

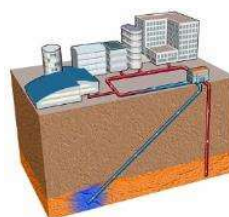


ZAC Grigny – Viry Chatillon

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables

RAPPORT PHASE 1 ET 2

Grand Paris Aménagement



ZAC Grigny – Viry Chatillon

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables
Grand Paris Aménagement
Rapport phase 1 et 2

VERSION	DESCRIPTION	ÉTABLI(E) PAR	CONTROLÉ(E) PAR	APPROUVÉ(E) PAR	DATE
V0	Phase 1	NDI	AFN	AFN	Avril 2019
V1	Phase 1 révision	NDI	AFN	AFN	Février 2020
V2	Phase 2	NDI	AFN	AFN	Juin 2020
V3	Phase 2 révision	NDI	AFN	AFN	Mars 2021

ARTELIA

EAU, AFRIQUE ET MOYEN ORIENT

BRANCHE ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le First Part-Dieu
2 Avenue Lacassagne
69425 Lyon Cedex 03
Tel. : +33 (0)4 37 65 56 00

SOMMAIRE

PRÉAMBULE	8
Rappel des objectifs	8
Ressources bibliographiques utilisées	8
Clés de lecture	8
Lexique	9
A. PHASE I : DIAGNOSTIC.....	10
1. PÉRIMÈTRE D'ÉTUDE	11
2. PASSAGE EN REVUE DES DIFFÉRENTS GISEMENTS ÉNERGÉTIQUES	11
2.1. Energie géothermale	12
2.1.1. Généralités.....	12
2.1.2. Aspects réglementaires	13
2.1.3. Géothermie sur nappe.....	16
2.1.4. Géothermie sur sonde verticale	19
2.2. Energie biomasse	21
2.2.1. Généralités.....	21
2.2.2. Bois-énergie	21
2.2.3. Biomasse agricole.....	23
2.2.4. Biogaz	24
2.2.4.1. Valorisation des déchets	24
2.2.4.2. Valorisation des sous-produits agro-alimentaires et boues de STEP	24
2.3. Energie éolienne.....	25
2.3.1. Généralités.....	25
2.3.2. Grand éolien	25
2.3.3. Moyen et petit éolien.....	27
2.4. Hydroélectricité.....	28
2.5. Energie solaire.....	29
2.5.1. Solaire photovoltaïque (PV).....	29
2.5.1.1. Gisement solaire	29

2.5.1.2. Filière photovoltaïque	30
2.5.2. Solaire thermique.....	31
2.6. Récupération.....	32
2.6.1. Eaux usées	32
2.6.2. Unité de valorisation énergétique.....	32
2.6.3. Chaleur fatale.....	32
2.7. Opportunité raccordement réseau chaleur.....	33
3. COMPARAISON ET SÉLECTION D'ENR	36
B. PHASE II : BESOINS ET POTENTIELS.....	39
1. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ÉNERGÉTIQUE	40
1.1. Méthodologie et hypothèses.....	40
1.1.1. Périmètre de l'étude	40
1.1.2. Rappel du programme de construction.....	40
1.1.3. Niveaux de performance énergétique retenus	41
1.2. Description des besoins estimés.....	42
1.3. Evaluation des besoins énergétiques futurs.....	43
2. CONSTRUCTION DE LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE	45
2.1. Une conception bioclimatique et démarche de sobriété.....	45
2.2. Réduire les besoins de froid	46
3. ANALYSE DU POTENTIEL EN ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION	47
3.1. Génération décentralisée d'électricité par effet photovoltaïque	47
3.1.1. Montages organisationnels possibles.....	47
3.1.2. Potentiel technique	48
3.1.3. Approche économique	48
3.1.4. Approche environnementale	49
3.2. Génération de la chaleur à partir de la ressource solaire (thermique).....	51
3.2.1. Gisement	51
3.2.2. Potentiel technique	51
3.2.3. Approche économique et environnementale	51

3.3.	Génération de chaleur à partir de la ressource bois-énergie	53
3.3.1.	Limites	53
3.3.2.	Approche économique	53
3.3.3.	Approche environnementale	54
3.4.	Génération de la chaleur à partir de la ressource géothermale	56
3.4.1.	Gisement	56
3.4.2.	Potentiel technique	56
3.4.3.	Approche économique et environnementale	56
3.5.	Réseaux de chaleur	59
3.5.1.	Approche économique et environnementale	59
3.5.2.	Raccordement au réseau de chaleur existant	59
3.5.3.	Création d'un réseau de chaleur	61
4.	ELABORATION DE SCÉNARIIS INTÉGRANT LES ÉNERGIES RENOUVELABLES	63
4.1.	Hypothèses générales	63
4.1.1.	Scénario de référence : recours aux « énergies traditionnelles »	63
	Hypothèses du scénario de référence.....	63
4.1.2.	Hypothèses concernant la consommation d'énergies primaires de la zone par scénario	64
4.1.3.	Hypothèses économiques.....	64
4.1.4.	Hypothèses environnementales	65
4.2.	Scénario 1 : Solaire PV + solaire thermique.....	65
4.2.1.	Description du scénario	65
4.2.2.	Résultats	65
4.3.	Scénario 2 : raccordement réseau existant + solaire PV	67
4.3.1.	Description du scénario	67
4.3.2.	Résultats	67
4.4.	Scénario 3 : Création réseau bois énergie + solaire thermique. 69	
4.4.1.	Description du scénario	69
4.4.2.	Résultats	69
4.5.	Comparatif des scénariis	71
	CONCLUSION GÉNÉRALE DE L'ÉTUDE	74

FIGURES

Figure 1 : périmètre de la zone d'étude considérée (source : Grand Paris Aménagement)	11
Figure 2 : Schématisation des différentes pratiques de la géothermie	13
Figure 3 : Eligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur échangeur fermé (Source : geothermies.fr).....	14
Figure 4 : Eligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur échangeur ouvert (Source : geothermies.fr).....	15
Figure 5 : Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère autour de la zone d'étude sur système ouvert (Source : géothermie perspectives).....	16
Figure 6 :Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère profond (source : BRGM, évaluation du potentiel géothermique de l'Essonne http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-56966-FR.pdf).....	17
Figure 7: Mode d'emploi de la géothermie à Grigny (http://grigny91.fr/grigny-avance/geothermie/)	19
Figure 8 : Carte des producteurs de bois de chauffage (en orange) et des fournisseurs de bois déchiqueté en Ile-de-France (en vert) (source : FRANCILBOIS, observatoire du bois énergie d'Île-de-France)	21
Figure 9: Répartition des types de cultures en Île-de-France (Source : Agreste).....	23
Figure 10 : Localisation des STEP autour de la zone d'étude (source : http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/)	25
Figure 11 : Gisement éolien régional (Source: SRE Île-de-France).....	26
Figure 12 : Carte des zones favorables à l'implantation de l'éolien en Île-de-France (source : SRE Île-de-France 2012).....	27
Figure 13 : Réseau hydrographique à proximité de la zone d'étude (Source : Geoportail)	28
Figure 14 : Carte du potentiel solaire (Irradiation solaire globale sur le plan horizontal) (Source : Global Solar Atlas).....	30
Figure 15 : Carte des réseaux chaleur autour de la zone d'étude, réseau géré par la SEER (Source : carmen.developpement-durable.gouv.fr)	34
Figure 16 : Quartiers concernés par le réseau chaleur de Grigny et Viry-Chatillon (Source : http://www.viry-chatillon.fr/images/rubriques/cadrevie/environnement/pdf/geothermie.pdf)	35
Figure 17 : Différents périmètres de l'OIN Grigny-Viry. La zone d'étude sur laquelle se focalise ce rapport est la ZAC Grande Borne Ouest (source : Grand Paris Aménagement, 2020).....	40
Figure 18 : Répartition des besoins énergétiques en fonction des usages (en %) (source : ARTELIA, 2020)	44
Figure 19 : Couverture en énergies renouvelables des besoins de la ZAC - Scénario 1	67
Figure 20 : Couverture en énergies renouvelables et/ou du réseau des besoins de la zone d'études – scénario 2	69
Figure 21 : Couverture en énergies renouvelables et/ou du réseau des besoins de la zones d'étude – scénario 3	71
Figure 22 : Comparaison des scénarii avec le scénario de référence	72

TABLEAUX

Tableau 1 : Tableau récapitulatif des gisements analysés	37
Tableau 2 : Récapitulatif des surfaces du programme de construction	41
Tableau 3 : Hypothèses sur les données du projet pour l'estimation des besoins en énergie de la ZAC	42
Tableau 4: Bilan des besoins énergétiques surfaciques de l'opération par usage et activité.....	43
Tableau 5 : Bilan des besoins énergétiques de l'opération par usage et activités	43

Tableau 6 : Bilan du potentiel technique photovoltaïque	50
Tableau 7 : Bilan du potentiel technique solaire thermique.....	52
Tableau 8 : Bilan de potentiel technique de la filière bois-énergie.....	55
Tableau 9 : Bilan du potentiel de la ressource géothermale.....	58
Tableau 10 : Bilan du potentiel de raccordement au réseau de chaleur existant	60
Tableau 11 : Bilan du potentiel de la création d'un nouveau réseau de chaleur	62
Tableau 12 : Caractéristiques techniques et économiques des énergies renouvelables du scénario 1	66
Tableau 13 : Caractéristiques techniques et économiques des énergies renouvelables du scénario 2	68
Tableau 14 : Caractéristiques techniques et économiques des énergies renouvelables du scénario 3	70

PREAMBULE

Rappel des objectifs

L'objectif de la présente mission consiste à réaliser pour Grand Paris Aménagement une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables du site de l'opération d'intérêt national (OIN) de Grigny et Viry-Châtillon, en accord avec les dispositions législatives en vigueur (article L 128-4 du Code de l'Urbanisme).

L'étude est menée selon deux phases principales :

- **Phase 1 « Diagnostic et besoins »** sur la base du programme d'aménagement de la zone, les ressources maximales en énergies renouvelables et de récupération disponibles, pour ensuite sélectionner les énergies renouvelables ayant le potentiel le plus intéressant dans le cadre du projet. La phase 1 s'achève par la sélection des filières EnR les plus pertinentes pour le projet.
- **Phase 2 – « Faisabilité » (ou préconisations)** Cette deuxième phase étudiera la faisabilité d'intégration des énergies renouvelables sélectionnées à partir de plusieurs scénarii d'énergies issus de la première phase. Cette phase se terminera par la phase de restitution.

Ressources bibliographiques utilisées

- Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie de l'Île-de-France, 2012
- Schéma régional éolien Île-de-France, septembre 2012
- Tableau de bord de l'énergie en Île-de-France, édition 2014, consommations finales 2009 et production d'énergies renouvelables 2012, Arene
- La géothermie arrive chez vous, juin 2016, ville de Grigny
- Ressources géothermiques du département de l'Essonne (91), rapport de synthèse, BRGM, décembre 2008

Clés de lecture

Afin de contextualiser le projet dans un cadre plus large, les objectifs et grandeurs sont rappelés pour chaque filière à l'échelle régionale et locale. Ceux-ci sont surlignés en bleu.

Les conclusions intermédiaires sont dans un cadre bleu

Les conclusions sur la pertinence de chaque filière sont surlignées en gris

Lexique

EnR	Energies Renouvelables
RT2012	Réglementation Thermique 2012
SDP	Surface de plancher
Cep	Consommation conventionnelle en énergie primaire
SRCAE	Schéma Régional Climat Air Energie
SRE	Schéma Régional Eolien
PCAET	Plan Climat Air Energie Territorial
PLU	Plan Local d'Urbanisme
5C	Communauté de Communes Cœurs et Coteaux du Comminges
SHP	Sodium Haute Pression
ECS	Eau Chaude Sanitaire
CESI	Chauffe-Eau Solaire Individuel
CESC	Chauffe-Eau Solaire Collectif
PAC	Pompe à Chaleur
CGA	Coût global actualisé

tep	tonne équivalent pétrole
ktep	kilotonne équivalent pétrole
kW_e	kilowatt électrique
kW_{th}	kilowatt thermique
kW_f	kilowatt frigorifique
W_c	Watt crête (puissance électrique d'une installation photovoltaïque dans les conditions standards : 1000 W/m ² , 25°C)
kWh_{ep}	kilowattheure énergie primaire
kWh_f	kilowattheure énergie finale



A. PHASE I : DIAGNOSTIC

Cette partie traite des résultats de l'étude de Phase 1 – Diagnostic

1. PERIMETRE D'ETUDE

Le périmètre considéré pour la suivante étude est représenté ci-dessous (en rouge) :

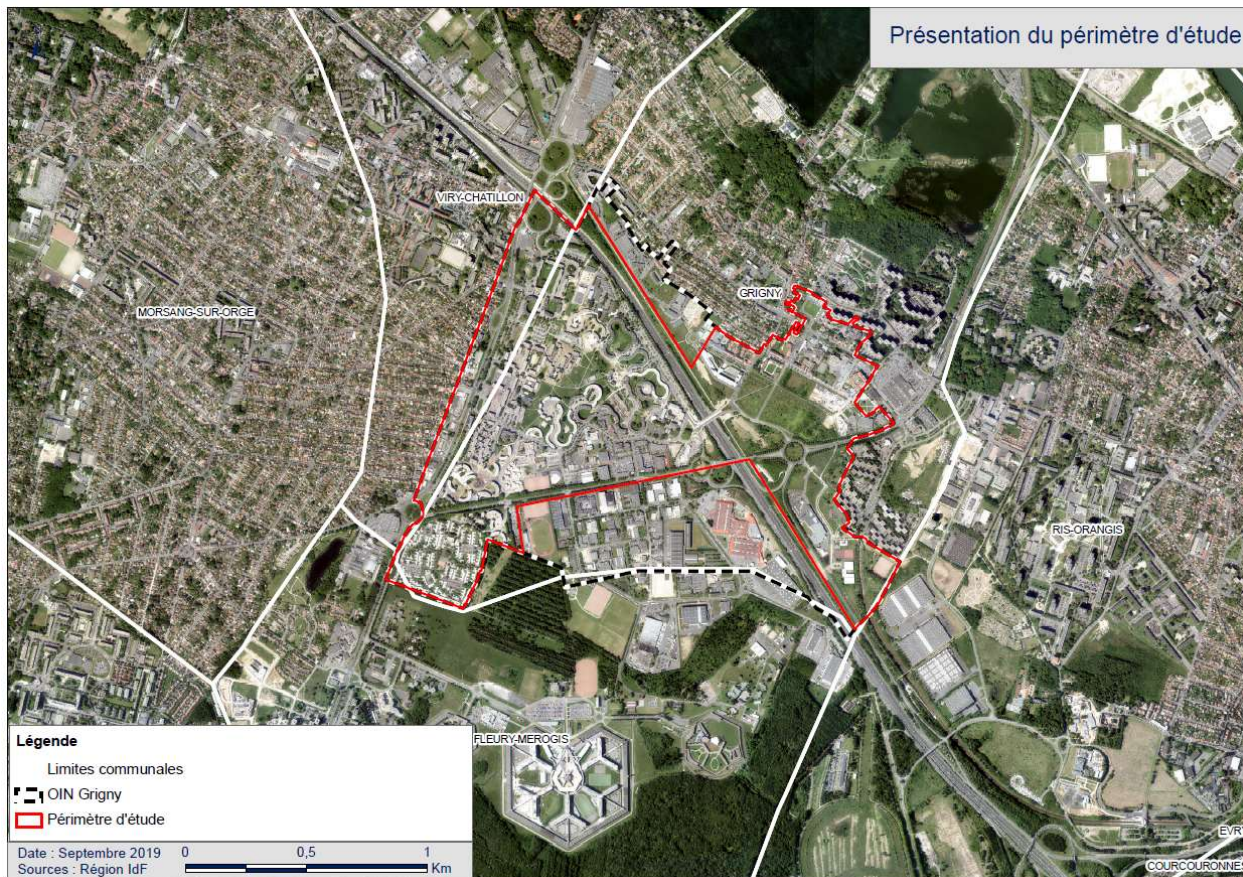


Figure 1 : périmètre de la zone d'étude considérée (source : Grand Paris Aménagement)

2. PASSAGE EN REVUE DES DIFFERENTS GISEMENTS ENERGETIQUES

Cette partie s'attache à présenter les gisements bruts mobilisables au regard de la localisation du futur projet :

- Ressource géothermale ;
- Ressource solaire photovoltaïque et thermique (ensoleillement moyen annuel) ;
- Ressources biomasse : bois-énergie, biogaz ;
- Ressource éolienne terrestre ;

- Ressource hydraulique ;
- Récupération d'eaux usées, chaleur fatale ;
- Opportunité de raccordement/création d'un réseau de chaleur

Une fois la ressource en EnR évaluée, ARTELIA formulera des recommandations sur les opportunités de mise en place des différentes technologies EnR sur la zone. Pour chacune de ces solutions, ARTELIA décrira les caractéristiques d'implantation et les mises en garde afin d'alimenter les réflexions lors de l'élaboration du plan de masse.

Les parties qui suivent détailleront la ressource disponible et les préconisations pour chaque énergie envisagée. Il conviendra à ce stade de bien faire la distinction entre :

- Les énergies qui vont directement contribuer à l'approvisionnement en énergie de la zone d'étude, en répondant aux besoins identifiés précédemment (solaire thermique, biomasse, etc.) ;
- Les énergies qui pourraient être développées, à titre expérimental, à titre d'image ou à des fins économiques, mais qui ne répondront pas aux besoins, car provenant d'une source d'énergie intermittente. Il s'agit là du solaire photovoltaïque ou de l'éolien pour lesquels, à moins de mettre en place des systèmes de stockage coûteux, la production d'énergie (en l'occurrence d'électricité) est réalisée selon le gisement (vent, soleil) et non obligatoirement en phase avec les besoins. La production sera probablement réinjectée sur le réseau électrique pour bénéficier des mécanismes d'aide propres à chacune des filières. La production d'énergie d'origine renouvelable vient alors compenser « virtuellement » une partie des besoins de la zone d'étude.

2.1. ENERGIE GEOTHERMALE

L'énergie géothermale est de plus en plus présente dans le mix énergétique des réseaux de chaleur en Île de France. En effet, la ville de Grigny dispose déjà d'un puit de géothermie alimentant son réseau de chaleur. Cette partie traite du potentiel brut et du contexte réglementaire de la filière dans le périmètre étudié. Les opportunités de raccordement aux réseaux de chaleur existants sont traitées dans la partie 2.7 du rapport.

2.1.1. Généralités

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.

Ces deux premiers types de géothermie nécessitent des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur (réseau de chaleur ou production d'électricité). La mise en œuvre employée de ce genre de système n'est envisageable que pour des puissances de plusieurs MW. Par ailleurs, ils demandent des contextes géologiques bien particuliers (présence d'une ressource à haute température). Ces solutions ne sont donc pas adaptées au projet étudié.

- **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 l'exploitation des aquifères peu profonds et de l'énergie naturellement présente dans le sous-sol à quelques dizaines, voire quelques centaines de mètres. Il s'agit de nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permettent la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment). 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 (circuit ouvert),
 - La géothermie sur sondes sèches, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit fermé), puis à en extraire la chaleur.

La géothermie très basse énergie est la plus simple à mettre en place en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.). 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) pendant la période estivale.

La géothermie profonde en Île-de-France représentait 1 175 GWh en 2012. Le SRCAE indiquait que le potentiel de géothermie est important dans la région étant donné les nombreux aquifères qui y existent, qu'ils soient superficiels ou profonds. Le schéma visait comme objectif d'atteindre 2 000 GWh/an de production géothermique en 2020.

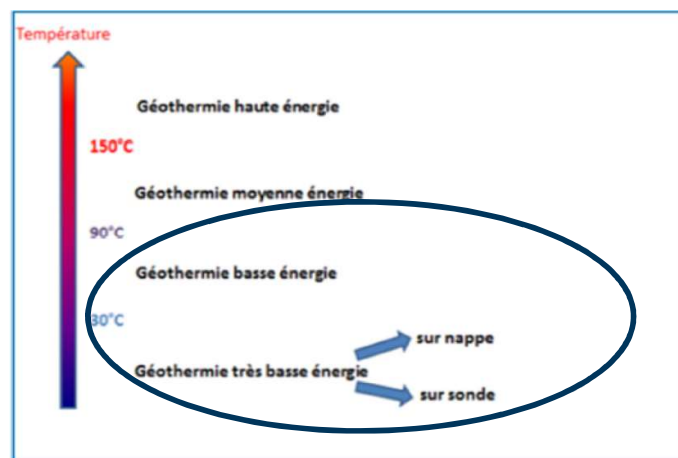


Figure 2 : Schématisation des différentes pratiques de la géothermie

2.1.2. Aspects réglementaires

D'un point de vue réglementaire, le nouveau code minier définit les activités ou installations de géothermie dites de minime importance (GMI) qui n'ont pas d'incidence significative sur l'environnement et il en élargit le périmètre. Le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 qui définit et régit les activités de géothermie dite de minime importance simplifie le cadre réglementaire qui leur est applicable en substituant au régime d'autorisation en vigueur une déclaration de travaux effectuée par voie dématérialisée.

Un zonage (Source : <https://www.geothermies.fr/viewer/>) a été publié pour apprécier l'éligibilité à ce statut de géothermie de minime importance, il comporte :

- Des zones ne présentant pas de risques, dites vertes ;
- Des zones dans lesquelles, en l'absence de connaissances suffisantes des risques ou compte tenu de risques déjà identifiés, il doit être joint à la déclaration l'attestation d'un expert agréé, qui garantit l'absence de risques graves du projet ;

- Des zones à risque significatif dans lesquelles les ouvrages de géothermie ne pourront pas être considérés de minime importance, dites zones rouges. Dans ces zones, un projet ne pourra être réalisé qu’après autorisation complète de l’installation au titre du code Minier.

L’éligibilité à la géothermie de minime importance pour ce projet est représentée sur les figures ci-après :

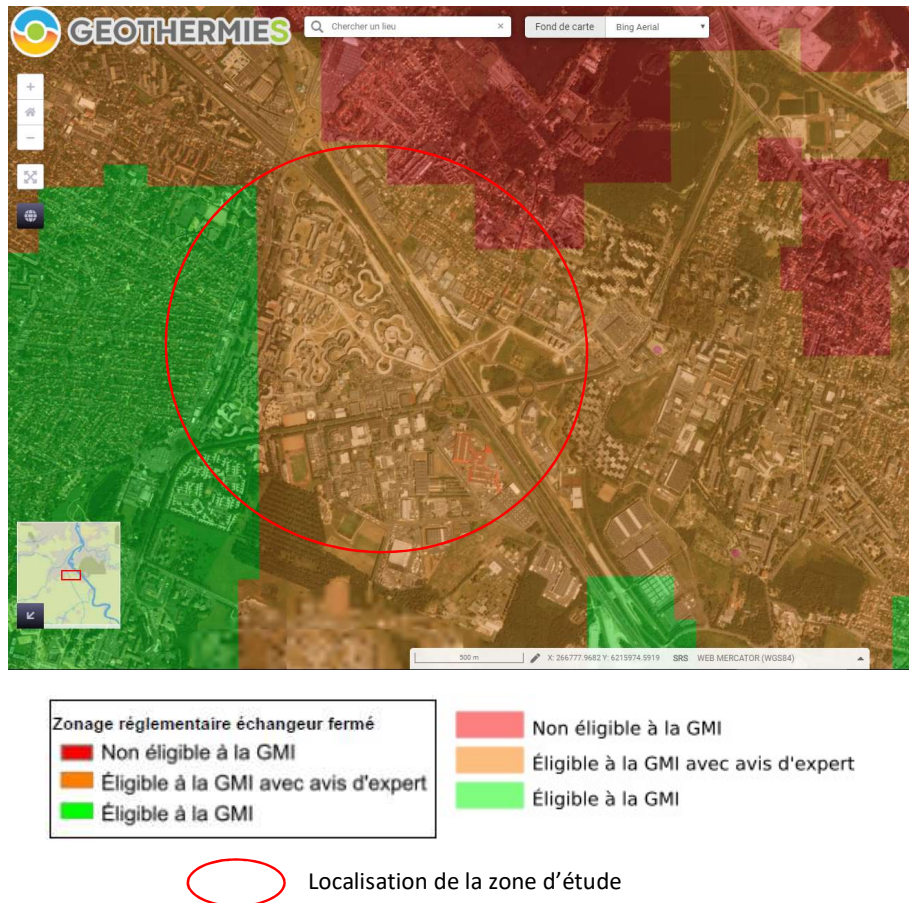
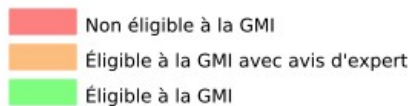
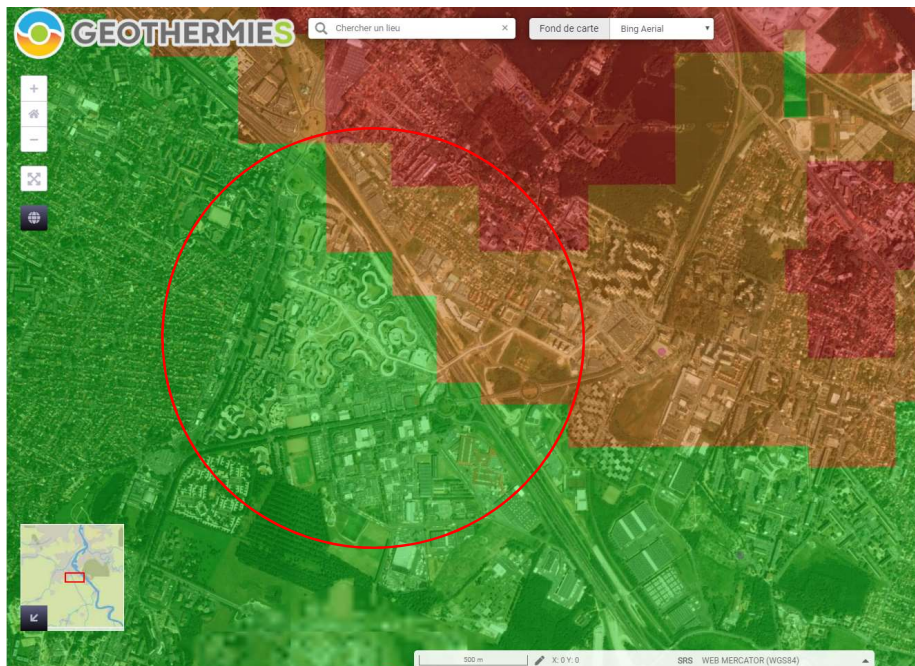


Figure 3 : Eligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur échangeur **fermé** (Source : geothermies.fr)




 Localisation de la zone d'étude

Figure 4 : Eligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur échangeur **ouvert** (Source : *geothermies.fr*)

La zone d'aménagement étudiée est :

- Pour les installations à **échangeur ouvert**¹, située en grande partie sur une surface éligible à la GMI
- Pour les installations à **échangeur fermé**², située à l'intersection de surfaces éligibles à la GMI et de surfaces éligibles à la GMI avec avis d'expert

¹ Les ressources géothermiques dites « en boucle ouverte » proviennent des nappes d'eau souterraine. Un système géothermique en boucle ouverte nécessite un doublet de forage : un forage utilisé pour pomper l'eau souterraine vers l'échangeur thermique (puis la PAC) et un second forage pour assurer la réinjection de l'eau souterraine dans son milieu d'origine.

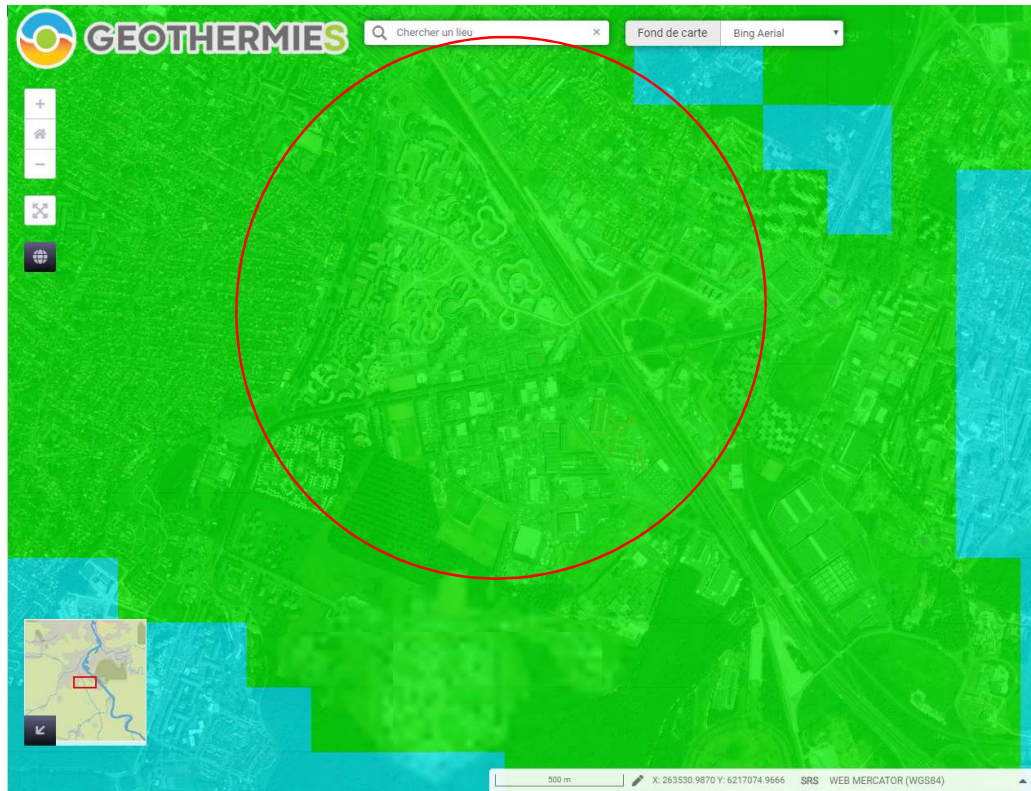
² Les ressources géothermiques dites "en boucle fermé" se situent au sein de roches du sous-sol. Les systèmes géothermiques associés sont constitués d'une boucle dans laquelle circule un fluide caloporteur qui transmet son énergie à une PAC.

Source : *geothermies.fr*

2.1.3. Géothermie sur nappe

La géothermie sur aquifère consiste à pomper l'eau d'une nappe souterraine par forage jusqu'à la pompe à chaleur permettant d'en extraire des calories. Elle est ensuite réinjectée dans l'aquifère.

Un zonage des caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère est publié par le BRGM (<https://www.geothermies.fr/viewer/>) :



Ressources géothermiques de surface sur système ouvert (nappe) en Ile de France



 Localisation de la zone d'étude

Figure 5 : Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère autour de la zone d'étude sur système ouvert (Source : géothermie perspectives)

Les caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère autour de la zone d'étude sont moyennes. Ce zonage concerne les caractéristiques des aquifères superficiels (Oligocène, Eocène supérieur, moyen et inférieur et la Craie).

En ce qui concerne les aquifères profonds, il faut noter que deux nappes profondes sont exploitables en Essonne, le crétacé inférieur (aquifères de l'Albien et du Néocomien-Barrémien) et le Jurassique Moyen (aquifère du Dogger). L'exploitabilité de ces deux aquifères est représentée ci-dessous :

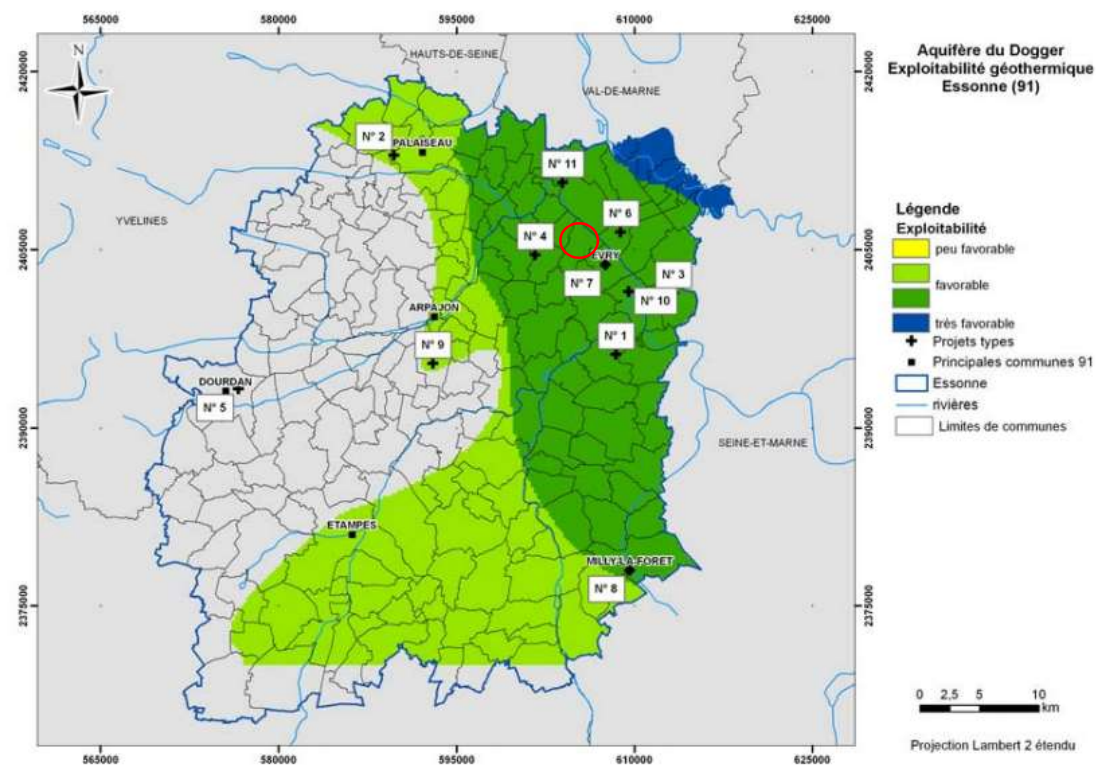
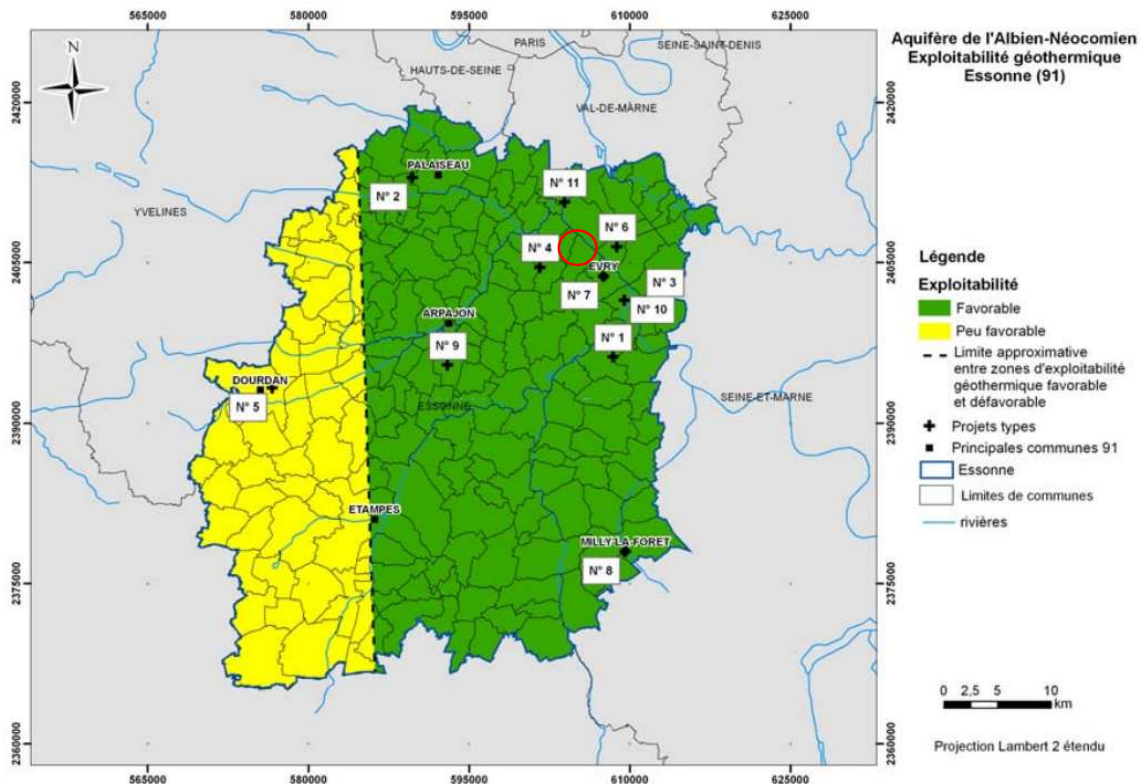


Figure 6 :Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère profond (source : BRGM, évaluation du potentiel géothermique de l'Essonne <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-56966-FR.pdf>)

La zone d'étude est située en zone d'exploitabilité favorable pour les deux aquifères profonds. Cependant, le SDAGE (Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux) réglemente fortement l'accès à ces deux aquifères, et une analyse fine sur la possibilité d'exploitation dans la zone doit être réalisée.

Les caractéristiques de ces deux aquifères sont les suivantes :

Crétacé inférieur :

- Température : 25 - 30°C pour Albien et 30 – 45°C pour Néocomien
- Profondeur : 300 – 400 m pour Albien et 400 – 900 m pour Néocomien
- Débit (maxi testé de réinjection) : 120 m³/h
- Puissance maximale thermique par forage : 3 200 – 4 800 kW

Dogger :

- Température : 65 – 77°C
- Profondeur : 1 300 – 1 600 m
- Débit : 200 – 250 m³/h
- Puissance maximale thermique par forage : 8 000 – 10 000 kW

Par ailleurs, les données fournies par la DRIEE sur le potentiel de la géothermie profonde en Île-de-France (http://carmen.developpement-durable.gouv.fr/18/donnees_publicques_IDF.map#), Grigny est caractérisée comme une commune où il existe un réseau de chaleur géothermisable par des ressources profondes.

La zone d'étude présente des caractéristiques géothermiques moyennes du milieu aquifère superficiel. L'exploitation de la géothermie basse énergie et très basse énergie sur nappe sont envisageables sur la zone d'étude.

Il est intéressant de se pencher sur les caractéristiques du puit de géothermie alimentant le réseau de Grigny. Les données communiquées suite à nos échanges avec la SEER (société d'exploitation des énergies renouvelables) de Grigny Viry sont les suivantes :

Propriétés de la ressource géothermique :

- Profondeur du forage : 1 613 m
- Température de l'eau souterraine au forage (en °C) : 71°
- Débit de pompage nécessaire (en m³/h) : 300 m³/h
- Production annuelle totale par géothermie (MWh) : 46 680 MWh
- Pas de PAC utilisée

Les données liées au réseau de chaleur et aux perspectives de raccordement sont traitées dans une partie dédiée (partie 2.7).

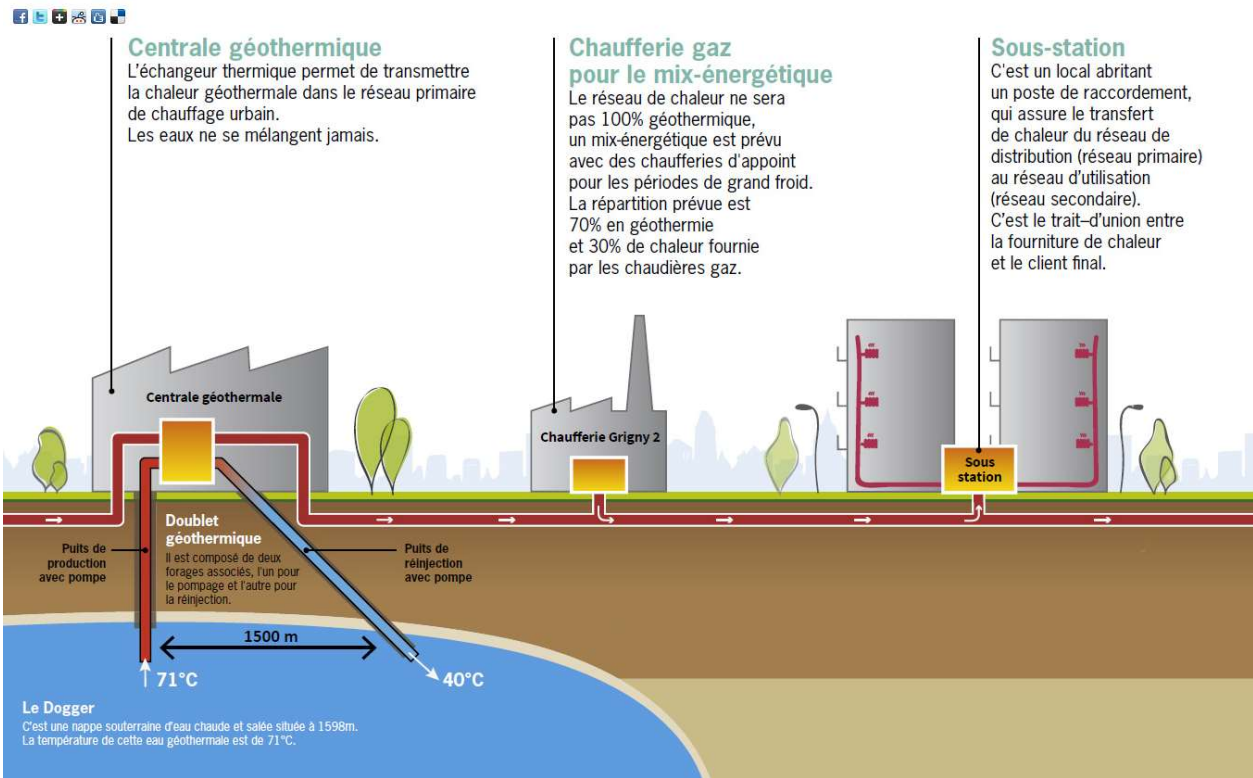


Figure 7: Mode d'emploi de la géothermie à Grigny (<http://griqny91.fr/griqny-avance/geothermie/>)

2.1.4. Géothermie sur sonde verticale

Les sondes verticales permettent d'exploiter l'énergie du sol même en absence de nappe. La capacité de prélèvement dépend de la nature des roches traversées. Des études spécifiques sont à réaliser dans la zone concernée pour déterminer le potentiel et la profondeur à forer.

Il faut noter que la réglementation impose à tout forage d'au-delà de 200 m une autorisation administrative. Ainsi, la plupart des forages sur sonde n'excèdent pas les 200 m. La puissance soutirée du sous-sol est de l'ordre de 45 W/ml (puissance source froide de la pompe à chaleur).

Pour donner une idée, la puissance soutirée du sous-sol est de l'ordre de 45 W/ml (puissance source froide de la pompe à chaleur). Deux sondes géothermiques de 60 m de profondeur peuvent chauffer une maison de 100 m².

Afin de vérifier la possibilité de la mise en place de sondes verticales, il est nécessaire de s'assurer du **respect d'une distance minimale** pour éviter les interactions thermiques et mécaniques avec d'autres éléments du sous-sol : canalisations, ouvrages enterrés, arbres... Il est également nécessaire de vérifier que le forage n'ait pas lieu dans un périmètre de protection d'un captage d'eau potable.

Le principal inconvénient de cette technique est la nécessité de **mettre en place plusieurs sondes et donc le caractère potentiellement encombrant de l'installation**. Ces dernières doivent être distantes de 10 m, d'où un grand besoin d'espace d'implantation.

Une étude plus fine au niveau de la zone d'étude doit être réalisée afin de confirmer la possibilité de mettre en place de la géothermie sur sonde verticale. L'étude doit vérifier le respect des autres éléments du sous-sol, ainsi que la faisabilité du forage par rapport à la nature du sous-sol. La profondeur possible de forage ainsi que la puissance potentielle échangée doivent être évaluées.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel moyen pour la géothermie sur nappe (à retenir pour la scénarisation) / à préciser pour la géothermie sur sonde

La présence du quartier sur une zone présentant des caractéristiques favorables du meilleur aquifère est une opportunité pour développer davantage la filière.

2.2. ENERGIE BIOMASSE

2.2.1. Généralités

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques, d'origine végétale ou animale, pouvant être utilisées pour produire de l'énergie. Ce paragraphe traite de la biomasse végétale sous la forme de bois ou de déchets agricoles.

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) dû 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.

2.2.2. Bois-énergie

La forêt représente 261 000 ha de territoire francilien (source IFN 2013), correspondant à un taux de boisement de 21% avec une répartition spatiale régionale très hétérogène.

Le territoire Île-de-France recensait 53 chaufferies biomasse en 2012 avec une puissance cumulée de 99,6 MW et une production de 370 GWh.

Selon le SRCAE, les ressources de bois énergie les plus importantes en Île-de-France sont celles des bois déchets non souillés de classe A provenant des déchets des ménages, des déchets du BTP et des déchets provenant d'autres activités économiques. En deuxième lieu, viennent le bois forestier et la paille. L'objectif retenu pour 2020 est de 2,4 TWh en énergie primaire consommée provenant de biomasse en réseaux de chauffage urbain.

L'observatoire du bois énergie d'Île-de-France (francilbois) fournit la répartition suivante des acteurs du bois sur le territoire concernant la zone d'étude :

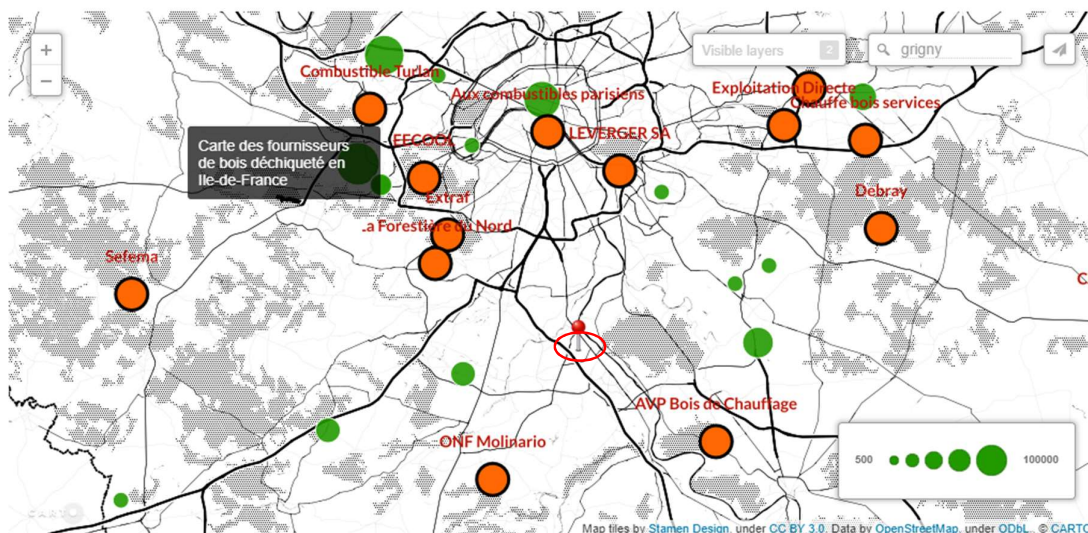


Figure 8 : Carte des producteurs de bois de chauffage (en orange) et des fournisseurs de bois déchiqueté en Ile-de-France (en vert) (source : FRANCILBOIS, observatoire du bois énergie d'Île-de-France)

Aucun acteur, producteur de bois ou fournisseur de bois déchiqueté n'est recensé à proximité immédiate de la zone d'étude (rayon < 10 km). **La mise en place d'une nouvelle chaufferie biomasse autour de la ZAC présenterait donc un enjeu en termes de rentabilité et de transport des ressources bois énergie.**

Cependant, des chaufferies biomasse collectives liées à des réseaux de chaleur sont recensées à Savigny-sur-Orge (chaufferie collective dédiée raccordée à des logements sociaux, 720 kW de puissance), à Evry (chaufferie collective sur réseau de chaleur, 3 500 kW de puissance). Ces chaufferies sont situées à proximité de producteurs de bois, respectivement La Forestière du Nord (Igny, environ 15 km de la zone d'études) et AVP Bois de Chauffage (Savigny-le-Temple, 16 km environ de la zone d'études). A cela, s'ajoute la chaufferie bois à Ris-Orangis (éco-quartier des Dock, chaudière bois de 800 kW, à environ 4 km de la zone d'études mais présentant un bassin d'approvisionnement situé dans un rayon de 80 km autour de Ris-Orangis). Ces chaufferies ne présentent pas une proximité immédiate avec la zone d'étude et ne peuvent donc pas être raccordées directement. Cependant, elles témoignent de la disponibilité de la ressource bois-énergie dans le périmètre large de Grigny.

Etant donné l'existence de producteurs de bois et des chaufferies biomasse dans un rayon d'environ 20 km de la zone d'étude, le potentiel en bois-énergie pourra être examiné.

2.2.3. 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 : alimentaires ;
- Priorité 2 : matériaux ;
- 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.).

La carte ci-dessous présente la diversité des cultures aux alentours de la zone d'étude (source Agreste) :

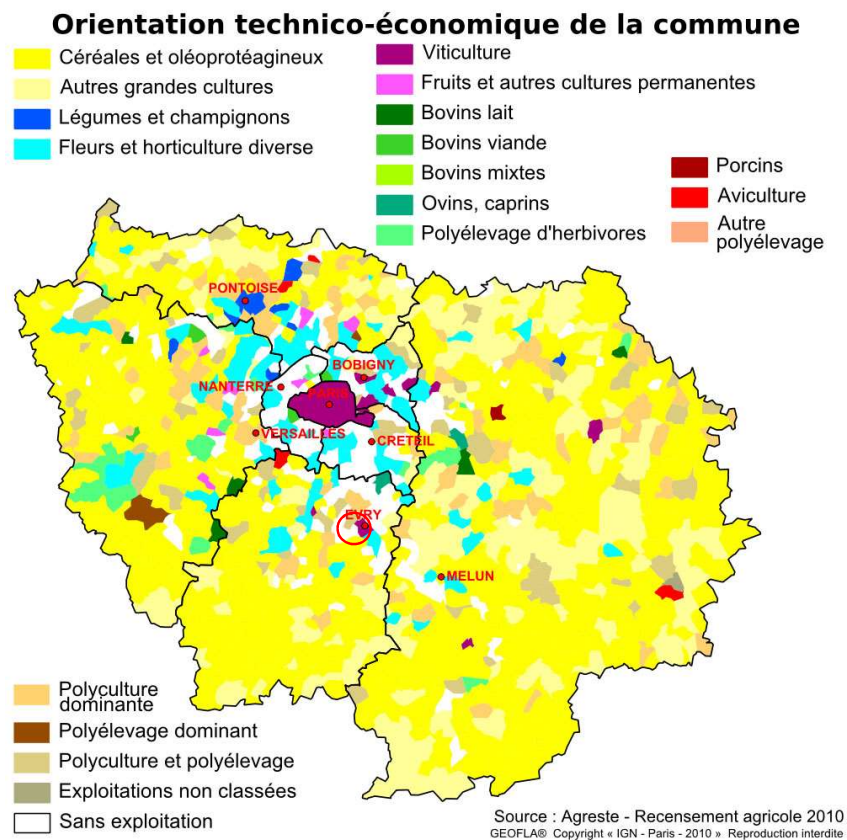


Figure 9: Répartition des types de cultures en Île-de-France (Source : Agreste)

Les alentours du périmètre de la zone d'étude sont en partie non exploités, et en partie dédiés à la polyculture et au polyélevage. Les ressources disponibles sur le périmètre strict de la zone d'étude sont limitées.

Le développement d'une solution biomasse agricole pour cette zone d'étude paraît difficilement envisageable. La zone est en effet entourée de terrains non exploités et la diversité des cultures dans les zones exploitées ne facilite pas la valorisation des sous-produits agricoles.

2.2.4. 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.

Le SRCAE affiche un objectif de production de biogaz sur le territoire francilien pour atteindre une production de l'ordre de 2000 GWh/an en 2020. Le territoire francilien dispose de 13 unités biogaz (2012) présentant une puissance cumulée de 32 MW (175 GWh de production annuelle).

2.2.4.1. Valorisation des déchets

Le biogaz est 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%, la production de méthane par tonne de déchets organiques est donc de l'ordre de 110 m³ CH₄/tbp.

A titre d'exemple, un habitant français moyen génère environ 350 kg de déchets ménagers chaque année, dont environ 55% peuvent servir à la méthanisation.

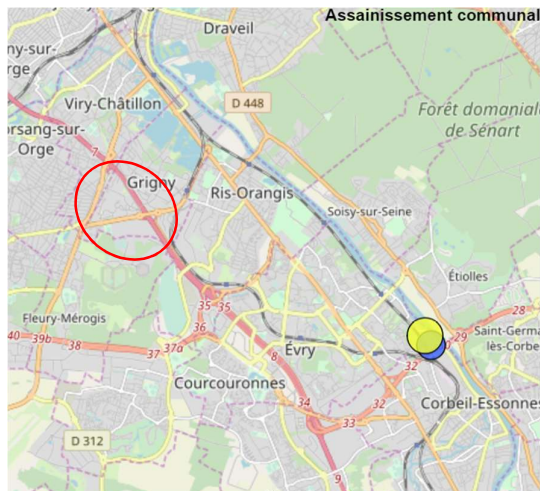
A ce stade de la programmation il n'est toujours pas possible de connaître de manière précise le gisement de déchets organiques qui sera produit. Il n'est donc pas possible à ce stade de connaître la rentabilité d'une éventuelle installation de méthanisation sachant que parmi les déchets issus de la ZAC, seuls les **déchets ménagers** pourraient y être utilisés. Le gisement sur le périmètre strict ne sera probablement pas suffisamment significatif. Une étude plus large incluant d'autres zones pourrait être développée pour connaître le potentiel général de méthanisation, dans le cadre d'une éventuelle conception d'un méthaniseur à Grigny.

Le potentiel de la valorisation des déchets dans la zone d'étude n'est pas connu à ce stade. La mise en place d'une solution de biogaz présente des enjeux complexes pour un gisement peu connu à ce stade.

2.2.4.2. Valorisation des sous-produits agro-alimentaires et boues de STEP

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.

Les deux stations d'épurations les plus proches de la zone d'étude sont celles de la commune Evry-Courcouronnes et celle de la commune de Corbeil-Essonnes :



○ Localisation de la zone d'étude

Figure 10 : Localisation des STEP autour de la zone d'étude (source : <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/>)

Cependant, les deux stations ne sont pas dans le périmètre proche de la zone et les informations sur la destination des boues ne sont pas disponibles.

La valorisation des sous-produits de STEP n'est pas envisageable pour la zone d'étude.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel moyen pour le **bois-énergie**/

Potentiel faible pour la **biomasse agricole et la méthanisation**

2.3. ENERGIE EOLIENNE

2.3.1. Généralités

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.

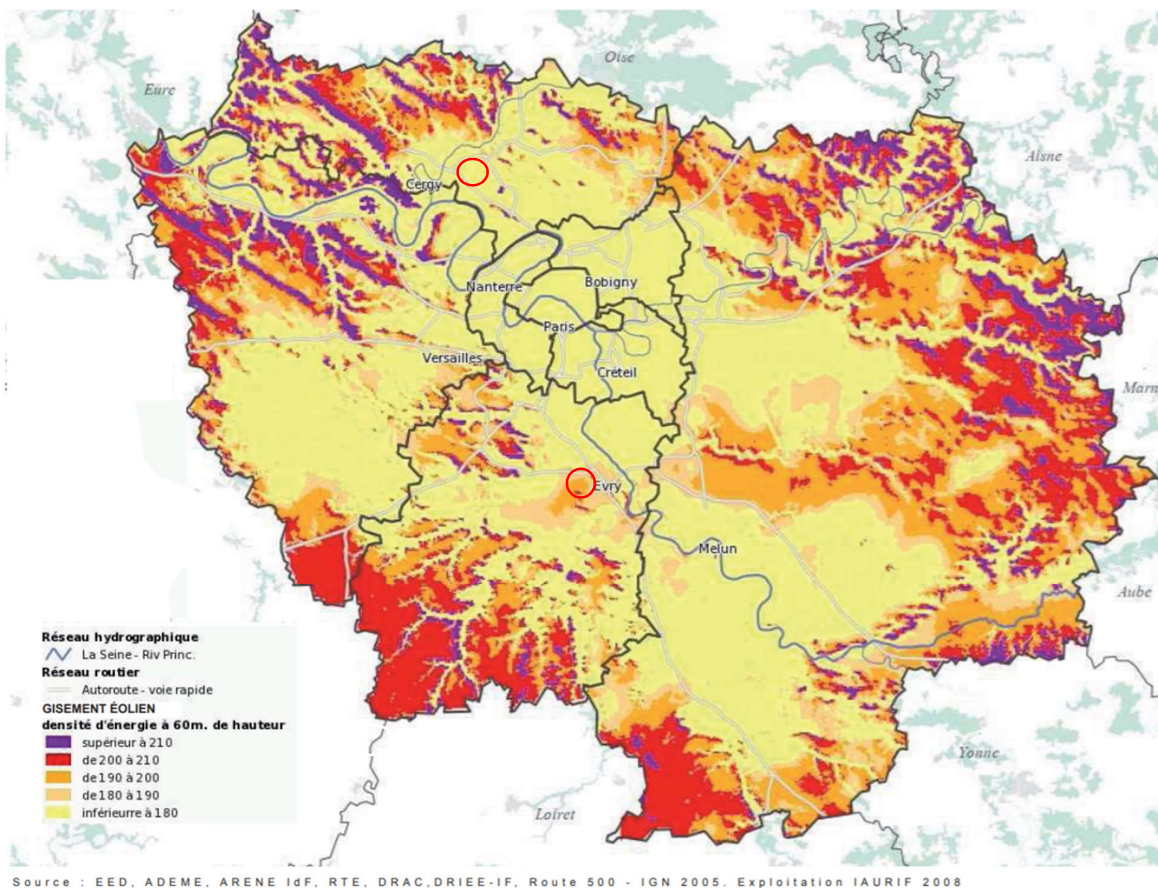
En 2012, uniquement 4 éoliennes étaient installées sur le territoire francilien, présentant une puissance cumulée de 9 MW (20 GWh de production annuelle).

2.3.2. Grand éolien

Pour le grand éolien, on utilise des machines à axe horizontal ; elles se composent, dans la plupart des applications, d'un rotor tripale. Les technologies de conversion et de contrôle peuvent différer d'une machine à l'autre. Les gammes de puissance nominale vont de 1 à 7,5 MW. Les éoliennes à axe horizontal sont plus performantes que celles à axe vertical essentiellement en termes de rendement aérodynamique et de coût de maintenance.

Le gisement éolien régional, présenté dans le Schéma régional éolien d’Île-de-France, est présenté ci-dessous :

GISEMENT ÉOLIEN RÉGIONAL

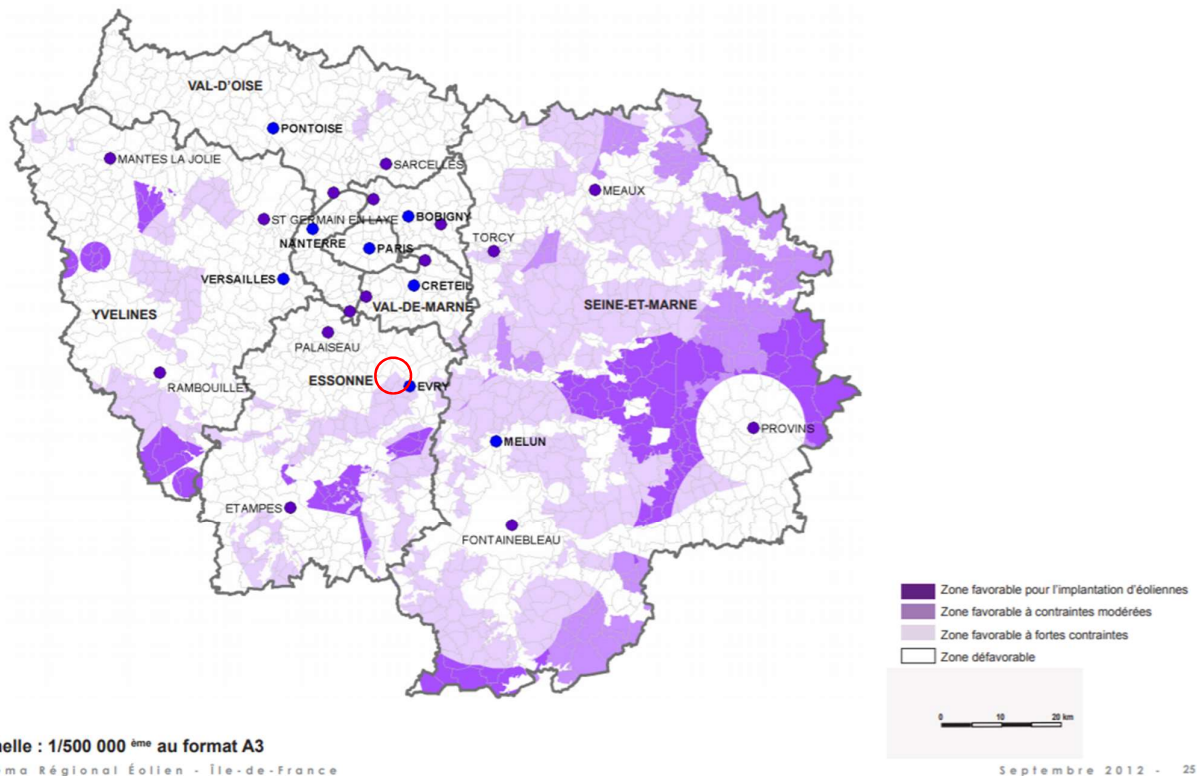


○ Localisation de la zone d’étude

Figure 11 : Gisement éolien régional (Source: SRE Île-de-France)

Le gisement éolien du périmètre de la zone d’étude est défavorable.

Par ailleurs, la carte ci-dessous est issue du Schéma Régional Eolien d’Île-de-France, elle montre la distribution géographique des zones favorables à l’implantation de l’éolien.



○ Localisation de la zone d'étude

Figure 12 : Carte des zones favorables à l'implantation de l'éolien en Île-de-France (source : SRE Île-de-France 2012)

Le périmètre de la zone d'étude fait partie d'une zone défavorable à l'implantation d'éoliennes. De plus, la commune de Grigny ne fait pas partie de la liste des communes d'Essonne (91) susceptibles d'être concernées par un développement de l'éolien.

Le site de l'opération n'est donc pas favorable à l'implantation de grande éolienne (>50 mètres).

2.3.3. Moyen et petit éolien

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

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.

Les dimensions de telles éoliennes peuvent être de l'ordre de 2 à 5 mètres de haut (sans mat) pour 3 à 10 mètres de diamètre.

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.

La fiche technique de l'ADEME concernant le petit éolien, parue en février 2015, déconseille les installations de petit éolien en milieu urbain ou péri-urbain, en citant comme constat que :

- « i) Le vent est en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable
- ii) Risque élevé de modification du paysage urbain, impactant la ressource en vent »

Cette typologie de ressource, même si elle apparaît plus adaptée à la zone d'étude que le grand éolien, ne connaît pas suffisamment de maturité technico-économique pour être utilisée dans le cadre du projet.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel faible pour l'éolien

2.4. HYDROELECTRICITE

Les installations hydroélectriques représentent une part non-négligeable de la production d'énergie électrique française : en moyenne 13% de la production d'électricité (énergie), et 20% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2013 (soit environ 25 400 MW). L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production.

La région francilienne dispose de 5 centrales hydroélectriques, présentant une puissance cumulée de 19,2 MW (37 GWh de production électrique annuelle). Le SRCAE visait une production de 85 GWh en hydraulique d'ici 2020.

Le site « Geoportail » permet d'identifier le réseau hydrographique à proximité de la zone étudiée :



Figure 13 : Réseau hydrographique à proximité de la zone d'étude (Source : Geoportail)

La Seine passe à proximité de la zone d'étude. Cependant, une étude topographique de la zone révèle l'inexistence d'un dénivelé, ne permettant pas l'exploitation de l'énergie hydraulique du fleuve de manière significative.

Les ressources hydrographiques disponibles ne sont par conséquent pas convenables pour envisager une production d'électricité hydroélectrique.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel faible pour l'hydroélectricité

2.5. ENERGIE 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.

Les autres technologies existantes sont principalement regroupées sous le terme solaire à concentration. Il s'agit alors d'installations :

- De production d'électricité à grande échelle ;
- De grande taille non compatibles avec un environnement urbain/semi urbain.

Celles-ci ne sont pas étudiées dans le cadre du projet de l'OIN Grigny-Viry.

2.5.1. Solaire photovoltaïque (PV)

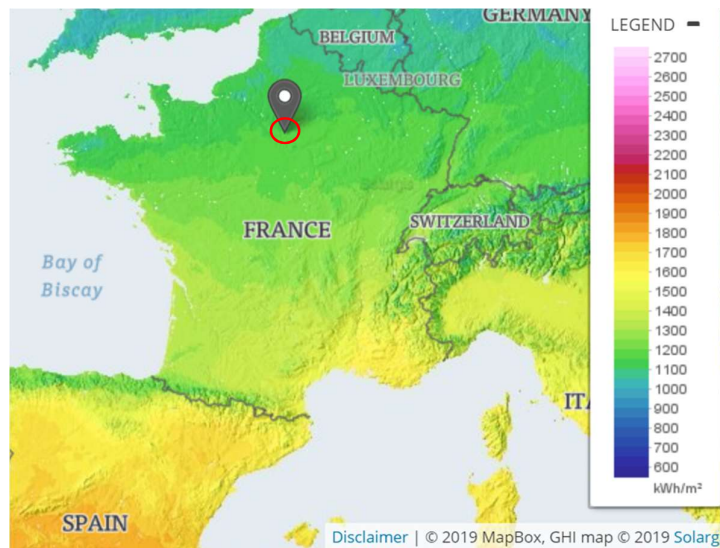
2.5.1.1. Gisement solaire

Le solaire photovoltaïque en Île-de-France est représenté en 2012 par 10 754 sites raccordés au réseau, dotés d'une puissance cumulée de 66 MW (production annuelle estimée de 55 GWh). Le SRCAE propose un objectif de production de 517 GWh pour 2020.

Le rayonnement solaire annuel reçu par une surface plane horizontale est d'environ 1 230 kWh/(an.m²) (Source : PVGIS).

Lorsqu'ils sont inclinés à 40°, l'irradiation annuelle sur les panneaux peut être augmentée pour atteindre 1400 kWh/an.m² (Source : PVGIS).

Cependant, ces résultats ne tiennent pas compte des particularités locales telles que les masques solaires liés au relief ou aux structures alentours (ouvrages existants).



○ Localisation de la zone d'étude

Figure 14 : Carte du potentiel solaire (Irradiation solaire globale sur le plan horizontal) (Source : Global Solar Atlas)

La zone d'étude est dotée d'un ensoleillement moyen par rapport au reste du territoire français.

2.5.1.2. Filière 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 possible entre les périodes de besoin en électricité et les périodes de production pour les usages électriques majeurs des sites, 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.

Le solaire photovoltaïque apparaît envisageable dans le cadre du projet malgré l'ensoleillement moyennement favorable de la région : il pourra être mobilisé sur certaines surfaces de toiture plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées vers le sud).

Cependant, les points suivants ne sont pas à négliger pour cette technologie :

- Il subsiste une incertitude importante quant à l'existence d'un tarif d'achat au moment où le projet sortira réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté dans les années à venir).
- Le photovoltaïque en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture en termes de surface disponible.

2.5.2. Solaire thermique

Le SRCAE de la région prévoit un objectif de 766 GWhef à atteindre en 2020 pour le solaire thermique.

De plus, le gisement solaire thermique autour de la zone d'étude est favorable avec une irradiation solaire horizontale estimée à environ 1 230 kWh/m².an (données Solar Global Atlas).

En effet, l'usage d'eau chaude sanitaire au sein d'un bâtiment tertiaire, d'un commerce ou d'un site industriel est trop faible pour envisager l'exploitation des toitures pour la mise en place de panneaux solaires thermiques. Cependant, la zone d'étude est principalement une zone résidentielle : la présence d'habitats et donc de consommations d'eau chaude sanitaire régulières justifient l'utilisation de l'énergie solaire thermique.

La productivité solaire annuelle minimale à atteindre pour une installation solaire thermique correctement dimensionnée est de 450 kWh/m²/an.

Proche de la zone d'étude, pour alimenter un ballon de 250 L, une installation solaire thermique implantée sur la zone d'étude (environ 4.7 m² de capteurs plans inclinés à 45° et orientés plein sud) permet de couvrir 55 % des besoins en chaude sanitaire. La productivité obtenue est d'environ 370 kWh/m²/an (pré-dimensionnement SOLO 2000, appliqué à la station d'Evry, la plus proche de la zone d'étude). La productivité est légèrement inférieure au minimum optimal, cependant, le taux de couverture est intéressant, notamment en été, où il atteint 88% en juillet.

Par ailleurs, il faut noter que le solaire thermique en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture et le solaire photovoltaïque en termes de surface disponible. Cet élément devra être pris en considération lors du dimensionnement.

Ainsi, le solaire thermique apparaît adapté au projet étant donné l'existence d'un gisement solaire.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel intéressant pour le **solaire photovoltaïque** et le **solaire thermique**

2.6. RECUPERATION

Dans le cadre de la valorisation des énergies de récupération sur le territoire francilien, le SRCAE met en priorité l'alimentation des réseaux de chaleur.

2.6.1. Eaux usées

La valorisation des eaux usées en sortie de station d'épuration est présentée dans cette partie. Ce volet est mentionné dans le SRCAE : le premier réseau français de chaleur alimenté en partie par la récupération calorifique des eaux usées a été créé à Nanterre dans le cadre d'un éco-quartier.

Comme mentionné dans la partie 3.2, il n'existe pas de STEP à proximité de la zone d'étude. Les deux stations les plus proches sont celle d'Evry Centre et celle de la commune de Corbeil-Essonnes, et elles sont toutes les deux à une distance trop éloignée de la ZAC pour que la récupération de chaleur issues de leurs effluents soit envisageable.

Une autre possibilité serait d'utiliser la récupération directe de la chaleur des eaux grises (eau des douches) ou des eaux usées des bâtiments (chargée en polluants) pour préchauffer ou chauffer l'eau chaude sanitaire avec des pompes à chaleur. Ces systèmes sont en cours de développement et il existe des projets dans d'autres territoires les ayant mis en place. Cependant, à ce stade, il existe peu de retour d'expérience pour valider leur rentabilité dans le cadre de la zone d'étude.

La récupération de chaleur sur eaux usées n'est pas envisageable dans le cadre de ce projet.

2.6.2. Unité de valorisation énergétique

La vapeur produite par les Unités d'Incinération d'Ordures Ménagères peut représenter un potentiel important correspondant à de la chaleur à très haute température.

Selon le Plan Régional d'Elimination des Déchets Ménagers et Assimilés (PREDMA) d'Ile-de-France, l'objectif de la région serait de ne pas construire de nouvelles unités d'incinération sur le territoire. Le SRCAE prévoit ainsi d'optimiser la part d'énergie récupérée des unités existantes.

Cependant, et selon le site de France Incinération (<http://france-incineration.fr/spip.php?rubrique4>), recensant toutes les installations d'incinération présentes sur le territoire, aucune UVE n'est à proximité du site. Les deux installations les plus proches sont l'incinérateur de Vert-le-Grand et celui de Villejuste (dans la ZI de Courtabœuf). Elles sont toutes les deux à plus de 9 km de distance de la zone considérée.

Ainsi, la récupération de chaleur des UVE à proximité n'est pas envisageable.

2.6.3. Chaleur fatale

Les locaux techniques (serveurs, stations d'air comprimé en site industriel, etc.) émettent beaucoup de chaleur et il est nécessaire de ventiler ou de climatiser ces zones.

Ce système n'est pas une source d'énergie renouvelable, mais plutôt de la récupération de chaleur fatale. Cette solution consiste à utiliser la chaleur issue des locaux techniques afin de préchauffer l'air neuf servant à ventiler les autres zones, à l'aide d'un échangeur de chaleur.

Ce système est à intégrer dans les locaux techniques à forte charge thermique non ventilés naturellement, soit pour les sites industriels avec process thermique.

Le type d'équipements et les besoins en puissance sont à mettre en regard des rendements des technologies retenues afin de conclure s'il y a un réel potentiel de récupération de calories. L'estimation des calories récupérables n'est donc à ce stade pas encore possible.

Pour le moment, aucun site industriel producteur de chaleur n'est recensé à proximité de la zone d'étude.

La récupération de la chaleur fatale ne pourra donc pas être considérée dans le cadre de la zone d'étude.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel faible pour la **récupération**

Aucun potentiel de récupération n'est recensé à proximité directe du site.

2.7. OPPORTUNITE RACCORDEMENT RESEAU CHALEUR

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 obligatoires de faisabilité d'approvisionnement en 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 foisonnement et donc parfois de diminuer les coûts d'investissement.


Le site carmen.developpement-durable.gouv.fr donne des informations cartographiques sur les réseaux de chaleur existant sur le territoire. Deux réseaux sont identifiés, un à proximité et un au sein de la zone étudiée. A l'est de la zone, il s'agit du réseau de géothermie de la ville délégué à la SEER. Le tracé ci-dessous a été validé comme étant à jour par notre interlocuteur de la SEER (juin 2019). Cependant, les forages géothermiques n'y sont pas encore représentés (forages alimentant les quartiers de Grigny 2 et Centre-ville avec une sous-station à la grande borne en prévision de l'élargissement du périmètre desservi).

La zone de la Grande Borne Ouest est alimentée par le réseau privé de la Grande Borne, appartenant au bailleur social Les Résidences Yvelines Essonne, concédé à COFELY jusqu'en 2028.


La figure ci-dessous représente le réseau de chaleur de Grigny géré par la SEER.



 Localisation de la zone d'étude

 **Chaufferies**

-  UIOM
-  Géothermie
-  Géothermie/Cogénération
-  Cogénération
-  Gaz
-  Gaz/Fuel
-  Fioul
-  Fioul/Gaz
-  Fioul/Gaz/Cogénération
-  Fioul/Charbon/Électricité
-  Autre
-  NC

 **Sous-stations**

-  Sous-stations du réseau de chaleur en IDF

Figure 15 : Carte des réseaux chaleur autour de la zone d'étude, réseau géré par la SEER (Source : carmen.developpement-durable.gouv.fr)

La figure ci-dessous détaille les quartiers concernés par le réseau de chaleur (présent et futur en jaune). A noter que cette carte ne représente pas la chaufferie du Nord de la Grande Borne (représentée cependant dans la figure 15).

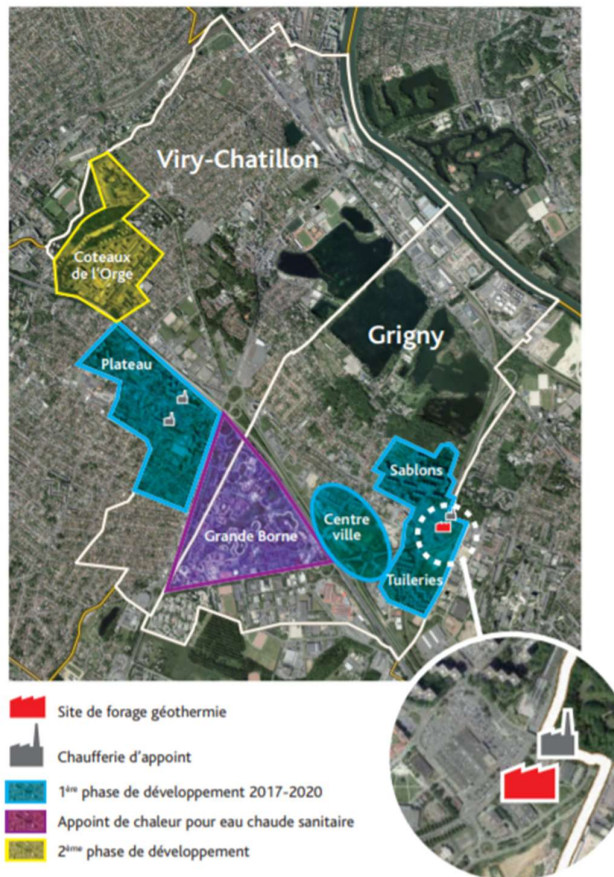


Figure 16 : Quartiers concernés par le réseau chaleur de Grigny et Viry-Chatillon (Source : <http://www.viry-chatillon.fr/images/rubriques/cadrevie/environnement/pdf/geothermie.pdf>)

Le réseau de Grigny, comme mentionné précédemment, est alimenté par la géothermie. Les caractéristiques de ce réseau sont données ci-dessous (informations obtenues suite à notre échange avec la SEER en juin 2019) :

- **Equivalent logements desservis** : 11 107 logements
- **Livraison totale annuelle** : 75 523 MWh (pour une production de 46 680 MWh par géothermie)
- **Taux d'ENR&R** : 60,3% pour 2018
- **Densité thermique du réseau** : 3,22 MWh/ml.an
- **Contenu CO₂ moyen du réseau** : 0.078 kgCO₂/kWh
- **Prix moyen de vente de chaleur sur l'ensemble de l'année 2018** : 61,46 €TTC du MWh
- **Liste des chaufferies/centrales et puissance correspondantes** :

Désignation	Puissance thermique	Combustible	Production sur 2018
Centrale Géothermique	14 MW	----	46 680 MWh
Chaufferie Grigny II	42,6 MW	GAZ / FOD (120 m ³)	30 740 MWh
Chaufferie Erable 1 (appoint et secours) Viry	4,8 MW	GAZ	0
Chaufferie Buisson Borgne (secours) Viry	3,6 MW	GAZ	0

Il est à noter que l'ADEME préconise une densité à 3 MWh/ml pour un réseau optimal. Dans le fond chaleur 2013, la densité minimale considérée a été établie à 1,5 MWh/ml afin de pouvoir intégrer des réseaux de chaleur alimentant des bâtiments performants et économes en énergie.

On peut considérer ainsi ce seuil de 1,5 MWh/ml comme un seuil minimal à dépasser.

De plus, l'aide est conditionnée au fait que le réseau soit alimenté au minimum par 50% d'EnR&R.

L'ADEME préconise d'atteindre un taux supérieur (65-70%) afin de maximiser les valorisations d'EnR&R.

En ce qui concerne les perspectives de développement du réseau existant, le SIPPAREC (Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication) et la SEER ont lancé un schéma directeur pour le développement du réseau de Grigny et Viry. Les communes de Savigny/Orge, Morsang/Orge, Juvisy/Orge, Sainte-Geneviève des Bois, Saint-Michel sur Orge, Fleury-Mérogis, Ris-Orangis sont concernées.

La proximité des quartiers concernés par la ZAC montre qu'un raccordement est envisageable. La volonté de développer le réseau existant est également existante. De plus, la densité thermique est telle qu'un raccordement serait à première vue rentable.

PERTINENCE DU GISEMENT

Potentiel fort pour le **raccordement au réseau de chaleur existant**

3. COMPARAISON ET SELECTION D'ENR

Le tableau ci-dessous présente les ENR écartées à partir des critères disponibilité du gisement/maturité du marché et de la technologie/atouts en région.

Légende :

E	Electricité	Vert clair → Vert foncé	Assez important à très important
C	Chauffage	Jaune à rouge	Limité à inexistant
F	Froid		

Tableau 1 : Tableau récapitulatif des gisements analysés

Ressource énergétique		Type	Gisement	Potentiel de la ressource
Eolien	Grand Eolien	E	Inexistant	Faible potentiel
	Petit Eolien	E	Aléatoire et limité	Faible potentiel et difficile à incorporer en milieu urbanisé
Solaire	Thermique	C (ECS)	Intéressant	Gisement moyen mais existant
	Photovoltaïque	E	Intéressant	Utilisation des toitures à valider en fonction de la programmation
Géothermie	Nappe superficielle	C + F	Intéressant	Le potentiel géothermique est moyen mais exploitable pour la zone d'étude
	Géothermie sur sonde	C	A confirmer	Potential à préciser dans le périmètre de la zone d'étude
Biomasse	Bois-énergie	C	Moyen	La zone d'étude n'est pas à proximité immédiate des fournisseurs, mais la ressource peut être envisagée car utilisée dans le voisinage de Grigny
	Biomasse agricole	C	Faible	Ressource indisponible
	Biogaz	C+E	Limité	Potential a priori limité Inexistence de STEP à proximité
Hydroélectricité		E	Faible	Ressources hydrographiques à proximité mais pas adaptées à la mise en place d'installations hydroélectriques
Récupération de chaleur	Chaleur fatale	C	Inexistant	Aucun site producteur de chaleur recensé à proximité
	Eaux usées	C	Moyen	Pas de STEP à proximité
	UVE	C	Inexistant	Pas d'UVE à proximité
Opportunité de raccordement à un réseau de chaleur		C	Fort	Deux réseaux chaleur à proximité. Possibilité de raccordement à étudier.

Les autres technologies ne sont actuellement pas suffisamment développées ou peu adaptées au contexte de la zone étudiée. Pour mémoire, les technologies écartées sont les suivantes :

- **Génération centralisée – parc raccordé à un réseau – de la chaleur à partir de la ressource solaire thermique**
Même si cette famille de chaleur est de plus en plus répandue dans les pays d'Europe du Nord, l'étude n'aborde pas cette famille, les contraintes d'usage au sol et de ressource solaire n'étant pas compatibles avec le projet. Elle impliquerait des modifications importantes dans le plan d'urbanisme.
- **Génération centralisée d'électricité à partir de la ressource solaire thermique concentrée**
Dite « solaire thermodynamique » cette famille de génération d'électricité n'est pas structurée en France – contrairement à certains pays européens comme l'Espagne –, mais son contexte de développement en France évolue favorablement. Le nouvel arrêté fixant les conditions du tarif d'achat de l'électricité solaire prévoit d'intéressantes dispositions spécifiques à cette famille – telles que la relève du plafond d'heure de fonctionnement et la prise en compte de la ressource solaire sur le site de production. Néanmoins, l'étude n'aborde pas cette famille, les contraintes d'usage au sol et de ressource solaire n'étant pas compatibles avec le projet.
- **Utilisation passive de l'énergie solaire dans la conception des bâtiments**
Cette famille n'est pas comprise ici car elle relève davantage d'une approche d'efficacité énergétique que d'une filière renouvelable.
- **Génération raccordée à un réseau d'électricité à partir de la ressource géothermique**
Cette application de la géothermie dite « profonde » nécessite la présence d'une ressource thermique spécifique de haute température, et correspond à la réalisation d'une centrale de production d'électricité. En raison de la localisation du projet, cette ressource semble peu favorable.
- **Climatisation solaire**
On considère que pour des bâtiments de logements et de bureaux, dans la zone climatique de l'étude, il y aura peu, voire pas de besoins de climatisation. Cette ressource n'est donc pas proposée à l'étude.
- **Applications telles que fours solaires, les séchoirs solaires ou les désalinisateurs solaires**
Ces applications très particulières, très intéressantes dans certains contextes, seront considérées hors du cadre des présentes études.
- **Ressources marines**
Ces applications très intéressantes dans certains contextes, sont hors du cadre de la présente étude compte tenu de la localisation du projet.
- **Couplage batterie / volant inertiel**
Cette technologie permet de gagner en autonomie énergétique en stockant la production EnR pour déphaser la période de production avec la période de besoin pour assurer l'utilisation sur site des EnR produites.

Toutefois, l'utilisation de batterie représente un investissement significatif et pénalise fortement le bilan environnemental



B. PHASE II : BESOINS ET POTENTIELS

Cette partie traite des résultats de l'étude de Phase 2 – Besoins et potentiels

1. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGETIQUE

1.1. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES

1.1.1. Périmètre de l'étude

Dans la suite du rapport, le terme « zone d'étude » réfère au périmètre de la ZAC Grande Borne Ouest, représenté en dans la figure ci-dessous. Il est à différencier des autres périmètres liés à l'OIN : ZAC Centre-Ville, ZAC ORCOD-IN, périmètre QPV et PRU.



Figure 17 : Différents périmètres de l'OIN Grigny-Viry. La zone d'étude sur laquelle se focalise ce rapport est la ZAC Grande Borne Ouest (source : Grand Paris Aménagement, 2020)

1.1.2. Rappel du programme de construction

Le projet d'aménagement est présenté dans le document : « Marché subséquent 3 : étude de faisabilité / programmation du projet de renouvellement urbain de Grigny et Viry Chatillon ». Les secteurs situés dans la ZAC Grande Borne Ouest et concernés par cette étude sont la secteurs places hautes/Oiseau et le secteur Méridien/Solstice.

L'opération prévoit la construction de plusieurs lots dédiés principalement aux logements mais comprenant aussi quelques surfaces tertiaires. Elle prévoit également la réhabilitation de quelques logements.

Le tableau ci-dessous récapitule le programme de construction disponible au moment de l'étude (juin 2020) :

Tableau 2 : Récapitulatif des surfaces du programme de construction

Typologie	Surface de plancher (m ²)	S _{RT} (m ²)
Logement	31 349	31 719
Tertiaire	15 151	16 507
Commerce	1 208	453
Hôtellerie/restauration	378	416
Total	48 086 m²	49 096 m²

Afin de calculer les ratios de consommations énergétiques, les surfaces de bâti données dans la programmation ont été converties en S_{RT}³. Les hypothèses suivantes ont été considérées :

- S_{RT} = 1,1 SDP (Surface de plancher) pour petits lots (SDP < 2000 m² et/ou petits bâtiments en R+1 maximum)
- S_{RT} = 1 SDP pour grands bâtiments (SDP > 2000 m²)

NOTA : les données de travail citées précédemment sont susceptibles d'être modifiées d'ici la phase de réalisation des travaux.

Dans le cadre de cette étude, les bâtiments existants dans la zone ont été pris en compte s'ils faisaient objet d'une réhabilitation rénovation énergétiques. Il s'agit de 88 logements (S_{RT} = 6 420 m² approximativement).

1.1.3. Niveaux de performance énergétique retenus

Le niveau de performance retenu pour l'ensemble des bâtiments neufs a été défini sur le niveau de Réglementation Thermique (RT) 2012-20% qui correspond au niveau du label Effinergie +, en préfiguration de la RT2020.

Selon le niveau du label Effinergie +, le coefficient de consommation en énergie primaire (C_{epmax}) est déterminé suivant les caractéristiques climatiques de la zone (zone H1a dans le cas de Grigny) ; soit :

- **C_{epmax} = 50 ± 2 kWh/m².an** en fonction de la S_{RT} des surfaces appartenant aux logements.
- **C_{epmax} = 46 kWh/m².an** en fonction de la S_{RT} des surfaces à vocation tertiaire.
- **C_{epmax} = 175 kWh/m².an** en fonction de la S_{RT} des surfaces commerciales.
- **C_{epmax} = 198 kWh/m².an** en fonction de la S_{RT} des surfaces appartenant au restaurant.

³ SRT : surface thermique au sens de la réglementation thermique. Il s'agit de calculer une surface proche de la surface réellement chauffée du local.

Remarque concernant les besoins des bâtiments à vocation tertiaire :

Le coefficient de consommation en énergie primaire donné ci-dessus correspond à une valeur pour des bâtiments de catégorie CE1.

Si les conditions de bruit ou de voisinage imposent, dans un stade plus avancé de la programmation, la catégorie CE2, le coefficient de consommation en énergie qui leur sera affecté sera plus important : **Cepmax = 66 kWh/m².an**

Rappel sur les catégories CE1 et CE2 :

La catégorie CE1 : ce sont des constructions pouvant être conçues sans être climatisées

La catégorie CE2 : ce sont des constructions avec plus de contraintes (hôpitaux, bureaux en zone de bruit et en zone climatique très chaude, immeubles de grande hauteur, ...) et nécessitant d'être climatisées

Dans le cas de ce quartier, situé en zone climatique H1a, il faut que les bâtiments soient considérés en zones BR2 ou BR3 pour être dans la catégorie CE2.

Tableau 3 : Hypothèses sur les données du projet pour l'estimation des besoins en énergie de la ZAC

Programme			Consommation conventionnelle	
Activité	S _{RT}	Typologie RT2020	Cep Max	Consommation totale
	m ²		kWh _{ep} /m ² .an	MWh _{ep} /an
Logement	31 719	Bâtiments collectifs d'habitation	50	2 030
Tertiaire	16 507	Tertiaire général (par défaut)	46	761
Commerce	453	Commerce	175	79
Hôtellerie/restauration	416	Pôle de restauration	198	82
Total	49 096 m²		-	2 952 MWh_{ep}/an

Une fois les consommations globales établies pour l'ensemble de la zone, elles ont été décomposées suivant les cinq usages réglementaires (chauffage, climatisation, éclairage, Eau Chaude Sanitaire (ECS), auxiliaires tels que pompes et ventilateurs). L'éclairage public a été exclu du périmètre des besoins considérés dans cette étude.

1.2. DESCRIPTION DES BESOINS ESTIMES

Les besoins qui sont estimés dans la présente étude sont séparés en 4 catégories :

- **Besoins de chauffage** : les besoins énergétiques de chauffage sont calculés sur la période d'hiver pour une température intérieure de référence T_{ch} = 19°C
- **Besoins en ECS** : le besoin d'ECS ne dépend que très peu de l'enveloppe du bâtiment. Le facteur le plus influent est en effet l'occupation et la typologie de ce bâtiment.
- **Besoins de climatisation** : tout comme pour le chauffage, l'évaluation des besoins s'appuie sur les exigences de la RT. Ils sont calculés sur la période d'été pour une température intérieure de référence T_{ref} = 26°C
- **Besoins d'électricité** : ensemble des postes consommation l'électricité. L'estimation de ce besoin se limite aux postes conventionnels (éclairage, ventilation et auxiliaire)

Tableau 4 : Bilan des besoins énergétiques surfaciques de l'opération par usage et activité

	Répartition de CEP par usage					
	éclairage	auxiliaires	ECS	chauffage	climatisation	Total
	kWh _{ep} /m ² .an					kWh _{ep} /m ² .an
Logement	6	6	29	22	0	64
Tertiaire	16	7	12	7	5	46
Commerce	35	35	18	35	53	175
Hôtellerie/restauration	16	16	71	75	20	198

Afin d'atteindre un niveau de performance aussi important, une conception rigoureuse des bâtiments est de mise, et des dispositifs d'économie d'énergie sont à intégrer, tant dans le mode constructif que dans la production et la gestion des fluides, qui peuvent s'assimiler à la mobilisation d'énergies renouvelables (ventilation naturelle traversante par exemple).

1.3. EVALUATION DES BESOINS ENERGETIQUES FUTURS

Les besoins en énergies ont été estimés à partir des données de programmation transmises (1^{er} semestre 2020) et sur la base de ratios applicables pour chaque catégorie d'usage. Le bilan est présenté dans le tableau ci-dessous :

Tableau 5 : Bilan des besoins énergétiques de l'opération par usage et activités

	Répartition de CEP par usage					
	Eclairage	auxiliaires	ECS	chauffage	climatisation	Total
	MWh _{ep} /an	MWh _{ep} /an	MWh _{ep} /an	MWh _{ep} /an	MWh _{ep} /an	MWh _{ep} /an
Logement	203	203	913	710	0	2 030
Tertiaire	266	114	190	114	76	761
Commerce	16	16	8	16	24	79
Hôtellerie/restauration	7	7	30	31	8	82
Total	492	340	1 141	872	108	2 952

Cette projection reste indicative, les besoins des futurs preneurs peuvent entraîner des modifications de surfaces et éventuellement de répartition des usages. Des changements significatifs pourraient nécessiter une mise à jour de la stratégie énergétique présentée ici.

Avertissement :

Les calculs sont basés sur des hypothèses prises sur des futures consommations d'énergie de futurs bâtiments, dont la configuration et les éléments de conception n'ont été arrêtés que dans les grandes lignes. Aussi les chiffres présentés dans ce document sont à prendre avec la plus grande prudence. Les catégories utilisées correspondent à celles définies par la RT2012 pour le calcul du C_{epmax}. Là aussi, l'estimation des besoins énergétiques selon la RT2012 est à prendre avec une extrême précaution : des écarts sont constatés entre consommation conventionnelle et consommation réelle, pour

plusieurs raisons (non prise en compte des consommations d'électricité spécifique dans le C_{epmax} , comportement des usagers, ...)

Les hypothèses de conception prises sont plutôt prudentes, sous réserve que les bâtiments construits répondent aux exigences de la RT. La nouvelle RT sera sans doute plus contraignante, visant peut-être des bâtiments passifs.

Pour la diffusion des énergies renouvelables, suivant les propriétés futures des bâtiments, il peut être plus ou moins évident de mener des actions de mise en œuvre d'énergies renouvelables.

Avertissement :

Ces consommations (chauffage, eau chaude sanitaire, éclairage, auxiliaires) n'intègrent pas les consommations spécifiques. En d'autres termes, autant les besoins en chaud sont connus, autant les valeurs affichées de consommations électriques se limitent aux consommations réglementaires. En effet, les consommations électriques peuvent différer grandement en fonction du comportement des usagers, amplitude beaucoup plus limitée pour les besoins en chaud.

De même ces consommations n'incluent que les usages réglementaires (hormis l'éclairage extérieur) à l'exclusion de tout autre poste de consommation.

Le graphe ci-dessous permet de visualiser la répartition des besoins suivants les usages :

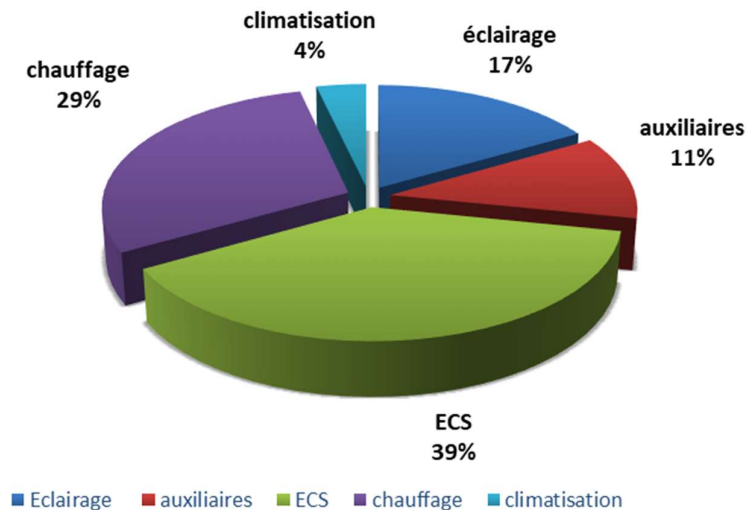


Figure 18 : Répartition des besoins énergétiques en fonction des usages (en %) (source : ARTELIA, 2020)

Le projet se caractérise par de forts besoins thermiques : 29% des besoins correspondent au poste chauffage et 39% appartiennent au poste ECS. Ainsi, si une solution électrique est retenue pour répondre aux besoins de chaleur, la part de la consommation d'électricité dans la consommation totale augmentera significativement, même si on choisit une solution économe (de type pompe à chaleur avec un bon coefficient de performance) pour satisfaire les besoins en chauffage. En améliorant la conception des bâtiments une réduction significative des besoins en chauffage et climatisation peut être obtenue. L'enjeu majeur dans les bâtiments à enveloppe thermique performante n'est alors plus le chauffage ou la climatisation mais l'électricité spécifique.

La stratégie énergétique du quartier devra porter prioritairement sur l'optimisation de l'articulation entre les besoins en chaleur d'une part, et sur la couverture des besoins en électricité résultant des besoins d'électricité spécifique et thermique d'autre part.

2. CONSTRUCTION DE LA STRATEGIE ENERGETIQUE

La construction d'une stratégie énergétique cohérente repose sur plusieurs leviers. En effet, cette stratégie ne doit pas seulement concerner la production d'énergie renouvelable mais doit absolument intégrer les consommations pour ajuster au mieux les besoins, ne pas sur-dimensionner les systèmes de production et éviter les surconsommations.

2.1. UNE CONCEPTION BIOCLIMATIQUE ET DEMARCHE DE SOBRIETE

La sobriété est une démarche de modération sur les services par la consommation d'énergie. Une utilisation réfléchie de l'énergie utilisée avec une priorisation des besoins. Il ne s'agit pas nécessairement de réduire la qualité des services mais d'éviter les consommations inutiles induites par certains services en dehors de leur période d'utilisation.

Cette stratégie peut être basée sur les usages individuels et/ou sur les usages collectifs du projet. A titre d'exemple, il peut s'agir de :

- Équiper les bâtiments / bureaux, locaux communs d'un détecteur de présence pour l'éclairage intérieur.
- Interdire l'éclairage des bureaux non occupés de nuit.
- Programmer la réduction de l'intensité lumineuse ou l'extinction des luminaires publics de nuit (23h-6h) avec détecteur de présence.
- Limiter la température de consigne hivernale pour limiter les besoins de chauffage, ce qui peut être atteint sans le moindre effet sur la température ressentie si la conception énergétique des bâtiments est performante.

La conception bioclimatique permet de répondre en partie à la sobriété et à l'efficacité des bâtiments. Il s'agit d'une conception adaptée au projet en fonction des caractéristiques et particularités du lieu d'implantation. Elle permet d'en tirer le bénéfice des avantages et de se prémunir des désavantages et contraintes, et ce de façon passive – c'est-à-dire avant même la mise en œuvre de systèmes actifs. L'objectif principal est donc d'obtenir le confort d'ambiance recherché de manière la plus naturelle possible en utilisant les moyens architecturaux, les énergies renouvelables disponibles et en utilisant le moins possible les moyens techniques mécanisés et les énergies extérieures au site. Ces stratégies et techniques architecturales cherchent à profiter au maximum du soleil en hiver et de s'en protéger durant l'été. C'est pour cela que l'on parle également d'architecture « solaire » ou « passive ».

Le choix d'une démarche de conception bioclimatique favorise les économies d'énergies et permet de réduire les dépenses de chauffage et de climatisation, tout en bénéficiant d'un cadre de vie très agréable, voir amélioré par rapport aux solutions conventionnelles (réduction des courants d'air très froid ou très chaud, des effets parois froides, ...).

La conception bioclimatique va donc s'intéresser à, par exemple :

- L'orientation des bâtiments et des vitrages ;
- La compacité des bâtiments.
- Plus largement, il s'agit également d'intégrer les notions techniques pour optimiser :
- La qualité des vitrages (transmission lumineuse et thermique) ;
- L'isolation des parois ;
- L'inertie des matériaux pour le déphasage thermique ;
- L'absence des ponts thermiques ;
- La perméabilité à l'air ;
- La ventilation ;
- ...

2.2. REDUIRE LES BESOINS DE FROID

Les surchauffes estivales peuvent être fortes. Cependant, tout en garantissant un confort thermique pour les usagers, il s'agit de ne pas surdimensionner les systèmes de refroidissement pour un besoin ponctuel vis-à-vis de l'investissement initial et de la consommation énergétique.

La conception bioclimatique et la performance du bâtiment permettant dans un premier temps d'avoir un bâti de qualité afin de réduire les besoins énergétiques, et ce en particulier à la pointe.

Afin de réduire les besoins de climatisation, l'équipe de MOE pourra travailler sur les solutions telles que (liste non exhaustive) :

- Les protections solaires des bâtiments (mobiles/fixes et extérieures)
- La qualité des vitrages et leur capacité à transmettre la chaleur des rayons du soleil
- La sur-ventilation nocturne avec une conception du bâtiment et des réseaux adaptés
- L'inertie des matériaux ;
- Le rafraîchissement par freecooling ou par puit canadien

Les bâtiments pourront bénéficier d'une conception réfléchie vis-à-vis des surchauffes estivales afin de protéger le bâtiment et d'évacuer la chaleur accumulée sans avoir à surdimensionner les systèmes de climatisation et donc éviter de les faire fonctionner à régime partiel avec un mauvais niveau de performance.

3. ANALYSE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

3.1. GENERATION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE PAR EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

Il s'agit d'une solution de substitution de l'électricité provenant uniquement du réseau électrique national (donc pour éviter les émissions de CO₂, SO₂, NO_x et déchets radioactifs directement liés au mix énergétique utilisé pour produire l'électricité délivrée par le réseau).

L'objectif de ce premier dimensionnement est d'évaluer l'électricité vendue et de vérifier qu'il sera possible de rentabiliser les installations, non pas de répondre à des besoins d'électricité.

Par ailleurs, il est nécessaire de rappeler que la RT2012 ne permet pas de « valoriser » la production photovoltaïque dans le calcul de la consommation conventionnelle, qu'à 12 kWh_{EP}/m².an au maximum pour les bâtiments à usage d'habitation.

Néanmoins, la visibilité des modules vis-à-vis du public peut être un atout en termes d'image de 'quartier durable' et de communication, de plus, l'obligation d'atteindre un certain ratio d'énergie renouvelable nécessite la mobilisation de tous les gisements possibles.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour le calcul des surfaces favorables au solaire :

- Les surfaces de toitures brutes ont été obtenues des plans communiqués dans le livrable MS3 (Source : Grand Paris Aménagement)
- Les surfaces favorables aux installations solaires ont été calculées en considérant un pourcentage de 5% (pas de différence de niveaux marquée) ou de 8% (différence de niveaux marquée sur le plan) pour les pertes d'ombrages
- Un pourcentage de 30% d'encombrement a également été considéré pour les toitures (équipements de toitures, encombrement, ...)
- La totalité des toitures est considérée comme étant en terrasse (pas d'inclinaison).

En tenant compte de ces restrictions et à partir des surfaces de bâtiments programmées, la surface totale en toiture favorable à l'installation de panneaux solaires serait d'environ 14 000 m².

3.1.1. Montages organisationnels possibles

Dans cette étude, il a été considéré que l'électricité produite sera vendue directement. Une autre possibilité aurait été d'envisager l'autoconsommation de l'électricité produite sur site. Cependant, cette configuration n'est pas conseillée pour les bâtiments dédiés à l'habitation (majorité des lots de la ZAC). Une étude plus fine, comparant les prix d'électricité consommée par les lots aux prix de vente pouvant être gagnés pourra conclure sur l'intérêt de l'autoconsommation.

Conditions de rachat des installations de PV

L'achat de l'électricité dépend fortement de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont également révisés tous les trimestres en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. Pour cette raison, il est difficile d'estimer précisément le gain financier de l'installation. De plus, la réglementation est en cours de modification, avec des tarifs d'achat et des tranches de puissances qui devraient être revues.

A titre d'information, le tableau ci-dessous présente les tarifs d'achat pour la période du 01/04/2020 au 30/06/2020 en fonction de la puissance installée (arrêté tarifaire du 9 mai 2017). Ces calculs sont basés sur ce tarif qui est le dernier connu au moment de l'étude.

Type d'installation	Tarif d'achat
0-3 kWc	18,53 c€/kWh
3-9 kWc	15,75 c€/kWh
9-36 kWc	12,07 c€/kWh
36-100 kWc	10,51 c€/kWh

Le tarif d'achat est révisé trimestriellement et indexé sur les volumes de projets photovoltaïques du trimestre, cela afin de prendre en compte les évolutions à la baisse du coût de construction des centrales photovoltaïques.

Pour des installations au-delà de 100 kWc, il est nécessaire de passer par des appels d'offres, gérés par la CRE (commission de régulation de l'énergie). Dans ce rapport, le potentiel d'installation a été limité à 100 kWc maximum par lot afin de bénéficier des tarifs de vente directe. Des études de faisabilité plus détaillées pourront être réalisées pour les lots caractérisés par une grande emprise au sol et pouvant présenter un potentiel excédant largement les 100 kWc.

3.1.2. Potentiel technique

Le potentiel photovoltaïque est décrit selon la puissance crête installable en kWc et l'électricité produite en kWh par an.

Hypothèses considérées :

- Au vu de la localisation géographique du site, la production électrique d'un capteur photovoltaïque implanté sur le site est estimée à 1 230 kWh/m².an.
- Puissance surfacique de 170 Wc/m²
- Production de 1 022 kWh/kWc (valeur pour l'île de France)

Les grandes conclusions de cette étude pour le solaire photovoltaïque sont les suivantes :

- Le solaire photovoltaïque apparaît adapté au projet : il pourra être mobilisé sur certaines surfaces de toitures plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées)
- En utilisant l'ensemble des lots programmés, et en se limitant à une installation de 100 kWc, il est possible de produire l'équivalent d'une partie importante des besoins en électricité (hors chauffage et ECS)

Cependant, **il subsiste une incertitude importante** quant au futur tarif d'achat au moment où les projets sortiront réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté dans les années à venir)

Les panneaux solaires peuvent être installés de manière complémentaire à la stratégie énergétique de la zone d'aménagement, puisque les panneaux n'ont pas d'impact sur le dimensionnement des autres systèmes thermiques.

3.1.3. Approche économique

Le cout lié à l'investissement a été estimé, pour chaque bâtiment, selon des REX de projets ARTELIA, tel que :

	min	max	
0-3 kWc	2	2,5	€HT/Wc
3-9 kWc	2	2,5	€HT/Wc

9-36 kWc	1,3	2	€HT/Wc
36-100 kWc	0,8	1,3	€HT/Wc

Les coûts de maintenance ont été majorés à 2500 €/installation.

Les recettes liées à la vente d'énergie sont calculées avec les tarifs donnés dans la partie 3.1.1.

3.1.4. Approche environnementale

Les émissions évitées correspondent à celles ayant pu avoir lieu si l'énergie électrique utilisée était issue du mix électrique français. Elles sont calculées en s'appuyant sur les données du mix énergétique traditionnel français :

- 63 gCO₂/kWh (chiffre 2018)
- 1 mg de déchets nucléaires à vie longue/kWh (EDF, production 2012)
- 0,08 gSO₂/kWh (EDF, production 2012)

Le calcul des émissions présenté ci-dessous ne prend pas en compte les émissions amont, liées à la fabrication et le transport des panneaux photovoltaïques.

Le tableau 6 synthétise le potentiel maximal de cette énergie au regard du tarif d'achat approprié par toiture (plafonnement appliqué aux toitures des logements pour obtenir les tarifs d'achats plus intéressants en fonction de chaque lot).

Tableau 6 : Bilan du potentiel technique photovoltaïque

Rappel des enjeux énergétiques			
<i>Le solaire photovoltaïque permet la production d'électricité, qui viendra compenser, en bilan annuel, la consommation d'électricité liée à certains usages (hors usages thermiques, couvert au moins partiellement par une production d'énergie présentant un meilleur rendement).</i>			
	climatisation MWhep/an	Eclairage MWhep/an	auxiliaires MWhep/an
	Total MWhep/an		
Besoins en électricité :	108	492	340
			940
Descriptif projet			
Surface toitures valorisables PV	14 000	m ² (en considérant l'encombrement)	
Tarif max. d'achat du kWh (au moment de l'étude)	0,1051 €/kWh		
Pertinence d'une mise à disposition de toiture	oui		
Technologies envisagées	Modules cristallins		
Dimensionnement technique			
Puissance crête [kWc]	2 250 kWc		
Production annuelle totale d'électricité [MWh]	2 140 MWh		
Taux de couverture des besoins (hors chauffage et ECS)	228%		
Durée de vie du système [ans]	20 ans		
Emissions de CO2 évités [tCO₂/an]	50 tCO ₂ /an		
Déchets nucléaires (à vie longue) évités [kg/an]	2 kg/an (fabrication des panneaux photovoltaïques exclue)		
Emissions de SO2 évitées (acidification) [kg/an]	170 kg/an (fabrication des panneaux photovoltaïques exclue)		
Dimensionnement économique			
	Unité	Photovoltaïque	
Investissement	euros HT	1 500 000 €	
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance	25 000 €/an	
Recettes annuelles gagnées	Recettes liées à une vente d'énergie	225 000 €/an	
Temps de retour brut sur investissement⁴	Années	7	

⁴ TRB = Investissement/Economie annuelle = Investissement / (Gain lié aux recettes – frais d'exploitation)

3.2. GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE SOLAIRE (THERMIQUE)

3.2.1. Gisement

L'usage d'eau chaude sanitaire dans les logements est régulier tout au long de l'année, contrairement à celui retrouvé dans des bâtiments tertiaires ou industriels.

Etant donné que la zone d'étude comprend principalement des logements, l'exploitation des toitures pour la mise en place de panneaux solaires thermiques est envisageable.

Par ailleurs, le solaire thermique en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture (si désirée) et le solaire photovoltaïque en termes de surface disponible.

Les surfaces de toitures approximatives de chaque lot ainsi que les hypothèses associées sont les mêmes que celles présentées dans la partie précédente (3.1 potentiel photovoltaïque).

3.2.2. Potentiel technique

Plusieurs typologies de systèmes solaires thermiques existent. L'installation en circuit fermé sous pression est la plus notable.

Pour chaque lot comprenant des logements, le taux de couverture des besoins d'ECS par énergie solaire est limité à 60%.

3.2.3. Approche économique et environnementale

L'investissement initial est estimé à environ 1200 €/m² de capteurs (REX projets ARTELIA).

Les estimations économiques proposées dans ce rapport pour l'énergie solaire thermique excluent les coûts des conduites des panneaux jusqu'aux logements, ainsi que le surcoût lié aux ballons de stockage.

Les frais de maintenance ont été considérés équivalents à 1% de l'investissement/an.

Concernant les gains économiques et environnementaux, la comparaison s'appuie sur les données moyennes du réseau électrique français, tel que présenté dans la solution de référence (cf. partie 4.1.1). Les émissions évitées sont considérées comme étant celles comprises dans le kWh électrique remplacé par la production solaire thermique.

Pas de prise en compte des émissions liées à la fabrication et au transport des capteurs.

Le gain économique correspond au prix du kWh électrique remplacé par la production solaire thermique.

Le tableau 7 synthétise le potentiel maximal de cette énergie calculé dans la zone d'étude.

Tableau 7 : Bilan du potentiel technique solaire thermique

Rappel des enjeux énergétiques			
<i>Il est étudié ici la mise en place d'installations solaires thermiques pour la production d'ECS. Celle-ci doit s'accompagner d'une réduction des besoins à leurs stricts minimum (dispositifs d'économie d'eau, optimisation des réseaux, etc.).</i>			
Besoins estimés en énergie pour l'ECS			
	S_{RT} m²	Besoins MWhep/an	Usage régulier concerné MWhep/an
Logement	31 719	913	Oui
Tertiaire	16 507	190	Non
Commerce	453	8	Non
Hôtellerie/restauration	416	30	Non
TOTAL		1 141	
Descriptif projet			
Principal mode de pose proposé	Surimposition de toitures terrasse		
Technologies envisagées	Capteurs solaires plans		
Implantations possibles	En sheds à 45° sur toiture terrasse		
Pertinence d'une mise à disposition de toiture	Pertinente pour les besoins en ECS		
Dimensionnement technique			
Surface effective de toiture occupée	4 470 m ²		
Surface utile capteurs [m²]	1 570 m ²		
Production annuelle d'ECS	550 MWh (48%)		
Stockage ECS total	120 m ³		
Emissions de GES évités [tCO₂/an]	35 tCO ₂ /an (comparaison avec électricité, fabrication des capteurs exclue)		
Déchets nucléaires (à vie longue) évités [kg/an]	0,55 kg/an (comparaison avec électricité)		
Emissions de SO₂ évitées (acidification) [kg/an]	0,04 kg/an (comparaison avec électricité)		
Dimensionnement économique			
	Unité	Thermique	
Investissement	euros HT	1 340 000 €	
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance et renouvellement matériel (P2, P3)	13 400 €/an	
	Consommation énergétique résiduelle	28 000 €/an	
	Total :	41 400 €/an	
Economie annuelle	Gain économisé par rapport à une solution électrique	157 000 €/an	
Temps de retour brut annuel	Années	12	

3.3. GENERATION DE CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE BOIS-ENERGIE

Ici, est considérée uniquement la valorisation du bois soit le bois-énergie. La filière bois-énergie se structure considérablement au fur et à mesure des projets biomasse qui se développent.

L'intérêt de cette énergie est un bilan carbone pratiquement nul, le CO₂ délivré lors de la combustion ayant été stocké préalablement par le bois (phénomène de photosynthèse), sous réserve de la présence d'une filière durable d'approvisionnement en combustible.

Concernant les émissions polluantes (CO notamment), des dispositifs de traitement des fumées sont systématiquement mis en place pour des chaudières collectives (ce qui n'est pas le cas pour des chauffages au bois individuel type poêle à bois par exemple). La qualité de l'air doit ainsi être mesurée.

Il s'agit là de répondre aux besoins de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, via une production mutualisée à plusieurs bâtiments ou par bâtiment.

3.3.1. Limites

Trois obstacles pénalisent généralement l'utilisation de la biomasse dans le cadre du projet :

- Le trafic routier nécessaire à l'approvisionnement en biomasse représentant une gêne possible (nuisances sonores, encombrement du trafic). Sur la base d'une consommation estimée pour le chauffage et l'ECS, le nombre de livraisons nécessaires en semi-remorques peut être évalué :

Puissance de dimensionnement évaluée (MW)	Combustibles (t)	Nombre de rotations annuelles
1 MW	1150 t/an	46

Pour de tels volumes, une livraison par semi-remorques à fond mouvant est envisageable (25t).

Le nombre de rotations par an et le trafic routier engendré constituent donc un enjeu du développement de la solution bois-énergie.

- Espace nécessaire pour la mise en place de la solution bois-énergie :
En effet, si une solution collective est retenue, une chaufferie bois de l'ordre de 1 MW de puissance thermique doit être envisagée. Elle implique de considérer l'espace nécessaire pour le dépotage dans des conditions de sécurité et le stockage du bois transporté.
Une chaufferie bois énergie est un bâtiment dédié comportant une chaudière bois/biomasse dont la puissance est supérieure à 70 kWh généralement et un silo de stockage du combustible bois. Sous cette configuration, le transport du bois au foyer de la chaudière est automatique et régulé. Les produits de combustion sont évacués par un conduit de fumée.
La mise en place d'une chaufferie doit être vérifiée et consolidée avec les choix architecturaux de la zone ainsi qu'avec la programmation surfacique.
Il est nécessaire, dans une phase de faisabilité, d'étudier si la possibilité de la mise en place d'une chaufferie collective est limitée par la programmation des bâtiments de la zone d'étude.
Eventuellement, une autre possibilité serait de mettre en place plusieurs petites chaufferies pour chaque groupement de lots. Cette configuration permettra de limiter les coûts des extensions.
- La combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air.
Les émissions liées à la combustion du bois doivent être suivies et contrôlées.

3.3.2. Approche économique

Les hypothèses économiques sont construites telles que :

- Le coût d'investissement initial proposé ci-dessous ne comptabilise pas les futures conduites, mais uniquement la future chaudière à bois, d'une puissance d'environ 1 MW (pour des données sur les coûts liés à la création de réseau, se référer à la partie 3.5).
- P1 (coût du combustible) : 70 €/t (plaquettes forestières), proposition fondée sur la taille de la future chaudière (REX projets ARTELIA)
- P2 (frais de maintenance) : 2% de l'investissement initial/an

Le TRB (temps de retour brut) ne peut pas être présenté à ce stade pour cette filière car il dépend de la tarification qui sera proposée par l'exploitant du futur réseau de chaleur (TRB = investissement / économie annuelle = investissement / (gain tarifaire – frais de maintenance). A noter que les coûts liés à l'exploitation de la chaudière bois-énergie sont plus importants que ceux liés au scénario de référence (énergies non renouvelables, cf. partie 4.1.1).

3.3.3. Approche environnementale

Les émissions de CO₂ évitées suite à l'utilisation du bois-énergie correspondent à la différence entre les émissions CO₂ liées au chauffage et à l'ECS (telles que présentées dans le scénario de référence dans la partie 4.1.1) et les émissions CO₂ liées à la combustion des plaquettes forestières (24,6 kgCO₂e/MWhep). Les émissions liées au transport du bois par poids lourd ne sont pas considérées dans cette estimation.

La fiche en page suivante synthétise le potentiel maximal du bois-énergie (solution couvrant 100% des besoins en combinant les besoins de toute la zone) :

Tableau 8 : Bilan de potentiel technique de la filière bois-énergie

Rappel des enjeux énergétiques				
Consommation estimée d'énergie [MWh_{EP}/an]				
	m ² SRT	Chauffage	ECS	Total
Logement	31 719 m ²	710	913	1 624
Tertiaire	16 507 m ²	114	190	304
Commerce	453 m ²	16	8	24
Hôtellerie/restauration	416 m ²	31	30	61
TOTAL	49 096	872	1 141	2 013
Descriptif projet				
<i>Le bois-énergie répond à la fois aux besoins d'ECS et aux besoins de chauffage</i>				
Type de combustible plaquettes forestières				
Coût du combustible (au moment de l'étude) 70 €/t				
Nombre de jours de stockage considérés 7 jours				
Taux de couverture considéré* 100% *dans la limite de la ressource				
Dimensionnement technique (en première approche)				
Puissance de chaudière biomasse [kW_{th}] 1 000				
Production annuelle totale de chaleur [MWh_{utiles}] 2 010				
Consommation de biomasse [tonnes/an] 1 140				
Volume de stockage nécessaire [m³] 211				
Emprise au sol envisagé (hauteur du silo 3 m) [m²] 70				
Emission de GES évités [t CO₂ /an] 170 (approvisionnement de la chaufferie par poids lourd exclu)				
Dimensionnement économique (en première approche)				
	Unité	Bois énergie		
Investissement	euros HT	772 000 €		
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance	15 000 €/an		
	Coût de combustible	81 000 €/an		
	Renouvellement matériel	51 400 €/an		
	Total	147 400 €/an		

3.4. GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE GEOTHERMALE

3.4.1. Gisement

L'étude de la ressource effectuée en phase 1 oriente vers une solution de **géothermie basse énergie**.

Etant donné les propriétés des aquifères de la zone d'étude, l'implantation d'un forage au niveau de la zone d'étude, avec des propriétés similaires à celles du forage préexistant alimentant le réseau de chaleur de Grigny, peut être réalisée. Le captage de l'énergie est réalisé grâce à un doublet de forage, qui va puiser et réinjecter l'eau dans la nappe phréatique.

En guise de rappel, les caractéristiques espérées au niveau de la ZAC Grande Ouest sont les suivantes (si la nature de la nappe est la même que celle du forage de Grigny) :

- Profondeur : 1600 m environ
- Température : 71 °C (possibilité de s'affranchir de l'utilisation d'une pompe à chaleur si cette condition est vérifiée)
- Débit de pompage nécessaire : 300 m³/h

3.4.2. Potentiel technique

Pour rappel, la géothermie basse énergie comprend **habituellement** des consommations d'énergie fossile ou d'électricité du réseau (avec recours à une PAC dans le cas présent) afin de couvrir de manière totale et en permanence les besoins de chaleur. Le contenu CO₂ de cette solution reste moins élevé qu'une solution classique de chauffage thermique. Cependant, dans le cas des aquifères de Grigny, et si la ressource s'avère aussi favorable au niveau de la ZAC Grande Borne Ouest qu'au niveau du forage de Grigny, il sera possible de s'affranchir de l'emploi d'une pompe à chaleur. Dans ce cas, les seules consommations électriques à considérer sont celles du pompage (négligées dans les résultats présentés ci-dessous).

Cette étude est fondée sur une analyse technico-économique basée sur des valeurs moyennes issues des retours d'expérience et de projets similaires. La solution géothermique, au vu du gisement brut favorable, sera proposée pour le chauffage et l'ECS dans un des scénarii de combinaisons d'énergies renouvelables.

A ce stade d'avancement du projet, il n'est pas possible de déterminer la faisabilité technique de cette solution. Une étude approfondie devra être réalisée pour cet aménagement.

3.4.3. Approche économique et environnementale

La proposition économique présentée ci-dessous correspond à la solution de la mise en œuvre d'un nouveau doublet de forage, présentant les mêmes caractéristiques que celui de la ZAC Grande Ouest. N'ont pas été considérés les coûts des raccordements des sous-puits et lots. Les principales hypothèses économiques (issues de REX d'ARTELIA) sont les suivantes :

- Pour l'investissement initial :
 - Etude et maîtrise d'œuvre : 20 000 € HT
 - Forage : 2000 €/ml
 - Equipements puit : 67 € HT/kW

- Pour les frais de maintenance :
 - Maintenance régulière : 3000 €/an
 - Maintenance exceptionnelle : 1050 €/an
 - Maintenance PAC : 350 €HT/kW

En ce qui concerne les émissions de GES évitées par rapport à la solution de référence, la valeur présentée ci-dessous correspond aux émissions liées à la solution de référence (mix entre énergie électrique pour les besoins en ECS et énergies fossiles pour la chaleur, le détail de cette solution est présentée dans la partie 4.1.1). Ces émissions sont évitées suite à la mise en place d'une solution renouvelable. N'ont pas été considérées les émissions liées à la consommation électrique de la PAC (si une PAC s'avère nécessaire) ni des pompes.

La fiche suivante synthétise le potentiel maximal de cette énergie (solution couvrant 100% des besoins) :

Tableau 9 : Bilan du potentiel de la ressource géothermale

Rappel des enjeux énergétiques				
Consommation estimée d'énergie [MWhEP/an]				
	M ² SRT	Chauffage	ECS	Total
Logement	31 719 m ²	710	913	1 624
Tertiaire	16 507 m ²	114	190	304
Commerce	453 m ²	16	8	24
Hôtellerie/restauration	416 m ²	31	30	61
TOTAL	49 096 m²	872	1 141	2 013
Descriptif projet				
Solution technologique retenue : Géothermie sur nappe				
Profondeur du forage : 1 600 m (source : SEER)				
Débit de pompage total nécessaire : 100 m ³ /h				
Données spécifiques à la technologie				
Production annuelle totale de chaleur [MWhEP] : 2 000 MWhEP				
Couverture des besoins (chauffage et ECS) 100%				
Emission de GES évités [t CO₂ /an] 220 (consommations électriques des équipements exclues)				
Dimensionnement économique (en première approche)				
		Unité	Géothermie	
	Investissement	euros HT	7 000 000 € (avec la réalisation d'un nouveau doublet de forage)	
	Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance	82 000 €/an	
	Temps de retour brut sur investissement	Années	>50 ans	

Le temps de retour brut proposé dans le tableau ci-dessus ne comprend pas les gains liés à la tarification du futur réseau (TRB = investissement / Gain par rapport à référence en termes de maintenance – dépenses). Le TRB est très important (>50 ans) dans le cas de la création d'un nouveau forage. Il faudra imposer une tarification élevée pour pouvoir compenser le coût de l'investissement très important. Cette possibilité serait donc peu envisageable. Dans la suite de cette étude, la possibilité du raccordement au réseau de chaleur géothermie préexistant sera étudiée de manière prioritaire à celle de la création d'un nouveau forage. Cette dernière possibilité ne sera pas considérée dans la scénarisation (dernière partie de ce rapport).

3.5. RESEAUX DE CHALEUR

3.5.1. Approche économique et environnementale

Les coûts proposés dans cette partie s'appuient sur des REX de projets ARTELIA :

- Investissement initial :
 - 600 €/ml : coût matériel + pose linéaire
 - 40 €/kW par sous-station
- Frais de maintenance :
 - Gros entretien : 8 €/MWh
 - Frais d'exploitation, marges : 12 €/MWh

Les émissions de GES évitées pour le raccordement au réseau de chaleur existant correspondent à la différence entre :

- D'une part, les émissions de la solution de référence (mix entre énergie électrique pour les besoins en ECS et énergies fossiles pour la chaleur), évitées suite au recours à l'énergie moins carbonée du réseau de chaleur.
- D'autre part, les émissions associées au contenu carbone du réseau

Les émissions correspondant à la création d'un nouveau réseau de chaleur n'ont pas été présentées dans la suite de cette partie car elles dépendent de la filiale énergétique utilisée pour ce nouveau réseau (géothermie ou bois-énergie). Se référer aux parties précédentes pour avoir une idée des émissions liées à ces filiales.

3.5.2. Raccordement au réseau de chaleur existant

Comme indiqué en phase 1, le raccordement de la ZAC Grande Borne Ouest au réseau de chaleur de Grigny peut être envisageable.

En effet, le tracé présenté sur le site Carmen n'est pas parfaitement à jour. Le réseau de chaleur dessert actuellement le quartier Centre-Ville. Ce rapprochement à la zone d'étude peut permettre de justifier un raccordement en termes de rentabilité économique.

A ce stade, le tracé mis à jour n'est pas disponible. Le dimensionnement s'appuie donc uniquement sur les plans MS3 transmis, sans considérer la distance supplémentaire de raccordement à ajouter entre le quartier Centre Ville et la ZAC Grande Borne Ouest.

Le temps de retour brut (Investissement / [Gain – frais de maintenance]) est calculé en se référant aux chiffres communiqués pour le réseau SEER, notamment pour le prix de vente du MWh.

La fiche suivante synthétise les éléments techniques et économiques d'une solution de raccordement à un réseau de chaleur existant :

Tableau 10 : Bilan du potentiel de raccordement au réseau de chaleur existant

Rappel des enjeux énergétiques				
Consommation estimée d'énergie [MWhEP/an]				
	M ² SRT	Chauffage	ECS	Total
Logement	31 719 m ²	710	913	1 624
Tertiaire	16 507 m ²	114	190	304
Commerce	453 m ²	16	8	24
Hôtellerie/restauration	416 m ²	31	30	61
TOTAL	49 096 m²	872	1 141	2 013
Descriptif projet				
	Réseau de chaleur :	Depuis le réseau de la ville de Grigny		
	Contenu carbone du réseau :	78 gCO ₂ /kWh (source : SEER)		
	Coût de vente de l'énergie (approx.)	62 €TTC/MWh (source : SEER)		
	Investissement estimatif conduites	600 €/ml		
Données spécifiques à la technologie				
	Puissance équivalente moyenne appelée [MW_{th}] :	1 MW _{th}		
	Durée de fonctionnement à pleine puissance considérée [h]	2 500 h		
	Emissions de CO₂ évitées [tCO_{2e}/an]	120 tCO _{2e} /an		
	Nouvelle densité thermique [MWh_{th}/ml]	3 MWh _{th} /ml Valeur à nuancer car ne comprend pas les raccords depuis le quartier Centre-Ville		
Dimensionnement économique (en première approche)				
		Unité		
	Investissement (réseau et sous-stations)	euros HT	970 000 €	
	Frais de maintenance	euros HT/an	40 000 €/an	
	Temps de retour brut	Années	9 ans	

3.5.3. Création d'un réseau de chaleur

La pertinence d'un réseau de chaleur se mesure par la densité énergétique que représente un projet. Ce ratio se calcule de la manière suivante : besoin en chaleur (chauffage + ECS) / longueur du réseau de chaleur.

L'ADEME préconise une densité de 3 MWh/ml pour un réseau optimal. Dans le fond chaleur, la densité minimale considérée a été établie à 1,5MWh/ml afin de pouvoir intégrer des réseaux de chaleur alimentant des bâtiments performants et économes en énergie. Le seuil de **1,5 MWh/ml peut donc être considéré comme un seuil minimal à dépasser.**

Dans le cas de la zone d'étude, le réseau de chaleur permettrait de raccorder la production en chaleur de la future chaufferie bois aux différents lots. Afin d'élaborer une première proposition, le dimensionnement réalisé s'est appuyé sur les plans transmis dans le livrable MS3.

Compte tenu des besoins estimés et de la disposition actuelle des lots, un réseau qui englobe la totalité de la ZAC Grande Borne Ouest **ne permettrait pas d'atteindre le seuil de rentabilité exigé.**

D'après les distances approximatives mesurées sur les plans, le réseau de chaleur créé comprendra approximativement 1550 ml, soit une densité thermique de 0,8 MWh/ml (besoins chauffage + ECS) ou de 0,5 MWh/ml (besoins en ECS exclus).

Une autre possibilité consiste à exclure le secteur Méridien/Solstice de ce dimensionnement. Dans ce cas, il est possible d'atteindre une densité thermique de 1 MWh/ml (besoins chauffage + ECS) ou de 0,6 MWh/ml (besoins en ECS exclus). **Malgré l'adaptation du tracé, les données actuelles de la ZAC ne permettraient pas d'atteindre le seuil de rentabilité proposé par l'ADEME en termes de création d'un nouveau réseau de chaleur.**

Compte tenu de ces premières évaluations, la solution de création d'un réseau de chaleur est à approfondir et optimiser avec une étude de faisabilité. Il est important de noter que la disposition des lots et des usages tels que prévue actuellement dans la programmation ne permet pas de dépasser le seuil de rentabilité pour un réseau de chaleur.

Cependant, la création d'un réseau de chaleur présente différents atouts vis-à-vis d'autres solutions énergétiques (atout économique et stabilité des prix pour les usagers, atout économique pour le promoteur de par les avantages sur le respect des exigences liées à la RT2020, intégration d'une source d'énergie renouvelable dont la part pourrait être amenée à augmenter, ...)

La fiche suivante synthétise les éléments techniques et économiques d'une solution de création d'un réseau de chaleur :

Tableau 11 : Bilan du potentiel de la création d'un nouveau réseau de chaleur

Descriptif projet		
Réseau de chaleur : ZAC Grande Borne Ouest		
Contenu carbone du réseau : A préciser		
Coût de vente de l'énergie (approx.) A préciser		
Investissement estimatif conduites 600 €/ml		
Données spécifiques à la technologie		
Puissance équivalente moyenne appelée [MW _{th}] : 1 MW _{th}		
Durée de fonctionnement à pleine puissance considérée [h] 2 000 h		
Nouvelle densité thermique [MWh _{th} /ml] 0,8 MWh _{th} /ml		
Dimensionnement économique (en première approche)		
	Unité	
Investissement (réseau et sous-stations)	euros HT	970 000 €
Frais de maintenance	euros HT/an	40 000 €

4. ELABORATION DE SCENARII INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES

D'après la conclusion de la première phase de l'étude, trois scénarii principaux composés d'énergies renouvelables sont proposés :

- **Scénario n°1** : solution **solaire thermique** pour la couverture des besoins en ECS (60% des besoins des lots concernés) ainsi que des installations **photovoltaïques** pour les toitures pertinentes.
- **Scénario n°2** : **Raccordement au réseau existant** de Grigny (alimenté principalement par la géothermie, mais pas de nouveau forage prévu au niveau de la ZAC) pour satisfaire les besoins en chaleur (ECS + chauffage). **Installations photovoltaïques** sur les toitures pertinentes.
- **Scénario n°3** : Mise en place d'une **chaufferie de bois-énergie** et d'un nouveau réseau de chaleur au niveau de la ZAC pour satisfaire les besoins en chauffage. Solution **solaire thermique** pour la couverture des besoins en ECS (60% des lots concernés).

Afin d'évaluer le potentiel en énergies renouvelables, chaque scénario est ensuite comparé à un scénario de référence n'utilisant que des énergies traditionnelles (moyenne des énergies fossiles « habituelles ») pour le chauffage et l'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS).

4.1. HYPOTHESES GENERALES

Le document « Comparatif des modes de chauffage & Prix de vente de la chaleur en 2011 » (AMORCE – Février 2013) a notamment été utilisé pour les hypothèses de coût.

Une bibliographie enrichie est également utilisée pour les calculs

4.1.1. Scénario de référence : recours aux « énergies traditionnelles »

La situation de référence retenue et mentionnée dans la suite du rapport correspond à celle qui serait a priori mise en place en l'absence de volonté de la Maîtrise d'Ouvrage de développer les EnR :

- Une installation de chauffage de type énergies fossiles classiques (gaz à condensation)
- Un système de production d'ECS électrique
- Climatisation électrique

Les coûts de consommation de ces postes et des postes alimentés en électricité sont comptés à partir des tarifs moyens mentionnés dans les hypothèses économiques.

Hypothèses du scénario de référence

Les hypothèses économiques considérées proviennent de REX issus de la RT2012 :

- Pour le chauffage à énergie fossile classique :
 - Investissement : 26 €TTC/m²SRT (ramené au prix sans TVA)
 - Coût de l'énergie (P1) : 6,4 c€/kWh
- Pour l'ECS électrique :

- Investissement : 52 €TTC/m²SRT (ramené au prix sans TVA)
- Coût de l'énergie (P1) : 10 c€/kWhEF
- P2-P3 pour chauffage et ECS inclus : 1,81 €TTC/m²SRT (ramené au prix sans TVA)

Une durée de vie de 20 ans est considérée.

Les hypothèses concernant les émissions CO₂ :

- Mix électrique français : 63 gCO₂/kWh (énergie finale)
- Energies fossiles classiques : 235 gCO₂/kWh (énergie finale)

Situation de référence	ECS	Chauffage	Total
Investissement initial € HT	2 300 300	1 164 200	3 465 000
P1 - Energie € HT/an	44 200	52 100	96 300
P2 - DEM € HT			
P3 - Renouvellement matériel € HT/an	7 300	32 000	39 300
P4 - annuité d'emprunt € HT	-	-	-
Coût global de consommation électricité autres que chauffage et ECS	500 k€ total		
	25 k€ /an		

	Unités	Situation de référence
Emissions de CO₂ toutes utilisations	T CO ₂ /an	240
CGA hors recette PV	k€ /an	290
Déductions recettes photovoltaïques linéarisées sur 20 ans	k€ /an	0
CGA	k€ /an	290

4.1.2. Hypothèses concernant la consommation d'énergies primaires de la zone par scénario

La réglementation thermique prend en compte les autres énergies renouvelables permettant d'alimenter les réseaux de chaleur. En effet, le Cepmax à atteindre est majoré pour les bâtiments qui se raccordent à un réseau de chaleur, avec 3 niveaux de modulation selon le contenu CO₂ du réseau :

- + 30% pour un contenu carbone inférieur ou égal à 50 grammes par kWh (ce coefficient correspond à celui appliqué au bois énergie) ;
- + 20% pour un contenu carbone compris entre 50 et 100 grammes ;
- + 10% pour un contenu carbone compris entre 100 et 150 grammes.

Le parti a été pris dans l'étude de ne pas recalculer le Cep en fonction des énergies mises en place mais de la conserver au niveau de la RT2012, niveau plus exigeant. En effet, il est considéré que même s'il y a mise en place d'énergies renouvelables pour l'alimentation des bâtiments, ceux-ci ne doivent pas s'affranchir d'une bonne performance énergétique au niveau du bâti et des équipements internes.

4.1.3. Hypothèses économiques

La durée d'étude a été considérée à 20 ans pour pouvoir comparer toutes les énergies entre elles, (photovoltaïque avec un contrat d'achat sur 20 ans). Il est à noter que les installations après cette période posséderont une valeur résiduelle

non nulles (durée de vie considérée à 30 ans pour une partie des équipements solaire thermique et photovoltaïques par exemple).

- Le taux d'actualisation appliqué est de 4%.
- Les calculs ne prennent pas en compte une actualisation des coûts de l'énergie, néanmoins le taux d'actualisation élevé retenu peut compenser en partie ce point. Par ailleurs, les évaluations proposées sont prudentes, et une inflation des coûts de l'énergie pourrait augmenter la rentabilité des investissements effectués dans les énergies renouvelables.
- Il n'est considéré aucun emprunt pour le calcul du temps de retour brut et du coût global actualisé.
- Enfin, les coûts globaux sont déterminés hors subventions possibles.
- Les recettes présentées dans les scénarii (sauf pour le photovoltaïque qui correspond à un gain en vente directe), correspondent à des économies annuelles d'exploitation par rapport au scénario de référence (€ TTC).

4.1.4. Hypothèses environnementales

Les émissions de CO₂ ont été comptabilisées à partir des hypothèses suivantes :

- Emissions de CO₂ bois-énergie : 16 gCO₂/kWh
- Emissions de CO₂ énergies fossiles classiques : 235 gCO₂/kWh
- Emissions de CO₂ de l'électricité du réseau français : 63 gCO₂/kWh

4.2. SCENARIO 1 : SOLAIRE PV + SOLAIRE THERMIQUE

4.2.1. Description du scénario

Il a été considéré pour ce scénario la mise en place de solaire photovoltaïque sur les toitures et que le solaire thermique couvre 60% des besoins en ECS.

Une consommation d'énergie conventionnelle résiduelle est nécessaire pour assurer l'appoint au solaire thermique en période de mauvais temps et en hiver notamment du fait du dimensionnement retenu (limitation des surchauffes pour préserver l'installation). Ici, l'appoint est assuré par de l'électricité.

Enfin, le photovoltaïque est proposé ici en implantation des toitures les plus pertinentes sur le plan économique **après prise en compte des surfaces occupées par le solaire thermique.**

4.2.2. Résultats

Le tableau ainsi que le graphe ci-après reprennent les principaux résultats du scénario n°1 :

Les coûts des énergies sont néanmoins peu comparables entre eux car ils interviennent pour des usages différents (thermique ou électrique, chauffage ou ECS). La comparaison peut par contre se faire entre scénarii (voir partie suivante).

Tableau 12 : Caractéristiques techniques et économiques des énergies renouvelables du scénario 1

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 1			
	Unité	Solaire thermique	Photovoltaïque
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (ECS)	électrique
	Détail	Totalité des lots équipés pour l'ECS	Equipement du reste des surfaces de toitures (celles non mobilisées par les capteurs solaires). Vente directe d'électricité
Investissement initial	€ HT	1 337 000 €	1 120 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW		1 700 kWc
	Production - MWh/an (thermique ou électrique)	550 MWh/an	1 630 MWh/an
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	14 000 €	25 000 €
Recettes annuelles bruts (si PV) ou par rapport à solution de référence (P1+P2+P3)	€ HT	144 000 €	120 000 €
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	170 €	50 €
Emissions de CO2 évités	T CO ₂ /an	34 tCO ₂ /an	40 tCO ₂ /an
Temps de retour brut pour l'ensemble du quartier	Années	12 ans	9 ans
Somme sur 20 ans (Recettes - Investissement - coût exploitation)	€ HT	1 263 000 €	780 000 €

Les recettes présentées dans les scénarii (sauf pour le photovoltaïque qui correspond à un gain en vente directe), correspondent à des économies annuelles d'exploitation par rapport au scénario de référence (€ TTC).

Couverture des besoins énergétiques par les énergies renouvelables - scénario 1

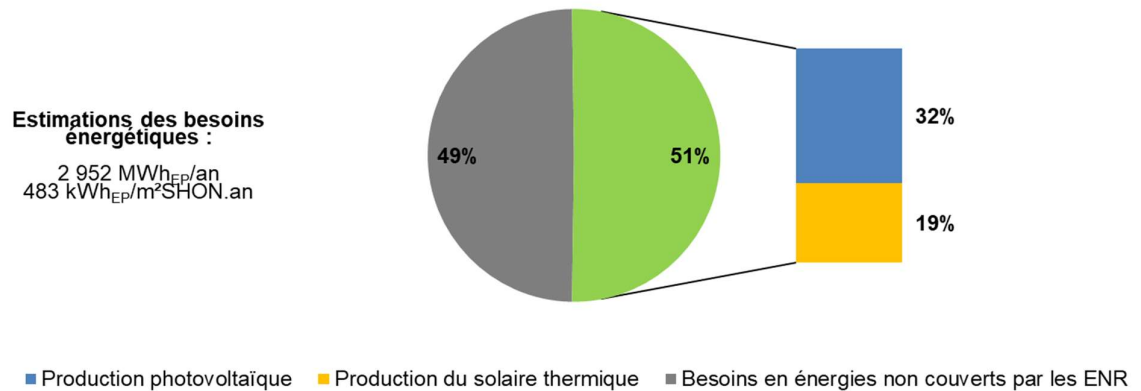


Figure 19 : Couverture en énergies renouvelables des besoins de la ZAC - Scénario 1

Le scénario 1 permettrait de couvrir environ 50% des besoins de la ZAC avec des énergies renouvelables.

Les installations photovoltaïques permettraient de produire une quantité d'énergie électrique plus importante que celle consommée au sein de la ZAC (1 630 MWh_{ep} produits pour 940 consommés). La valeur de la production supplémentaire n'est pas comptabilisée dans le graphique ci-dessus.

Grâce à une production importante d'électricité photovoltaïque, la consommation électrique des logements peut être compensée par une production d'origine renouvelable.

Les besoins en énergies non couverts par les EnR, autres que ceux liés au chauffage, correspondent aux besoins en ECS non couverts par le solaire thermique.

4.3. SCENARIO 2 : RACCORDEMENT RESEAU EXISTANT + SOLAIRE PV

4.3.1. Description du scénario

Ce scénario présente un raccordement au réseau de chaleur de Grigny, présentant un mix énergétique d'environ 60% d'énergies renouvelables et de récupération. Ce scénario exclut la mise en œuvre d'un nouveau doublet de forage (réserve de chaleur du réseau de Grigny suffisante). Le réseau permettra de couvrir tous les besoins en chauffage et en ECS. Les coûts liés aux éventuels raccordement et sous-stations sont estimés dans les données économiques.

Le solaire photovoltaïque présenté dans ce scénario est en plus grande proportion que dans le scénario 1 étant donné qu'il n'est plus en compétition avec les capteurs solaires thermiques.

4.3.2. Résultats

Tableau 13 : Caractéristiques techniques et économiques des énergies renouvelables du scénario 2

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 2			
	Unité	Photovoltaïque	Raccordement au réseau géothermique
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	électrique	thermique (chauffage + ECS)
	Détail	Equipement de l'ensemble des toitures pour produire de l'électricité au meilleur tarif. Absence de couverture des besoins (vente d'électricité intermittente).	Raccordement de l'ensemble des lots pour le chauffage et ECS au réseau géothermie existant
Investissement initial	€ HT	1 480 000 €	1 000 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	2 300 kWc	1 000 kWth
	Production - MWh/an (thermique, frigorifique ou électrique)	2 100 MWh/an	2 000 MWhep/an
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	25 000 €	40 000 €
Recettes annuelles bruts ou par rapport à solution de référence (P1+P2+P3)	€ HT	200 000 €	96 000 €
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	46 €	40 €
Emissions de CO2 évités	T CO2/an	50 tCO2/an	220 tCO2/an
Temps de retour brut pour l'ensemble du quartier	Années	7 ans	immédiat car investissement solution de base plus coûteuse
Somme sur 20 ans (Recettes - Investissement - coût exploitation)	€ HT	2 020 000 €	120 000 €

Les recettes présentées dans les scénarii (sauf pour le photovoltaïque qui correspond à un gain en vente directe), correspondent à des économies annuelles d'exploitation par rapport au scénario de référence (€ TTC). Le raccordement au réseau géothermique existant (sans création de nouveau doublet de forage) présente un investissement initial inférieur à celui de la solution de référence, son TRB est donc considéré comme immédiat.

Couverture par les énergies renouvelables et/ou du réseau - scénario 2

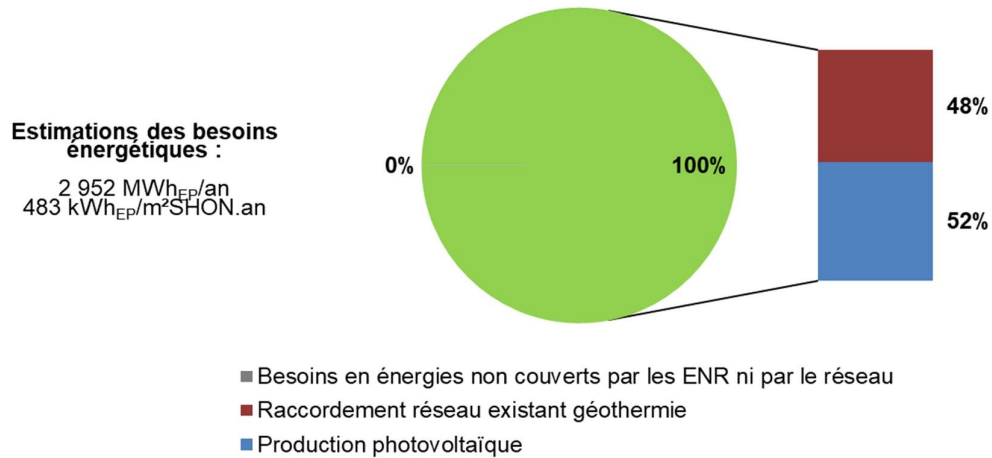


Figure 20 : Couverture en énergies renouvelables et/ou du réseau des besoins de la zone d'études – scénario 2

Le scénario 2 est plus ambitieux en termes de couvertures des besoins grâce au raccordement au réseau de chaleur de Grigny. Ce raccordement permettrait de couvrir l'ensemble des besoins en chaleur de la ZAC. De plus, cette solution présente une filière centralisée pour la satisfaction des besoins en chaleur.

Les installations photovoltaïques permettraient de produire une quantité d'énergie électrique plus importante que celle consommée au sein de la ZAC (2140 MWh/an produits pour 940 MWh/an consommés). La valeur de la production photovoltaïque supplémentaire ne figure pas sur le graphique ci-dessus.

4.4. SCENARIO 3 : CREATION RESEAU BOIS ENERGIE + SOLAIRE THERMIQUE

4.4.1. Description du scénario

Ce scénario correspond au recours à la création d'un nouveau réseau de chaleur alimenté par le bois pour répondre aux besoins en chauffage de la zone d'étude. Les coûts liés aux éventuels raccordement et sous-stations sont estimés dans les données économiques.

De plus, le solaire thermique est proposé ici pour couvrir 60% des besoins en ECS.

Une consommation d'énergie conventionnelle résiduelle est nécessaire pour assurer l'appoint au solaire thermique en période de mauvais temps et en hiver notamment du fait du dimensionnement retenu (limitation des surchauffes pour préserver l'installation). Ici, l'appoint est assuré par de l'électricité.

4.4.2. Résultats

Tableau 14 : Caractéristiques techniques et économiques des énergies renouvelables du scénario 3

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 3			
	Unité	Solaire thermique	Création réseau biomasse
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (ECS)	thermique (chauffage)
	Détail	Totalité des lots équipés pour l'ECS	Création d'un nouveau réseau alimenté par la biomasse pour répondre aux besoins en chauffage de la ZAC
Investissement initial	€ HT	1 337 000 €	1 350 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	0 €	1 000 kWth
	Production - MWh/an (thermique, frigorifique ou électrique)	550 MWhep/an	870 MWhep/an
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	14 000 €	80 000 €
Recettes annuelles bruts ou par rapport à solution de référence (P1+P2+P3)	€ HT	144 000 €	-29 000 €
Coût actualisé de l'énergie produite	€/ MWh (thermique ou électrique)	170 €	140 €
Emissions de CO2 évités	T CO2/an	34 tCO2/an	170 tCO2/an
Temps de retour brut pour l'ensemble du quartier	Années	12 ans	-
Somme sur 20 ans (Recettes - Investissement - coût exploitation)	€ HT	1 263 000 €	-

Les recettes présentées dans les scénarii, correspondent à des économies annuelles d'exploitation par rapport au scénario de référence (€ TTC). La solution de création réseau présente des coûts d'exploitation supérieurs à ceux du scénario de référence, ce qui explique la valeur négative des recettes annuelles par rapport à la solution de référence.

Un TRB n'a pas été proposée pour la création du réseau de biomasse. En effet, cette filiale ne présente pas de gain annuel par rapport à la solution de référence, et pas de données liées à la tarification possible du futur réseau de chaleur (abonnement et consommation).

Répartition des besoins et couverture par les énergies renouvelables - scénario 3

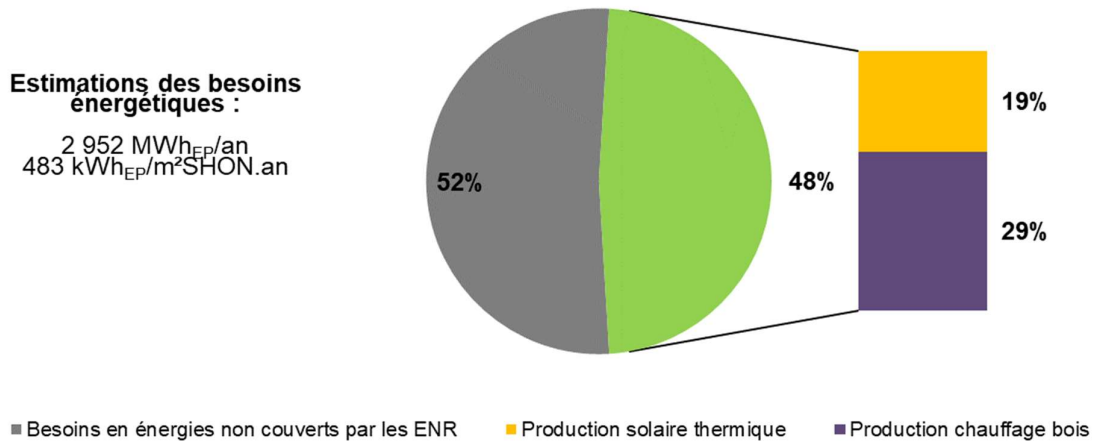


Figure 21 : Couverture en énergies renouvelables et/ou du réseau des besoins de la zones d'étude – scénario 3

Le scénario 3 permet de couvrir environ 50% des besoins énergétiques de la ZAC. La filière bois-énergie permet de couvrir dans ce cas tous les besoins en chauffage de la ZAC.

Les besoins en énergies non couverts par les EnR correspondent aux besoins en ECS non couverts par le solaire thermique. De plus, les besoins électriques dans ce scénario ne sont pas compensés par la production photovoltaïque.

4.5. COMPARATIF DES SCENARII

Les résultats du comparatif des scénarii proposés avec le scénario de base en termes de coût global et d'émissions de GES évitées sont présentés dans le graphique suivant. Il récapitule :

- Les valeurs des recettes photovoltaïques pour les scénarii comprenant des panneaux (scénario 1 et 2) tels que présentés dans les tableaux récapitulatifs correspondant (paragraphes 4.2 à 4.4).
- Le CGA (coût global actualisé) de l'énergie, calculé à base des coûts donnés dans les tableaux récapitulatifs de chaque scénario.
- Les émissions de CO₂ toutes utilisations telles que :

Emissions = (Emissions de scénario de référence - émissions évitées indiquées dans les tableaux récapitulatifs de chaque scénario)

L'électricité produite par les panneaux photovoltaïques n'est pas autoconsommée dans la ZAC (vente directe). Les émissions évitées suite à la mise en place des panneaux ne sont donc pas comptabilisées dans le graphique ci-dessous.

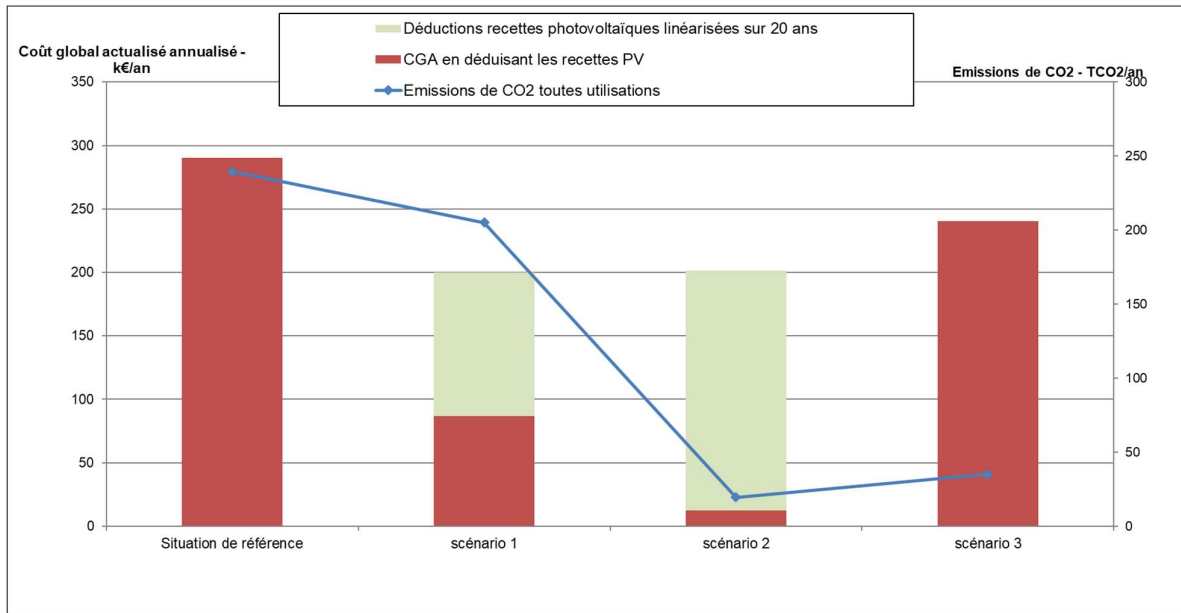


Figure 22 : Comparaison des scénarii avec le scénario de référence

Le scénario 1 présente des émissions de gaz à effet de serre plus élevées que celles des deux autres scénarios dues au recours à des énergies non renouvelables comme appoint pour les besoins en ECS et pour couvrir les besoins en chauffage. Le scénario 3 vient en deuxième position suite aux émissions dues à l'emploi du bois-énergie.

Concernant le coût global actualisé, le scénario 2 est le plus intéressant. Les coûts sont réduits grâce aux avantages de la mise en place d'un système centralisé pour couvrir les besoins en chaleur, contrairement au scénario 3 qui implique le déploiement de deux solutions séparées (solaire thermique + bois énergie). De plus, le scénario 2 permet une grande déduction des recettes photovoltaïques vu le grand déploiement de panneaux PV en absence de capteurs solaires thermiques.

Il faut noter que les coûts pourront évoluer en fonction des coûts du marché photovoltaïque mais aussi des coûts des énergies mobilisées notamment dans le cas de la situation de référence qui dépend beaucoup de l'électricité du réseau.

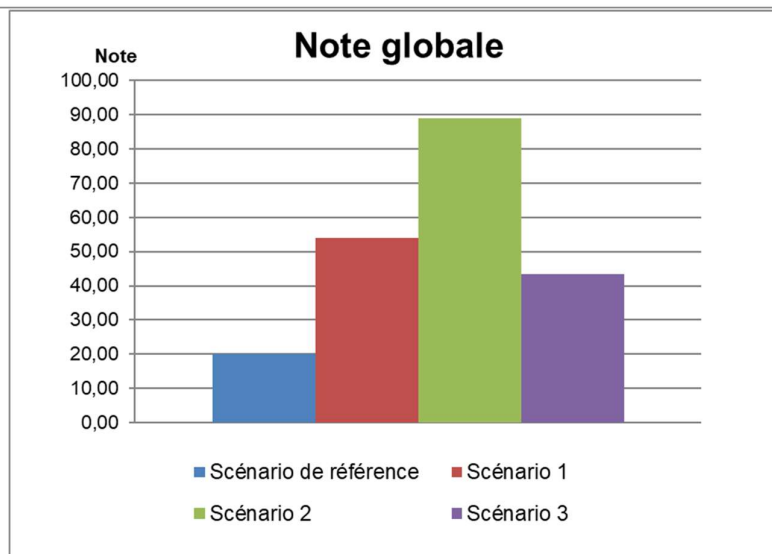
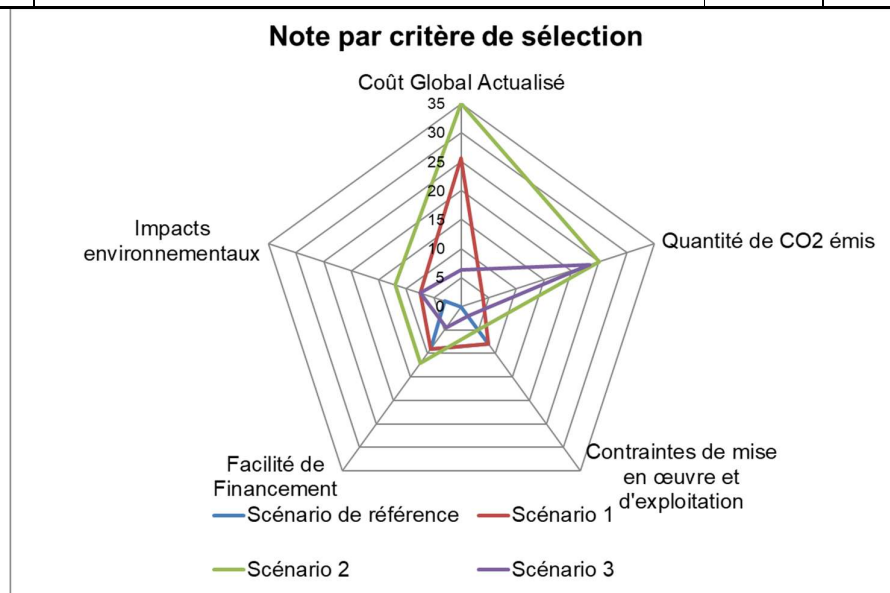
Pour compléter cette analyse, une approche multicritère est proposée ci-dessous comme outil d'aide à la décision ci-dessous. Le tableau reprend les valeurs de la figure 22, et énumère les différents critères pris en compte pour l'établissement du classement entre les différents scénarii.

En ce qui concerne les critères qualitatifs, des éléments explicatifs sont donnés ci-dessous :

- Contraintes de mise en œuvre et d'exploitation :
 - Forte pour le scénario 3 car ce scénario comprend la création d'un nouveau réseau de chaleur et d'une nouvelle chaudière bois-énergie.
 - Faible pour le scénario 1 : la mise en place de panneaux et de capteurs sur les toitures ne présente pas de contraintes importantes.
 - Moyenne pour le scénario 2 : décentralisation des sources de chaleur (chauffage et ECS) entre solaire thermique et raccordement au réseau existant.
- Facilité de financement :
 - Faible pour le scénario 3 car la densité du nouveau réseau de chaleur n'est pas suffisamment élevée, donc le seuil de rentabilité sera difficilement atteint.
 - Forte pour le scénario 2 : le raccordement au réseau de chaleur existant permet plusieurs économies par rapport au scénario de référence.

- Moyenne pour le scénario 1, mais tout à fait envisageable au vu des recettes gagnées suite à la vente directe de l'énergie photovoltaïque.
- Impacts et risques environnementaux : le classement s'appuie sur le pourcentage des besoins de la ZAC couvert par des énergies renouvelables.

N°	Critère	Min	Max
1	Coût Global Actualisé	12	290
2	Quantité de CO2 émis	20	240
3	Contraintes de mise en œuvre et d'exploitation	qualitatif	qualitatif
4	Facilité de Financement	qualitatif	qualitatif
5	Impacts environnementaux	qualitatif	qualitatif



La notation proposée repose sur de critères techniques, économiques et environnementaux. Le scénario 2 est celui présentant le plus d'intérêts au vu des coûts impliqués et de la réduction des impacts environnementaux de la consommation énergétique de la zone d'étude.

CONCLUSION GENERALE DE L'ETUDE

En conclusion, il est important de rappeler que :

- Avant toute mise en œuvre des énergies renouvelables, il est nécessaire de travailler sur l'enveloppe du bâtiment et sur son orientation pour consommer le moins possible. Ces paramètres sont aujourd'hui bien repris dans la réglementation thermique du bâtiment.
- Les solutions mettant en œuvre des énergies renouvelables trouveront un intérêt économique supplémentaire en comparaison aux énergies fossiles si une taxe carbone sur les énergies venait à être mise en place. Cette analyse est importante car elle permet d'estimer la « dépendance » de chaque scénario à une telle taxe. A titre d'exemple, pour un logement individuel, une taxe de l'ordre de 20 € la tonne de CO₂ engendrerait un surcoût de 5 600 € sur 20 ans pour une solution « chauffage gaz avec ECS par ballon thermodynamique » en comparaison à une solution « chauffage bois et ECS solaire thermique ». Cette taxe pourrait à l'avenir favoriser certaines technologies au détriment d'autres.

L'approche menée a été réalisée sur la base de ratios réglementaires. Il est notamment difficile de prévoir à ce stade :

- L'orientation et l'inclinaison définitive des toitures des bâtiments. Ces éléments entrent en ligne de compte pour faciliter ou non la mise en œuvre de certaines énergies renouvelables (solaire).
- Les consommations prises en compte correspondent aux consommations d'énergie issues de RT2012-20%. Elles sont forcément différentes de celles qui seront constatées durant l'exploitation de bâtiments. Les facteurs entrant en ligne de compte seront les usages précis (notamment process), le nombre d'usagers et le niveau de confort thermique souhaité par chaque usager, etc.

Attention, les hypothèses prises en compte pour l'actualisation et les coûts des énergies et de la maintenance sont, par nature, discutables. Il serait intéressant de compléter cette étude par une analyse de sensibilité économique de chaque solution en faisant varier une à une chaque hypothèse. En effet, il peut être intéressant de voir si le « classement » des solutions évoluerait avec des hypothèses différentes d'indexation du coût des énergies.

Le travail réalisé a vocation de définir un certain nombre de jalons essentiels à la mise en place d'une stratégie énergétique à l'échelle d'une zone d'aménagement, tels que :

- Faire un premier choix parmi les énergies renouvelables envisageables sur la zone d'aménagement : la conception complète sera validée par les soins de l'aménageur laissant la possibilité d'intégrer dès la construction :
 - Un bon agencement des bâtiments pour optimiser l'utilisation des énergies renouvelables et les apports passifs
 - Les énergies renouvelables retenues
- Mettre en relief la nécessité de bien séparer les énergies renouvelables permettant de couvrir les besoins, de celles qui produisent l'électricité de façon intermittente.