

ZONE COMMERCIALE DU MONT RENAUD – PROJET D’EXTENSION

Etude du potentiel de
développement en énergies
renouvelables

Rapport 12 juin 2018

Dossier 15040040
08/06/2018

Réalisé par



Auddice Environnement
ZAC du Chevalement
5 rue des Molettes
59286 Roost-Warendin
03 27 97 36 39

Zone Commerciale du Mont Renaud – Projet d’extension

Etude du potentiel de développement en énergies renouvelables

[Commentaires]

Rapport 12 juin 2018

Communauté de communes du Pays Noyonnais

| Version | Date | Description |
|----------------------|------------|--------------------|
| Rapport RevA | 23/05/2017 | Version de travail |
| Rapport RevB | 16/06/2017 | Version de travail |
| Rapport 12 juin 2018 | 12/06/2018 | Version finale |

| | Nom - Fonction | Date |
|------------|----------------|------------|
| Rédaction | C. Wallart | 12/06/2018 |
| Validation | A.Caron | 12/06/2018 |

TABLE DES MATIERES

| | |
|---|-----------|
| CHAPITRE 1. PRESENTATION GENERALE DU PROJET | 6 |
| 1.1 Localisation et objectifs du projet..... | 7 |
| 1.2 Intentions d’aménagement..... | 8 |
| 1.3 Contexte territorial..... | 10 |
| CHAPITRE 2. CADRAGE ET CONTEXTE REGLEMENTAIRES | 11 |
| 2.1 Cadrage réglementaire..... | 12 |
| 2.2 Documents cadres..... | 13 |
| 2.3 Enjeux énergétiques du projet..... | 18 |
| CHAPITRE 3. ETUDE DES POTENTIALITES | 23 |
| 3.1 Energie éolienne..... | 26 |
| 3.2 Energie solaire..... | 32 |
| 3.3 Géothermie..... | 43 |
| 3.4 Aérothermie..... | 51 |
| 3.5 Energies marines..... | 55 |
| 3.6 Energie hydraulique..... | 55 |
| 3.7 Biomasse..... | 58 |
| 3.8 Réseau de chaleur..... | 67 |
| 3.9 Synthèse des potentialités..... | 75 |
| CHAPITRE 4. ORIENTATIONS POSSIBLES POUR DEVELOPPER LES ENR | 78 |
| 4.1 Choix de l’aménageur pour l’extension de la ZAC..... | 79 |
| 4.2 Préconisation de production d’EnR par la collectivité..... | 80 |
| 4.3 Pistes pour inciter au développement de projets EnR..... | 81 |
| 4.4 Préconisations complémentaires concernant l’éclairage public..... | 82 |

LISTE DES TABLEAUX

| | |
|---|----|
| Tableau 1. Proposition d’objectifs/ambitions de production d’EnR | 19 |
| Tableau 2. Ratios de consommation | 21 |
| Tableau 3. Besoins estimés en chaleur du projet d’extension..... | 21 |
| Tableau 4. Besoins estimés en électricité du projet d’extension..... | 21 |
| Tableau 5. Energies renouvelables et de récupération à étudier - Source : <i>Etudes sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements, DREAL et DGEC</i> | 25 |
| Tableau 6. Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire..... | 33 |
| Tableau 7. Familles des cellules photovoltaïques | 34 |
| Tableau 8. Production d’électricité | 35 |
| Tableau 9. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques | 36 |
| Tableau 10. Coûts d’installation pour le silicium polycristallin intégré au bâti..... | 37 |
| Tableau 11. Coûts de raccordement | 37 |

| | |
|--|----|
| Tableau 12. Correspondance entre les besoins et le type de capteur | 39 |
| Tableau 13. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques | 39 |
| Tableau 14. Rendement théorique des pompes à chaleur pour la géothermie | 46 |
| Tableau 15. Rendement théorique des pompes à chaleur pour la géothermie | 53 |
| Tableau 16. Catégories des gisements | 58 |
| Tableau 17. Avantages et inconvénients des systèmes de combustion individuels | 61 |
| Tableau 18. Fourchettes de prix des combustibles | 64 |

LISTE DES FIGURES

| | |
|---|----|
| Figure 1. Zones d’emprise du projet | 8 |
| Figure 2. Schéma illustrant le phasage envisagé | 10 |
| Figure 3. Chronologie de l’élaboration du SRCAE | 14 |
| Figure 4. Photographie du Cinéma Le Paradisio en mai 2017, durant les travaux | 18 |
| Figure 5. Photos éoliennes à axe vertical | 27 |
| Figure 6. Photos éoliennes à axe horizontal | 28 |
| Figure 7. Rendement théorique aérodynamique C_p en fonction du modèle et de λ - Source : energieplus-lesite.be | 28 |
| Figure 8. Quatre zones retenues pour la ZDE de la communauté de commune en 2008 | 30 |
| Figure 9. Course du soleil sur la zone | 32 |
| Figure 10. Photos de support de panneaux photovoltaïques | 36 |
| Figure 11. Schéma d’un système solaire thermique avec double échangeur - source : ADEME | 38 |
| Figure 12. Bâtiments avec une orientation idéale pour l’utilisation de l’énergie solaire | 41 |
| Figure 13. Lien entre la température de la chaleur et son utilisation | 44 |
| Figure 14. Température du sous-sol en fonction de la profondeur et des saisons | 44 |
| Figure 15. Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère - BRGM | 49 |
| Figure 16. Carte des zones réglementaires de la géothermie de minime importance (Source : géothermie-perspectives BRGM/ADEME 2016) | 49 |
| Figure 17. Schéma de principe de fonctionnement du puits canadien | 52 |
| Figure 18. Schéma de principe de fonctionnement de la pompe à chaleur | 52 |
| Figure 19. Pompe à chaleur THERECO | 54 |
| Figure 20. Répartition du volume total de Bois d’Industries et Bois d’Energies – Source Etude ADEME, IFN, FCBA, SOLAGRO | 59 |
| Figure 21. Commercialisation et gisements totaux potentiellement disponibles en 2016 pour une valorisation énergétique en chaufferie bois en Hauts-de-France | 60 |
| Figure 22. Exemples de procédés à base de biomasse | 60 |

| | | |
|-------------------|---|----|
| Figure 23. | Monotone type de charge de besoins thermiques | 62 |
| Figure 24. | Unités de méthanisation agricoles en Hauts-de-France..... | 63 |
| Figure 25. | Unité de méthanisation de Passel | 65 |
| Figure 26. | Les réseaux de chaleur avec chaudière biomasse – données 2012 source AMORCE | 68 |
| Figure 27. | Répartition des modes de chauffage dans l’habitat - scénario prospectif du SRCAE appelé « Grenelle »..... | 68 |
| Figure 28. | Constitution d’un réseau de chaleur- source CEREMA..... | 69 |
| Figure 29. | Réseaux de chaleur –inventaire 2015..... | 70 |
| Figure 30. | Projet du quartier Beauséjour | 71 |
| Figure 31. | Localisation des ICPE, de la station d’épuration et d’un tracé possible d’un réseau | 72 |

CHAPITRE 1. **PRESENTATION GENERALE DU PROJET**

1.1 Localisation et objectifs du projet

Le projet, prévu sous forme de ZAC (Zone d’Aménagement Concerté), consiste en l’extension du parc commercial de Mont-Renaud, situé sur la commune de Noyon et aujourd’hui arrivé à saturation.

Le maître d’ouvrage de l’opération est la Communauté de communes du Pays Noyonnais, qui est compétente en matière d’actions de développement économiques et notamment en matière d’aménagement de zones d’activités commerciales. La Communauté de communes du Pays Noyonnais regroupe 42 communes pour un peu plus de 33 000 habitants (INSEE 2012). Le territoire du Noyonnais dispose d’une position géographique favorable, en plein cœur de la région picarde, à 80 km d’Amiens et de Beauvais.

Préalablement à la définition du projet, une phase de diagnostic a été conduite par la Collectivité avec l’aide d’un groupement de bureaux d’études. Sur la base des enseignements de ce diagnostic, une pré-programmation et un projet d’aménagement ont été définis.

La procédure de création de la ZAC du Mont-Renaud a été lancée par la délibération du Conseil Communautaire du 23 juin 2016. Dans le cadre de la constitution du dossier de création de ZAC, une étude d’impact du projet sur l’environnement, objet du présent, a été réalisée.

L’emprise du projet correspond au territoire d’expansion naturelle de la zone d’activités actuelle, soit tous les terrains situés autour et dans la continuité de la zone du Mont Renaud. Elle représente environ 37 ha.

Elle est délimitée :

- **Au Sud** par la liaison Ribecourt – Noyon (RD 1032);
- **A l’Ouest** par le contournement ouest de Noyon, entre la RD1032 et la RD 934, à l’exception d’une petite emprise située au sud de la voie de contournement, incluse dans le périmètre de projet du fait de son positionnement stratégique sur l’axe de circulation que constituera demain le contournement ouest ;
- **Au Nord** par la RD938 ;
- **A l’Est** par le tracé du futur canal Seine Nord Europe.

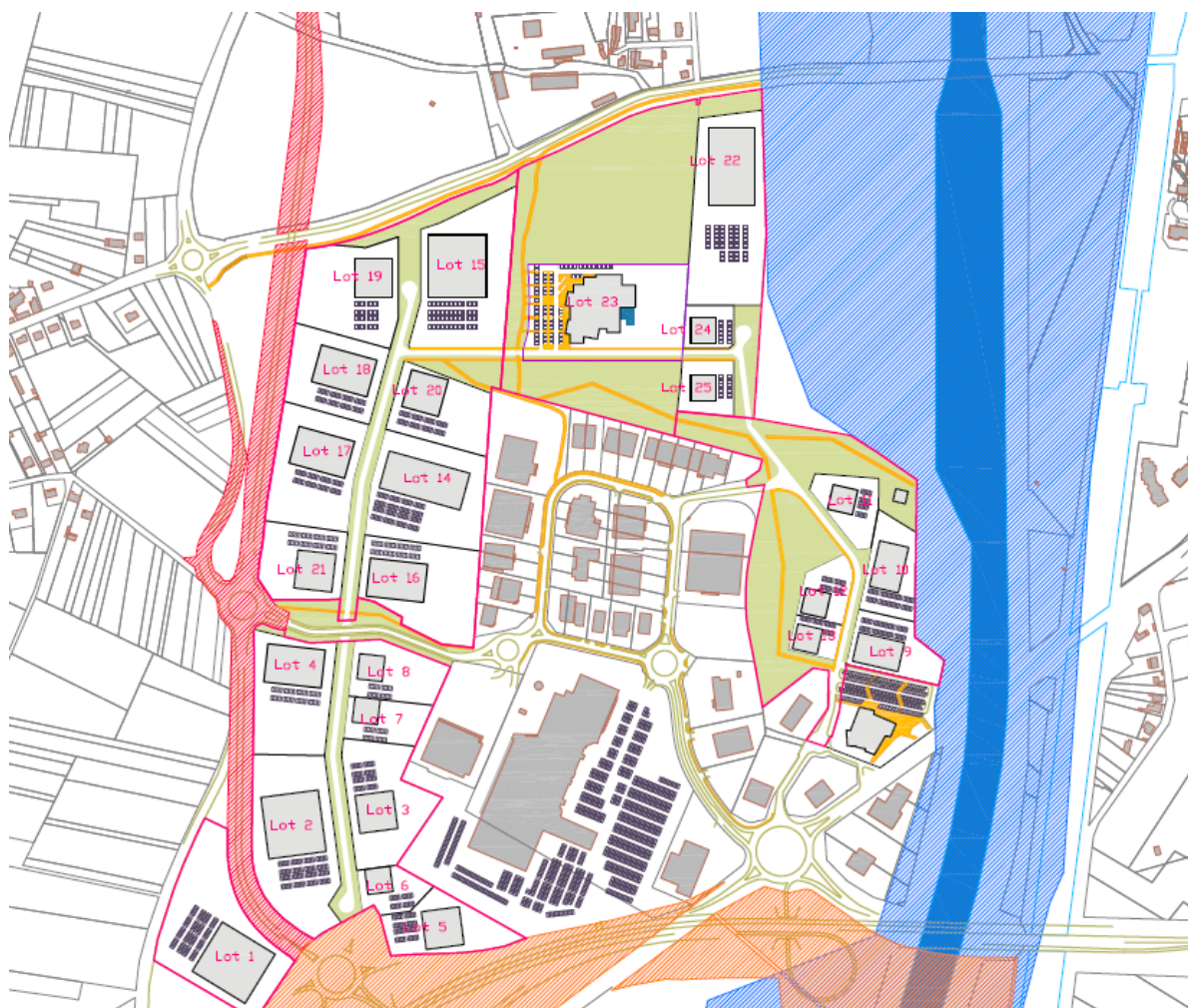


Figure 1. Zones d’emprise du projet

1.2 Intentions d’aménagement

Dans sa délibération du 23 juin 2016, le Conseil Communautaire de la CCPN a approuvé les objectifs poursuivis par son projet d’aménagement. Il s’agit des objectifs suivants :

- Développer le potentiel et l’attractivité économiques du parc commercial du Mont-Renaud ;
- Enrichir l’offre commerciale de la ville de Noyon, en complémentarité avec celle du centre-ville ;
- Encourager la mixité des usages (loisirs, restauration, tourisme, concessionnaires automobiles, etc.) ;
- Relier le site aux infrastructures routières environnantes et au quartier Beauséjour ;
- Renouveler l’image de la zone d’activités avec une architecture et un environnement paysager de qualité ;
- Créer des cheminements doux à l’intérieur du site, connectés à la voie verte et aux berges du canal.

Le diagnostic engagé par la Collectivité autour du projet d’extension a permis de définir les orientations programmatiques suivantes :

- Diversification et montée en gamme des commerces, via le développement d’une offre de produits culture-loisirs (ex: Cultura), la diversification de l’offre de prêt à porter (en particulier pour les hommes et les jeunes) et des produits maison/décoration d’intérieur ;
- Développement d’une offre de restauration autour des pôles loisirs
- Aménagement d’espaces de respiration au sein de la zone (circulations douces, espaces publics...).

Du fait des dynamiques de commercialisation observées sur le territoire (commercialisation de 0,6 ha/an au cours des dix dernières années sur la zone du Mont Renaud), il est envisagé un **aménagement en trois phases** comme suit :

- Aménagement d’une première phase d’environ 15 ha à l’est et à l’ouest de la zone actuelle sur une durée d’environ 10 ans;
- Aménagement d’une seconde phase d’environ 12 ha située au Nord-Ouest de la zone, le long du contournement ouest;
- Aménagement d’une troisième phase d’environ 10 ha autour du pôle aquatique.

Cet aménagement progressif en trois phases permettra de commercialiser progressivement les terrains sans générer une surabondance d’offre foncière, tout en garantissant la cohérence globale de l’opération sur l’ensemble du périmètre.

En lien avec les objectifs du projet (diversification des usages, amélioration de l’image de la zone, intégration du site dans son environnement urbain et paysager...), les principes d’aménagement suivants ont été définis :

- Créer des **continuités paysagères** entre le parc commercial et son environnement, en particulier entre le futur cinéma, le projet de pôle aquatique et la future écluse ;
- Donner à voir le paysage par la construction de **belvédères** ;
- Proposer des **espaces sportifs et de détente** qualitatifs pour les riverains et les touristes ;
- Favoriser l’**usage des modes doux**, via la conservation et la mise en valeur de la piste cyclable existante, la création de cheminements piétons le long des axes routiers, en particulier depuis l’avenue Jean Jaurès jusqu’au pôle aquatique, la conception d’espaces publics sans différence de niveaux et l’aménagement d’espaces extérieurs agréables pour les piétons (protection contre le vent, la pluie, le soleil...) ;
- Promouvoir les **techniques de construction sèches, économiques et rapides** (adaptées au secteur tertiaire) ;
- Rendre plus qualitatifs et attractifs **les accès du parc commercial**.

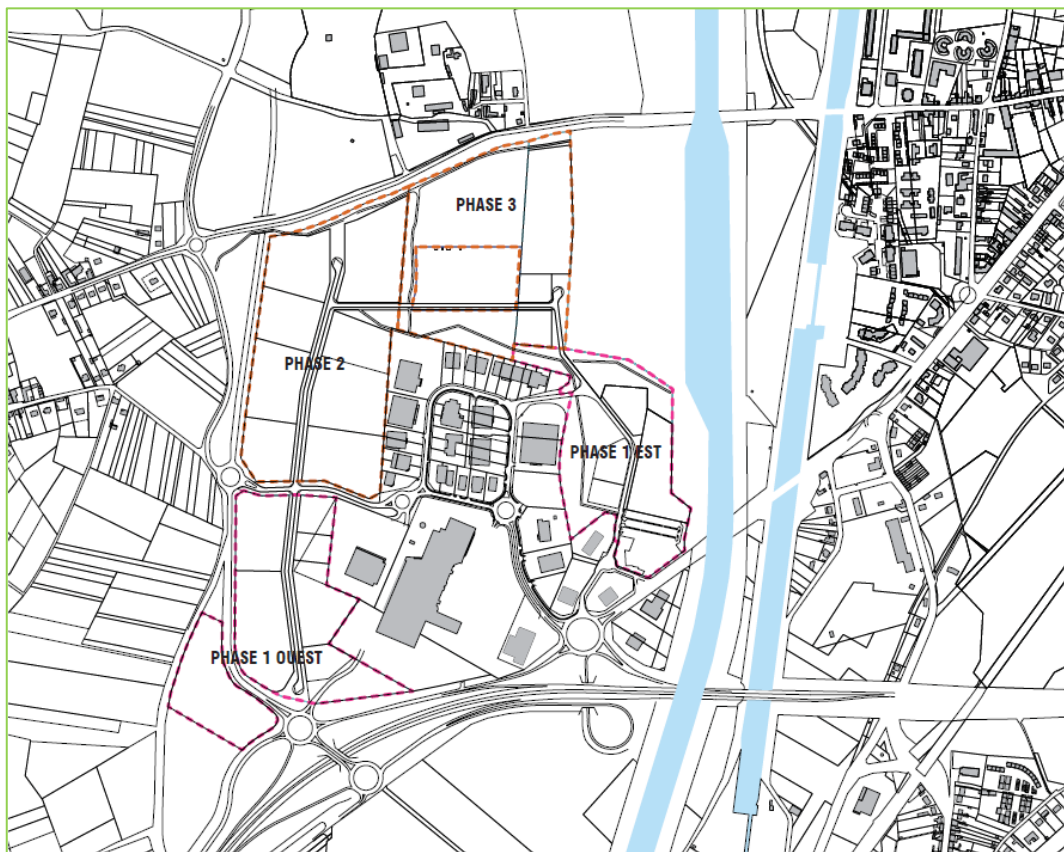


Figure 2. Schéma illustrant le phasage envisagé

1.3 Contexte territorial

Ce projet d’extension de la ZAC du Mont Renaud entre en résonance avec d’autres projets d’aménagement constituant la stratégie de développement du territoire :

- La déviation de la RD 1032 entre Ribécourt et Noyon, effective depuis le printemps 2017, qui renforce l’accessibilité du territoire depuis le sud de l’Oise ;
- Le contournement ouest de Noyon, entre la RD1032 et la RD 934, qui reliera directement d’ici 2020 le parc commercial Mont Renaud à l’autoroute A1 ;
- La création d’équipements sportifs et de loisirs (parc aquatique, bowling, cinéma) sur la ZAC ;
- L’aménagement du « campus économique » Inovia, sur les anciens terrains militaires du régiment de marche du Tchad.

CHAPITRE 2. **CADRAGE ET CONTEXTE REGLEMENTAIRES**

2.1 Cadrage réglementaire

Cette étude s’inscrit dans les études préalables d'aménagement. Elle consiste en une réflexion sur les ambitions énergétiques du projet, un état des lieux des gisements, un premier tri des solutions qui, en fonction du contexte local et des objectifs, peuvent présenter un potentiel intéressant.

Les conclusions de cette étude doivent conduire les concepteurs du projet et la collectivité à orienter certaines caractéristiques de l'aménagement favorisant la production locale d'EnR¹ en lien avec les consommations probables de la ZAC.

Cette étude n’est pas une étude de faisabilité permettant de dimensionner les solutions préconisées.

Selon le Code de l'Urbanisme (L.128-4) :



« Toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L 300-1 et faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération ».

L'article L211-2 créé par Ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 - art. (V) précise :

« Les sources d'énergies renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. »

Le champ de cette étude concerne donc le développement des énergies renouvelables (EnR) sur la zone d'activités commerciales du Mont Renaud.

Le Code de l'urbanisme n'impose pas que l'étude relative au développement des énergies renouvelables fasse partie intégrante du dossier d'étude d'impact. L'étude d'EnR peut en revanche alimenter le volet « climat » de l'étude d'impact.

Ce guide aborde uniquement le volet « développement des énergies renouvelables », la partie « maîtrise de l'énergie » ne relevant pas directement de l'étude définie par l'article L128-4 du Code de l'urbanisme.

La maîtrise de l'énergie reste bien entendu une priorité qui doit également être traitée, comme le prévoient d'ailleurs d'autres dispositions réglementaires. Dans le cadre de l'aménagement, celle-ci passe notamment par :

- les réductions des consommations : maîtrise des besoins, efficacité, réduction des déperditions, inertie thermique (des constructions, des chaussées, des terrains...)

¹ EnR : Energies Renouvelables. On désigne par énergies renouvelables l'ensemble des techniques de production d'énergie dont la mise en œuvre n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale et est renouvelable en permanence à l'échelle humaine.

- la limitation de l'énergie grise comprise dans les aménagements et les constructions (les matériaux et leur mise en œuvre) ;
- les enjeux urbains de localisation optimale, de mixité, de proximité des commerces, services, aménités urbaines, de qualité des itinéraires et des espaces publics, de densité, etc.

2.2 Documents cadres

2.2.1 Enjeux nationaux

La crise énergétique en France est antérieure à la prise de conscience collective sur le réchauffement climatique. La France est tenue au sein de l'Union européenne à l'objectif dit des « 3 x 20 » pour l'horizon 2020 et facteur 4 pour 2050 :

- réduire les émissions de **gaz à effet de serre** de 20 % (par rapport aux niveaux de 1990);
- porter à 20 % la part des **énergies renouvelables** dans la consommation d'énergie de l'UE;
- améliorer l'**efficacité énergétique** de 20%.

La progression des EnR est importante depuis 2005. La production primaire d'énergies renouvelables à l'échelle nationale atteint 23,0 Mtep² en 2015 contre 22,4 Mtep en 2014. Les filières biomasse, hydraulique et biocarburants représentent les ¾ de la production.

La consommation en chaleur issue des EnR reste majoritairement liée au secteur résidentiel. Les secteurs tertiaire et industriel n'ont pas encore intégré ce développement.

2.2.2 Schéma Régional Climat Air Energie

Pour répondre aux enjeux énergétiques et climatiques, la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite loi « Grenelle II », a prévu l'élaboration, par le préfet de région et le président du Conseil régional, d'un Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE) qui, en s'appuyant sur un diagnostic régional, a pour vocation à définir pour les années à venir, des orientations en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de réduction de la pollution, d'amélioration de l'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables, notamment éoliennes.

La région Hauts de France est 6ème en termes de production d'EnR électrique avec la particularité d'une production éolienne très forte.

La région Hauts de France a une production d'EnR moyenne au regard des consommations.

Le SRCAE Picardie a été élaboré depuis 2010 et approuvé en 2012 de manière concertée. Il devrait à terme, fusionner avec le SRCAE Nord-Pas-de-Calais.

² tep : Tonne Equivalent Pétrole. Les quantités d'énergie s'expriment dans des unités différentes : le kWh pour l'électricité, la tonne pour le charbon, le m3 pour le gaz, ... Pour pouvoir les comparer, on utilise une unité commune : la «tep», qui prend le pouvoir calorifique du pétrole comme étalon. 1 tep = 11 628 kWh. 1 Mtep = 1 000 000 tep = 1 000 ktep.

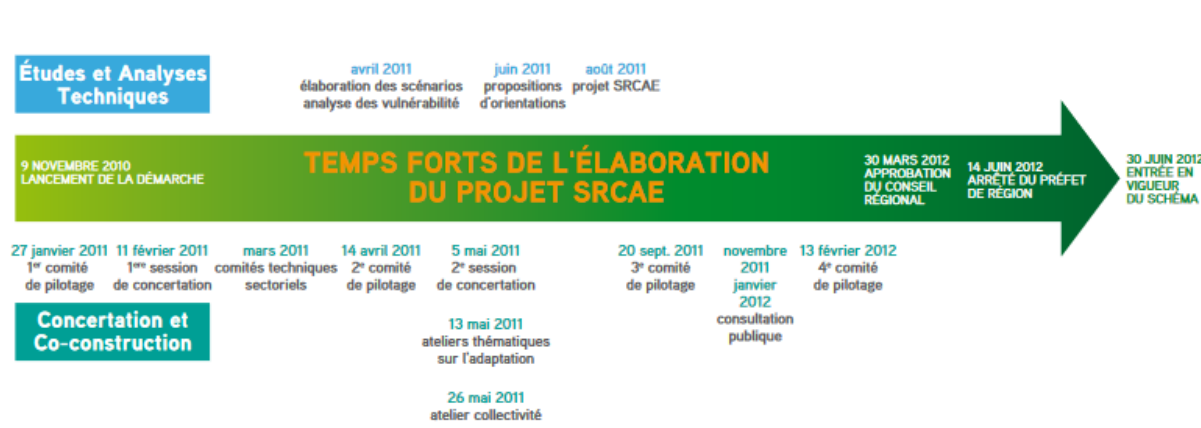



Figure 3. Chronologie de l'élaboration du SRCAE

■ Objectifs du SRCAE

- Viser une réduction de 20% d'ici 2020, des émissions des gaz à effet de serre par rapport à celles constatées en 2007 ;
- Viser une réduction de 75 % d'ici 2050, des émissions des gaz à effet de serre par rapport à celles constatées en 2007 ;
- Les consommations d'énergie résiduelles sont compensées par les énergies renouvelables à hauteur de 23 % en 2020 et 90 % en 2050.

Les orientations et objectifs en faveur des EnR sont les suivantes :



ÉNERGIES RENOUVELABLES

ORIENTATION 5
La Picardie accroît l’autonomie énergétique de ses territoires et de ses habitants

D1 : Faire de la Picardie la première région éolienne de France
D2 : Développer les capacités de production centralisée d’énergies renouvelables
D3 : Favoriser l’accès aux énergies renouvelables pour les usages domestiques et pour les entreprises

ORIENTATION 10
La Picardie développe des filières innovantes de production et de stockage d’énergies locales et renouvelables

D1 : Structurer une filière éolienne industrielle à partir des atouts et savoir-faire picards
D2 : Poursuivre la structuration des filières d’approvisionnement en bois énergie
D3 : Accompagner les filières professionnelles par la formation des acteurs locaux

ORIENTATION 15
La Picardie assure la compatibilité du développement des énergies renouvelables avec la préservation de l’environnement et du patrimoine

D1 : Maîtriser les impacts et le fonctionnement des installations de production d’énergies renouvelables sur l’environnement et prévenir les conflits d’usage

| Type d’énergie renouvelable | Objectifs de production en 2020 (en ktep) | Objectifs de production énergétique en 2050 (en ktep) |
|-----------------------------|---|---|
| Eolien | 400 | 1 200 |
| Biomasse | 350 | 450 |
| Agro-carburant | 188 | 250 |
| Biogaz et déchets | 47 | 140 |
| Géothermie | 27 | 260 |
| Hydroélectricité | 0,5 | 4 |
| Photovoltaïque | 10 | 136 |
| Solaire thermique | 10 | 60 |
| Total | 1 082 | 2 500 |

A l’horizon 2050, la production totale d’énergies renouvelables peut être multipliée par 5 par rapport à la situation actuelle en mobilisant les potentiels et les technologies aujourd’hui connus. A l’horizon 2020, la production de 1 million de tep d’énergies renouvelables représenterait 23 % des consommations d’énergie finale de la région. A l’horizon 2050, pour atteindre la cible facteur 4 grâce aux énergies renouvelables, il faudra qu’elles couvrent l’équivalent de la quasi-totalité de la consommation d’énergie finale (90 %).

Du fait des caractéristiques régionales, trois filières concentrent la majeure partie des potentiels en termes de production d’énergie : **l’éolien, la biomasse et la géothermie**. En 2020 comme en 2050, ces filières contribuent à 75 % de la production totale de la région d’énergie renouvelables.

Trois freins limitent le développement des EnR pour les secteurs tertiaire et industriel :

- L’inadéquation entre les besoins énergétiques et les possibilités de production des filières d’énergies renouvelables (besoins généralement importants pour les industriels),
- La difficulté à disposer avec les énergies renouvelables de flux énergétiques sûrs, réguliers et stables,
- Le montant des investissements à consentir avec des temps de retours sur investissements plus longs que leurs habitudes.

2.2.3 Plan Climat Energie Territorial

Les lois Grenelle 1 et 2 ont généralisé cette démarche et rendu obligatoire l’approbation d’un Plan Climat-Energie Territorial (PCET) pour les collectivités de plus de 50 000 habitants avant le 31 décembre 2012.

Les 3 Communautés de Communes qui composent le Pays de Sources et Vallées se sont engagées en 2010 dans une démarche d’élaboration du Plan Climat Energie du territoire dont la mise en œuvre porte sur la période 2012 à 2014. L’enjeu était de bâtir une stratégie et un programme d’actions qui permettent d’atteindre les objectifs :

- Une réduction d’au moins 20% des émissions de gaz à effet de serre,
- Une amélioration de 20% de l’efficacité énergétique,
- 20% d’énergies renouvelables dans la consommation énergétique.

Les différentes étapes de la démarche de préfiguration ont permis de mobiliser un grand nombre d’acteurs du territoire dans la démarche :

- Réalisation d’un diagnostic sur le territoire + sollicitation des 106 communes et 3 communautés de communes pour réaliser un bilan énergie et gaz à effet de serre de leur fonctionnement (bâtiments des communes, déplacements, achats) - 58 ont participé,
- 3 séminaires de définition d’une stratégie (près de 180 participants en tout, environ 100 par séminaire, dont une soixantaine d’élus et 30 entreprises) ont permis d’écrire le Livre Blanc Climat/Energie qui a servi de feuille de route pour la définition du programme d’actions.

L’orientation n°5 concerne le **développement des énergies renouvelables locales** :

- Développer les **réseaux de chaleur alimentés en biomasse**,
- Développer une filière de **méthanisation**,
- Construire un **bâtiment-pilote** pour les énergies renouvelables,
- Développer le **solaire thermique et l’éolien**.

Les actions suivantes ont été réalisées :

- Réhabilitation de l’ancien quartier militaire de Noyon/Genvry : étude d’une chaufferie biomasse, création d’un bâtiment-pilote pour promouvoir les énergies renouvelables,
- Ressources EnR et diffusion de bonnes pratiques par le recrutement d’un Conseiller en Energie Partagé à disposition des communes.

Ce PCET a fait l’objet d’une évaluation en 2016 et un PCAET (Plan Climat Air Energie Territorial) sera élaboré à l’échelle du Pays Noyonnais en 2018.

2.2.4 SCOT/PLU

Le projet est soumis au respect des textes suivants :

- Le Schéma Directeur d’Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) du bassin Artois Picardie et son programme de mesure pour la période 2016 -2021 ;
- Le SCOT du Pays Noyonnais, approuvé le 29 novembre 2011 ;
- Le PLU de la commune de Noyon, approuvé le 29 juin 2012 et actuellement en cours de révision,
- Le PLU de Passel, approuvé le 7 mars 2016.

Les parcelles du projet sont classées comme suit dans les PLU de Noyon et de Passel :

- En zones UFe, UFc et UFd, réservées respectivement à des activités économiques de petit artisanat ou de dépôts, des activités économiques liées aux commerces et des activités économiques tournées vers l’enseignement et la formation ;
- En zone 1AUf, zone destinée à être urbanisée à moyen terme, à vocation essentielle de commerce;
- En zone 2AU, zone naturelle non équipée, destinée à une urbanisation future ;
- En zone A, zone naturelle protégée au titre des activités agricoles.

La zone du projet est soumise aux servitudes suivantes :

- 4 emplacements réservés sont situés en limite extérieure du projet (ER 7, ER 10, ER 13, ER 14) ;
- 1 emplacement réservé est en partie situé dans le périmètre du projet (ER 6, chemin rural n°181) ;
- 1 ligne d’électricité traverse le sud-ouest du périmètre.

La révision du PLU de Noyon a été prescrite par le Conseil municipal par délibération du 4 décembre 2015. Elle permettra d’adapter les dispositions du PLU aux récentes évolutions législatives et réglementaires. Elle permettra également d’ouvrir l’ensemble du périmètre de projet à l’urbanisation, et de mettre le zonage en compatibilité avec les activités envisagées sur le site.

La révision du PLU de Passel reste à engager, elle permettra d’ouvrir les parcelles du projet situées en zone agricole à l’urbanisation et de mettre le zonage en compatibilité avec les activités envisagées sur le site.

Le projet est soumis au dossier de demande d’autorisation au titre de la loi sur l’eau, ainsi qu’à la réalisation d’une étude d’impact.

2.3 Enjeux énergétiques du projet

Le parc commercial du Mont Renaud regroupe une cinquantaine d’enseignes réparties sur une surface de 24 ha. L’extension sera de 37 ha en 3 phases, un pôle aquatique est également prévu dans le projet d’extension. A l’entrée de la zone commerciale, un cinéma et un bowling ont été ouverts en 2017.



Figure 4. Photographie du Cinéma Le Paradiso en mai 2017, durant les travaux

Le cinéma est équipé d’un chauffage par pompe à chaleur réversible air/air double flux THERECO. Ce système est réversible permettant aussi la climatisation.

Le complexe aquatique fait l’objet d’un marché de maîtrise d’œuvre spécifique dont l’architecte est Totem Architecture. La superficie de bassins sera d’environ 1000 m² et une consommation énergétique estimée entre 1700 et 2300 MWh³/an selon données bibliographiques.

Le projet devrait s’inscrire dans l’ambition énergétique du SRCAE et des objectifs nationaux en fixant des objectifs 2020 et 2050 en matière de production d’EnR.

³ Wh : Un wattheure (Wh) est une quantité d’énergie égale à 3 600 joules. Un Mégawattheure, 1 MWh = 1 000 000 Wh = 1 000 kWh.

Dans le cadre du projet (ou de manière plus ambitieuse à l’échelle de la zone commerciale globale incluant l’existant), l’objectif de la part d’EnR dans la consommation d’énergie primaire⁴ peut varier entre différentes valeurs guides selon le niveau d’ambition :

| Objectif de couverture des consommations en EnR | Valeur guide | Ambition |
|---|---|-----------------|
| 20% | Paquet 2020 des « 3 x 20 » | Insuffisante |
| 23% | SRCAE Picardie à l’horizon 2030 | Moyenne |
| 32% | Loi sur la Transition Energétique pour la Croissance Verte à l’horizon 2030 | Grande |
| 60-70% | Vision énergie-climat de l’ADEME à l’horizon 2050 | Importante |
| 90% | Vision facteur 4 à l’horizon 2050 | Très importante |




Tableau 1. Proposition d’objectifs/ambitions de production d’EnR

Cet objectif s’accompagne avant tout d’une stratégie d’efficacité énergétique efficace. Mieux vaut consommer moins que produire plus... Nous préconisons de fixer un objectif connexe, la part de bâtiments passifs ou ayant une performance thermique qui sera vérifié à la fin du chantier par un contrôle technique et/ou des tests de performance (garantie de résultat).

Comme exemple d’ambition à l’échelle d’un quartier, le projet d’Ecoquartier *Lyon confluence* a fixé des objectifs de résultats aux promoteurs en production d’énergie renouvelable :

- 80% des besoins en chauffage et en ECS⁵,
- 50% des besoins en électricité des parties communes des habitations et 30% des besoins en rafraîchissement pour les bâtiments tertiaires.

Les solutions retenues pour ce quartier sont : ECS solaire, chaufferie collective bois et panneaux photovoltaïques.

■ Hypothèses

La RT2012 est la réglementation thermique en vigueur pour les logements résidentiels depuis le 1er janvier 2013. Elle s’applique également aux bâtiments d’activités économiques, aux hôtels, commerces et groupes scolaires sous réserve des dispositions réglementaires en vigueur (modalités de calcul spécifiques).

Elle impose trois exigences de résultat :

⁴ **Énergie primaire (kWhEP)** : Énergie nécessaire pour fournir l’énergie finale consommée. Les facteurs de conversion de l’énergie finale en énergie primaire dépendent du type d’énergie : pour le gaz naturel ou le fioul, ce facteur de conversion est égal à 1, mais pour l’électricité il est de 2, 58, en raison des pertes de production, de transformation et de distribution de l’électricité.

Énergie primaire = énergie finale + pertes.

⁵ **ECS** : Eau Chaude Sanitaire

- Une consommation d’énergie primaire maximale (Cep max), en kWh/m²/an, calculée pour les usages de chauffage, d’eau chaude sanitaire (ECS), refroidissement, auxiliaire de ventilation et éclairage, en fonction de la typologie du bâtiment : logement collectif, maisons individuelles, bureaux, en fonction de la surface des logements, et en fonction du type d’énergie utilisée, notamment dans le cas du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid, auquel cas le niveau de consommation Cep peut être augmenté de 10 à 30%, selon la performance environnementale du réseau.
- Un niveau de bioclimatisme Bbiomax, pour le chauffage, le refroidissement et l’éclairage : ce niveau sans unité implique la prise en compte de la conception bioclimatique des bâtiments.
- Un niveau de température intérieure conventionnelle (Tic) pour les bâtiments non climatisés, pour limiter les surchauffes en période estivale.

L’exploitation du Cep de la RT2012 présente néanmoins quelques limites pour l’estimation des besoins énergétiques :

- Il n’intègre pas les consommations en électricité spécifique, qui reste un poste important (cuisson, électroménager, informatique, etc.).
- Elle reste une référence théorique. Autrement dit, pour un même bâtiment, le comportement des usagers pour influencer très significativement à la hausse ou à la baisse les consommations effectives.
- Il ne tient pas compte de la qualité d’exécution de l’isolation du bâtiment.

Le retour d’expérience des appels à projet PREBAT 2007-2012 concernant 1670 opérations BBC dont 58% en neuf indique :

- La consommation moyenne pour les maisons individuelles et les bâtiments de logements collectifs est identique, soit 49,5 kWh/m² SHON.
- Dans le résidentiel, les consommations conventionnelles de chauffage représentent encore jusqu’à plus de 40% des usages réglementés. Leur part est légèrement plus faible dans le logement collectif que pour les maisons individuelles. L’eau chaude sanitaire vient en deuxième position, voire en première position pour les bâtiments de logements collectifs.
- Dans le tertiaire, les consommations conventionnelles de chauffage représentent une part variant entre 22% et 35%, suivant le type de bâtiment, la part la plus élevée revenant aux bâtiments d’hébergement. Pour les bâtiments de bureaux, l’éclairage constitue la part la plus importante des consommations avec plus de 35%. Les consommations conventionnelles d’eau chaude sanitaire sont, pour la très grande majorité des bâtiments de bureaux, nulles mais représentent 35% pour les 19 bâtiments d’hébergement. Enfin, la part des auxiliaires est importante (de 20% à 25%); elle est proche de celle de l’éclairage, voire équivalente pour les bâtiments d’enseignement et d’hébergement.

Le label allemand « Passivhaus » qui préfigure les exigences techniques d’isolation des futurs bâtiments à énergie positive BEPOS impose une limite en besoin de chauffage de 15kWh/m²/an.

Sur la base de retours d’expériences et des données précédentes nous retenons les ratios de consommations suivants :

| | Chauffage | ECS | Electricité |
|---------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| Logement/hôtel RT2012 | 30 kWhEP/m ² /an | 30 kWhEP/m ² /an | 30 kWhEF/m ² /an |
| Tertiaire/Commerce RT2012 | 18 kWhEP/m ² /an | 5 kWhEP/m ² /an | 100 kWhEF/m ² /an |

Tableau 2. Ratios de consommation

Remarque : ces valeurs privilégient une approche prudente – c’est à dire plutôt majorante sur la base de la bibliographie actuelle. Le comportement des usagers n’est pas pris en compte (voir hypothèses de travail ci-dessus).

■ Les postes de consommation les plus stratégiques du projet d’extension

Les valeurs ci-dessous donnent des ordres de grandeurs en première approche des besoins énergétiques selon la typologie d’activité :

| | Restauration - Hôtels | Commerces - cinéma | Piscine |
|---|-----------------------|--------------------|---------|
| Surface bâtie totale en m ² | 3000 | 65 400 | - |
| Emprise foncière en ha | 5,8 | 16,9 | |
| Besoin chaleur chauffage + ECS kWh/m ² | 60 | 23 | |
| Besoin chaleur en MWh/an | 180 | 1 504 | 2300 |
| Proportion selon activité | 5% | 38% | 58% |

Tableau 3. Besoins estimés en chaleur du projet d’extension

| | Restauration - Hôtels | Commerces - cinéma |
|---------------------------------------|-----------------------|--------------------|
| Besoin électricité kWh/m ² | 30 | 100 |
| Besoin électricité MWh/an | 90 | 6 540 |
| Proportion selon activité | 1% | 99% |

Tableau 4. Besoins estimés en électricité du projet d’extension

CHAPITRE 3. ETUDE DES POTENTIALITES

En matière d'approvisionnement énergétique, le panel de solutions est large et chaque solution dispose de ses atouts et de ses limites. Le diagnostic territorial vise à balayer l'ensemble des filières énergétiques potentiellement mobilisables à l'échelle de l'opération d'aménagement en tenant compte de son environnement propre.

Le tableau inséré en page suivante présente, pour chaque source d'énergie renouvelable ou de récupération, les principaux systèmes permettant de mobiliser cette ressource (liste non exhaustive), l'usage après conversion (chaleur, électricité, froid) ainsi que l'échelle la plus courante pour la mise en place des systèmes considérés.

La lecture de ce tableau est facilitée par un code couleur permettant de visualiser rapidement la probabilité d'existence de marges de manœuvre quant à l'utilisation de chaque ressource à l'échelle de l'opération d'aménagement et en tenant compte de sa situation géographique générale :

- Vert : utilisation adaptée au regard de l'échelle du projet ou de sa situation géographique générale ;
- Rouge : utilisation inadaptée au regard de l'échelle du projet ou de sa situation géographique générale.

Il permet de faire un premier tri des différentes filières énergétiques en excluant celles qui ne sont pas adaptées à l'échelle de l'opération d'aménagement ou à sa situation géographique générale.

À ce titre, au regard de cette analyse préalable, il apparaît que :

- Pour des raisons d'échelle ou de localisation géographique du projet, certaines filières ne sont pas adaptées à l'opération d'aménagement. À titre d'exemple, c'est le cas de :
 - L'énergie hydraulique (absence de cours d'eau à proximité et échelle inadaptée) ;
 - L'énergie marine mécanique (solution géographiquement inadaptée) ;
 - Le grand éolien (solution inadaptée à l'échelle de l'opération).
- A l'inverse, certains gisements sont particulièrement adaptés à l'échelle du projet d'aménagement. L'analyse qui est menée dans la partie suivante porte sur ces filières en vue de déterminer leur potentiel de mobilisation en tenant compte de l'environnement du projet.

| Energie | Utilisation | Système d'exploitation | Echelle de mise en œuvre ou critère(s) d'exclusion |
|---|-----------------------|--|--|
| Eolien | Électricité | Petit éolien | Bâtiment / Quartier |
| | | Grand éolien | > Ville |
| Solaire thermique | Chaleur | Panneaux solaires thermiques (indépendants) | Bâtiment |
| | | Ensemble de panneaux solaires thermiques (rassemblés en un site ou diffus sur plusieurs bâtiments), avec réseau de chaleur | Quartier / Ville |
| Solaire photovoltaïque | Électricité | Panneaux solaires photovoltaïques (indépendants) | Bâtiment |
| | | Ferme solaire photovoltaïque | Quartier / Ville |
| Géothermie et procédés dérivés | Chaleur / Froid | Géothermie superficielle avec pompe à chaleur | Bâtiment |
| | | Géothermie sur sondes (éventuellement avec réseau de chaleur basse température) | Bâtiment / Quartier |
| | | Géothermie profonde (avec réseau de chaleur / froid) | Ville |
| Aérothermie | Chaleur / Froid | Pompe à chaleur | Bâtiment |
| Hydrothermie | Chaleur / Froid | Réseau de chaleur / froid et pompe à chaleur | Quartier / Ville |
| Marine | Électricité | Hydroliennes, usine marémotrice, usine houlomotrice... | > Ville |
| Hydraulique | Électricité | Petit hydraulique | Quartier / Ville |
| | | Grand hydraulique | > Ville |
| Biomasse | Chaleur / Électricité | Chaudière biomasse individuelle ou d'immeuble (avec ou sans cogénération) | Bâtiment |
| | | Chaudière biomasse collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur | Quartier / Ville |
| Biogaz, gaz de décharge, gaz de récupération de l'industrie | Chaleur / Électricité | Injection dans le réseau de distribution de gaz | > Ville |
| | | Combustion sur lieu de production | Bâtiment |
| | | Chaudière gaz collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur | Quartier / Ville |
| Chaleur fatale de l'incinération des déchets | Chaleur / Électricité | Turbine électrique et/ou chaleur distribuée par un réseau | Quartier / Ville |
| Chaleur fatale des industries/bâtiments | Chaleur / Électricité | Turbine électrique et/ou chaleur distribuée par un réseau | Quartier / Ville |
| Chaleur des eaux usées | Chaleur | Système de récupération (échangeur) et pompe à chaleur | Bâtiment |
| | | Système de récupération (échangeur), réseau de chaleur basse température et PAC | Quartier |
| Chaleur des bâtiments | Chaleur | Réseau de chaleur basse température et PAC | Quartier / Ville |

Tableau 5. Energies renouvelables et de récupération à étudier - Source : *Etudes sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements, DREAL et DGEC*

3.1 Energie éolienne

3.1.1 Principes d’exploitation de l’énergie éolienne

L’exploitation de l’énergie éolienne repose sur la transformation de l’énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette énergie est ensuite transformée dans la plupart des cas en électricité.

3.1.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

L’exploitation de l’énergie éolienne dépend principalement des caractéristiques du vent (vitesse, fréquence et régularité). Selon les cartes des vents insérées au Schéma Régional Éolien de la Picardie (document annexé au SRCAE⁶ de la Picardie), le secteur d’implantation du projet n’est pas situé dans une zone propice au développement de l’éolien. **Des recommandations avaient été émises à la collectivité en 2008 pour la création d’une zone de développement de l’éolien (ZDE).**

Au-delà du gisement éolien, compte tenu des caractéristiques des aérogénérateurs et de leur mode de fonctionnement, d’autres facteurs peuvent conditionner le développement de cette filière.

Dans notre cas, on distinguera 2 principales catégories d’éoliennes :

- Les **petites éoliennes** à axe horizontal ou à axe vertical qui trouvent des applications variées (production d’électricité pour autoconsommation ou pour injection en réseau, application mécanique). Leurs gabarits et leurs caractéristiques sont variables en fonction du type de technologie développée. Si elles ne sont pas exclues à ce stade de réflexion, leur développement reste dépendant d’une évaluation :
 - Plus précise du gisement éolien en tenant compte, notamment des différents éléments susceptibles de gêner leur bon fonctionnement en générant des obstacles à l’écoulement des vents ou des turbulences (relief, végétation, bâti). Ce point est particulièrement important dans la mesure où le rendement de ces machines est relativement faible et où leur positionnement doit être optimisé pour atteindre un bon seuil de rentabilité ;
 - Des impacts potentiels sur le paysage, la faune et les nuisances qu’elles peuvent également générer. En effet, même si le gabarit de ces aérogénérateurs reste modeste, ils peuvent malgré tout entraîner des nuisances importantes, notamment pour le voisinage.
- Les **éoliennes de grande puissance** qui sont développées dans les parcs éoliens terrestres - Leurs gabarits et leurs caractéristiques ne sont pas adaptés au contexte et à l’échelle du projet.

⁶ SRCAE : Schéma Régional Climat Air Energie

■ Le petit éolien

• Moyens disponibles

Le petit éolien, ou éolien individuel ou encore éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances, de 100 watts⁷ à 35 kilowatts, montées sur des mâts inférieurs à 12 mètres, raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé.

Le petit éolien est utilisé pour produire de l’électricité et alimenter des appareils électriques (pompes, éclairage, ...) de manière économique et durable, principalement en milieu rural.

La production dépend directement du vent et de la taille de l’éolienne.

On peut estimer qu’une éolienne de 5 m de diamètre, d’une puissance de 2 kW, située dans des conditions de vent optimales pourra fournir l’équivalent des besoins en électricité d’une famille de 4 personnes.

En dessous de 12 mètres de haut, l’implantation d’une éolienne n’est soumise à aucune procédure au titre de l’urbanisme (Article R421-2 du code de l’urbanisme) sauf en site protégé.

Il existe deux modèles d’éoliennes : celles à axe vertical (type Darrieus ou Savonius) et celles à axe horizontal. Les éoliennes à axe vertical sont théoriquement mieux adaptées au milieu urbain car elles sont plus efficaces aux milieux peu ventés et peuvent fonctionner avec des vents provenant de toutes directions grâce à leur design.



Figure 5. Photos éoliennes à axe vertical⁸

Cependant, les éoliennes à axe horizontal sont beaucoup plus commercialisées que celles à axe vertical.

⁷ Watt (W) : Le watt est l’unité légale de puissance. Il correspond à la quantité d’énergie consommée ou produite par unité de temps (joule/seconde). 1 MW = 1 000 kW = 1 000 000 W.

⁸ De marque Pramac Starck (gauche), Savonius hélicoïdal (centre) et de type Darrieus (droite).



Figure 6. Photos éoliennes à axe horizontal⁹

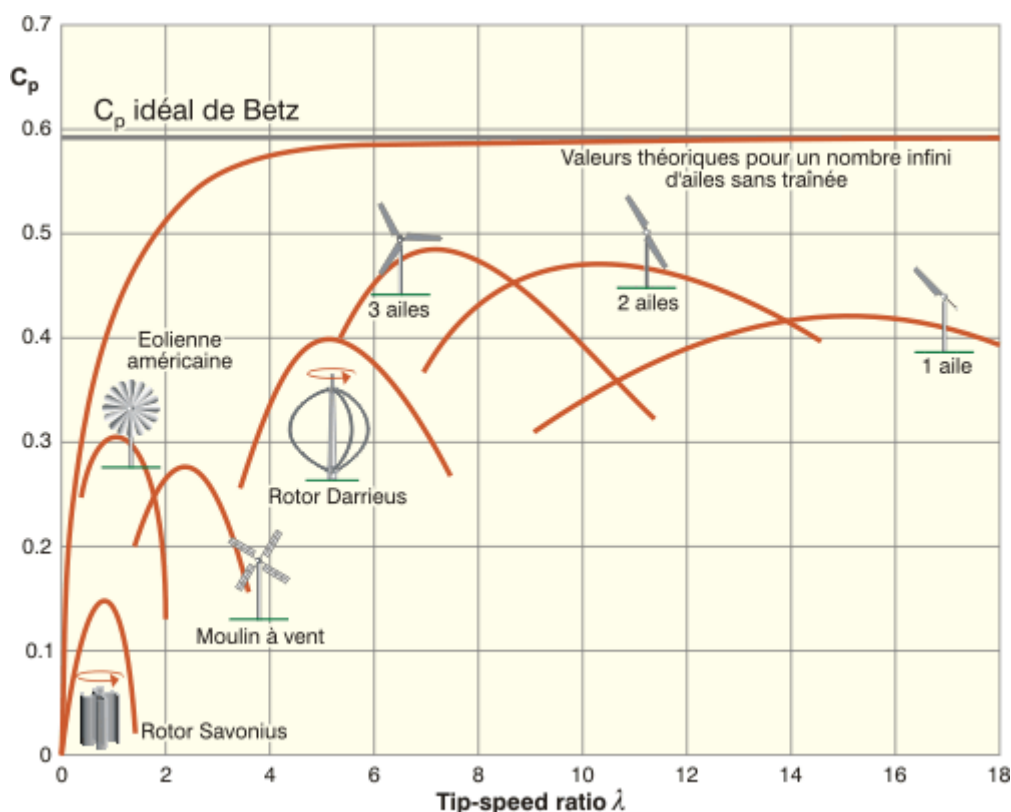


Figure 7. Rendement théorique aérodynamique C_p ¹⁰ en fonction du modèle et de λ ¹¹ - Source : energieplus-lesite.be

• **Contraintes**

D’après l’article R421-2 du Code de l’urbanisme, les installations de moins de 12 mètres sont dispensées de toute formalité, sauf lorsqu’elles sont implantées dans un secteur sauvegardé ou dans un site classé. Dans ce cas, une déclaration préalable est obligatoire.

⁹ De type classique (à gauche), de type Darrieus (au centre) et de type double hélice (à droite).

¹⁰ C_p : Rendement théorique aérodynamique

¹¹ λ : rapport vitesse bout de pale/vitesse du vent

➤ Bruit

En matière de bruit, aucune loi n’est définie pour les éoliennes inférieures à 12 mètres, c’est donc l’article R-1334-31 du Code de la santé publique qui s’applique : « Aucun bruit particulier ne doit, par sa durée, sa répétition ou son intensité, porter atteinte à la tranquillité du voisinage ou à la santé de l’homme, dans un lieu public ou privé ».

➤ Implantation paysagère

Pour les éoliennes de moins de 12m : en matière d’implantation, il existe des règles de distance fixées par les documents d’urbanisme. Si toutefois aucun de ces documents n’existe, une règle générale s’applique, citée dans l’article R-111-18 du Code de l’Urbanisme : *distance minimum = Hauteur totale de l’éolienne/2*. Quel que soit le résultat, cette distance entre l’implantation de l’éolienne et la propriété privée (autre que celle de l’exploitant) doit être au minimum de 300 mètres.

• **Aspects économiques**

Une petite éolienne (inférieure à 16m de diamètre pour une machine à axe horizontale) peut produire entre 500 et 9000 kWh/an. Le modèle est choisi en fonction de régime de vent sur la zone. Les coûts d’investissement varient de 8k€ à 70k€ pour un modèle de 20kW.

Pour le petit éolien, la productivité pourra être de 6 à 15 kWh/an pour une machine de 10 kW.

■ **Le grand éolien**

• **Moyens disponibles**

Les gammes de puissance vont de 350 kW à 6 MW pour des hauteurs totales de machines de 50 à 200 mètres. Ce type de machines représente en puissance installée la quasi-totalité du marché éolien.

Un site urbanisé est interdit pour le grand éolien (distance réglementaire de 500m des habitations, en pratique souvent plus). Le développement du grand éolien s’est fait historiquement le long d’éléments structurants d’origine anthropique (canaux, axes routiers) ou sur terrains artificialisés (friches industrielles, zone d’activité).

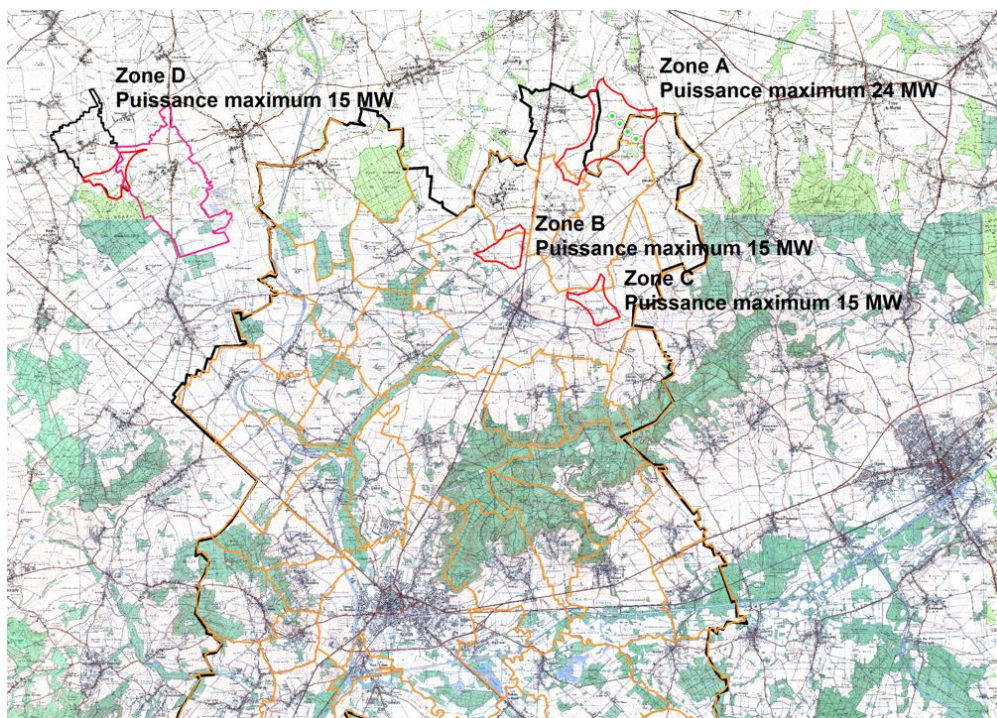


Figure 8. Quatre zones retenues pour la ZDE de la communauté de commune en 2008

• Contraintes

Lorsqu’il s’agit d’une installation dont le mât dépasse 12 mètres, un permis de construire ainsi qu’une autorisation ICPE seront requis.

➤ Bruit

Concernant les installations d’une hauteur supérieure à 12m, c’est l’arrêté du 26 aout 2011 qui fixe les règles à suivre. Ce sont les mêmes que pour les autres installations. Seul le niveau de bruit existant est modifié : 35 dB(A). Cependant, cette disposition n’est pas applicable dans le cas où le bruit serait supérieur à 60 dB(A) de 22h à 7h (nuit) et à 70 dB(A) de 7h à 22h (jour) dans une zone de rayon R définie comme telle : $R = 1,2 * (\text{hauteur du moyeu} + \text{longueur d'un demi-rotor})$

➤ Implantation paysagère

Pour les éoliennes de plus de 12m : L’arrêté du 26 aout 2011 régleme les distances d’implantation de l’éolienne à 500 mètres de toute construction ou bâtiment à usage d’habitation. De même, la distance minimale entre une éolienne et une installation nucléaire ou une Installation ICPE¹² doit être de 300 mètres. Concernant les radars, la distance d’éloignement minimale sera comprise entre 10 et 30 kilomètres, selon le type de radar.

Le règlement du PLU ou à défaut, l’article L-111-1-4 et R-111-17 du Code de l’urbanisme fixe également les distances à respecter par rapport aux voiries et autres infrastructures routières. D’après cet article,

¹² ICPE : Installations Classées pour la Protection de l’Environnement.

une bande de distance avec l’éolienne de 100 mètres pour les autoroutes, voies express et déviation ainsi qu’une bande de 75 mètres, pour les voies classées à grande circulation doit rester inconstruite.

Dans tous les cas, même si chacun des critères relatifs à l’intégration paysagère et quelle que soit la hauteur de l’éolienne choisie, l’article R-111-21 du Code de l’Urbanisme énonce que, sur des critères subjectifs mais dans la mesure où le projet éolien irait à l’encontre de l’intérêt des sites et paysages voisins, celui-ci pourrait être refusé ou contraint à des modifications.

- **Aspects économiques**

Pour le grand éolien, le retour d’expérience montre une productivité d’environ 5 000 MWh/an pour une machine de 2,5 MW dans un secteur à bon potentiel éolien. Les coûts d’investissement varient selon beaucoup de paramètres propres à chaque projet (distance de raccordement, travaux de voirie, ...) mais sont de cet ordre de grandeur : 1,5 M€/MW installé.

3.1.3 Potentiel de développement de l’énergie éolienne à l’échelle du projet

■ Le petit éolien

L’installation de quelques éoliennes de faible hauteur peuvent être envisagée pour la ZAC du Mont Renaud comme démonstrateur de solutions innovantes. La production d’électricité par petite éolienne ne présente pas un intérêt fort au regard du retour sur investissement long et de la faible puissance.

■ Le grand éolien

Au niveau de la ZAC les contraintes paysagères, écologiques, et la présence de bourgs avaient éloigné les ZDE potentielles vers le nord du territoire.

Le grand éolien dont la productivité est intéressante fait partie des solutions envisagées par le SRCAE pour développer massivement les EnR électriques, cependant le secteur n’a pas été identifié comme une zone propice au développement éolien. Le développement de cette filière était néanmoins prévu dans le cadre du PCET. L’échelle de développement éolien est donc beaucoup plus large que la ZAC.

Le développement éolien peut être porté par la collectivité ou financé. La collectivité peut directement investir dans une SA ou une SEM qui porterait un projet éolien.

3.2 Energie solaire

3.2.1 Principes d’exploitation de l’énergie solaire

Il existe deux façons d’exploiter l’énergie en provenance du Soleil :

- L’une **passive** grâce aux principes de l’architecture climatique ;
- L’autre **active** grâce à des procédés permettant de la capter, de la transformer voire de la stocker. L’exploitation de l’énergie solaire repose sur la transformation de l’énergie du rayonnement solaire en électricité ou en chaleur, selon les technologies :
 - L’énergie solaire **photovoltaïque** produit de l’électricité via des modules photovoltaïques, électricité qui peut être ensuite injectée sur les réseaux électriques ;
 - L’énergie solaire **thermique** produit de la chaleur qui peut être utilisée pour le chauffage ou la production d'eau chaude. La conversion du rayonnement solaire en chaleur se fait grâce au capteur solaire thermique.

3.2.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

Les données d’enseillement du site sont les suivantes :

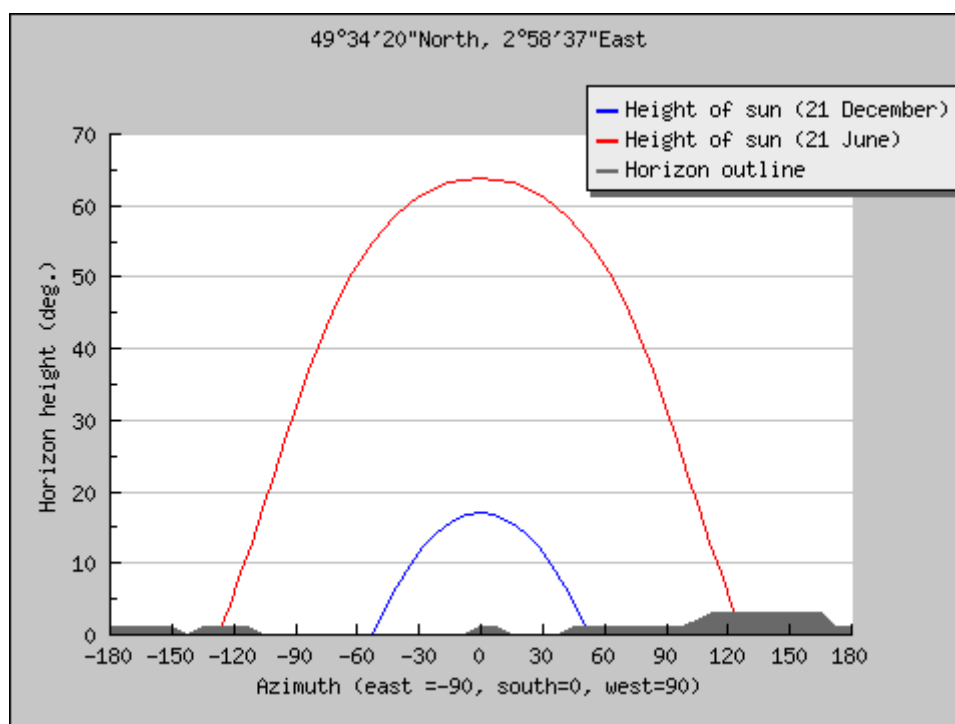


Figure 9. Course du soleil sur la zone

En ordre de grandeur, les valeurs moyennes mensuelles de rayonnement pour le site sont regroupées dans le tableau ci-dessous¹³ :

| Mois | Horizontal (Wh/m ² /j) | Optimum 37 ° (Wh/m ² /j) | Vertical (Wh/m ² /j) | Inclinaison optimale (°) |
|---|-----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| Janvier | 801 | 1270 | 1290 | 64 |
| Février | 1480 | 2130 | 1960 | 57 |
| Mars | 2940 | 3770 | 3020 | 47 |
| Avril | 4510 | 5140 | 3390 | 34 |
| Mai | 5060 | 5120 | 2830 | 20 |
| Juin | 5560 | 5370 | 2730 | 13 |
| Juillet | 5550 | 5490 | 2890 | 16 |
| Août | 4610 | 4990 | 3050 | 28 |
| Septembre | 3540 | 4410 | 3330 | 43 |
| Octobre | 2020 | 2840 | 2520 | 54 |
| Novembre | 993 | 1530 | 1500 | 62 |
| Décembre | 678 | 1150 | 1210 | 67 |
| Moyenne annuelle en Wh/m²/j | 3 150 | 3 610 | 2 480 | 36 |
| Total annuel en kWh/m²/an | 1 148 | 1 314 | 904 | 36 |

Tableau 6. Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire

En phase d’étude de potentiel, ce constat est suffisant. Une analyse plus fine du masque solaire pourrait être entreprise ultérieurement avec une modélisation précise des bâtiments et des obstacles.

■ Prédiposition du projet vis-à-vis de l’énergie solaire

Construire des bâtiments peu consommateurs d’énergie passe aussi par l’optimisation des apports solaires passifs pour limiter les besoins en chauffage.

Cette démarche peut être décrite en plusieurs étapes :

- Prévoir dans la mesure du possible les façades principales au Sud.
- Assurer un recul suffisant entre les bâtiments pour permettre un accès au soleil au Sud dans les conditions les plus défavorables (solstice d’hiver).

L’orientation au Sud permet de capter le maximum de rayonnement direct en hiver et mi-saison lorsque le soleil est bas sur l’horizon et qu’il y a des besoins en chauffage. Cette orientation permet également de limiter le rayonnement incident en mi-saison chaude et en été lorsque le soleil est haut dans le ciel et que sa course favorise le rayonnement à l’Est et à l’Ouest.

¹³ Source PVGIS European Communities – CMSAF

■ Solaire photovoltaïque

• Moyens disponibles

Le principe de l’énergie solaire photovoltaïque consiste à transformer en électricité la plus grande partie possible du flux de photons en provenance du Soleil. Le matériau le plus employé pour fabriquer les cellules photovoltaïques reste toujours le silicium, dont on distingue trois familles :




| | <i>Silicium monocristallin</i> | <i>Silicium polycristallin</i> | <i>Silicium amorphe</i> |
|---|---|--|---|
| <i>Représentation</i> |  |  |  |
| <i>Description</i> | <i>Cristal unique encapsulé dans une enveloppe en plastique</i> | <i>Plusieurs cristaux assemblés</i> | <i>Couche mince de silicium sur un substrat de verre</i> |
| <i>Rendement moyen</i> | 13 à 19 % | 13(±2) % | 7(±2) % |
| <i>Coefficient de température</i> | -(0,4±0,05) %/°C | -(0,5±0,05) %/°C | -(0,27±0,05) %/°C |
| <i>Durée de vie estimée</i> | 30 ans | 30 ans | 20 à 25 ans |
| <i>Puissance minimale garantie après 20 ans d'utilisation</i> | 80% | 80% | 80% |

Tableau 7. Familles des cellules photovoltaïques

Certaines technologies en couche mince comme le CIS (Cuivre Indium Sélénium) et plus encore le CdTe (Tellure de Cadmium) trouvent également des débouchés commerciaux. Leurs niveaux de performance et de coût sont intéressants, mais l’approvisionnement de ces procédés technologiques et leur recyclage sont parfois problématiques. Quant aux constituants de nouvelles générations (plastiques, ...), ils restent encore au stade de développement faute de rendements très satisfaisants.

La puissance de production d’un panneau photovoltaïque s’exprime en Watt-crête, noté Wc, dans les conditions standards (irradiance de 1000 W/m², température des panneaux de 25°C et répartition spectrale du rayonnement correspondant au rayonnement solaire). Cette unité permet la comparaison du rendement des matériaux photovoltaïques, dans les mêmes conditions, mais aussi la qualification de la taille d’une installation, indépendamment de ses conditions d’ensoleillement, et la comparaison des gisements solaires.

Ainsi, une installation d’1 kWc est réalisée par environ 10 m² de modules solaires avec une technologie courante, et une installation d’1 kWc permet de produire une énergie annuelle moyenne de 850 kWh/an à Lille et de 1 250 kWh/an à Nice.

| | Inclinaison=35°, orientation=0° | Inclinaison=0°, orientation=0° |
|---|--|--|
| Mois | Production d'électricité mensuelle moyenne (kWh/kWc) | Production d'électricité mensuelle moyenne (kWh/kWc) |
| Janvier | 32 | 17.1 |
| Février | 45,8 | 30.3 |
| Mars | 86,6 | 67.7 |
| Avril | 114 | 102 |
| Mai | 118 | 118 |
| Juin | 117 | 122 |
| Juillet | 118 | 121 |
| Août | 105 | 99.2 |
| Septembre | 92,6 | 75.7 |
| Octobre | 65,2 | 45.4 |
| Novembre | 34,7 | 20.3 |
| Décembre | 29 | 13.8 |
| Moyenne annuelle (kWh/kWc) | 79,8 | 69,3 |
| Total pour l'année (kWh/kWc.an) | 957,6 | 831,6 |
| Total du potentiel en kWh/m².an | 95,76 | 83,16 |

Tableau 8. Production d’électricité¹⁴

Les estimations de production photovoltaïque du site sont de **83,16 kWh/m².an** (à plat, orienté plein sud) à **95,76 kWh/m².an** (à 35° inclinaison optimale, orienté plein sud).

Les supports possibles de panneaux photovoltaïques sont nombreux :

- **les toitures, ardoises, ou tuiles conçues industriellement** : l’équipement comporte des cellules photovoltaïques, un câblage électrique, un support assurant la résistance mécanique, un composant assurant l’étanchéité et un système d’accroche,
- **le brise soleil** : le dispositif doit être rapporté extérieurement sur une façade, en avant de baies des vitrés de façon à les protéger de la lumière directe du soleil. Ce dispositif est doublement intéressant : elles atteignent l’inclinaison idéale de 30° et limitent les apports solaires directs en été sur les fenêtres.
- **la verrière sans protection arrière** : des modules semi-transparents permettant de laisser passer la lumière peuvent faire office de verrière, et se substituer aux parois vitrées,
- l’allège, le garde-corps, le bardage ou encore le mur rideau, bien que ces poses restent actuellement assez rares sur le marché puisque les orientations par rapport au soleil ne sont pas optimales.

¹⁴ Source Climate-SAF-PVGIS



Figure 10. Photos de support de panneaux photovoltaïques¹⁵

• **Contraintes**

La pose de capteurs solaires photovoltaïques n’impose pas de contraintes techniques et foncières majeures pour l’urbanisation de la zone, mais davantage pour la conception des bâtiments.

| Nature de la contrainte | | Exigence | Conclusion pour le site | |
|-------------------------|----------------------|---|-------------------------|---|
| PHOTOVOLTAÏQUE | Structures porteuses | Existence de structures porteuses pour les panneaux (pans de toiture, murs, sol) notamment en direction du sud | + | Favorable, vigilance lors du de la conception des bâtiments. De préférence structure en inclinaison d’environ 35° mais certaines technologiques produisent bien même en position horizontale. La position verticale est en revanche déconseillée. |
| | Spatial | Espace disponible pour les panneaux, onduleurs | + | Favorable, à prévoir lors de la conception des bâtiments |
| | Raccordement | Connexion au réseau électrique et capacité d’accueil | + | Favorable ¹⁶ |

Tableau 9. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques

On se référera au lien suivant pour disposer de l’ensemble de la réglementation à jour au sujet du photovoltaïque en France : <http://www.photovoltaique.info/Textes-reglementaires.html>. Le respect des règles d’implantation sont nécessaires pour obtenir les tarifs de rachat de l’électricité adéquats.

• **Aspects économiques**

Aujourd’hui, l’Etat a fixé des tarifs d’achat de l’électricité photovoltaïque, financés à travers la Contribution au service public de l’électricité (CSPE). Ce dispositif permet au producteur de rentabiliser son installation et donc d’encourager le développement de la production d’électricité photovoltaïque. Ces

¹⁵ Toitures considérées comme intégrées au bâtiment (gauche), brise soleil considéré comme intégré au bâtiment (centre) et verrières éligibles (droite).

¹⁶ Sous réserve de l’avis officiel d’ERDF

Les tarifs de rachat de l’électricité photovoltaïque au 31 mars 2018¹⁷ sont les suivants :

- Pour une installation ≤ à 3kWc¹⁸ : 18,22cts€/ kWh + prime si IAB¹⁹
- Pour une installation entre 3 et 9 kWc : 15,49 cts€/ kWh + prime si IAB
- Pour une installation entre 9 et 36 kWc : 12,07 cts€/ kWh
- Pour une installation entre 36 et 100 kWc : 11,12 cts€/ kWh

Le temps de retour brut en 2016 est de :

- 14 ans pour une installation de 6kWc intégrée au bâti pour une inclinaison de 30° ,
- 30 ans pour une installation de 100kWc montée sur une structure métallique sur toiture plate,
- 12 ans pour une installation de 100kWc en membrane souple d’étanchéité sur toiture plate **(solution généralement retenue sur les bâtiments des Grandes et Moyennes Surfaces à toiture quasiment plate).**

L’autoconsommation de la production d’énergies photovoltaïques est désormais possible et encouragée par l’Etat²⁰, notamment par l’adoption de la Loi pour la Transition Energétique pour la Croissance Verte.

Une installation solaire photovoltaïque implique un investissement important de départ mais des coûts marginaux en maintenance et en entretien. Cet investissement dépend de nombreux paramètres (technologie, taille du projet...). Le coût des panneaux hors pose et raccordement ont considérablement baissé depuis ces dernières années.

En investissement pose incluse, les coûts pour le silicium polycristallin intégré au bâti se montent en moyenne en 2011 à :

| Puissance | Intégration Simplifiée au Bâti (ISB) | Intégration Au Bâti (IAB) |
|--------------|--------------------------------------|---------------------------|
| <3 kWc | 2,9 à 3,6 € HT/Wc | 3 à 3,8 €HT/Wc |
| 3 à 36 kWc | 2,7 à 3,3 € HT/Wc | 2,8 à 3,4 €HT/Wc |
| 36 à 100 kWc | 2,3 à 3 € HT/Wc | 2,4 à 3 €HT/Wc |

Tableau 10. Coûts d’installation pour le silicium polycristallin intégré au bâti

En matière de raccordement, les situations sont variables en fonction de la configuration du terrain.

| Tension de livraison | Configuration simple | Configuration complexe |
|---|--|------------------------|
| <36KVA (Basse Tension) | 1000€ environ | Jusqu’à 1 500€ |
| 36KVA< Puissance <250KVA (Basse tension) et Puissance >250KVA (Haute tension) | Il est difficile d’évaluer le coût de raccordement car il est possible, en fonction des cas de figures, que des renforcements de réseau soit à prévoir. Par conséquent, les travaux peuvent être plus importants, engendrant un prix parfois déterminant pour la réalisation du projet | |

Tableau 11. Coûts de raccordement

¹⁷ <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/tarif-rachat-electricite-photovoltaique/>

¹⁸ Wc : Watt-crête

¹⁹ IAB : Intégration Au Bâti

²⁰ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/systemes-dautoconsommation>

Enfin, les coûts d’exploitation sont quant à eux très faibles et regroupent :

- **Les frais d’assurance** : négociation à avoir avec l’assureur du bâtiment pour déterminer s’il peut couvrir la centrale et à quel coût.
- **L’accès au réseau** : ce coût à payer à ERDF est minime, de l’ordre de 50€ HT/an pour des projets inférieurs à 36 kWc et d’environ 550€ HT/an pour des projets compris entre 36 et 250 kWc.
- **La maintenance** : il n’existe aujourd’hui pas de recommandations générales en maintenance préventive, si ce n’est pour le nettoyage des modules et une visite annuelle de l’installation. Les équipements sont garantis sur des longues durées et il est recommandé de souscrire les extensions proposées à 20 ans, notamment pour les onduleurs. Le suivi de l’installation peut être fait à distance et dans le cas où l’installateur ait proposé une garantie de résultat solaire, c’est lui qui devra s’assurer du bon fonctionnement de l’installation. Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables : aucune pièce mécanique n’est en mouvement, les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques (notamment à la grêle).
- La durée de vie d’un capteur photovoltaïque de l’ordre de 25 ans, et on estime actuellement la garantie de production à 80% après 20 ans pour la plupart des panneaux solaires de bonne qualité.

■ Solaire thermique

• Moyens disponibles

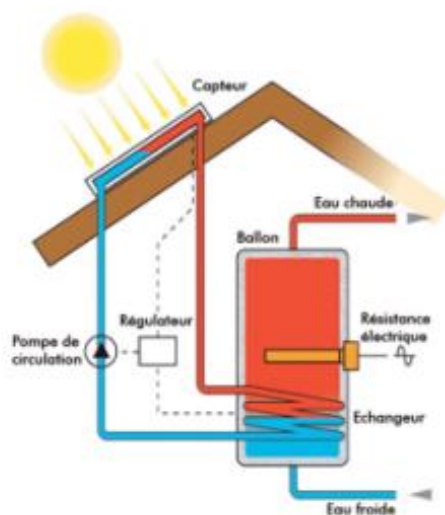


Figure 11. Schéma d'un système solaire thermique avec double échangeur - source : ADEME

Le principe de l'énergie solaire thermique consiste à transformer l'énergie reçue par le Soleil en chaleur. Avec l'aide d'une autre énergie d'appoint, cette technique permet de produire de la chaleur pour :

- Le chauffage domestique,
- L'Eau Chaude Sanitaire (ECS),

- Les besoins en froid et en chaleur de certains procédés industriels.

Plusieurs types d’installation existent :

- Le Système Solaire Combiné (SSC) est une installation qui utilise le rayonnement solaire pour couvrir une partie des besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire. En plus de réchauffer l'eau sanitaire, le fluide caloporteur transmet sa chaleur au réseau d'eau de chauffage également stockée dans un ballon par le biais d'un échangeur thermique. C'est ensuite l'eau de chauffage qui circule dans les radiateurs pour réchauffer l'air ambiant.
- Le Chauffe-Eau Solaire Individuel (CESI) est une installation permettant de chauffer l’eau d’une habitation grâce à l’énergie solaire. Il comprend un capteur à eau chaude, un ballon de stockage avec appoint électrique ou hydraulique, et les liaisons de tubes nécessaires.

Les systèmes potentiellement éligibles pour la zone dépendent des besoins. La correspondance entre les besoins et le type de capteur installé sont les suivants :

| Besoins | Type de capteur |
|---|---------------------|
| Préchauffage de l’eau | Capteurs non vitrés |
| Eau chaude sanitaire (ECS) | Capteurs plans |
| ECS + chauffage | Capteurs plans |
| Processus industriels à température moyenne (<70°C) | Capteurs plan |
| Processus industriels à température moyenne (<70°C) | Tubes sous vide |
| Climatisation | Tubes sous vide |

Tableau 12. Correspondance entre les besoins et le type de capteur

Les estimations de production thermique du site sont de **543 kWh/m².an** (à 35° inclinaison optimale, orienté plein sud).²¹

• **Contraintes**

Les contraintes spatiales et réglementaires ne sont pas très élevées.

| Nature de la contrainte | | Exigence | | Conclusion pour le site |
|-------------------------|----------------------|---|---|---|
| THERMIQUE | Structures porteuses | Existence de structures porteuses pour les capteurs plans | + | Favorable, vigilance lors du de la conception des bâtiments pour permettre des expositions plein sud entre 37° et 50° |
| | Spatial | Espace disponible pour les capteurs, ballons... | + | Favorable |

Tableau 13. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques

Les capteurs solaires thermiques peuvent être à l'origine d'une nuisance visuelle, et leur installation est donc soumise aux dispositions réglementaires d’urbanisme. Une intégration harmonieuse serait nécessaire en cas d’implantation.

²¹ Source CalSol de l’INES

• Aspects économiques

Les fourchettes de prix sont les suivants :

- Pour l’implantation de simples CESI (Chauffe-Eau Solaire Individuels) de quelques mètres carrés, le coût varie entre 900 à 1500 €/m².
- Dans le cas de systèmes d’eau chaude collective de 20 à 40 m² de capteurs solaires installés, le prix varie en moyenne entre de 800 à 1200 €/m².
- Pour des systèmes de grande dimension de plus de 50 m², le coût peut descendre en dessous de 700 €/m².

Le coût moyen est donc de 900 €/m² installé pour un système utilisant des capteurs plans classiques.

L’Ademe, via son Fonds Chaleur, vise à financer des projets de production d’eau chaude solaire collective. Les autres aides sont consultables auprès des points Info Energie.

A noter, le **complexe aquatique** fonctionnera au gaz accompagné de **panneaux solaires pour la fourniture de l’Eau Chaude Sanitaire** avec récupération des calories sur la Pompe A Chaleur. La surface de capteurs envisagée est de 60m² orientée au sud (sur la toiture du bassin sportif). Les panneaux haute performance auront une inclinaison de 3,5°/horizontal.

Pour les aspects chaleurs, les Chauffes Eau Solaires Individuels (CESI) sont couramment installés dans la construction neuve individuelle et dans les bâtiments collectifs aidés soumis à la RT 2012.

3.2.3 Potentiel de développement de l’énergie solaire à l’échelle du projet

Le potentiel le plus important concerne l’architecture bioclimatique du projet. En effet, un bâtiment bien conçu pour

La plupart des bâtiments de commerces sont à structures métalliques (mode constructif type entrepôt) avec une toiture très légèrement en pente.

Plusieurs options sont possibles pour l’installation de panneaux solaires, notamment au regard de l’avis de l’ABF sur la préservation du corridor visuel à préserver en direction de la cathédrale :

- Panneaux installés horizontalement, avec une production intéressante bien que non optimale,
- Panneaux installés à 36°, masqués par un muret se fondant avec les murs du bâtiment, avec une production optimale mais un volume moindre du bâtiment.

Les bâtiments alignés sur la voie Nord-sud (entourés ci-dessous) ont une orientation idéale pour mener ce type de projet architectural.

Les bâtiments non alignés sur la voirie disposent d’une liberté plus importante pour mener des projets bioclimatiques. Si la **trame parcellaire** et les **règles d’alignement des bâtiments au voiries sont encore modifiables**, il sera possible de mieux tirer parti de l’énergie solaire et des vents dominants.

En effet l’efficacité énergétique par l’architecture bioclimatique doit être recherchée autant que les solutions de production d’EnR.



Figure 12. Bâtiments avec une orientation idéale pour l’utilisation de l’énergie solaire

Des exemples régionaux récents montrent de nouveaux usages du solaire en industrie/entrepôt pour la ventilation parfois dans une stratégie bioclimatique :

- **Toyota Onnaing (59)**, a installé, le premier mur solaire SolarWall®. D’une hauteur de 12 mètres sur 33 mètres de longueur et d’une surface totale de 400m², le mur SolarWall® est intégré à la façade sud du bâtiment des presses. Cette installation permettra de réduire de près de 25% l’énergie normalement utilisée pour une unité de chauffage du bâtiment.
- Une autre expérimentation d’exploitation d’énergie solaire à usage pour l’industrie ou atelier est le bâtiment **REGAIN** installé sur le **parc Artois Flandres (59)** qui exploite l’énergie solaire de manière passive (les bureaux sont chauffés l’hiver par les baies vitrées, l’été les brise-soleils les protègent pour éviter les surchauffes) ; des capteurs solaires ont été installés pour produire de l’ECS, de l’électricité et chauffer l’air des ateliers (bardage solaire).

Le potentiel photovoltaïque est intéressant pour des investissements de long terme et/ou pour des bâtiments bioclimatiques. Pour des entreprises utilisant les bâtiments, ce temps de retour brut est souvent trop important pour porter la totalité des coûts.

Un tiers investissement pourrait être envisagé, soit par la collectivité, soit par un ou des investisseurs privés (des entreprises spécialisées dans l’énergie des bâtiments proposent ce type de prestation), soit

par des citoyens à travers du financement participatif. La collectivité peut directement investir dans une SA ou une SEM qui porterait un projet photovoltaïque, mais également via une SCIC²².

Dans la production comme dans la distribution d'énergies renouvelables, des SCIC sont apparues ces dernières années sur tout le territoire. D'Enercoop, réseau de distribution depuis 2005, à Combrailles durables en passant par Energies partagées, ces coopératives ont pour but la gestion citoyenne de l'énergie.

Des aides au financement de projets solaires thermiques existent, notamment le Fonds Chaleur de l'ADEME.

Plusieurs autres pistes d'utilisation du potentiel solaire sont à exploiter par l'aménageur :

- Des **abris bus ou abris vélos ou ombrières** piétonnes peuvent être intégrés dans le cadre des aménagements généraux de l'extension. Ces solutions sont synergiques avec les modes doux de déplacement et avec les véhicules électriques (un parc de voiture électrique est considéré comme une solution de stockage des EnR électriques). Il faut aussi prévoir aussi des bornes de recharges électriques ou à minima des places de parking spécifiques (pouvant accueillir une flotte de véhicules en autopartage).
- Des **panneaux solaires** sont facilement **intégrables sur tout bâtiment ou mobilier urbain**. Une ferme solaire au sol n'est pas envisageable sur site par manque de foncier.
- Des **obligations d'intégration de panneaux solaires** peuvent être fixées en m² de panneau par lot...
- Les **plantations d'arbres** sur l'espace public peuvent aussi être utilisées pour créer des **masques solaires d'été** ou de **brises vents**.

Enfin, le développement du solaire était prévu dans le cadre du PCET (orientation n°5).

²² SCIC : Société Coopérative d'Intérêt Collectif, associant autour d'un projet des acteurs salariés, des acteurs bénéficiaires et des contributeurs. Par exemple, la SCIC Energie Citoyenne dans le Pas-de-Calais réunit les sociétaires (160 citoyens, 7 CIGALES, 6 associations, 8 entreprises et 1 commune) autour de la production photovoltaïque sur 3 toitures.

3.3 Géothermie

3.3.1 Principes d’exploitation de la géothermie

La géothermie est l’exploitation de l’énergie thermique contenue dans le sous-sol. La chaleur terrestre peut être captée par plusieurs procédés qui varient en fonction de la ressource exploitée, de sa température (T) et de sa profondeur (on parle de gradient géothermal : en France métropolitaine, il est de 3 à 4°C / 100 m).

Classiquement, on distingue 4 grandes catégories d’exploitation géothermique :

- La géothermie (verticale) haute énergie : Elle exploite la chaleur ($T > 150^{\circ}\text{C}$) émise par les réservoirs situés entre 4 000 et 5 000 m de profondeur pour produire de l’électricité. Ce procédé repose sur l’extraction de la vapeur d’eau contenue dans le sous-sol pour alimenter une turbine ;
- La géothermie (verticale) moyenne énergie et la géothermie (verticale) profonde : Elles exploitent la chaleur ($90 < T < 150^{\circ}\text{C}$) issue des réservoirs (sols ou eaux souterraines) disponibles à une profondeur variable comprise entre 1 500 et 4000 m (en fonction du contexte géologique). Quand la température :
 - Permet de capter la vapeur d’eau géothermale, cette dernière peut entraîner directement la turbine électrique ;
 - Est trop basse, il est nécessaire, de faire intervenir une machine thermodynamique utilisant un fluide de travail qui se vaporise à une température plus basse que l’eau.
- La géothermie (verticale) basse énergie : Elle exploite la chaleur ($30 < T < 90^{\circ}\text{C}$) de l’eau pompée dans des réservoirs disponibles à une profondeur variable comprise entre 1 000 et 2 000 m (en fonction du contexte géologique) pour produire de la chaleur ;
- La géothermie (verticale ou horizontale) très basse énergie exploite la chaleur ($< 30^{\circ}\text{C}$) émise par les réservoirs (sols ou aquifères) situés à moins de 100 à 200 m de profondeur pour produire de la chaleur (ou du froid en fonctionnement inversé). En l’absence d’eau souterraine, l’extraction de la chaleur du sous-sol s’effectue par l’installation dans le sol ou dans le sous-sol de « capteurs » ou « échangeurs » (réseau de tubes horizontaux ou sonde géothermale verticale) dans lesquels va circuler, en circuit fermé, un fluide caloporteur²³. La chaleur captée est alors transférée par le biais d’une pompe à chaleur au milieu à chauffer.

²³ Fluide caloporteur : fluide (gaz ou liquide) qui par ses propriétés physiques permet de **transporter de la chaleur** d’un point à un autre.

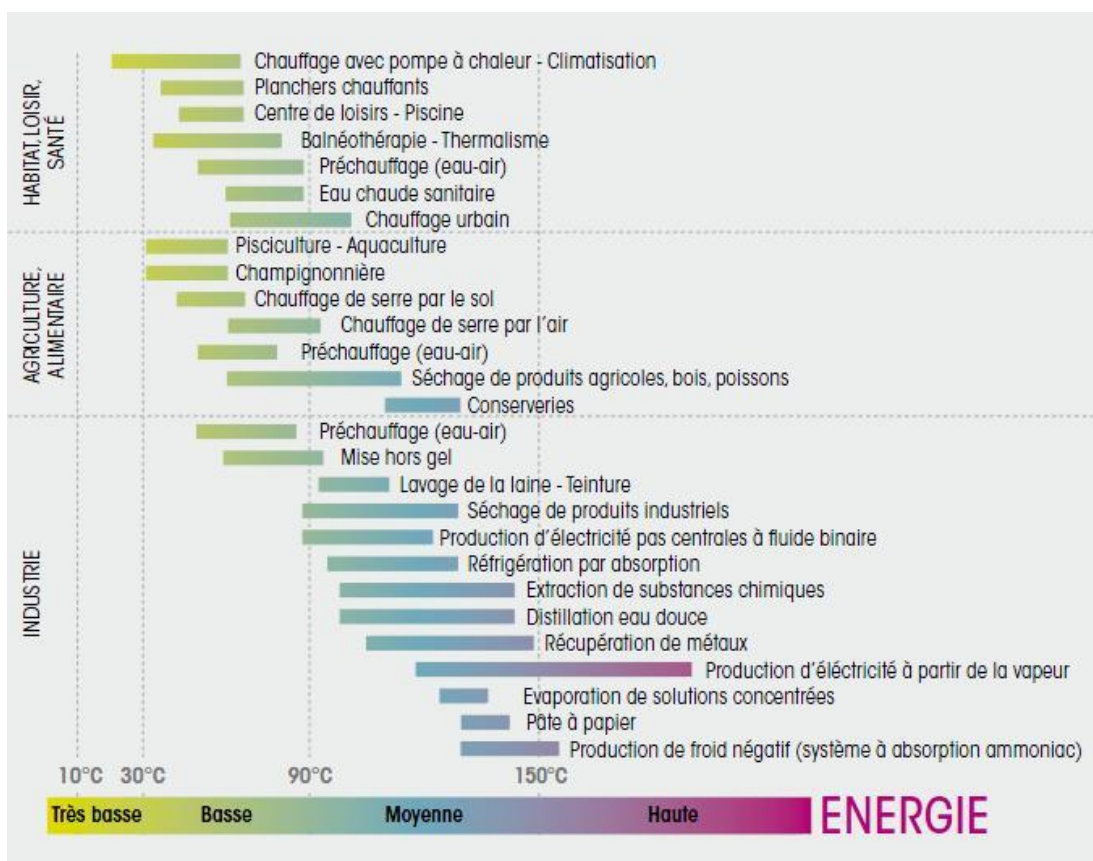


Figure 13. Lien entre la température de la chaleur et son utilisation

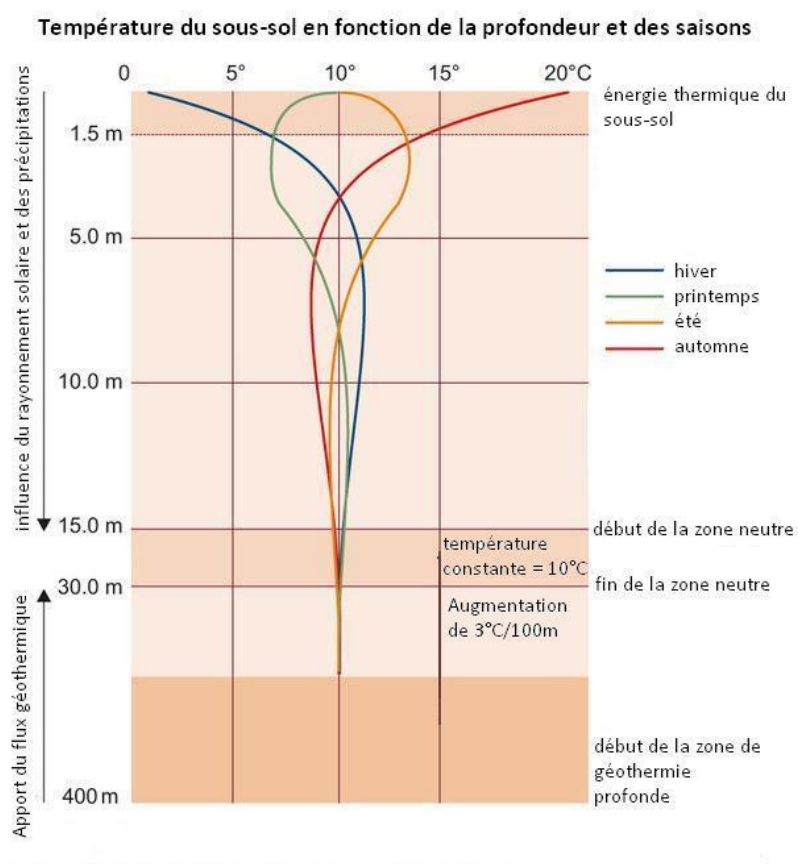


Figure 14. Température du sous-sol en fonction de la profondeur et des saisons

En fonction de la température de la ressource et du niveau de température des besoins thermiques, la chaleur peut être prélevée directement ou doit être relevée au moyen de pompes à chaleur (PAC) dite Eau / Eau du fait que l’échange thermique est lieu entre 2 phases liquides. En pratique, le recours à des pompes à chaleur est habituel pour la géothermie très basse énergie et occasionnel pour la basse énergie.

Bien que ne relevant pas du domaine de la géothermie, 2 autres technologies dérivées peuvent être prises en compte car exploitables, elles aussi, via des PAC Eau / Eau. Il s’agit des procédés l’exploitation de la chaleur issue des eaux usées ou des eaux superficielles.

3.3.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

- **Moyens disponibles**

Les pompes à chaleur (PAC) permettent de valoriser une source de chaleur souvent diffuse et présente à une température insuffisante. Elles fonctionnent sur le même principe : transfert de chaleur d’une source froide à une source chaude. Le transfert est réalisé par le biais d’une énergie mécanique (souvent un compresseur) et permet de rehausser le niveau de température. Le principe est réversible permettant parfois d’inverser le chauffage par du refroidissement. L’utilisation d’une pompe à chaleur permet de diviser, en moyenne, par trois la consommation d’énergie nécessaire au chauffage.

- > **Pompe eau/eau**

Cette pompe utilise comme source de prélèvement l’eau des nappes phréatiques. La pompe à chaleur se raccorde sur un circuit de chauffage à basse température avec des émetteurs types planchers chauffants, radiateurs basse température, ... L’installation de la PAC s’effectue dans un local technique, cave et sous-sol par exemple. Les rendements sont bien supérieurs aux rendements obtenus avec une technologie AIR/EAU ou AIR/AIR²⁴.

- > **Pompe à chaleur eau glycolée/eau**

Cette solution technique de géothermie sol/eau est la plus maîtrisée car elle comporte côté terrain des capteurs avec un circuit d’eau glycolée et côté utilisation un circuit d’eau également (plancher chauffant ou chauffage central basse température).

Le rendement théorique des PAC en mode chauffage est $COP^{25} = T_{chaude} / (T_{chaude} - T_{froide})$. Le COP est d’autant plus élevé que les températures des sources chaudes et froides sont proches.

²⁴ Ces technologies seront abordées dans le chapitre sur l’aérothermie

²⁵ COP : coefficient de performance

| Type de PAC | Source/gisement de calories/source froide | Température de la source froide | COP théorique maximal PAC ²⁶ | Stabilité en cours de saison |
|-------------|---|--|---|--|
| Eau/Eau | Sol en surface | 10° en échange avec l’atmosphère. Variabilité atténuée par rapport à l’air. | 7,3 variable | Variable |
| Eau/Eau | Sol (profondeur sup à 10m) | 10° croissant en profondeur | 7,3 | Stable mais puissance limitée à la capacité de régénération du sol |
| Eau/Eau | Nappe aquifère | 10/15°C | 7,3/8,2 | Stable |

Tableau 14. Rendement théorique des pompes à chaleur pour la géothermie

Le captage vertical a pour avantage d’avoir un COP élevé et stable (même pendant la saison de chauffe) du fait de la constance de la température du sol à plus de 10 mètres.

Afin de dimensionner correctement l’installation, l’étude de terrain est très importante. En effet, la quantité de chaleur transférée du sol au fluide calorifique dépend de la nature du sol. Plus celui-ci sera humide, et plus la conductibilité thermique sera élevée. La puissance d’extraction des sondes est fonction de cette conductibilité thermique.

D’autres technologies existent mais sont exploitées dans des applications spécifiques ou ne sont pas généralisées.

La performance en pratique des pompes à chaleur est autour de **40% du rendement théorique maximal**. Les PAC sont mieux adaptées à des bâtiments basse consommation, chauffés par planchers chauffants. Sur ce type de bâtiment, la consommation des auxiliaires devient importante en intersaison.

Les évaluations de la faisabilité en fonction de la profondeur par le BRGM²⁷ sont les suivantes :

| Profondeur | Commentaires |
|--------------------------|--|
| Profondeur < 5 m | Forage de moindre coût mais le risque de surcote piézométrique provoquée par l'injection dans le même aquifère de l'eau prélevée, est défavorable au projet. |
| 5 m ≤ Profondeur < 15 m | Forage de moindre coût permettant la réalisation économique d’un projet de PAC sur nappe pour un pavillon. |
| 15 m ≤ Profondeur < 30 m | Le coût du forage pèse fortement sur l’économie d’un projet de PAC sur nappe pour un pavillon |

²⁶ Pour un chauffage à 55°C

²⁷ BRGM : le Bureau de recherches géologiques et minières est l’organisme public français de référence dans le domaine des sciences de la Terre pour la gestion des ressources et des risques du sol et du sous-sol.

| | |
|---------------------------|---|
| 30 m ≤ Profondeur < 100 m | Le coût du forage ne peut être amorti que par une forte consommation en surface (petit collectif ou ensemble de plusieurs pavillons sur micro réseau) |
|---------------------------|---|

Les évaluations de la faisabilité en fonction du débit par le BRGM sont les suivantes :

| Débit | Commentaires |
|---|--|
| Débit exploitable < 5 m ³ /h | Le risque d’échec de production est élevé. La ressource est considérée comme faible. |
| 5 m ³ /h < Débit exploitable < 10 m ³ /h | Cette gamme de débit permet d’envisager le chauffage de logements individuels |
| 10 m ³ /h < Débit exploitable < 50 m ³ /h | Cette gamme de débit permet d’envisager le chauffage de bâtiments de 1000 à 5000 m ² |
| Débit exploitable > 50 m ³ /h | Cette gamme de débit permet d’envisager le chauffage de bâtiments supérieurs à 5000 m ² |

Les conditions de mises en place d’une géothermie sur aquifère sont techniquement très bonnes : débits élevés, profondeur d’accès bonne. Compte tenu de la stabilité de la température de l’eau en toutes saisons les pompes à chaleur sur nappe sont efficaces.

• Contraintes

Le cadre réglementaire relatif à la géothermie de minime importance a fait l’objet d’une révision par le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015. Pour l’application de l’article L. 112-3 du code minier, sont considérées comme des exploitations de gîtes géothermiques à basse température relevant du régime de la minime importance les activités géothermiques ci-après :

Pour les échangeurs fermés (corbeilles, verticaux ou sondes....) :

- profondeur d’installation supérieure à 10 m et jusqu’à 200 m
- une puissance soutirée du sous-sol inférieure à 500 kW
- une localisation en zone verte ou orange sur les cartes des zones d’aléas du sous-sol

Pour les échangeurs ouverts (sur aquifère) :

- profondeur d’installation supérieure à 10 m et jusqu’à 200 m
- une puissance soutirée du sous-sol inférieure à 500 kW
- une localisation en zone verte ou orange sur les cartes des zones d’aléas du sous-sol
- Une température de l’eau puisée en sous-sol inférieure à 25 °C
- Un prélèvement et une réinjection dans le même aquifère
- Aucun volume prélevé pour un usage autre (arrosage, consommation, agriculture, industrie...)

- Un débit pompé inférieur à 80 m³/h

- **Aspects économiques**

L’aspect économique d’une installation peut se décomposer comme ce qui suit :

- L’investissement initial

Il comprend le prix du matériel, le prix des forages et celui de la pose.

Le nombre et la profondeur des sondages étudiés précédemment est le paramètre le plus influent sur le coût total de l’installation. Ceux-ci varient ainsi entre 50 et 100€ pour le mètre linéaire de sonde.

Un test de réponse thermique pourra dans ce cadre être réalisé afin de mesurer la géologie, les paramètres thermiques du sol ainsi que de prévoir la technologie de forage adaptée. De cette manière, certaines caractéristiques intéressantes peuvent être dégagées et leur exploitation pourra permettre une réduction des coûts plus ou moins importante.

Le coût de l’investissement initial d’une pompe à chaleur sur aquifère est estimé à 80 à 185€ par m².

- Le coût de fonctionnement

Il comprend le prix de la maintenance et celui du fonctionnement électrique de la PAC thermodynamique. Le coût de fonctionnement d’une pompe à chaleur à capteurs verticaux est estimé entre 2,3 et 3,7 €/m²/an.

- Les diverses aides au financement

Les opérations de géothermie avec champ de sonde sont éligibles au Fond de chaleur géré par l’ADEME et les régions. « Le Fond de Chaleur a pour but de financer les projets de production de chaleur en énergies renouvelables tout en garantissant un prix inférieur à celui de la chaleur produite à partir d’énergies conventionnelles » (<http://www.ademe.fr>). Il est destiné à l’habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises.

Pour les particuliers, il existe un crédit d’impôt pour la pose d’échangeurs et les pompes à chaleur géothermique qui s’élève à 26%.

Les crédits du FEDER peuvent aussi être attribués dans le cadre d’opérations géothermiques.

La garantie Aquapac est obligatoire pour des PAC de puissance supérieure à 30 kW. C’est une assurance créée par l’ADEME, le BRGM et EDF et qui couvre les risques géologiques liés à la possibilité et à la pérennité d’exploitation de la chaleur des aquifères.

3.3.3 Potentiel de développement de la géothermie à l’échelle du projet

Le BRGM a produit une carte définissant le zonages réglementaires (zone verte, orange ou rouge) :



Figure 15. Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère - BRGM

Le potentiel maximum du meilleur aquifère (Craie + sables du Thanétien) est classé « Fort » :

| Nom aquifère | Altitude du toit (m) | Altitude du mur (m) | Cote piézométrique (m) | Profondeur d'accès (m) | Débit (m³/h) | Température (°C) | Potentiel |
|-------------------------------|----------------------|---------------------|------------------------|------------------------|--------------|------------------|-----------|
| Craie (& sables du Thanétien) | 42 | -8 | 42 | 24 | > 50 | 10 - 15 | Fort |

Le zonage réglementaire géothermique est le suivant :

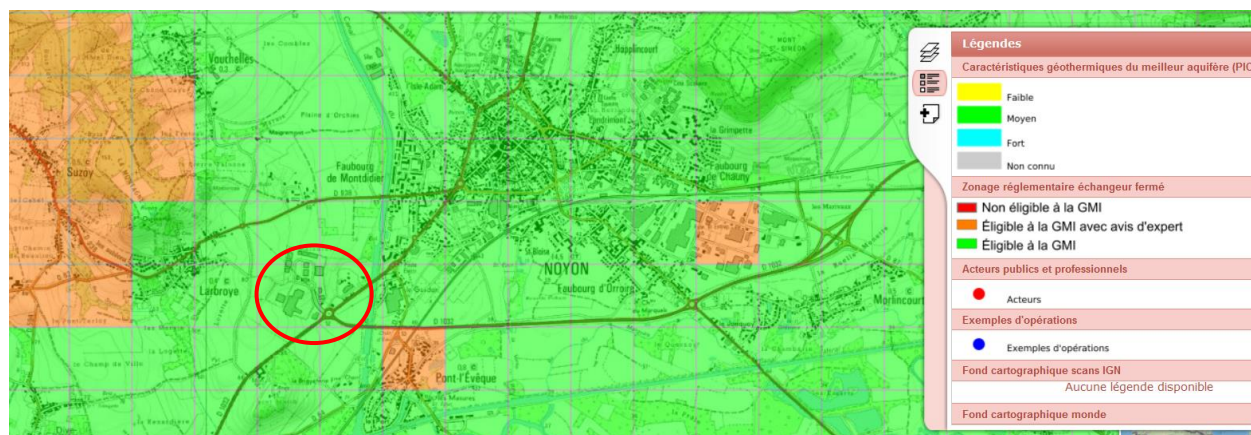


Figure 16. Carte des zones réglementaires de la géothermie de minime importance (Source : géothermie-perspectives BRGM/ADEME 2016)

Les zones dites **rouges** dans lesquelles la réalisation d'ouvrages de géothermie est réputée présenter des dangers et inconvénients graves et ne peut pas bénéficier du régime de la minime importance

Les zones dites **orange** dans lesquelles les activités géothermiques de minime importance ne sont pas réputées présenter des dangers et inconvénients graves et dans lesquelles est exigée la production de l'attestation prévue à l'article 22-2 du décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 modifié. Un expert agréé atteste de la compatibilité du projet aux regards des intérêts du code minier notamment la préservation de la solidité des édifices publics et privés et de la ressource en eau.

Les zones dites **vertes** dans lesquelles les activités géothermiques de minime importance sont réputées ne pas présenter des dangers et inconvénients graves.

Pour rendre compte du potentiel géothermique très basse énergie des aquifères superficiels, trois critères sont à prendre en compte :

- la productivité de l’aquifère ou débit exploitable ;
- la température de la ressource ;
- la profondeur d’accès à la ressource.

Les performances par sonde verticale sont plus intéressantes que par captage horizontal puisque l’inertie thermique des sols est meilleure à plus forte profondeur.

Le ratio de performance qui peut être atteint grâce à une sonde géothermique pour 1800 heures/an de fonctionnement d’une pompe à chaleur est de l’ordre de 30 W / ml pour sol sec, et monte aux alentours de 50 W / ml lorsque le sol devient humide.

La technologie des champs de sondes émerge mais reste marginale en France : environ 50 installations pour des surfaces comprises entre 500 et 5000 m².

Les pompes à chaleur eau/eau présentent généralement de bons ratios de performance, mais cela suppose de pouvoir extraire et rejeter un volume significatif d’eau, ce qui paraît envisageable sur zone avec des débits de plus de 100 m³/h. La profondeur d’accès à l’aquifère et les températures sont favorables.

La géothermie sur aquifères superficiels utilisant des pompes à chaleur sur eau de nappe alimente des immeubles de taille importante (5000 à 25000 m²). La production correspondante à ces opérations est de l’ordre de 50 ktep.

Le potentiel géothermique des aquifères superficiels est fort selon le BRGM. Le zonage réglementaire est favorable (zone verte).

L’exploitation de la géothermie sur aquifère ou secondairement par capteurs verticaux est intéressante pour le projet. Les PAC géothermiques sont des technologies performantes permettant une récupération de chaleur avec un rendement intéressant.

Note : les PAC sont éligibles à un certificat d’économie d’énergie (CEE) sous conditions du COP.

3.4 Aérothermie

3.4.1 Principes d’exploitation de l’aérothermie

L’aérothermie est l’exploitation de l’énergie thermique contenue dans l’air. Elle rassemble 2 procédés principaux :

- Le **puits canadien** : ce procédé consiste à faire passer, avant qu’il ne pénètre dans le bâtiment, une partie de l’air neuf de renouvellement par des tuyaux enterrés dans le sol, à une profondeur de l’ordre de 1 à 2 mètres. En hiver, le sol à cette profondeur est plus chaud que la température extérieure. L’air froid est alors préchauffé lors de son passage dans ce circuit sous terrain. En été, de la même manière, l’air passant dans les tubes enterrés récupère la fraîcheur du sol et l’introduit dans la maison, même par +30°C extérieur, l’air peut arriver entre 15 et 20°C.
- La **pompe à chaleur** :
 - Air / air : Cette technologie met généralement en œuvre des pompes à chaleur réversibles qui permettent un échange thermique entre l’air extérieur et l’air intérieur et assurent ainsi les besoins en chauffage (l’hiver) ou en rafraîchissement (l’été).
 - Air / eau : Cette technologie met en œuvre des pompes à chaleur qui prélèvent les calories contenues dans l’air extérieur pour les transmettre à un fluide caloporteur permettant le chauffage des bâtiments. Elle trouve notamment son application dans le développement des planchers chauffants.

Le niveau de performance énergétique de ces pompes à chaleur varie de manière importante avec la température extérieure et peut poser quelques difficultés en période de grand froid. Il est recommandé de choisir des machines présentant un coefficient de performance minimum de 3,5 sur l’énergie finale et répondant à la marque NF PAC. Cette énergie thermique est présente dans l’air même lorsqu’il fait froid dehors.

Un coefficient de performance (COP) de 3,5 signifie qu’à partir d’1 kWh d’énergie électrique pour faire fonctionner la pompe à chaleur, celle-ci restitue 3,5 kWh de chaleur en puisant dans les calories de l’air extérieur ou du sol.

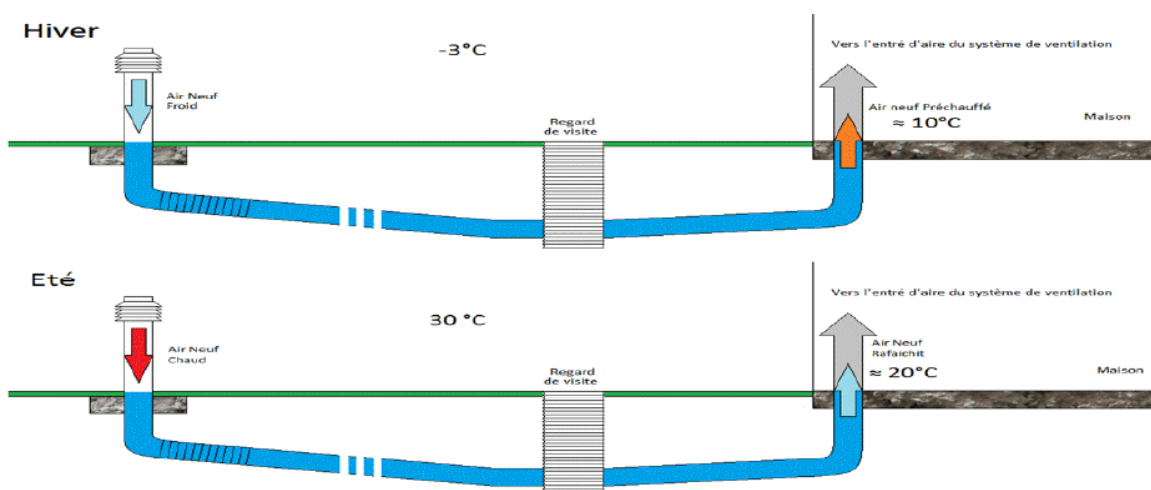


Figure 17. Schéma de principe de fonctionnement du puits canadien

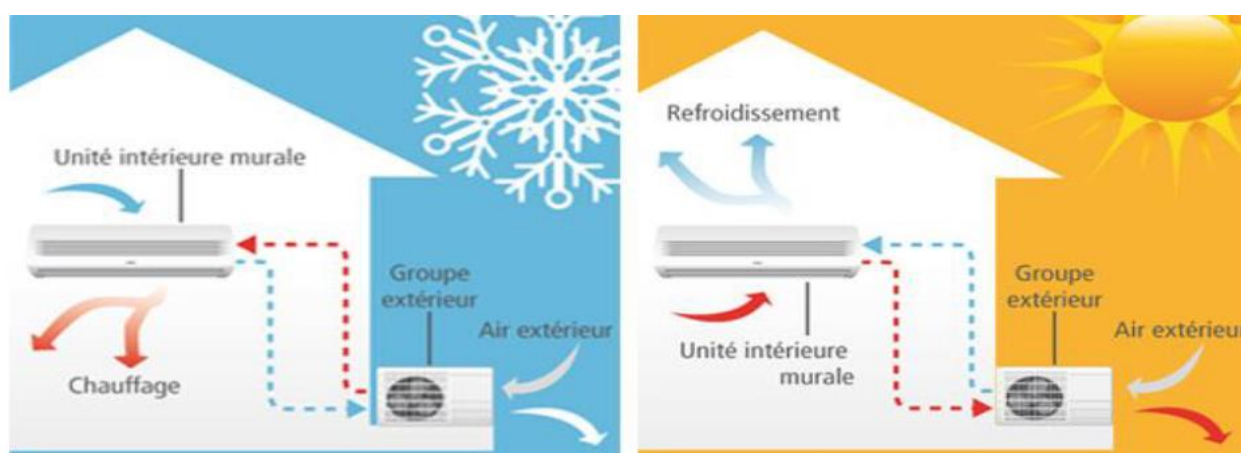


Figure 18. Schéma de principe de fonctionnement de la pompe à chaleur

3.4.2 Technologies disponibles

- **Moyens disponibles**

Les PAC aérothermiques connaissent une forte croissance depuis quelques années. Leurs performances ne sont toutefois pas nécessairement les meilleures de toutes les technologies de pompes à chaleur. Celles qui fonctionnent sur l’air extrait, peuvent être tout à fait intéressantes, avec des COP de l’ordre de 6 ou 7. Les PAC aérothermiques sont une solution intéressante pour la climatisation, en remplacement de systèmes classiques très énergivores.

Les pompes à chaleur (PAC) permettent de valoriser une source de chaleur souvent diffuse et présente à une température insuffisante. Elles fonctionnent sur le même principe : transfert de chaleur d’une source froide à une source chaude. Le transfert est réalisé par le biais d’une énergie mécanique (souvent un compresseur) et permet de rehausser le niveau de température. Le principe est réversible permettant parfois d’inverser le chauffage par du refroidissement. L’utilisation d’une pompe à chaleur permet de diviser, en moyenne, par trois la consommation d’énergie nécessaire au chauffage.

> Pompe à chaleur air/air

Cette pompe à chaleur récupère la chaleur de l’extérieur et la transfère à un niveau de température plus élevé dans l’air ambiant du logement. La pompe à chaleur est généralement installée en extérieur.

> Pompe à chaleur air/eau

Cette installation récupère la chaleur de l’extérieur et la transfère à un niveau de température plus élevé dans le circuit d’eau chaude de l’installation du chauffage. La pompe à chaleur est généralement installée en extérieur. Les pompes à chaleur génèrent de l’eau dite à basse température, soit voisine de 50°C au maximum. De ce fait, elles sont particulièrement adaptées à des circuits basse température comme les planchers chauffants.

Le rendement théorique des PAC en mode chauffage est : $COP = T_{chaude} / (T_{chaude} - T_{froide})$. Le COP est d’autant plus élevé que les températures des sources chaudes et froides sont proches.

| Type de PAC | Source/gisement de calories/source froide | Température de la source froide | COP théorique maximal PAC | Stabilité en cours de saison |
|-------------|---|--|---------------------------|---|
| Air/Eau | Air | Moyenne de 5,9° ²⁸ Variable en journée et selon saisons et inversées par rapport aux besoins | 6,7 variable | Variable Performance plus forte en mi saison |
| Eau/Eau | Eaux usées | 11/17°C | 7,4/8,6 | Plutôt stable sur des conduites collectives |

Tableau 15. Rendement théorique des pompes à chaleur pour la géothermie

• Contraintes

Les pompes à chaleur, notamment les « Air-Air », ont un COP qui diminue fortement avec la température (les appels de puissance des logements équipés d’une PAC air-air sont presque au niveau de ceux du chauffage électrique direct les jours les plus froids de l’année). Les performances d’une PAC sont caractérisées par son efficacité énergétique saisonnière, qu’on retrouve sur l’étiquette énergétique de la PAC. Cette étiquette indique également la classe énergétique de la PAC : A+, A++ ou A+++.

Un système de chauffage d’appoint peut être nécessaire dans certains cas.

• Aspects économiques

Le coût d’installation d’une pompe à chaleur dépend de son dimensionnement et des besoins de chaleur et/ou de froid du bâtiment concerné. A titre d’information, le cinéma Paradisio est équipé d’un chauffage par pompe à chaleur réversible air/air double flux THERECO, permettant aussi la climatisation. Le devis de fourniture et d’installation mentionne différents modèles de 24 000€ à 42 000€ pour des COP allant de 5 à 6.

²⁸ Température extérieure moyenne en saison de chauffe, station météorologique de Lesquin.

3.4.3 Potentiel de développement de l’aérothermie à l’échelle du projet

Le cinéma Paradisio est équipé d’un chauffage par pompe à chaleur réversible air/air double flux THERECO. Ce système est réversible permettant aussi la climatisation.



Figure 19. Pompe à chaleur THERECO

Le COP du compresseur en mode chauffage annoncé varie entre 5 et 6. En mode climatisation, la puissance nécessaire sera beaucoup plus forte. La puissance électrique totale sera de 66kW.

Remarque : l’air en entrée de la PAC pourrait être réchauffée via un éventuel réseau de chaleur. Pour le confort d’été, il est préférable de tirer parti d’une architecture bioclimatique que de consommer de la climatisation.

La solution aérothermique peut être retenue par des aménageurs ou les futures entreprises qui s’implanteront, c’est une technologie maîtrisée recommandée pour produire localement l’énergie consommée par les bâtiments. Pour accroître l’efficacité de la mise en œuvre de ces moyens, il faudra encadrer ce type d’installation par des objectifs de performance contraignants.

3.5 Energies marines

3.5.1 Principes d’exploitation des énergies marines

Les énergies marines mécaniques désignent l’ensemble des technologies qui permettent de produire de l’énergie, notamment de l’électricité, à partir des propriétés du milieu marin. On distingue :

- **L’énergie marémotrice :**

Elle consiste à profiter du flux et du reflux de la marée pour alternativement remplir ou vider un bassin de retenue en actionnant des turbines incorporées dans le barrage, qui entraînent un générateur d’électricité.

- **L’énergie hydrolienne :**

Elle est produite par l’énergie des courants de marée qui sont concentrés dans certains endroits près des côtes. On peut comparer une installation hydrolienne à une éolienne sous-marine. Plus le courant est fort, plus l’énergie produite sera importante.

- **L’énergie houlomotrice :**

Produite par le mouvement des vagues, la houle, l’énergie houlomotrice est une forme concentrée de l’énergie du vent. Quand le vent souffle sur la mer, des vagues se forment et concentrent cette énergie. La houle peut voyager sur de très longues distances et apporter sur une côte de l’énergie collectée au large.

3.5.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

Compte tenu du contexte d’implantation du projet et de sa situation géographique, la mobilisation des énergies marines pour répondre aux besoins énergétiques de l’opération n’est pas envisagée.

3.6 Energie hydraulique

3.6.1 Principes d’exploitation de l’énergie hydraulique

L’énergie hydraulique repose sur la transformation de la force motrice des cours d’eau ou des chutes en électricité.

On distingue les installations hydroélectriques « au fil de l’eau », qui font passer dans une turbine tout ou partie du débit d’un cours d’eau en continu, et celles nécessitant des réserves d’eau (« par éclusées » ou « de lac ») : les deux types d’installations nécessitent des barrages, qui sont bien plus importants pour la 2^{ème} catégorie (« grands barrages »).

L’exploitation de cette énergie s’illustre principalement par les grandes installations hydroélectriques au potentiel de production important, mais peut également se décliner sous une forme plus réduite, on parle alors de petit hydraulique.

3.6.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

Aucun cours d’eau ne passe sur le site du projet. En revanche, la proximité du site avec le projet du Canal Seine Nord Europe permet d’envisager le développement d’une centrale hydroélectrique.

Une cellule de réflexion a été créée en ce sens en mars 2017.

• Moyens disponibles

Les centrales gravitaires mettent à profit l’écoulement de l’eau et un dénivelé. Elles peuvent être classées en fonction du débit turbiné et de leur hauteur de chute. Il existe trois types de centrales gravitaires :

- Les **centrales au fil de l’eau** utilisent le débit d’un fleuve et fournissent une énergie de base produite « au fil de l’eau » et injectée immédiatement sur le réseau. Elles nécessitent des aménagements simples et beaucoup moins coûteux que les centrales de plus forte puissance : petits ouvrages de dérivation, petits barrages servant à dériver le débit disponible de la rivière vers la centrale,
- Les **centrales d’éclusée** dans les grands fleuves à relativement forte pente comme le Rhin ou le Rhône, des barrages sur le fleuve ou sur un canal parallèle au fleuve provoquent des suites de chutes d’eau décimétriques qui ne perturbent pas la vallée dans son ensemble grâce à des digues parallèles au fleuve. Les usines hydroélectriques placées aux pieds des barrages turbinent l’eau du fleuve. Une gestion fine de l’eau stockée entre deux barrages permet de fournir de l’énergie de pointe en plus de l’énergie de base.
- Les **centrales-lacs (ou centrales de hautes chutes)** sont également associées à une retenue d’eau créée par un barrage. Leur réservoir important (constante de vidage de plus de 200 heures) permet un stockage saisonnier de l’eau et une modulation de la production d’électricité.

• Contraintes

De fortes contraintes réglementaires s’appliquent au développement de projets hydroélectriques, notamment environnementales et techniques.

En effet, la création de barrages crée des impacts sur la continuité écologique des cours d’eau (vie aquatique, blocage des sédiments) et sur la mortalité de certaines espèces migratrices (les anguilles, par exemple). De même, les ouvrages de génie civil nécessaires à la construction des centrales de production sont massifs et techniques.

• Aspects économiques

Les coûts d’investissement :

- pour la basse chute : de 2 000 euros/kW à 4 000 euros/kW environ pour des installations de puissance allant de 50 kW à 7 500 kW ;

- pour la haute chute : de 1 900 euros/kW à 2 500 euros/kW environ pour des installations de puissance allant de 1 000 kW à 7 500 kW.

Les coûts complets de production :

- pour la basse chute : de 60 euros/MWh à 120 euros/MWh environ pour des installations de puissance allant de 50 kW à 7 500 kW ;
- pour la haute chute : de 60 euros/MWh à 80 euros/MWh environ pour des installations de puissance allant de 1 000 kW à 7 500 kW.

3.6.3 Potentiel de développement de l’énergie hydraulique à l’échelle du projet

L’hydroélectricité fait partie des solutions envisagées par le SRCAE pour développer les EnR électriques, mais dans une moindre mesure comparée aux autres énergies renouvelables. L’échelle de développement hydraulique est beaucoup plus large que la ZAC.

La réalisation du Canal Seine-Nord est propice à l’étude de faisabilité de l’énergie hydraulique sur son tracé.

3.7 Biomasse

3.7.1 Principes d’exploitation de la biomasse

Dans le domaine de l’énergie, le terme de biomasse regroupe l’ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d’énergie. Ces matières organiques qui proviennent des plantes sont une forme de stockage de l’énergie solaire, captée et utilisée par les plantes grâce à la chlorophylle.

Elles peuvent être utilisées soit directement (bois énergie), soit après une méthanisation de la matière organique (biogaz), ou de nouvelles transformations chimiques (biocarburant). Dans le détail, la biomasse recoupe un large éventail de gisements qu’il est possible de regrouper en trois catégories²⁹ :

| <i>Typologie de gisement</i> | <i>Produits</i> | <i>Mode de valorisation</i> | <i>Procédés de valorisation</i> |
|------------------------------------|---|----------------------------------|---|
| <i>Biomasse sèche ligneuse</i> | <i>Bois, résidus verts, bagasse de canne à sucre, fourrage, paille...</i> | <i>Conversion thermochimique</i> | <i>Combustion, pyrolyse, gazéification...</i> |
| <i>Biomasse humide à glucide</i> | <i>Céréales, betteraves sucrières, canne à sucre...</i> | <i>Conversion biochimique</i> | <i>Digestion, fermentation distillation</i> |
| <i>Biomasse humide oléagineuse</i> | <i>Colza, palmier à huile...</i> | <i>Conversion biochimique</i> | <i>Extraction pour biocarburant</i> |

Tableau 16. Catégories des gisements

Selon le SRCAE, le développement du bois (bois-énergie et bois matériau) est un des moyens efficaces pour réduire les émissions des gaz à effets de serre. Mais il doit s’accompagner de précautions pour limiter ses impacts sur la qualité de l’air et doit être porté par une valorisation de ressources locales et la montée en puissance de la filière bois (production, transformation...).

²⁹ Extrait du projet BEPITA, Conversion de la biomasse, H. Jeanmart et P. Tchouate, UCL

3.7.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

- Bois énergie
- Moyens disponibles

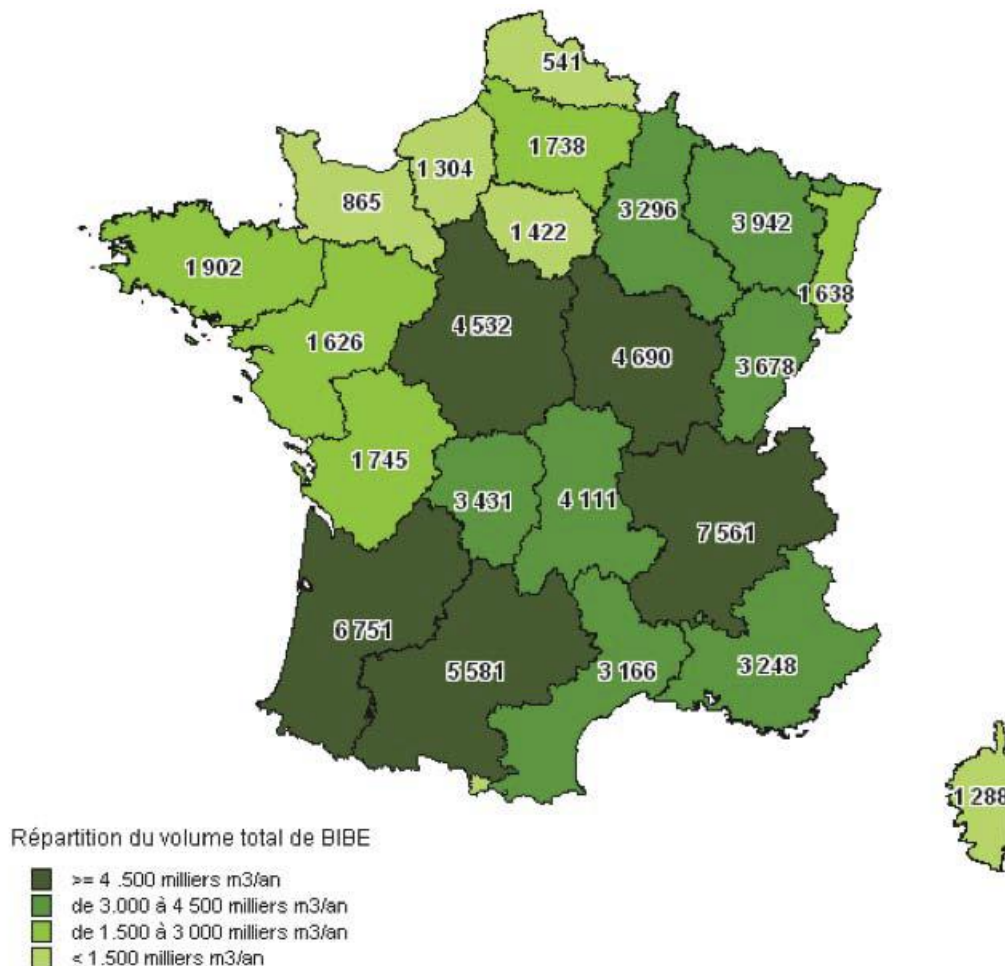


Figure 20. Répartition du volume total de Bois d’Industries et Bois d’Energies – Source Etude ADEME, IFN, FCBA, SOLAGRO

La biomasse sèche ligneuse provient principalement de l’industrie forestière (bois-énergie), ainsi que dans une moindre mesure de l’industrie agricole (céréales, paille) et des déchets issus de l’industrie, de l’artisanat et des ménages.

Le gisement en biomasse est actuellement sous tension. Le volume disponible est essentiellement forestier (95%) et se rencontre majoritairement dans le Sud-Ouest, en Rhône-Alpes, et dans un grand Centre de la France. Ceci permet de plébisciter encore la filière bois-énergie pour des chaufferies. A noter néanmoins que la demande s’accroît rapidement (grands projets industriels ou de chaufferie collective, multiplication des chaudières biomasse chez les particuliers).

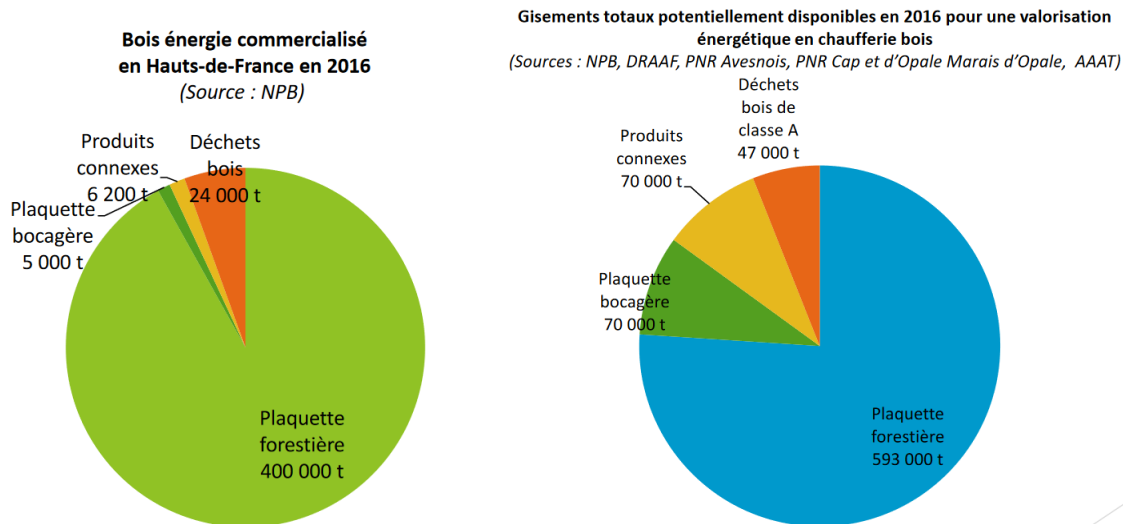


Figure 21. Commercialisation et gisements totaux potentiellement disponibles en 2016 pour une valorisation énergétique en chaufferie bois en Hauts-de-France

Selon le SRCAE, le développement de l’utilisation de la biomasse dans les opérations neuves doit se faire préférentiellement par des chaudières collectives et des réseaux de chaleur. Un tel réseau pourrait bénéficier d’apport de chaleur fatale industrielle comme source supplémentaire.

Les opérateurs de combustion varient des simples poêles à bois individuels aux chaudières de grosse capacité (jusqu’à 20 MWth³⁰ et plus), en passant par les chaudières de petite et moyenne puissance (jusqu’à 1 MWth).



Figure 22. Exemples de procédés à base de biomasse³¹

• **Contraintes**

Certains procédés basiques (poêles à bois, ...) relèvent d’une combustion traditionnelle tandis que d’autres plus sophistiqués permettent d’optimiser le rendement voire d’approvisionner automatiquement en biocombustible (chaudière, chaufferie). Ce tableau récapitule les avantages et les inconvénients des systèmes de combustion individuels possibles³².

³⁰ MWth : Mégawatt thermique, unité de mesure de la puissance thermique transformée en électricité.

³¹ Foyer fermé (à gauche), poêle à bûche (centre gauche), granulés de bois (centre droit) et chaufferie à grande puissance (droite).

³² Polenn

| | Avantages + | Inconvénients - |
|--|---|---|
| Foyer fermé, poêle à bois bûche | Installation facile, alimentation à partir de bûches | Faible autonomie, rendement et régulation de la diffusion moyens, entretien |
| Poêle à granulés | Autonomie pouvant être importante, possibilité de régulation, stockage en format sac ou vrac, bon rendement | Niveau sonore, coût du granulé, branchement électrique |
| Chaudière granulés individuel | Automatisation équivalente à une chaudière fioul ou gaz Bon rendement Autonomie très importante, chauffage central, couplage possible avec du solaire thermique | Espace de stockage et local dédié à la chaudière, entretiens fréquents |
| Chaufferie collective | Automatisation, rendement très élevé en cas de bon dimensionnement, gains d'échelle | Procédures techniques et administratives pour l'implantation |

Tableau 17. Avantages et inconvénients des systèmes de combustion individuels

En théorie, toutes les gammes de puissance peuvent être générées par des unités de combustion de biomasse : les critères contraignants sont davantage liés à la disponibilité du biocombustible, à son adéquation, à l’opérateur et aux paramètres économiques.

Un dimensionnement approprié des installations en fonction des besoins est essentiel pour éviter les pertes de rendements. De ce point de vue, il est généralement préférable de sous-dimensionner l’unité biomasse pour qu’elle produise à pleine puissance et d’y adjoindre un appoint.

Avec appoint, une chaudière biomasse couvre classiquement entre 80 et 90% des besoins³³ :

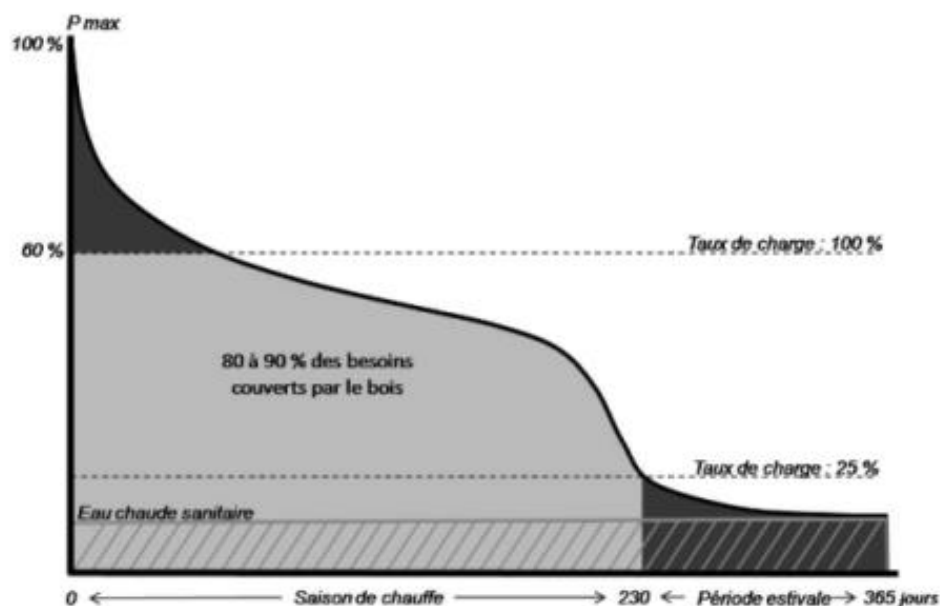


Figure 23. Monotone type de charge de besoins thermiques

- **Aspects économiques**

Les coûts initiaux d’investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d’investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz). Toutefois, à long terme, ils peuvent être plus rentables surtout si le prix des énergies fossiles s’accroît rapidement. Or, cela ne manquera pas d’arriver au cours des prochaines années compte tenu de leur raréfaction et de la hausse continue de la demande. Il reste néanmoins difficile à apprécier quantitativement cette hausse même si les tendances sont bonnes comme le rappelle ce bilan établi en 2011 par l’ADEME³⁴.

- **Méthanisation**

- **Moyens disponibles**

La filière biogaz agricole, avec des installations de petites tailles, dites « à la ferme », et des installations de taille plus importantes, dites « centralisées », représente, en 2012, 35 % de la production de biogaz sur le territoire français, derrière les installations de stockage de déchets non dangereux (production de 54 % du biogaz).

La puissance électrique installée fin septembre 2016 à l’échelle nationale (méthanisation et ISDND) est de 385 MW. **L’objectif de développement à l’échelle nationale est très ambitieux (+40% en deux ans).**

³³ Source : Biomasse Normandie

³⁴ ADEME : Enquête sur le prix des combustibles bois en 2012

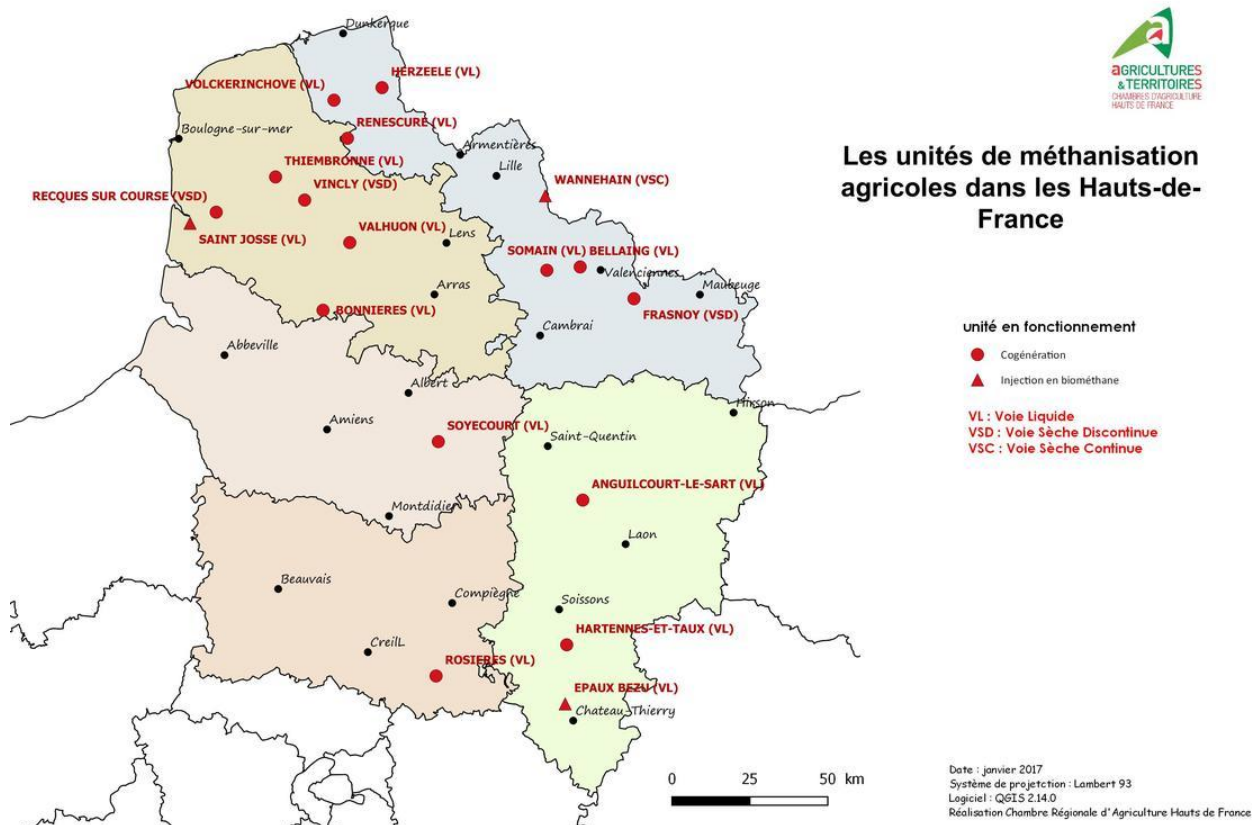


Figure 24. Unités de méthanisation agricoles en Hauts-de-France

Depuis 2013, le nombre d’installations agricoles connaît une nouvelle dynamique, suite à la mise en pratique du plan Énergie Méthanisation Autonomie Azote (EMAA).

Le frein au développement de la filière vient essentiellement de blocages réglementaires (réglementation ICPE, agrément sanitaire, convention de rachat gaz ou électricité...) et du fait que cela constitue un nouveau métier pour les agriculteurs.

• **Contraintes**

L’article R. 543-226 du code de l’environnement (issu du Grenelle de l’environnement de 2010) instaure que les producteurs ou détenteurs d’une quantité importante de déchets composés majoritairement de biodéchets autres que les déchets d’huiles alimentaires sont tenus d’en assurer le tri à la source en vue de leur valorisation organique (les déchets d’huiles alimentaires doivent être valorisés sans préciser la filière).

L’arrêté du 12 juillet 2011 fixe les seuils progressifs de 2012 à 2016 : 10 t/an de biodéchets, déchets d’huiles alimentaires, 60 l/an.

Les secteurs économiques les plus directement concernés par l’instauration de cette obligation sont la restauration collective, le commerce alimentaire, l’entretien des espaces verts et les industries agroalimentaires pour lesquelles le tri à la source est déjà réalisé.

• Aspects économiques

Les coûts initiaux d’investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d’investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz). Toutefois, à long terme, ils peuvent être plus rentables surtout si le prix des énergies fossiles s’accroît rapidement selon la raréfaction de la ressource et de la hausse continue de la demande.

Les coûts d’investissement comprennent trois postes :

- **Le coût de l’unité de production** de chaleur et des tuyaux d’acheminement.

Pour des petites unités de production suffisantes pour alimenter un ménage, les prix moyens tournent autour de 10k€ pour une chaudière à bois bûches, 13k€ pour une chaudière bois-granulés et 20k€ pour une chaudière bois déchiquetée. Pour des installations de plus grandes puissances, l’ARENE cite des prix de 380 à 535 € HT/kW (chaufferies de 100 à 500 kW), de 275 à 425 €HT/kW (chaufferies de 500kW à 1MW) et de 230 à 305 €HT/kW si la puissance est supérieure à 1 MW.

- **Le coût des études, de la pose et de l’entretien.** A nouveau, les prix varient grandement en fonction de la taille considérée d’installation.
- **Le coût du combustible :** en moyenne les produits dérivés du bois sont deux à trois fois moins chers que des énergies fossiles telles que le gaz ou le fioul. Leur cours est surtout peu sensible aux fluctuations au contraire de ceux du pétrole. Les fourchettes de prix actuels sont les suivantes :

| Type | €/MWh PCI ³⁵³⁶ | |
|------|---------------------------|---------|
| Bois | Bûches | 25 à 35 |
| | Granulés | 30 à 50 |
| | Plaquettes fines | 20 à 25 |
| | Plaquettes grossières | 15 à 17 |
| | Ecorces | 8 à 13 |
| | Sciure | 7 à 9 |

Tableau 18. Fourchettes de prix des combustibles

Les aides actualisées lors de la construction de la ZA seront consultables auprès des points Info Energie et sur le site suivant : <http://www.bois-et-vous.fr>.

Selon le SRCAE, le développement du bois (bois-énergie et bois matériau) est un des moyens efficaces pour réduire les émissions des gaz à effets de serre. Mais il doit s’accompagner de précautions pour limiter ses impacts sur la qualité de l’air et doit être porté par une valorisation de ressources locales et la montée en puissance de la filière bois (production, transformation...).

³⁵ PCI : Pouvoir Calorifique Intérieur, il indique la quantité de chaleur pouvant être produite avec une certaine quantité de combustible (solide, liquide ou gazeux)

³⁶ MWh PCI : unité commune aux différents types de combustibles qui utilisent des unités peu comparable (litre, m3, tonne)

3.7.3 Potentiel de développement de la biomasse à l’échelle du projet

■ Bois énergie

Le potentiel de développement est fort mais s’accompagne parallèlement d’une politique de gestion forestière.

Le développement de chaudières biomasse doit se faire préférentiellement via des équipements collectifs notamment avec réseaux de chaleur pour des raisons de qualité de l’air.

■ Méthanisation

Au niveau local, il est important d’intégrer la chambre d’agriculture dans les réflexions, afin de mobiliser les agriculteurs. La collectivité doit également sensibiliser les habitants, car des projets de méthanisations cristallisent généralement une opposition locale.



Figure 25. Unité de méthanisation de Passel

FERTI-NRJ a investi et exploite l’unité de méthanisation de Passel proche de Noyon qui développe 0,7 MW de puissance installée. Elle a été mise en service en 2009 et a représenté un investissement de 7 M€. Elle est autorisée à traiter 38.000 tonnes de déchets fermentescibles par an (intrants : Co-fermentation de boues, graisses, restes de repas et eau de process). Le biogaz est traité par cogénération³⁷ et l’électricité générée est vendue à la SER (Société Electricité Régionale). Le digestat est en partie séché et valorisé en compost.

Le développement d’une unité de méthanisation de biodéchets pourrait être envisagé sur la ZAC. En effet la ZAC de par son activité commerciale et de restauration produira des biodéchets. Les Grandes et Moyennes Surfaces sont réglementairement obligés de trouver des exutoires à ces biodéchets. De plus d’autres intrants seraient envisageables : déchets verts des déchetteries, boue de la STEP³⁸ de Noyon, biodéchets des cantine scolaires...

³⁷ Cogénération : production de chaleur et d’électricité simultanément

³⁸ STEP : Station de Traitement des Eaux Polluées

Les gisements sont à étudier ainsi que l’éventuelle redondance avec d’autres installations telle que celle de Passel.

L’orientation n°5 du PCET comprenait le développement d’une filière de **méthanisation**. Cette filière a déjà été identifiée sur le territoire.

Le réseau GRDF est présent au niveau de la ZAC : Réseau MBP PE 110 dessert la ZAC à partir du giratoire de la RD 1032 – extension possible. **Si GRDF confirme la possibilité d’une injection réseau**, un projet d’unité de méthanisation ne serait pas limité à l’obligation de la cogénération.

A noter qu’une **solution de tri-génération**³⁹ sur la ZAC serait particulièrement innovante et adaptée au contexte, associée à un éventuel réseau de chaleur et de froid. En effet des consommateurs de chaleur et de froid sont présents sur la ZAC et le poste RTE est situé à proximité pour une éventuelle liaison au réseau de transport (en cas de forte puissance ou saturation locale du réseau de distribution).

³⁹ Tri-génération : production de chaleur, d’électricité et de froid simultanément à partir de la combustion de biomasse.

3.8 Réseau de chaleur

3.8.1 Principes d’exploitation des réseaux de chaleur

Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs usagers. Il comprend une ou plusieurs unités de production de chaleur, un réseau de distribution primaire dans lequel la chaleur est transportée par un fluide caloporteur, et un ensemble de sous-stations d’échange, à partir desquelles les bâtiments sont desservis par un réseau de distribution secondaire.

Les sources habituelles de production de chaleur sont des énergies fossiles classiques (comme le gaz) :

- Les énergies conventionnelles (fossiles) telles que le gaz ou le fioul qui produisent de la chaleur par leur combustion ; ces énergies sont fortement émettrices de gaz à effet de serre. Elles sont bien adaptées à la fourniture de chaleur pendant les pointes.
- Les énergies renouvelables : la biomasse (bois, résidus agricoles, cultures énergétiques...) qui produit de la chaleur par combustion dans une chaufferie spécifique, la géothermie profonde qui permet la récupération de la chaleur (via un échangeur) de nappes aquifères profondes (à partir de 1500m de profondeur).
- L’énergie de récupération telle que la chaleur fatale⁴⁰ dégagée lors de l’incinération des déchets dans les UIOM⁴¹ ou encore celle issue de sites industriels. (55% des besoins pour le réseau de Dunkerque sont issus des hauts fourneaux d’ArcelorMittal)

Le marché des réseaux de chaleur est important avec près de 2 millions d’équivalent logements raccordés en France (données 2010). L’objectif est de doubler ce résultat en 2020. Les débouchés sont à 58% dans le secteur résidentiel.

Dans les projections du SRCAE (scénario volontariste appelé GRENELLE), le chauffage urbain se développe massivement dans les logements collectifs existants puisqu’il passe de 14% en 2007 à 16% en 2020 pour arriver à équiper 30 % des logements collectifs d’ici 2050. Le développement de la filière bois pour l’alimentation des réseaux de chauffage urbain permet d’atteindre un mix principalement alimenté par cette ressource à horizon 2050.

⁴⁰ Chaleur fatale : production de chaleur dérivée d’un site de production, qui n’en constitue pas l’objet premier, et qui, de ce fait, n’est pas nécessairement récupérée.

⁴¹ UIOM : Unité d’Incinération d’Ordures Ménagères

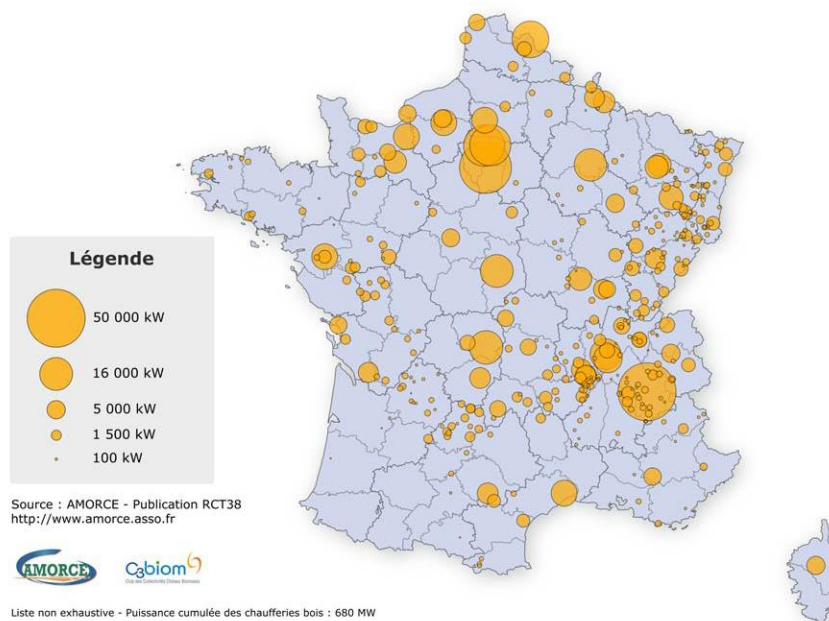


Figure 26. Les réseaux de chaleur avec chaudière biomasse – données 2012 source AMORCE

Scénario « Grenelle »

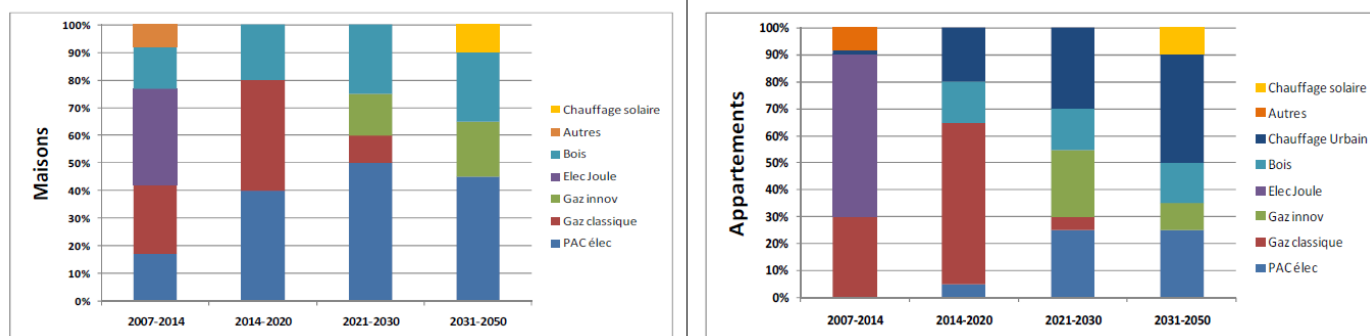


Figure 27. Répartition des modes de chauffage dans l’habitat - scénario prospectif du SRCAE appelé « Grenelle »

La température de réseau est variable selon les sources et les utilisateurs :

- Le **réseau eau chaude** a une température comprise entre 60° et 110°C. Il est généralement prévu pour les groupes d’immeubles d’habitation ou de bureaux, ou encore les hôpitaux et établissements industriels qui ne consomment pas de vapeur. Cette température est adaptée aux nouveaux logements performants thermiquement avec des émetteurs (radiateurs) basse température ou chauffage par plancher.
- Le **réseau eau surchauffée** a une température comprise entre 110°C et 180°C. Il est principalement utilisé dans les réseaux de grande envergure qui alimentent des bâtiments nécessitant des températures élevées (laveries, abattoirs, industries ...).
- Le **réseau vapeur a une température de 200°C à 300°C**. Son utilisation est de plus en plus limitée. Il est présent essentiellement pour la fourniture de chaleur industrielle, mais Paris l’utilise pour son réseau de chaleur (réseau de la CPCU).

Au départ les réseaux de chaleurs desservait des zones denses et des demandeurs de grande quantité d’énergie. La distribution était réalisée à haute température (départ à 100°C). Avec l’essor de solutions d’émetteurs basse-température (radiateurs, chauffage au sol), les réseaux basse-température (départ à 70°C) sont devenus plus intéressants.

Les sources supplémentaires pour les réseaux de basse température sont les suivantes :

- Solaire thermique,
- Géothermie peu profonde,
- Récupération de chaleur des eaux usées des bâtiments,
- La chaleur fatale industrielle de faible température.

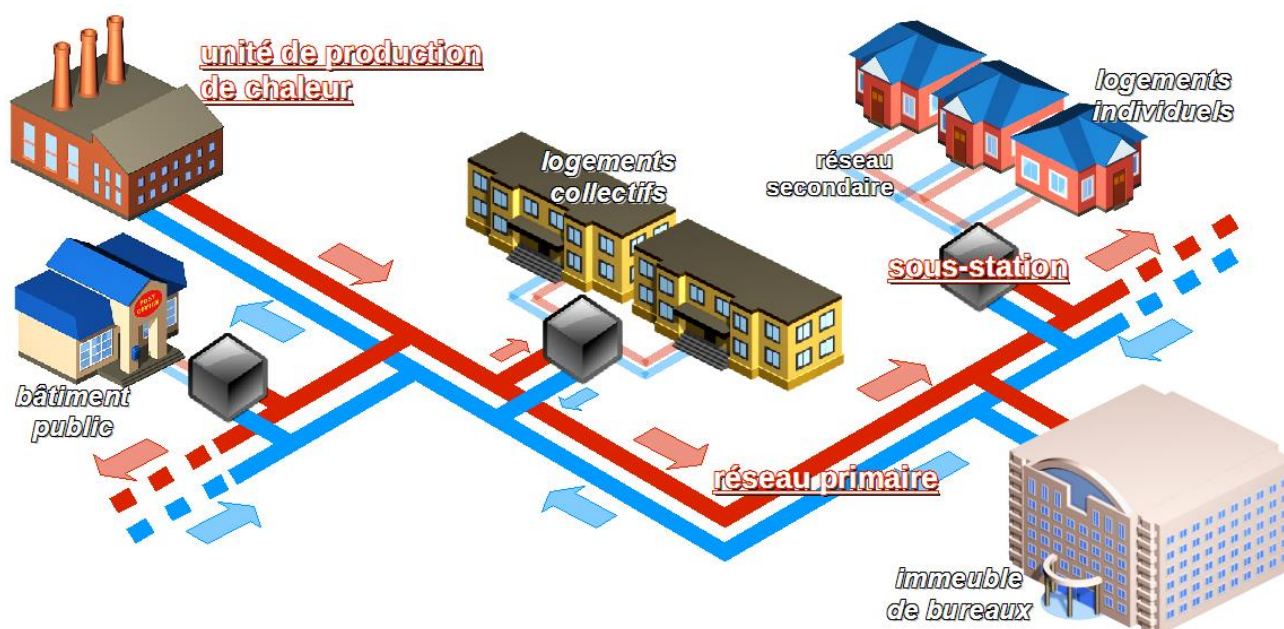


Figure 28. Constitution d’un réseau de chaleur- source CEREMA

3.8.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

• Moyens disponibles

Les émetteurs de chaleur fatale (installations d’une puissance thermique totale supérieure à 20 MW et soumises à autorisation au titre de la réglementation des installations classées ICPE) situés à proximité d’un réseau de chaleur doivent réaliser une analyse coûts-avantages afin d’étudier les possibilités de valorisation de la chaleur fatale et, si la solution est jugée rentable, elle doit être mise en œuvre. De même, tout projet de réseau de chaleur doit également évaluer les différents potentiels de récupération de chaleur fatale.

On considère également les énergies de récupération soient la fraction non biodégradable des déchets ménagers ou assimilés, des déchets des collectivités, des déchets industriels, des résidus de papeterie et de raffinerie, les gaz de récupération (mines, cokerie, haut-fourneau, aciérie et gaz fatals) et la récupération de chaleur sur eaux usées ou de chaleur fatale à l’exclusion de la chaleur produite par une installation de cogénération pour la part issue d’énergie fossile.

Les réseaux de chaleur à proximité sont les suivants :

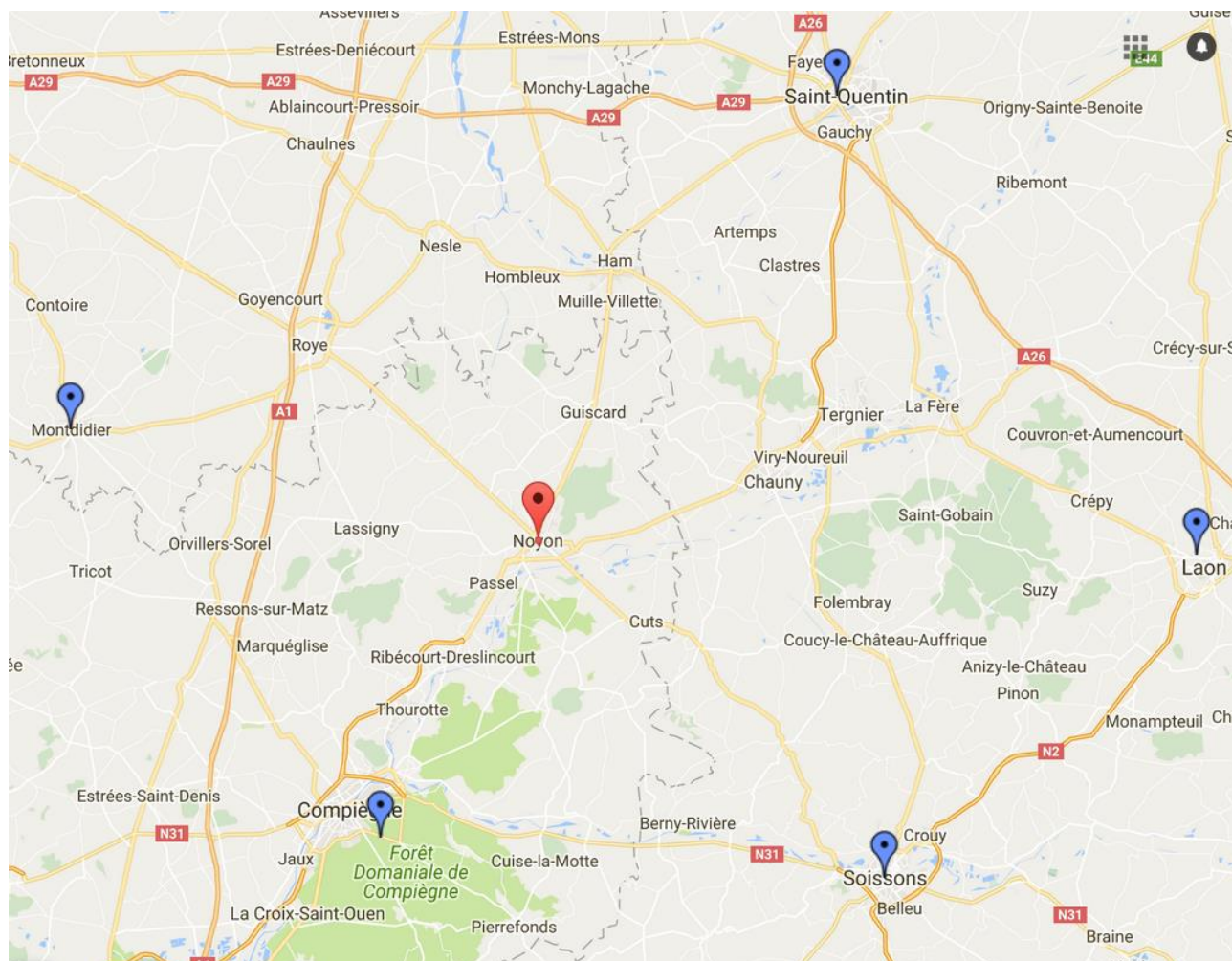


Figure 29. Réseaux de chaleur –inventaire 2015

Les réseaux les plus proches sont trop éloignés du projet (>20 km) pour envisager une liaison.

L’habitat le plus proche se situe sur le quartier Beauséjour de l’autre côté du canal, représentant 843 logements une forte proportion d’habitat collectif.



Les logements les plus anciens sur le quartier sont les copropriétés et les maisons individuelles.

Figure 30. Projet du quartier Beauséjour

Les industriels proches potentiellement fournisseurs de **chaleur fatale** sont :

| Société | Activité | Puissance combustion déclarée au titre des ICPE |
|--------------------------------|---------------------------|---|
| SOCIETE VERRIERE ENCAPSULATION | Fabrication de verre plat | 3,3 MW |
| AGORA (ex OCEAL) | Céréales | 1,2 MW |
| MAJENCIA | Mobilier de bureaux | 7,2 MW |



Figure 31. Localisation des ICPE, de la station d’épuration et d’un tracé possible d’un réseau

Les 3 sites industriels pouvant être source de chaleur fatale sont espacés de 6 km au départ de la ZAC. Il serait intéressant de les associer aux réflexions pour mieux définir le gisement de chaleur mobilisable et de les impliquer dans les enjeux de leur territoire. Une association d’entreprises de la zone industrielle pourrait être créée afin d’être l’intermédiaire entre la collectivité et les entreprises et de porter les solutions mutualisées.

L’UIOM avec valorisation énergétique la plus proche se situe à Villers St Paul (>20 km) et est donc trop éloigné pour envisager une liaison.

La station d’épuration de Noyon (pour récupération de chaleur basse température) inaugurée fin 2008 ayant une capacité de de 33 000 EH, se situe à 1,3 km du rond-point de la ZAC.

- **Aspects économiques**

La mise en place d’un réseau de chaleur pose toujours une équation économique qui se distingue par un investissement élevé, ou en tous cas plus élevé que pour la plupart des solutions individuelles ou décentralisées (rapporté à la surface chauffée par exemple). Ce surinvestissement est compensé par des coûts de fonctionnement moindres et mieux maîtrisés (meilleurs rendements de production, énergie « primaire » et coûts d’exploitation moindres). **C’est ainsi qu’en coût global, analysé sur la durée de vie des équipements, ces projets trouvent leur justification économique, à condition que les industries concernées restent implantées sur site à long terme.**

Le mode de gestion peut être multiple : gestion directe sous la forme d’une régie, délégation de service public ou gestion mixte. Le temps de retour sur investissement long est bien adapté aux investissements publics en autofinancement. Le coût d’investissement peut être aussi financé par un concessionnaire.

L’aspect économique d’une installation peut se décomposer comme ce qui suit :

- L’**investissement initial** des équipements et du réseau (entre 500 et 900 €/HT/ml selon la section et la longueur)
- Le **coût de fonctionnement** (qui comprend le prix de la maintenance et de l’approvisionnement pour les chaudières gaz ou biomasse)
- Les divers aides au financement

Le coût de pose d’un mètre de réseau est de l’ordre de 500 à 900€. Ce coût dépend bien sûr en réalité de très nombreux facteurs liés à chaque projet.

3.8.3 Potentiel de développement des réseaux de chaleur à l’échelle du projet

Pour qu’un réseau de chaleur puisse être économiquement viable il faut que la densité thermique

$$d = \frac{\text{quantité de chaleur livrée sur 1 an [MWh]}}{\text{longueur de tranchée du réseau [m]}}$$

soit au minimum de 1,5. Les réseaux les plus denses ont une

densité supérieure à 8.

En moyenne, on admet des consommations de l’ordre de 250 kWh/m² par an pour un logement non rénové, soit 25 000 kWh/an pour un logement de 100m².

Un équivalent-logement correspond à la consommation d’un logement de 70m² pour une rigueur climatique de 2 500 DJU⁴², soit environ 12 MWh (ou un peu plus d’une tonne-équivalent-pétrole) par an de chaleur utile en chauffage et eau chaude. Source : CEREMA/SNCU

Pour un réseau de 6km permettant de relier la zone industrielle, le centre-ville, le quartier Beauséjour et la ZAC de Mont Renaud, il faudrait relier l’équivalent de 750 équivalents logements pour obtenir le seuil minimal de faisabilité économique (en première approche) de 1,5 MWh/ml. Le quartier Beauséjour présente plus de 800 logements et le centre aquatique représenterait déjà 1/3 des besoins en chaleur.

Plusieurs facteurs sont favorables au réseau de chaleur :

- **Opportunité / concordance des projets** : permettant plus facilement d’envisager des travaux le long des voiries de grande ampleur : renouvellement urbain du quartier Beauséjour dont le groupe scolaire, les travaux d’extension de la ZAC, les travaux du contournement routier ouest ainsi que ceux du futur canal Seine Nord.

⁴² DJU : degré jour unifié est une valeur représentative de l’écart entre la température d’une journée donnée et un seuil de température préétabli (18 °C). Sommés sur une période, ils permettent de calculer les besoins de chauffage et de climatisation d’un bâtiment sur l’année.

- Proximité et présence de **gros consommateurs** (le centre aquatique, groupe scolaire St Exupéry) et **producteurs de chaleur fatale** (industriels et station d’épuration, le centre aquatique aussi à une température plus faible) permet de renforcer le projet techniquement et financièrement. Projet éligible aux subventions.
- **Proximité du quartier Beauséjour** : la distance entre le groupe scolaire St Exupéry quartier de Beauséjour et le centre commercial Auchan de la ZAC est de 1,7km (couvrant les 2 zones) ce qui représente **une distance de réseau courte dont la rentabilité peut être bonne** selon la densité d’habitat. Le quartier comprend un groupe scolaire Saint Exupéry, bâtiments publics qui doit faire l’objet de constructions neuves. L’avantage de combiner des logements avec les équipements publics c’est que leurs besoins énergétiques se complètent dans le temps (foisonnement). Par conséquent la puissance nécessaire aux logements n’est pas appelée en même temps que la puissance requise pour les équipements publics.
- **Le type de bâtiment collectif R+2 est favorable au réseau de chaleur urbain** (chaque bâtiment dispose d’une chaufferie que l’on peut facilement remplacer par un échangeur (point de raccordement primaire).
- La collectivité a la compétence habitat (PLH et OPAH), peu de bailleurs sont mobilisables pour envisager un **raccordement à de nombreux logements du quartier**.
- Le tracé du réseau peut emprunter de **grands axes** : rue Montdidier ou avenue Jean Jaurès ou en longeant une partie de la voie ferrée. La traversée du canal peut se faire également via la future passerelle piétonne ou la RD938.

Les sources d’énergie mobilisables pour ce réseau seront de préférence :

- Biomasse (technologie éprouvée, production stable dans le temps, meilleur moyen de réduction des GES⁴³)
- Récupération de chaleur fatale (rentabilité économique, performance au regard des émissions de GES) :
 - Industrie / STEP (température plus faible)
 - Biogaz en cogénération ou tri génération
 - Géothermie sur aquifère (température plus faible)

⁴³ GES : Gaz à Effet de Serre

3.9 Synthèse des potentialités

| Énergies mobilisables | Commentaires | Potentiel de production | Coûts | Echelle pour la mise en place | Type d’installation |
|-----------------------|--|---|---|-------------------------------|---------------------|
| Eolien | Petit éolien : Bien que présentant un potentiel de vent favorable, l’implantation de petites éoliennes (H<12m) est techniquement possible, mais leur pertinence à l’échelle des besoins n’est pas avérée. Envisageable en tant que démonstrateur de solutions innovantes. | Entre 0,5 et 9 MWh/an | De 8 000€ à 70 000€ pour un modèle de 20 kW | Bâtiment | Individuelle |
| | Grand éolien : : Le potentiel pour le grand éolien est très limité du fait de l’urbanisation, des sensibilités écologiques, paysagères. | Environ 5 000 MWh/an pour une machine de 2,5 MW | Ordre de grandeur : 1,5 M€/MW installé | Quartier / Ville | Collectif |
| Solaire | Thermique : Cette solution semble être tout à fait pertinente pour la production d’ECS (Eau Chaude Sanitaire) pour l’ensemble de la ZAC. En effet, selon le respect des exigences de performance des installations, il est tout à fait envisageable de couvrir entre 50 et 70% des besoins ; ce qui correspond au seuil de rentabilité de cette solution (rentabilité financière et environnementale). | Environ 543 kWh/m ² /an | Entre 900 à 1 500€/m ² | Bâtiment | Individuelle |
| | | | | Quartier / Ville | Collectif |
| | Photovoltaïque : Les conditions de rachat de l’électricité produite restent favorables. Cette solution est envisageable sur le projet de ZAC par la mise en place de capteurs photovoltaïque en toiture ou brise soleil. La réflexion doit maintenant être réalisée à l’échelle de chaque bâtiment pour vérifier la faisabilité technique. | 83,16 kWh/m ² .an | De 2 300€/kW à 4 000€/kW | Bâtiment | Individuelle |

| Énergies mobilisables | Commentaires | Potentiel de production | Coûts | Echelle pour la mise en place | Type d’installation |
|-----------------------|---|-------------------------|---|-------------------------------|---------------------|
| Géothermie | Une mise en œuvre adaptée sur l’ensemble du projet. | Potentiel fort | Entre 350 et 600€/kW | Bâtiment | Individuelle |
| Aérothermie | Dispositif adapté au projet d’aménagement dans le cadre d’une production de chaleur individuelle. | Potentiel fort | | Bâtiment | Individuelle |
| Marine | Pas de possibilité sur le site | | | Quartier/Ville | Collective |
| Hydraulique | Pas de possibilité sur le site | | Basse chute : de 2 000 €/kW à 4 000 €/kW pour l’investissement et de 60 €/MWh à 120 €/MWh pour l’exploitation. Haute chute : de 1 900 €/kW à 2 500 €/kW pour l’investissement et de 60 €/MWh à 80 €/MWh pour l’exploitation. | Quartier/Ville | Collective |

| Énergies mobilisables | Commentaires | Potentiel de production | Coûts | Echelle pour la mise en place | Type d’installation |
|--|---|-------------------------|---|-------------------------------|---------------------|
| Biomasse bois énergie | Potentiel de développement fort mais s’accompagne parallèlement d’une politique de gestion forestière. | | Les coûts initiaux d’investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d’investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz) | Bâtiment | Individuelle |
| | | | | Quartier/Ville | Collective |
| Biomasse méthanisation | Potentiel de développement fort par la production de biodéchets sur la ZAC. | | De 230 à 535€ /kW | Quartier/Ville | Collective |
| Biogaz, gaz de décharge, gaz de récupération | Ces sources d’énergies fatales sont valorisables par la création d’un réseau de chaleur reliant les sites industriels producteurs et les consommateurs, soit la ZAC et le quartier Beauséjour | 11,7 MW | 500 à 900 €/ml de réseau | Quartier/Ville | Collective |
| Chaleur fatale | | | | | |
| Chaleur des eaux usées | | | | Bâtiment | Individuelle |

CHAPITRE 4. **ORIENTATIONS POSSIBLES POUR DEVELOPPER LES ENR**

4.1 Choix de l’aménageur pour l’extension de la ZAC

En matière d’EnR la bonne échelle est le territoire de l’EPCI ou un territoire géographique avec ses spécificités. La présente étude, sans se limiter aux limites administratives des demandes d’autorisation d’extension de la ZAC, ne peut être aussi exhaustive qu’un PCAET.

Le **poste électrique de Noyon 3*63kV** situé à 200m de la limite est du projet, offre la possibilité de production électrique localement et de raccordement à moindre coût. **Ceci est favorable au développement de projets EnR électrique**, tels que le photovoltaïque ou la cogénération. La capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR⁴⁴ est de 24.8 MW, dont 24.7 MW disponible.

Afin de multiplier par 10 à l’horizon 2050 la production d’EnR régionalement, la collectivité peut s’appuyer sur plusieurs leviers d’actions :

1. **Intégrer des choix d’aménagement favorisant les EnR,**
2. **Investissement public dans les EnR dont le réseau de chaleur qui reste le meilleur moyen de développement des EnR,**
3. **Favoriser l’éclosion de projets EnR où la collectivité se positionne en tant que facilitateur et déclencheur,**
4. **Se fixer des objectifs ambitieux pour les acquéreurs et aménageurs de chaque lot,**
5. **Impliquer les commerçants, la grande distribution et la restauration dans le développement des EnR.**

Le dernier point est difficile à mettre en pratique dans la mesure où imposer des contraintes d’aménagement sera en opposition avec les enjeux de commercialisation. Pourtant les gisements d’efficacité énergétique sont à l’échelle du bâti, ainsi que de nombreuses solutions EnR tels que les panneaux solaires.

En contrepartie une zone commerciale innovante d’un point de vue énergétique renforce son attractivité et son image...

⁴⁴ S3REnR : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables, élaboré par RTE sur la base des objectifs du SRCAE pour permettre l’intégration des énergies renouvelables sur le réseau électrique.

4.2 Préconisation de production d’EnR par la collectivité

Les deux lois "Grenelle" ont étendu le champ de compétences des collectivités territoriales dans le domaine de la politique énergétique, en leur permettant de développer des actions en faveur de la maîtrise de l’énergie et d’intervenir dans le domaine de la **production utilisant des sources d’énergies renouvelables**.

Il était interdit toute participation d’une commune ou d’un groupement de communes dans le capital d’une société à but lucratif n’ayant pas pour objet d’exploiter les services communaux. La loi de transition énergétique **fait une exception pour les sociétés anonymes dont l’objet est la production d’énergies renouvelables sur leur territoire ou à proximité**.

Cette production portée par la collectivité peut prendre la forme

- Les **énergies de récupération et la réflexion sur les réseaux de chaleur** doivent être portées à une échelle plus globale du territoire tenant compte de tous les **usagers** possibles (entreprises, logements privés, logements aidés, bâtiments publics, hôtels) et de tous les **gisements** en EnR&R possibles.
- Développer un **micro-réseaux de chaleur** reliant des bâtiments publics au parc d’activité ainsi qu’en interne du parc d’activité ; le développement d’un réseau de chaleur est la solution la plus favorable pour développer massivement les EnR et limiter les émissions de CO2. La biomasse, le solaire, la géothermie et la récupération d’énergie fatale sont favorables pour des besoins en chauffage et ECS selon la température. Pour des besoins de chaleur industrielle favoriser la biomasse.
- La **géothermie sur aquifère** est très favorable. Elle peut être favorisée sur les bâtiments publics en association ou non de solaire thermique.
- Concernant la production d’électricité, les **projets publics éoliens et photovoltaïques** sont favorables. Nous incitons le territoire à porter ce type de développement. Cependant ces projets devront vraisemblablement être mené sur des zones dont les contraintes d’aménagement sont moindres. Les ZDE de 2008 étaient envisagées au nord du territoire de la communauté de communes.

De plus, la collectivité peut également définir une trame parcellaire de la zone commerciale permettant de tirer parti du maximum de l’ensoleillement, mais aussi intégrer le développement des énergies renouvelables au sein de la zone commerciale à l’élaboration de son PCAET.

De la même manière, il est important de développer des offres de desserte en transports en commun, et de renforcer les connexions entre le centre-ville et le pôle d’activités afin de limiter l’usage de la voiture individuelle.

4.3 Pistes pour inciter au développement de projets EnR

La collectivité peut également inciter les futurs acquéreurs ou promoteurs de la ZAC au développement de projets EnR en :

- Imposant des conditions **contraignantes** :
 - **Un taux de couverture des consommations par les EnR** ;
Cela peut passer par un label de performance thermique des bâtiments (BBC, BEPOS, passif...), mais aussi par la réglementation thermique RT2012 ou RT2020 à venir, qui s’applique aux commerces et restaurants, et en particulier sur les consommations des cinq usages : le chauffage, le refroidissement, l’éclairage, la production d’eau chaude sanitaire et les auxiliaires (pompes et ventilateurs). Les autres consommations « spécifiques » tels que les fours de restaurant ne sont pas soumis à des obligations de performance.
A minima les bâtiments devront respecter tous les **DTU et les documents de recommandations professionnelles « Règles de l’Art Grenelle Environnement 2012 » (RAGE)**. Notamment les bâtiments à structures métalliques et à bardage double peau qui est un mode constructif courant pour les bâtiments de commerces en zone commerciale doivent respecter le RAGE « Bardages en acier protégé et en acier inoxydable de 2014 ».
 - **Des tests de performance** à l’issue des constructions (perméabilité...) ou l’obligation d’une **garantie sur le résultat thermique** dans le cadre des marchés de travaux.
- **Conseillant** avant l’implantation (ou la commercialisation) et en renforçant les moyens **d’ingénierie territoriale** et en les mutualisant (formation des agents, conseil en énergie partagée, etc.) :
 - Inciter au développement de **bâtiments économes** notamment par les principes architecturaux bioclimatiques, compacité des bâtiments, murs solaires et les ouvertures vitrées pour favoriser les apports passifs,
 - Inciter à des pratiques énergétiques et **solutions techniques économes** concernant les utilités (éclairage, chauffage, production de vapeur, production de froid),
 - Formaliser la liste des **leviers financiers**,
 - Aider dans la constitution des **dossiers administratifs**,
 - Achat d’études de faisabilité génériques : **cadastre solaire sur le territoire ou potentiel géothermique de la nappe....**
- **Facilitant et en déclenchant des projets mutualisés privés** :
 - **Micro-réseaux de froid au sein de la ZAC** si les besoins sont suffisants (la GMS alimentaire utilise des groupes froids pour leurs congélateurs et réfrigérateurs). Cette solution permettrait d’envisager également l’implantation d’entrepôt froids pour certains lots.
 - **Micro réseaux de chaleur** reliant piscine, quelques commerces comme Auchan.
 - **Travaux** mutualisés avec des fournisseurs de solutions présélectionnés sur des sujets tels que le bio climatisme, ou la fourniture de pompes à chaleur.
 - **Achat de l’énergie.**

4.4 Préconisations complémentaires concernant l’éclairage public

En matière d’éclairage public, les solutions « classique » recourent à des lanternes de puissance variée, selon les contextes : lampes à iodure métallique ou halogénures de forte puissance (150 à 800 W) sur mâts supérieurs à 8 m (jusque 20 m) pour des places ou grands carrefours ; lanternes « fonctionnelles » sur mât entre 6 et 8 m ou sur poteau téléphonique ou façade, d’une puissance allant de 70 à 150 W ; lanternes décoratives de toutes formes, sources lumineuses ou puissances (15 à 300 W).

Notre première recommandation est donc de **limiter la puissance maximale d’un point lumineux**. Ainsi, on peut fixer à 70 W cette puissance maximale. Les lanternes fonctionnelles ou décoratives de dernière génération pour lampes à Sodium Haute Pression (SHP) sont équipées de réflecteurs et vasques assurant à la fois une excellente efficacité du flux lumineux et une très bonne répartition de ce flux ; celle-ci est facilitée par le fait que la hauteur de la lampe dans la lanterne est réglable.

Des **luminaires Led** peuvent être utilisées permettant une réduction de consommation électrique significative à niveau d’éclairement égal, mais avec un coût global défavorable (compte tenu d’un coût d’électricité anormalement bas pour l’éclairage public et compte tenu de technologie plus coûteuse pour le moment mais dont la tendance est à la baisse en raison de leur déploiement massif). Les performances des LEDs sont en constante évolution, un suivi est réalisé par le Syndicat de l’Eclairage (www.syndicat-eclairage.com).

Un deuxième moyen de réduire la puissance installée est de **diminuer le nombre de points lumineux**. Un excellent moyen de le faire est de privilégier le non éclairage direct des chaussées et de réserver l’éclairage aux voies douces : trottoirs, piétonniers et pistes cyclables. La nature des voies est donc distinguée, ce qui assure aux modes doux une meilleure visibilité et une meilleure sécurité. Pour tout à fait réussir un tel aménagement, nous recommandons également :

- D’éclairer les « zones de conflit » : passages piétons (idéalement avec une couleur de lumière spécifique) carrefours, zones de rencontres ;
- De recourir à l’éclairage passif, c’est-à-dire à des équipements réfléchissants délimitant la chaussée (plots, bandes, réflecteurs) assurant aux automobilistes une très bonne vision des limites de la chaussée et évitant les « malentendus dans le bon usage de la voirie ».

Un troisième et dernier moyen de réduire la puissance installée est d’équiper les points lumineux (pour chaque point lumineux ou à l’armoire, en fonction des besoins) d’un dispositif de **variation de puissance**. Ainsi, les lanternes SHP tolèrent une variation de puissance de l’ordre de 30%. Une lanterne de 70W peut ainsi consommer à certaines heures environs 50W.

Afin de réduire cette **durée d’éclairage**, plusieurs dispositifs peuvent être mobilisés.

- L’interrupteur crépusculaire

Il s’agit d’un équipement électronique qui détecte la quantité de lumière naturelle environnante. En fonction d’une valeur de seuil de luminosité prédéfinie, l’interrupteur crépusculaire allume ou éteint

(commute) les équipements qui lui sont raccordés. Un tel dispositif permet de ramener à 4400-4500 heures – quand il fonctionne bien – le temps d’éclairement d’un éclairage « toute la nuit ».

- L’horloge ou calculateur astronomique

Cet équipement calcule les heures de commutation de l’éclairage public en fonction du calcul de la course du soleil. Il est plus précis et moins sujet à défaillance que l’interrupteur crépusculaire et prend en compte le changement d’heure. Il permet de ramener à 4200 heures le temps d’éclairement d’un éclairage « toute la nuit ».

- La commande centralisée

Elle permet de synchroniser l’ensemble des points d’allumage mais aussi et surtout, de moduler l’éclairage zone par zone. La commande centralisée communique généralement avec les commandes locales par ondes radio ou téléphonie.

- L’extinction et la variation de puissance d’une partie de l’éclairage public

La modulation de l’éclairage public (extinction ou variation de puissance) en fonction des tranches horaires permet de réduire de manière significative le nombre d’heures d’éclairement et/ou les consommations énergétiques.