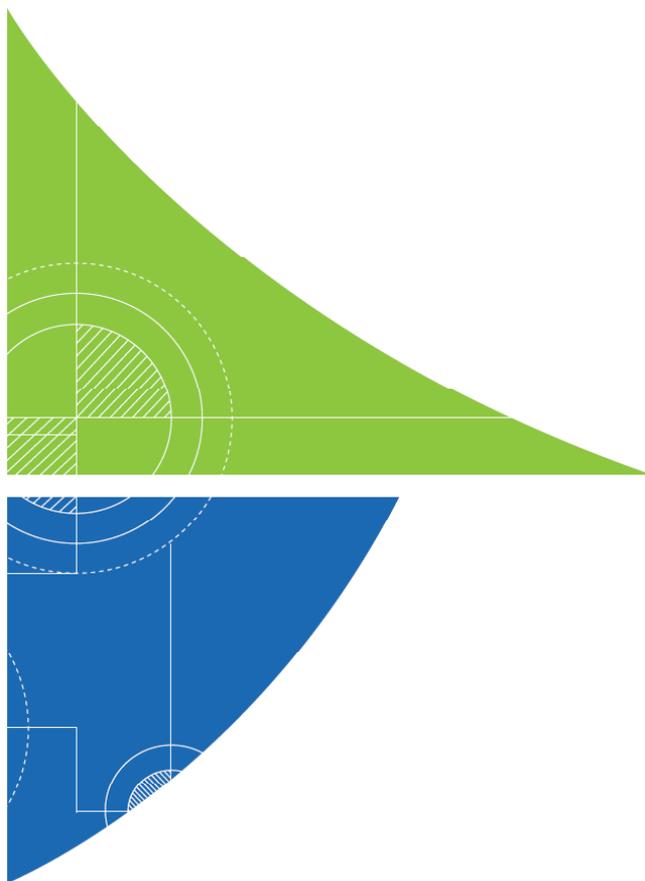
► Scénario « ENR 1 »

Raccordement au réseau de chaleur de chauffage urbain pour la production de chaleur (chauffage et l'ECS),
Production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

► Scénario « ENR 2 »

Production de chaleur pour l'ECS avec des panneaux solaires thermiques,
Chaudières gaz à condensation par ilot pour la production de chaleur (chauffage + appoint ECS),
Production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

CAHIER 2



6. Dimensionnements techniques

La consommation énergétique seule ne suffit pas à caractériser une installation de production énergétique. Il faut également étudier sa puissance. La puissance d'une installation est sa capacité à dispenser de l'énergie plus ou moins rapidement. Or, les besoins calculés précédemment ne sont pas constants tout au long de l'année. Ils varient en fonction de paramètres climatiques (température extérieure, apports solaires) et d'usage (occupation des bâtiments, utilisation des équipements, etc.)

Pour retrouver cette puissance, les besoins énergétiques déterminés précédemment sont croisés avec des profils de consommation en fonction des usages (chauffage, froid, ECS) et des activités (logements, commerces, etc.). Ces profils de consommations sont construits à partir de données météorologiques et de différents retours d'expérience (campagnes de mesures, simulations thermiques dynamiques).

Un exemple de profil annuel est donné dans la figure qui suit :

Nous avons utilisé des profils « type » de consommation pour mieux appréhender la saisonnalité des besoins en énergie, et les niveaux de puissance à mettre en œuvre. Cette première estimation ne remplace pas les études de dimensionnement à réaliser en phase de conception.

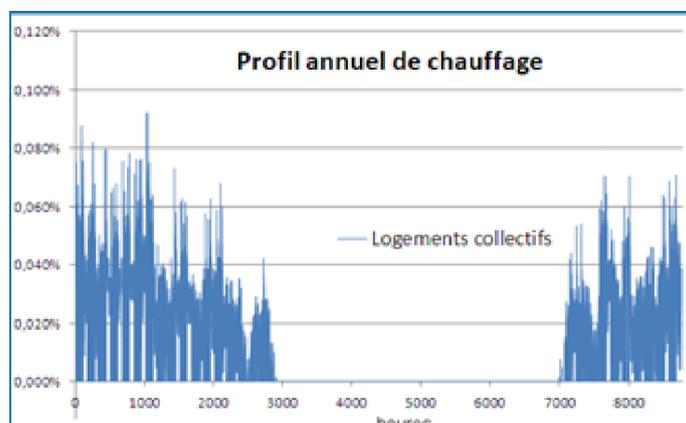


Figure 16 : exemple de profil annuel utilisé

Un outil développé en interne permet d'analyser et de croiser ces profils, afin de construire la monotone de puissance des installations, comme le montre la figure suivante :

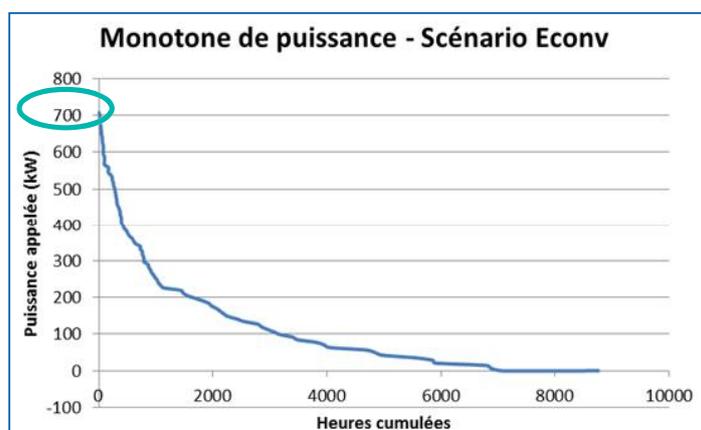


Figure 17 : exemple de répartition annuelle des puissances appelées – chauffage et ECS

Cette monotone doit être vue comme l'analyse du régime de fonctionnement de l'installation au cours de l'année. Dans l'exemple présenté ci-dessus, l'installation fonctionne environ 6 400 heures au cours de l'année.

Cependant, on s'aperçoit que le régime de fonctionnement varie fortement et n'est réellement élevé que durant 1 000 heures environ. Le maximum atteint (ici 700 kW), est la puissance utile à installer. Ces calculs de puissance théoriques seront relevés d'un facteur de sécurité de 1,3 dans l'étude économique.

Pour les scénarios étudiés, la monotone a été tracée afin de définir les besoins en puissance.

6.1 Scénario Econv

Rappel : le scénario conventionnel Econv consiste à la production de chaleur pour le chauffage et l'ECS grâce à des chaudières à condensation au gaz naturel en pied d'immeuble.

La production de froid est assurée par des pompes à chaleur aérothermiques.

► Production de chaleur

La puissance utile installée, nécessaire pour les usages de chaleur cumulés (chauffage et ECS) des bâtiments du projet, est de 1 825 kW.

► Production de froid

La puissance utile installée, nécessaire pour les usages de froid des bâtiments du projet, est de 30 kW.

6.2 Scénario EnR 1

Rappel : ce scénario prévoit le raccordement au réseau de chaleur de chauffage urbain pour la production de chaleur (chauffage et l'ECS).

La production de froid est assurée par des pompes à chaleur aérothermiques.

► Production de chaleur

La puissance totale sur le réseau de chaleur pour le projet est d'environ 1 600 kW en chaud en tenant compte du foisonnement estimé à ce stade.

► Production de froid

La puissance utile installée, nécessaire pour les usages de froid des bâtiments du projet, est de 30 kW.

6.3 Scénario EnR 2

Rappel : ce scénario prévoit la production d'ECS solaire, des chaudières gaz en pied d'immeuble assurant l'appoint en ECS et les besoins de chauffages.

La production de froid est assurée par des pompes à chaleur aérothermiques.

► Production de chaud

La production d'ECS est assurée en base par des panneaux solaires thermiques : environ **1 600 m² de panneaux permettent de couvrir environ 50 % des besoins en eau chaude sanitaire**. L'appoint est assuré par des chaudières gaz qui assurent également les besoins de chauffage. La puissance de l'appoint est identique à celle du scénario précédent (1 825 kW) pour permettre la production de chaleur en tout temps (appoint-secours).

► Production de froid

La puissance utile installée, nécessaire pour les usages de froid des bâtiments du projet, est de 30 kW.

7. Analyse multicritère des scénarios retenus

7.1 Coûts d'investissements

La puissance des installations, déterminée précédemment, permet d'estimer les investissements liés. Le tableau ci-dessous présente l'estimation de ces investissements :

Tableau 6 : coûts estimés des équipements de production énergétique

Scénario	Equipements pris en compte	Investissement en k€ HT	Investissement total en k€ HT
Econv	Achat et installation chaudières gaz à condensation	455 k€HT	485 k€HT
	Achat et installation pompes à chaleur aérothermiques	30 k€HT	
ENR1	Raccordement au réseau de chaleur existant géré par la SEMHACH	NC	NC*
	Achat et installation pompes à chaleur aérothermiques	30 k€HT	
ENR2	Achat et installation chaudières gaz à condensation	455 k€HT	1 640 k€HT
	Achat et installation des panneaux solaires et des ballons tampons	1 155 k€HT	
	Achat et installation pompes à chaleur aérothermiques	30 k€HT	

* D'éventuels frais de raccordement (sous la forme de droits de raccordement) s'appliqueront en fonction des résultats de l'étude technico-économique que la SEMHACH réalisera.

Ces estimations sont évidemment des ordres de grandeurs issus de données moyennes et la consultation de fournisseurs permettra dans la suite du projet d'affiner ces prévisions économiques. Ils sont donnés à titre indicatif avec une précision de +/- 30%.

7.2 Analyse économique en coût global

Le coût d'investissement seul est une vision très court terme de la problématique énergétique. Pour apprécier le coût réel d'un scénario sur l'ensemble de sa phase de vie, le coût global annualisé des 3 scénarios a été calculé. Il s'agit du coût total sur 20 ans (investissement et fonctionnement) rapporté à l'année.

Concernant le scénario EnR1, il faut noter que cette analyse est potentiellement partielle : les coûts d'investissement ne prennent pas en compte les éventuels droits de raccordement qui seraient évalués à l'issue de l'étude technico-économique de la SEMHACH.

7.2.1 Hypothèses économiques

Les paramètres suivants sont fixés pour la suite de l'étude :

- Durée d'observation économique : 20 ans
- Part de l'investissement en fond propre : 80 %
- Taux d'intérêt de l'emprunt : 3 %
- Durée de l'emprunt : 10 ans

7.2.2 Evolution des prix de l'énergie

Afin de calculer les dépenses liées aux combustibles, il convient de s'interroger sur l'évolution des prix de l'énergie au cours des 20 prochaines années. Les hypothèses suivantes sont faites pour notre étude :

- Électricité, gaz: +3%/an

7.2.3 Résultats économiques⁵

Pour rendre l'analyse du coût global annualisé possible, ce dernier est décomposé en 4 parties distinctes :

- P1 : coût du combustible,
- P2 : coûts de maintenance courante,
- P3 : coûts de renouvellement,
- P4.1 : investissement (calculé au chapitre 7.1),
- P4.2 : coût de l'emprunt et autres taxes.

D'après les hypothèses listées, l'analyse en coût global peut se résumer de la façon suivante.

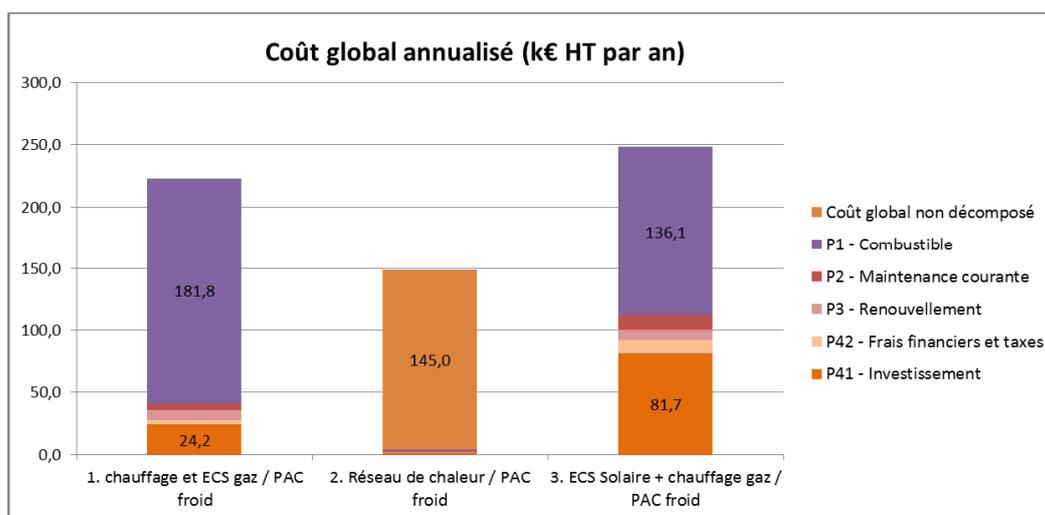


Figure 18 : coût global annualisé des différents scénarios étudiés *

Il est important de noter que par l'absence de données concernant le scénario ENR1, la comparaison avec les deux autres est potentiellement partielle. Néanmoins, la différence avec les deux autres scénarios laisse

⁵ Le calcul est réalisé « hors externalités » (gestions des terres, enveloppe du bâti, etc.)

penser que même avec l'ajout de coûts de raccordement, le scénario EnR1 serait le plus favorable en coût global.

7.2.4 Résultat environnemental

Les trois scénarios retenus sont comparés selon le critère des émissions annuelles de gaz à effet de serre. Les usages pris en compte dans ce calcul sont la production de chaleur pour le chauffage et l'ECS, ainsi que la production de froid.

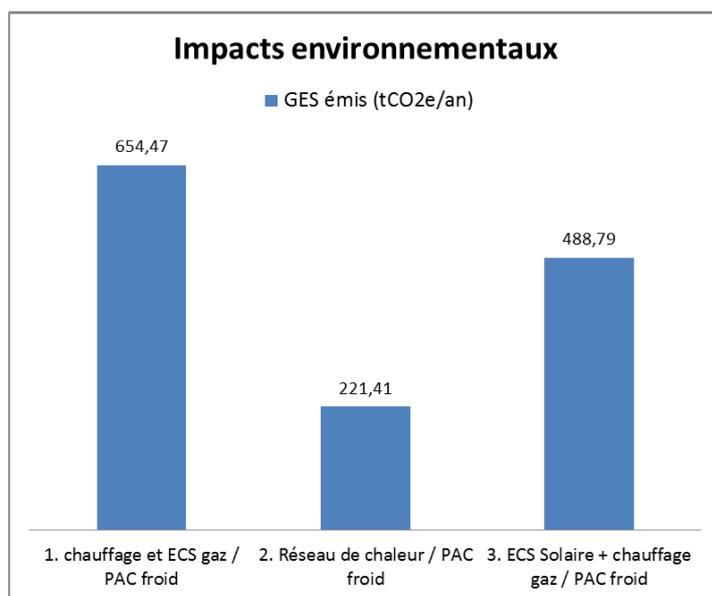


Figure 19 : comparatif environnemental (GES) des scénarios retenus

* Les émissions de GES dues aux fuites de fluide frigorigène des PAC dans les scénarios ne sont pas prise en compte, le taux de fuite et le facteur d'émission variant fortement d'un système à l'autre.

Le scénario Econv est le plus émissif en termes de gaz à effet de serre. Selon ce critère, le scénario ayant le moins d'impact est le scénario EnR1 (-66%), le scénario ENR2 permettant également une réduction respective de 25%.

8. Autres préconisations

8.1 Conception architecturale

Le raccordement au réseau de chaleur de la SEMHACH nécessite de prendre en compte certaines contraintes techniques notamment concernant les sous-stations. En particulier, le cahier des charges de la SEMHACH indique :

- L'implantation :
 - La surface réservée à l'implantation des matériels du concessionnaire est de 12 m²,
 - Le local doit avoir une hauteur sous plafond d'un minimum exploitable de 2,5 m.
 - Le local doit être réalisé en décaissé de deux marches ou être équipé d'une retenue d'eau.
- La ventilation :

- Le local sous-station doit être ventilé par une arrivée d'air frais et une évacuation d'air chaud. La section libre minimum des ventilations haute et basse est de 16 dm². Les débits d'air doivent permettre un rafraîchissement correct du local dont la température ne doit pas dépasser 35°C.

8.2 Intégration architecturale

Le scénario EnR2 de la présente étude propose le recours à une installation de panneaux solaires thermiques. Outre l'encombrement évident qu'ils peuvent représenter aux niveaux des toitures, leur intégration architecturale est complexe, et doit donc être prise en considération en amont de la conception.

L'ensemble des scénarios de la présente étude prévoit des pompes à chaleur aérothermiques individuelles qui disposent d'un module extérieur. L'intégration architecturale de ces modules extérieurs doit être soignée et étudiée lors de la conception.

9. Conclusion

L'étude de faisabilité du potentiel de développement en énergies renouvelables du projet d'aménagement de la ZAC Paul Hochart, mené par l'Etablissement Public Territorial Grand-Orly Seine Bièvre, situé sur la commune de l'Haÿ-les-Roses dans le département du Val-de-Marne (94), s'est déroulée en trois étapes.

Dans un premier temps, la **caractérisation des besoins en énergie** a permis d'estimer les apports en énergie nécessaires au fonctionnement du projet. Ainsi, sur l'ensemble de la zone, **les besoins de chaleur (chauffage et ECS) en énergie utile s'élèvent à près de 2 540 MWh/an**. La répartition de ces besoins au cours de l'année a permis de dimensionner les installations de production énergétique nécessaires.

Dans un deuxième temps, **l'analyse du potentiel en énergies renouvelables** de la zone a permis de dégager l'utilisation des énergies renouvelables et de récupération les plus pertinentes au regard des contraintes du projet. Compte tenu de ses caractéristiques technico-économique et des indications du PLU de l'Haÿ-les-Roses, le recours au raccordement de **réseau de chaleur existant** géré par la SEHMACH est considéré comme le scénario pressenti. Le scénario ayant recours au **solaire thermique** pour la couverture d'une partie des besoins en ECS a également été identifié comme pertinent.

- Scénario ENR1 : raccordement au réseau de chaleur de chauffage urbain pour la production de chaleur (chauffage et l'ECS) et production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.
- Scénario ENR2 : recours à des panneaux solaires pour l'ECS, chaudières gaz à condensation assurant l'appoint en ECS et les besoins de chauffage et production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

Ces 2 scénarios ont été comparés avec le scénario « conventionnel » suivant :

Scénario Econv : production de chaleur (chauffage et ECS) avec des chaudières au gaz naturel à condensation par ilot et production de froid avec des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

Si, compte tenu des informations manquantes sur les éventuels coûts de raccordement du scénario EnR1, l'analyse en coût global est possiblement incomplète, il est très probable que ce scénario offre la solution la plus avantageuse sur les plans :

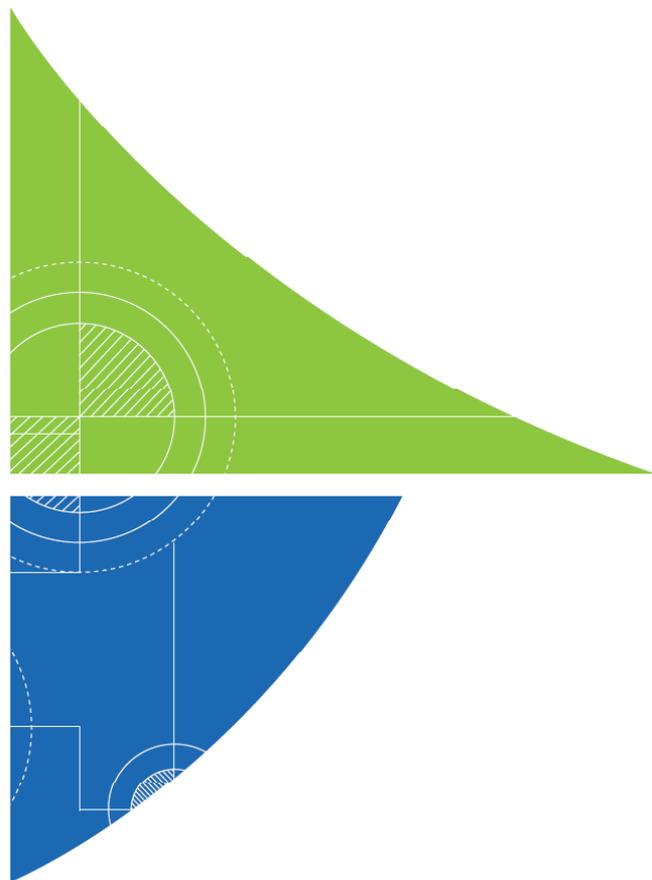
- Economique : la différence entre les coûts globaux des trois scénarios est très en faveur de du scénario EnR1, si bien que même d'éventuels coûts de raccordement ne changeraient probablement pas cette vision

Environnemental : grâce au recours à la géothermie profonde du réseau de la SEMHACH, le scénario EnR1 est le moins émetteur de gaz à effet de serre.

Ces éléments devront être confirmés par l'étude technico-économique que la SEMHACH réalisera à la demande du porteur de projet.

Enfin, si l'avantage économique du scénario EnR1 venait à être confirmé par cette dernière étude, il pourrait être intéressant d'étudier la mise en œuvre de panneaux solaires photovoltaïques pour une opération d'autoconsommation collective (en incluant les besoins électriques des installations de recharge des véhicules électriques qui pourraient être installées sur le projet). Cela permettrait d'atteindre un niveau de performance environnemental encore plus élevé.

ANNEXES



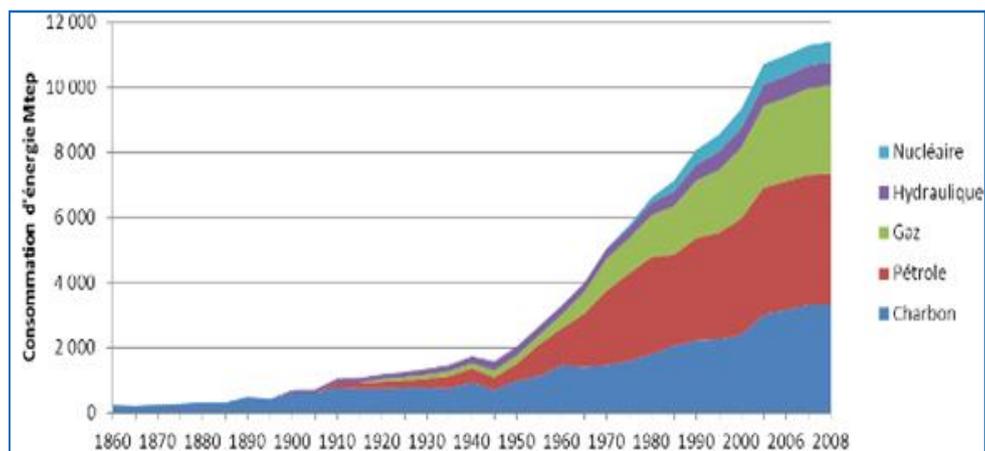
Annexe 1. Enjeux énergétiques et climatiques

Cette annexe contient 3 pages.

• **La (petite) histoire des hydrocarbures**

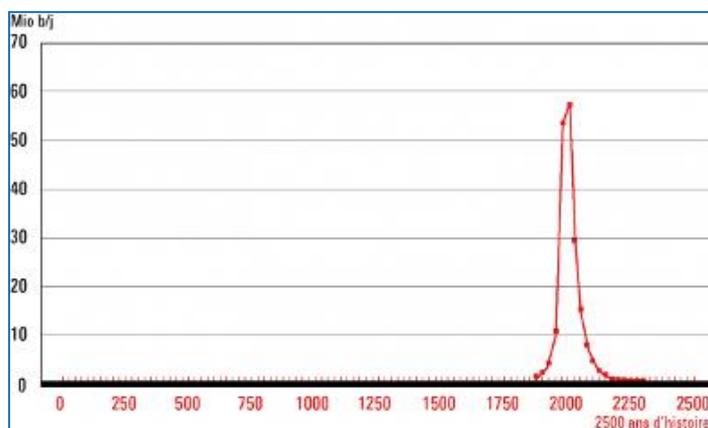
Les hydrocarbures que nous utilisons ont été constitués à partir de matière organique sédimentée principalement lors du carbonifère (il y a 300 millions d'années). Ils sont utilisés significativement depuis la révolution industrielle, soit le XIX^e siècle :

Figure 20 : consommation énergétique mondiale en million de tonnes équivalent pétrole de 1860 à nos jours (source : Schilling & al., AIE, BP statistical review et Observatoire de l'Energie)



Les réserves ultimes en pétrole conventionnel étant limitées, les découvertes de nouveaux champs ne peuvent continuer indéfiniment. L'histoire des hydrocarbures conventionnels peut se résumer ainsi :

Figure 21 : l'histoire très résumée du pétrole conventionnel



La ressource du pétrole brut répond à une logique de marché : d'une part la loi offre/demande influe sur son prix à moyen terme, d'autre part les logiques spéculatives influent sur son prix à court et moyen terme. Ainsi, bien que les réserves prouvées (découvertes passées) équivalent à une quarantaine d'année de consommation actuelle, la pression du marché fait que son prix risque de restreindre son usage bien avant.

D'un autre côté, le prix de la ressource augmentant, de nouvelles technologies d'extraction de ressources, de valorisation d'énergies renouvelables ou d'efficacité énergétique deviennent compétitives. Ces technologies ne permettront cependant vraisemblablement pas de réduire les coûts d'accès à l'énergie.

• **Effet de serre, réchauffement planétaire et changements climatiques**

La combustion des hydrocarbures génère du CO₂ dans l'atmosphère. Le CO₂, ainsi que d'autres gaz, absorbe préférentiellement les rayonnements infra-rouge. Ce type de rayonnement est le principal mode de dissipation énergétique du système terrestre. Le rayonnement ainsi absorbé par ces gaz est ensuite réémis, une part vers

l'espace, l'autre part vers la planète. C'est par cette réémission en direction de la planète que se manifeste l'effet de serre.

De nombreuses modélisations de l'évolution du climat ont été menées, en prenant en compte divers scénarios de consommation d'hydrocarbures au cours des prochaines années.

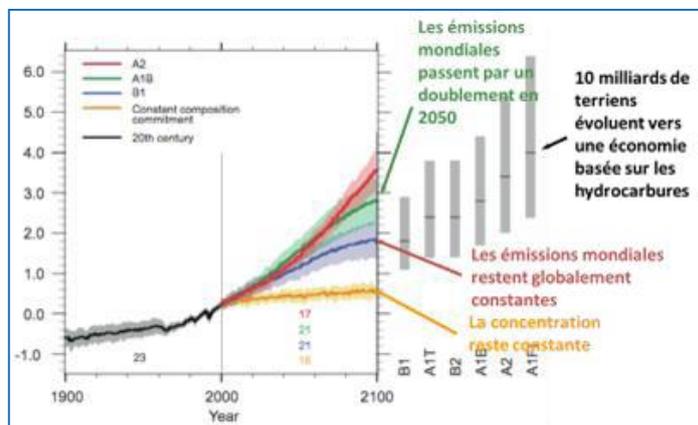


Figure 22 : évolution de la température moyenne planétaire (°C) selon émissions (source : GIEC, AR4)

Les évolutions de température terrestre connues par le passé (glaciations) et envisagées ne sont pas uniformes : on constate que les zones équatoriales conservent une température moyenne annuelle globalement constante : 26°C, y compris pendant les dernières glaciations. Les zones situées au-delà des 45^{èmes} parallèles subissent des variations de température moyenne de l'ordre de 2 à 3 fois l'évolution de la température terrestre moyenne. Cet effet est renforcé dans l'hémisphère nord par rapport à l'hémisphère sud en raison de la répartition des terres émergées (moins d'homogénéisation thermique). On constate ci-après que pour ce scénario (évolution moyenne de +3,5°C à horizon 2100), les évolutions locales vont au-delà de +7°C :

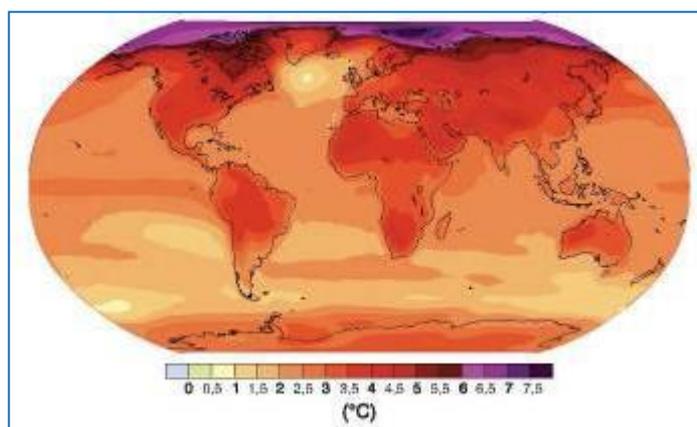


Figure 23 : évolution de température moyenne pour le scénario A1B (Source : GIEC, AR4)

La pluviométrie s'en trouve affectée, ainsi que les climats et les écosystèmes évoluent.

La communauté scientifique estime qu'au-delà de 2°C d'augmentation de température moyenne, des mécanismes interagissant avec le climat sont mis en œuvre de manière non réversible à nos échelles. Le niveau de concentration correspondant est de l'ordre de 550 ppm de CO₂. Le niveau actuel est de 400 ppm environ, avec une augmentation annuelle constatée de 2 à 3 ppm par an.

Pour arrêter de modifier le climat, il faudrait que l'humanité réduise à court terme par deux ses émissions de gaz à effet de serre (les écosystèmes absorbent actuellement la moitié du CO₂ émis, par photosynthèse et dissolution océanique). Soit des émissions restantes d'environ 2 tCO₂e par habitant. Les émissions territoriales de la France, ramenées à la population sont de 8,7 tCO₂e par habitant. Il nous faudrait donc diviser par 4 les émissions de GES à l'échelle de la France. Un objectif politique a été pris en 2003 par le gouvernement français de réaliser le "Facteur 4" à horizon 2050.