



Marnaz
Haute-Savoie

ETUDE D'IMPACT ZAC MARNAZ CŒUR DE VILLE (74)

Etude annexe : étude de faisabilité sur le potentiel de développement
des énergies renouvelables

Juillet 2025



SOMMAIRE

PARTIE 1 : DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET 3

1. Contexte réglementaire	4
1.1. Des enjeux internationaux à intégrer localement	4
1.2. Un cadre réglementaire structurant	4
2. Contexte du site	6
2.1. Localisation du site	6
2.2. Le climat	8
2.3. Milieu physique	9
2.4. Contexte énergétique du territoire et du site de projet	10
2.5. Programmation et organisation spatiale du projet	11
2.6. Les besoins énergétiques associés	18

PARTIE 2 : POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION 20

1. L'énergie solaire	21
1.1. Solaire passif	21
1.2. Solaire thermique	21
1.3. Climatisation solaire	22
1.4. Le solaire photovoltaïque	23
1.5. Le gisement solaire local	24
2. L'énergie éolienne	26
2.1. Le grand éolien et le petit éolien	26
2.2. Le grand éolien et le petit éolien	27
3. L'énergie géothermique	29
3.1. Haute énergie	29
3.2. Basse énergie	29
3.3. Très basse énergie	29
4. La biomasse	33
4.1. Le gisement biomasse	33
4.2. Bois-énergie	33
4.3. Le bois-énergie - cogénération	34
4.4. Potentiel bois-énergie	35
5. La récupération de chaleur des eaux domestiques	36
5.1. Récupération de chaleur sur les eaux grises	36
5.2. Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data center)	37
6. Les autres technologies existantes	38
6.1. Le biogaz et les biocarburants	38

6.2. Aérothermie	39
6.3. L'énergie hydraulienne	41
6.4. Les réseaux de chaleur	41
6.5. Synthèse des potentiels de développement des énergies renouvelables sur le territoire	44

PARTIE 3 : PREDIMENTONNEMENT ET SCENARIOS 48

1. Démarche et méthode de scénarisation	49
2. Définition des scénarios d'approvisionnement	49
3. Analyse économique	50
4. Analyse environnementale	53
5. Conclusion	54



1

Partie 1 : Description et contexte du projet

1. CONTEXTE REGLEMENTAIRE

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

1.1. Des enjeux internationaux à intégrer localement

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

1.2. Un cadre réglementaire structurant

a. Lois Grenelle et loi de la transition énergétique pour la croissance verte

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

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

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

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4) ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;

- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'énergie à 50 % à l'horizon 2025 ;
- Atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- Lutter contre la précarité énergétique ;
- Affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages.

b. Réglementation environnementale

Avant le 1er janvier 2022, pour tout projet de construction, la réglementation thermique RT 2012 était applicable. La RT 2012 est rendue obligatoire par le Grenelle de l'Environnement depuis 2013. La norme à respecter avec cette RT est une consommation énergétique max de 50 kWh/m²/an, comprenant 5 usages (refroidissement, chauffage, production d'eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires).

Depuis 1er janvier 2022, la Réglementation Environnementale 2020 est la norme thermique à respecter dans la construction neuve. La RE 2020 met en œuvre le concept de bâtiment à énergie positive, appelé aussi « BEPOS » au sein du Plan Bâtiment Durable. Les bâtiments à énergie positive sont des bâtiments qui produisent plus d'énergie (chaleur, électricité) qu'ils n'en consomment. En général, ces bâtiments sont très performants et fortement équipés en moyens de production énergétique par rapport à leurs besoins en énergie. La RE 2020 prend en compte les 5 usages de la RT2012, ainsi que l'éclairage et/ventilation des parkings, éclairage des circulations en collectif et l'électricité liées aux ascenseurs et/ou escalators.

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

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

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

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

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

- Depuis le 1er janvier 2022 à la construction de bâtiments ou parties de bâtiments à usage d'habitation ;
- Depuis le 1er juillet 2022 aux constructions de bâtiments ou parties de bâtiments de bureaux, ou d'enseignement primaire ou secondaire ;
- À la construction de parcs de stationnement associés aux constructions habitations, bureaux, enseignement primaire ou secondaires aux constructions provisoires et extensions en fonction de leur surface répondant aux mêmes usages à compter du 1er janvier 2023.

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

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

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

c. Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) de la Communauté de Communes Cluses Arves & Montagne

Le PCAET est un projet territorial de développement durable, mais aussi un outil de planification qui doit être révisé tous les 6 ans. Il s'agit de définir une vision du territoire en se fixant des objectifs chiffrés et en proposant un plan d'actions, à l'échelle de l'agglomération, pour atténuer et s'adapter au changement climatique. Son objectif est de permettre à l'intercommunalité de coordonner la transition énergétique et climatique sur le territoire.

Le PCAET vise en tout premier lieu à améliorer la qualité de l'air, réduire la consommation énergétique et les émissions de gaz à effet de serre (GES), développer les énergies renouvelables et favoriser l'adaptation au changement climatique.

En Auvergne-Rhône-Alpes, on compte 101 PCAET en phase opérationnelle ou d'élaboration : 91 sont des EPCI obligées et 10 des territoires volontaires.

Sur le territoire de la Communauté de Communes Cluses Arves & Montagne (2CCAM), un premier projet de PCAET 2020-2025 a été arrêté par le Conseil communautaire le 13 février 2020. Cette version a ensuite été reprise et augmentée, afin d'intégrer des éléments attendus par la Loi d'Orientation des Mobilités (LOM) de fin 2019. La version définitive du PCAET de la 2CCAM a été adopté par le Conseil communautaire du 23 mars 2023.

Le PCAET 2020-2025 de la 2CCAM compte 26 fiches actions, réparties en 5 grandes orientations :

- Améliorer la performance énergétique du territoire ;
- Produire des énergies renouvelables ;
- Aménager pour s'adapter aux conséquences du changement climatique ;
- Rendre les différents secteurs résilients ;
- Mobiliser les différents acteurs.

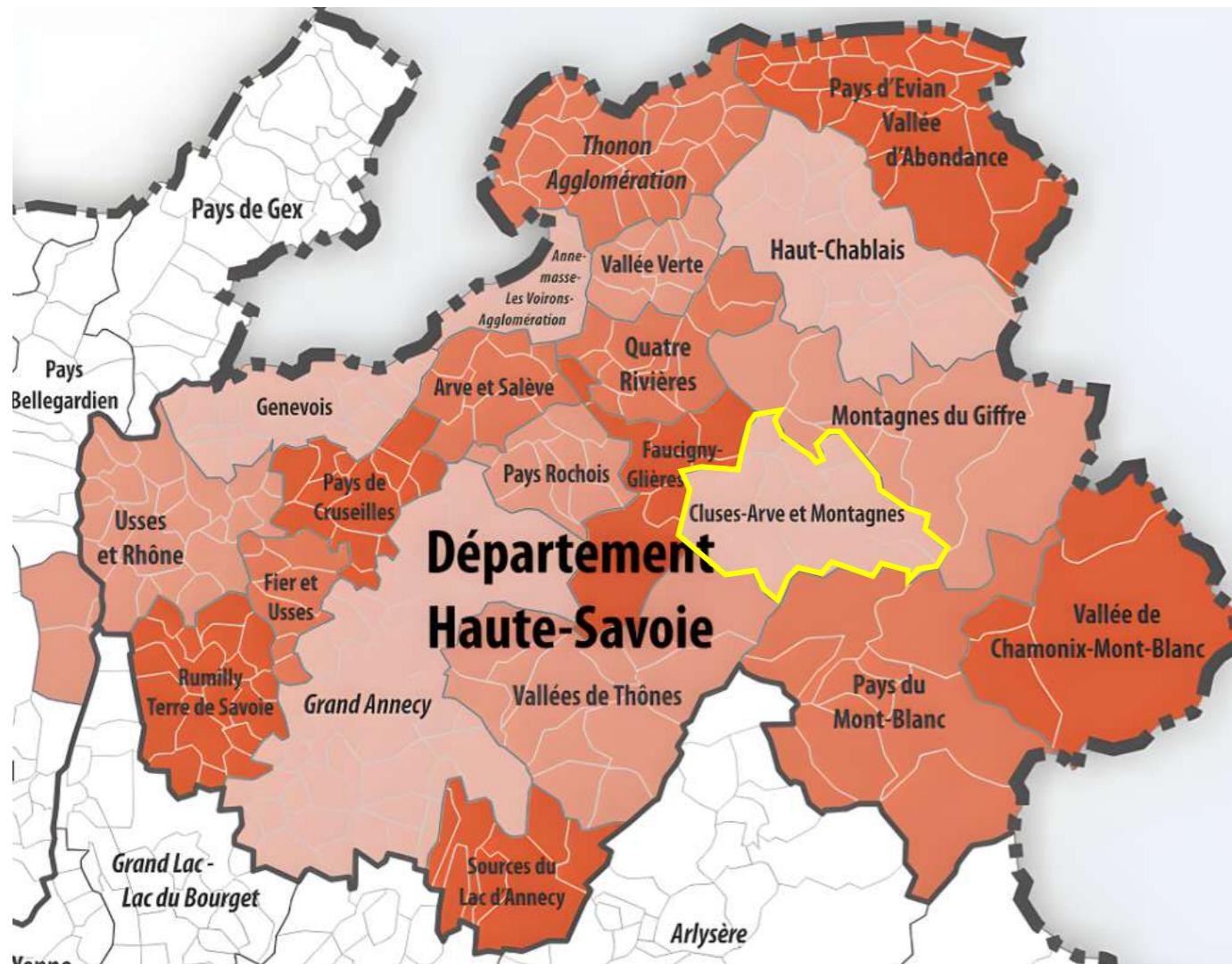
2. CONTEXTE DU SITE

2.1. Localisation du site

a. Le territoire administratif

Le site de projet se trouve dans la commune de Marnaz, située dans la communauté de communes Cluses Arve & Montagnes, réunissant 10 communes du département de Haute-Savoie. (74)

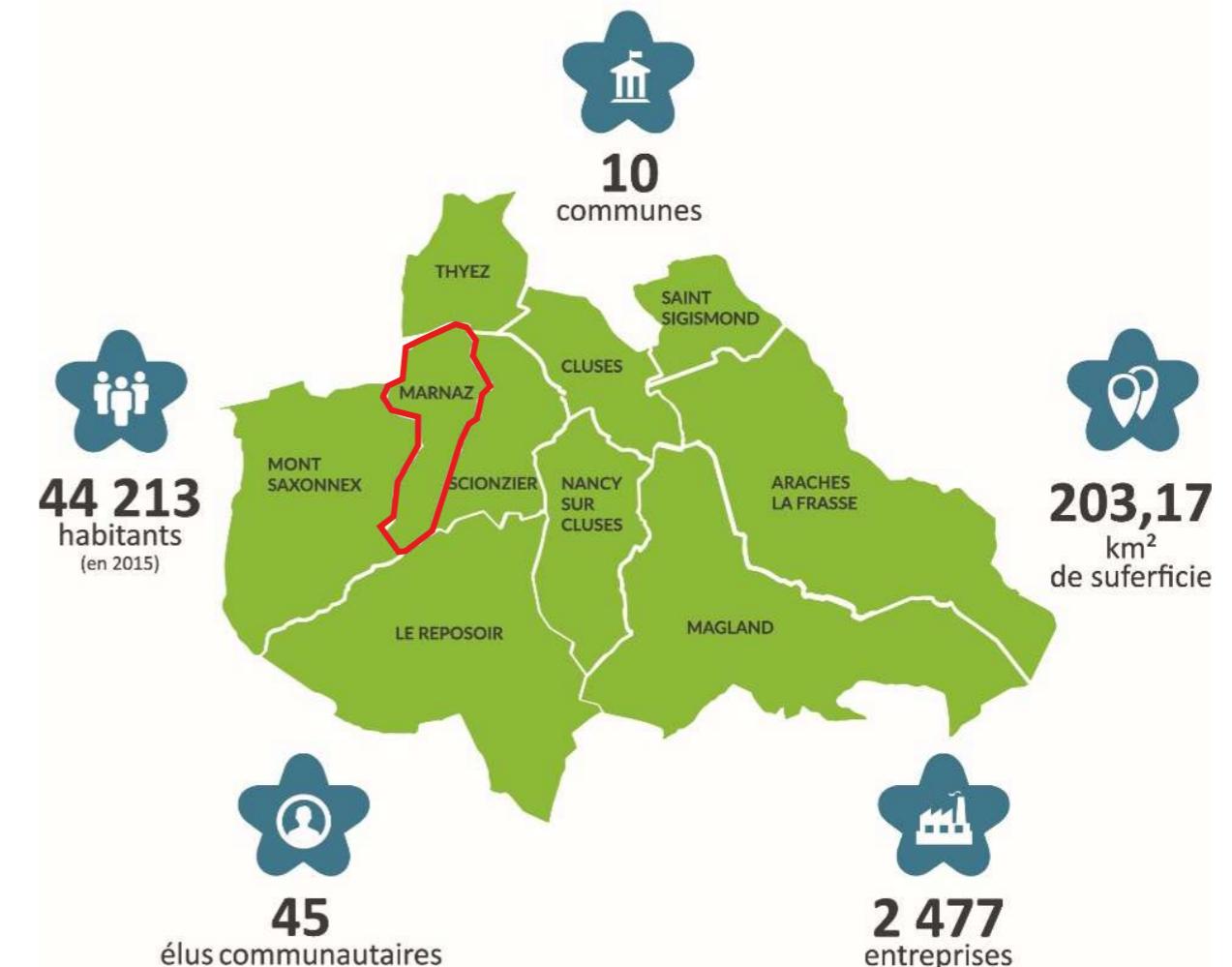
La communauté de communes a été créée par arrêté préfectoral du 16 juillet 2012. Elle succède au SIVOM de la Région de Cluses qui existe toujours mais qui est devenu le syndicat des déchets de l'eau et de la valorisation (SYDEVAL) regroupant en 2018 quatre EPCI dont la 2CCAM avec des compétences optionnelles (tri des déchets, traitement des déchets et assainissement des eaux usées). La population de la communauté de communes est estimée à 47 000 habitants au total.



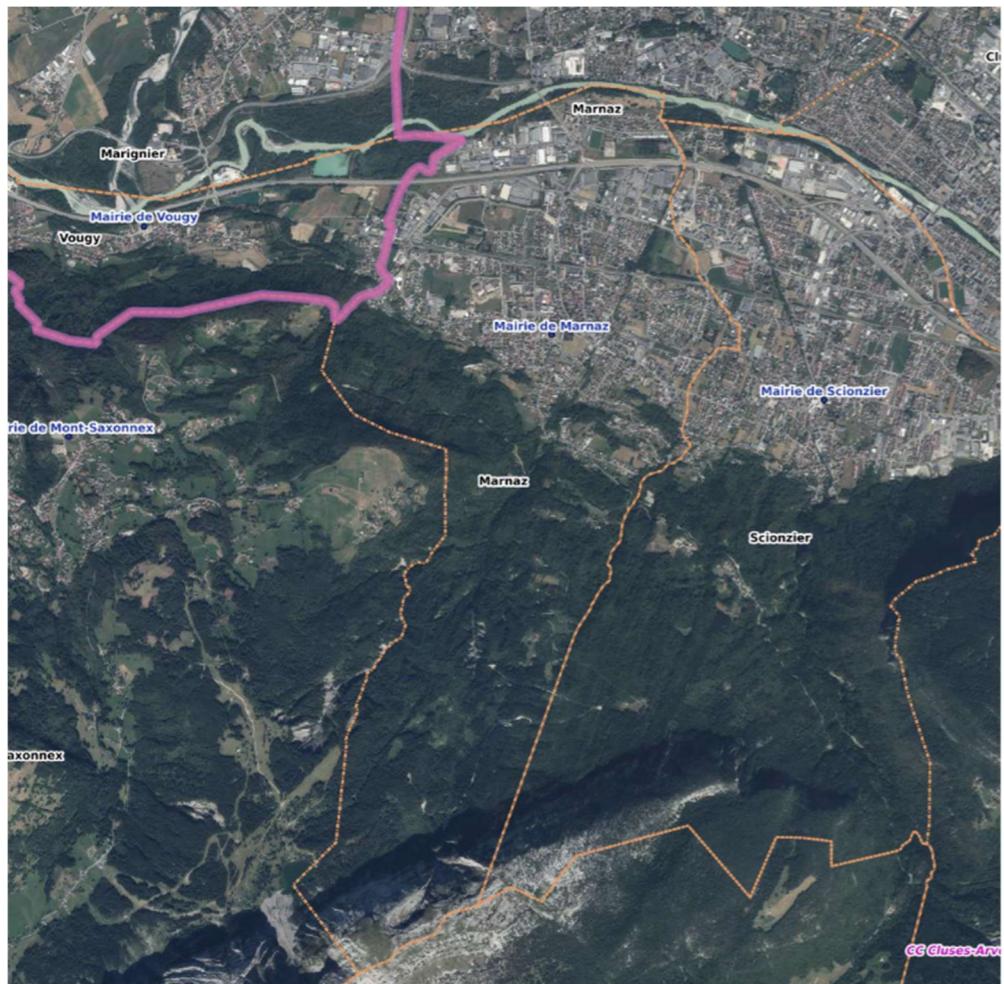
Carte du département de Haute-Savoie et localisation de la Communauté de Commune de Cluses-Arve et Montagnes – Source : Wikipédia

En ce qui concerne la commune de Marnaz, elle s'étend sur 9,02 km² et compte 5920 habitants au 1^{er} janvier 2025. Elle est bordée à l'Ouest par la commune de Mont Saxonnex ; au Sud par Le Reposoir, à l'Est par Scionzier et au Nord par Thyez. Elle est aussi limitrophe avec la commune de Vougy, au Nord-Ouest, qui est au sein de la Communauté de Commune de Faucigny-Glières.

La Communauté de Communes Cluses Arve et Montagnes



Cartographie de la communauté de communes de Cluses Arves & Arves -source : 2CCAM



Carte de la commune de Marnaz – Source : Géoportail

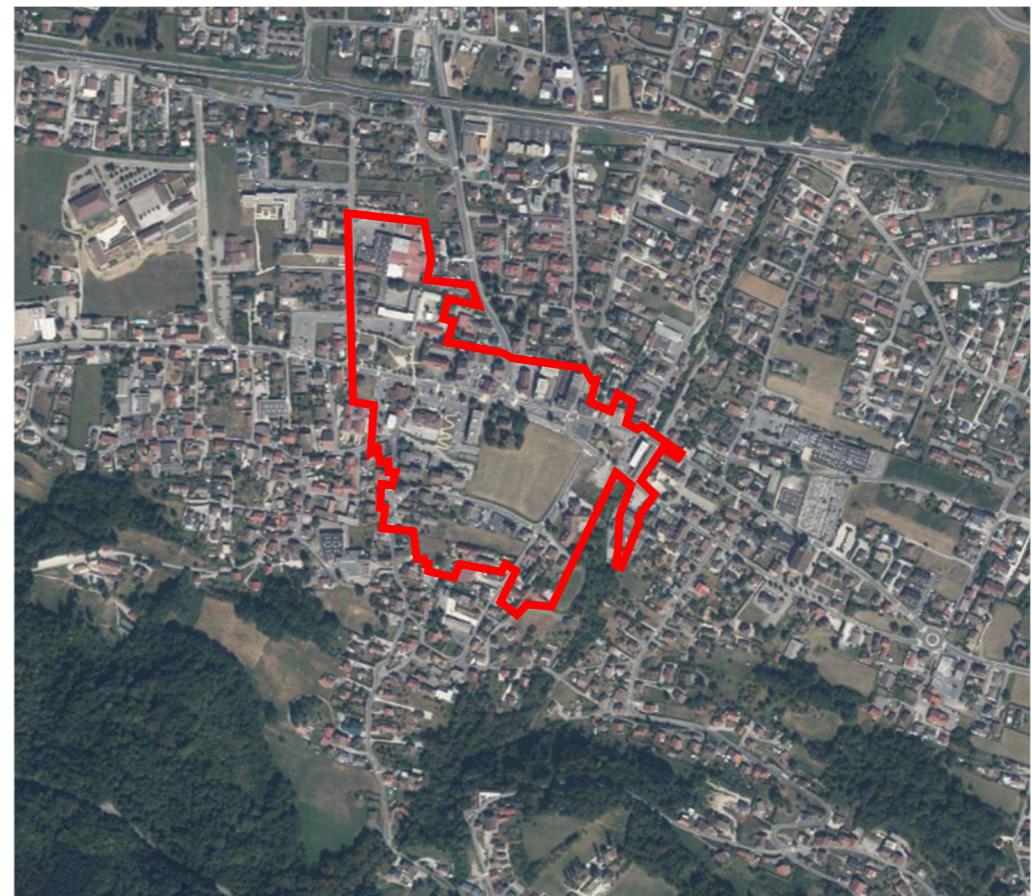
Marnaz fait face à des enjeux d'urbanisation et de préservation de l'environnement. La commune présente une structure spatiale polarisée, avec une partie basse urbanisée au nord et une partie haute forestière au sud, séparées par une ceinture agricole qui joue un rôle crucial de zone tampon. L'urbanisation se concentre principalement dans la partie nord de la commune, le long de l'Arve, où se trouvent le centre-ville et les zones résidentielles. Les grands espaces verts sont localisés au sud, comprenant des zones forestières importantes, tandis que les espaces artificialisés sont principalement situés dans la partie nord, incluant des zones pavillonnaires et industrielles.

La commune entreprend des efforts pour concilier développement urbain et préservation de l'environnement.

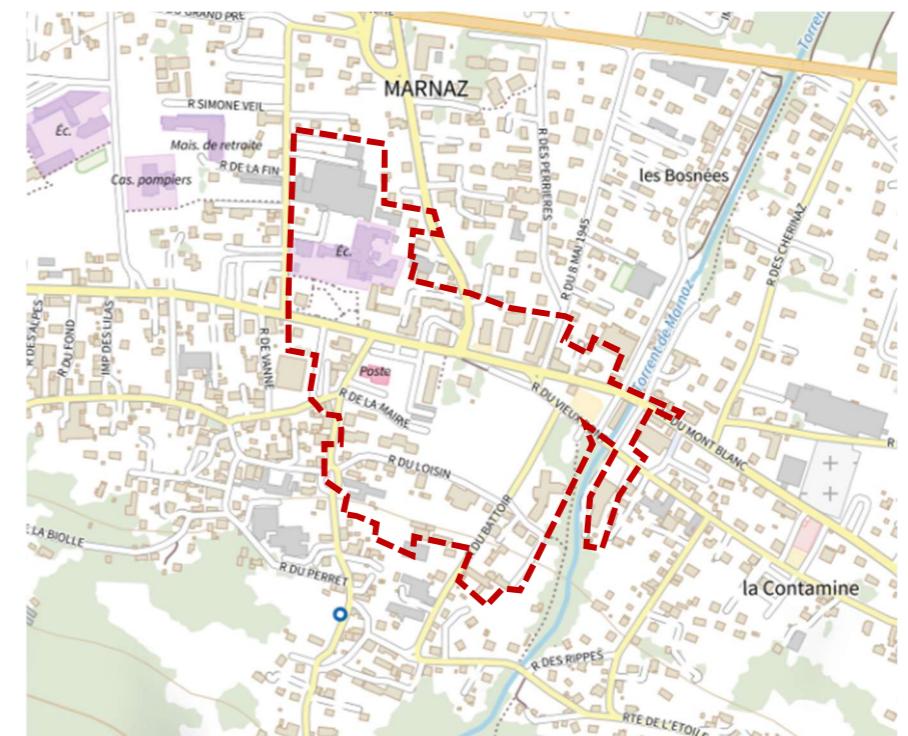
b. Le périmètre

La ville de Marnaz, au Nord de la commune, est traversé du Sud-Ouest au Nord-Est par le cours d'eau « le Torrent de Marnaz ». L'axe routier de l'A40, qui suit les frontières de l'Arve, découpe aussi le Nord de la, d'Est en Ouest. En parallèle à cet axe, la D1205 représente aussi un axe déterminant dans la ville.

Le projet de ZAC Marnaz Cœur de Ville se situe au sud de l'A40, le long de la D26 (qui se situe au sud de la D1205) et à quasi-totalité à l'Ouest du Torrent de Marnaz, bien que le secteur de projet s'étende aussi un petit peu à l'Est du cours d'eau. Le projet s'étend sur un périmètre total de 15,2 hectares.



Photographie aérienne du secteur de projet et ses alentours – Source : Géoportail



Cartographie du secteur de projet et ses alentours – Source : Géoportail

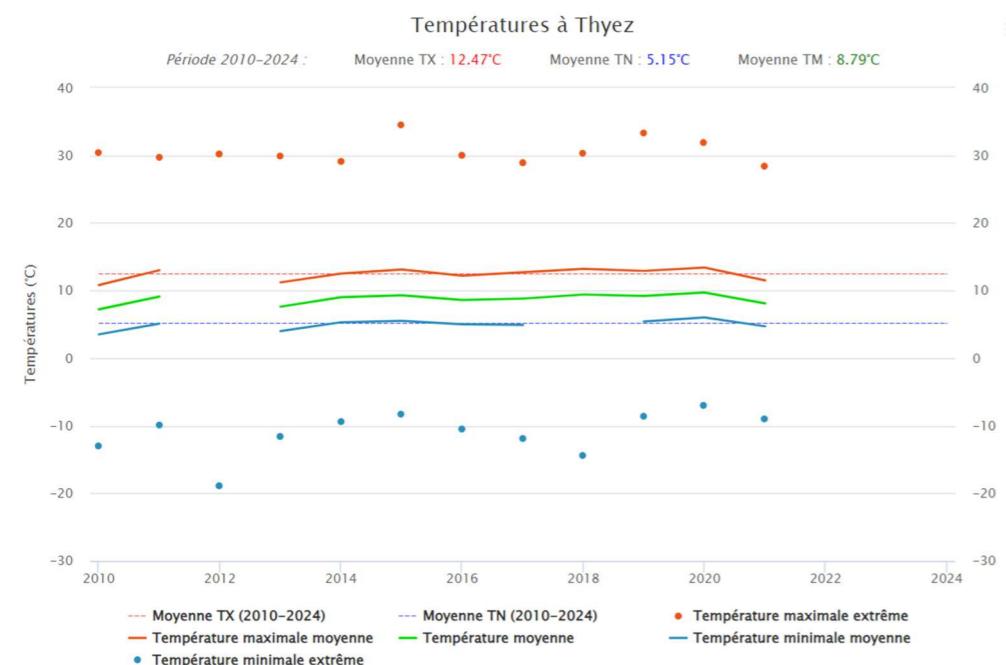
2.2. Le climat

Le climat de la Haute-Savoie est subcontinental et, pour l'essentiel du département, montagnard froid et neigeux en hiver, doux et orageux en été. Les intersaisons sont en moyenne plus sèches, mais la pluviométrie est globalement l'une des plus élevées de France.

La station météorologique la plus proche de la commune de Marnaz, et par extension du secteur d'étude, est la station de Thyez, commune limitrophe de Marnaz, au Nord de celle-ci.

Températures

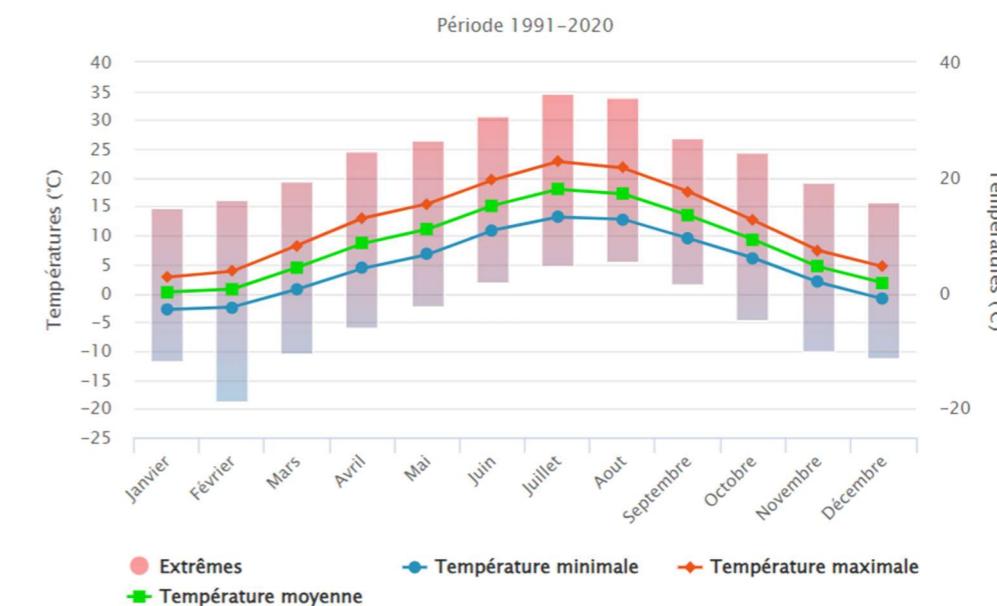
Les températures enregistrées à la station de Thyez sur la période 2010 – 2024 sont globalement tempérées (voir froides) avec une température annuelle moyenne sur la période de moins de 9°C, et varient autour de 5°C et 12°C selon les années en moyenne annuelle



Moyennes annuelles de température sur la station de Thyez sur la période 2010-2014 – source : Infoclimat d'après les données Météo France

Les mois les plus chauds de l'année sont juillet et août, avec un pic de température maximale atteignant 24°C sur les moyennes de juillet. Les mois les plus froids sont les mois de janvier et février, avec un pic de température minimal de -3°C en moyenne en janvier.

Températures à Thyez

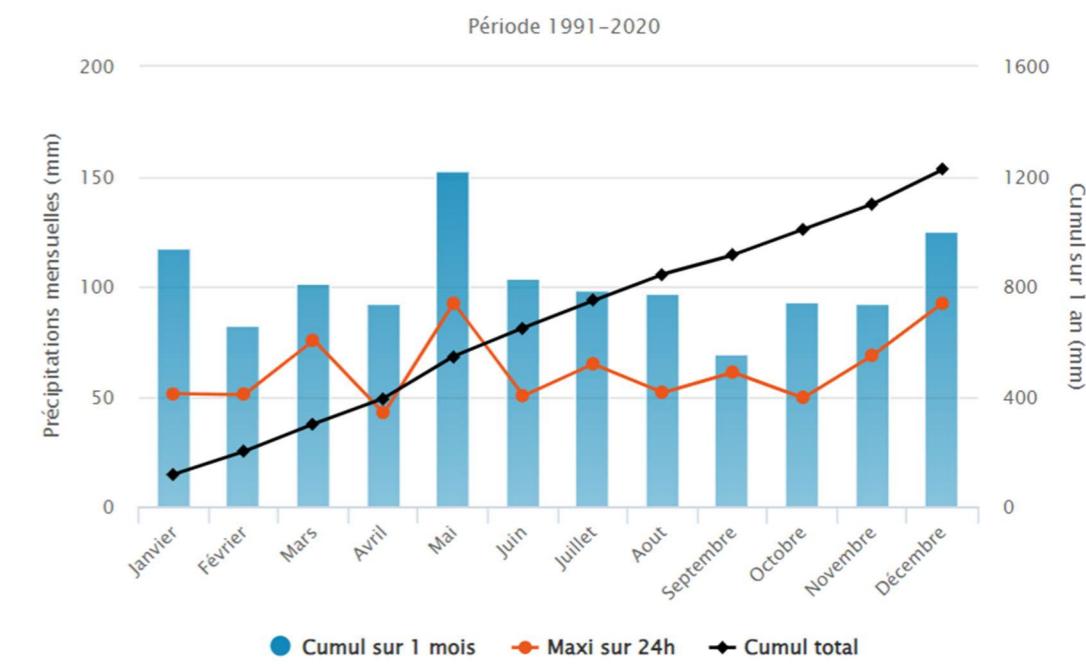


Moyennes de température sur la station de Thyez sur la période 1991 – 2020 – Source Météo France

Précipitations

Le cumul annuel des précipitations s'élève à 1200 mm, ce qui est supérieur à la moyenne nationale de 770 mm/an. Les précipitations moyennes mensuelles oscillent entre 75 mm en septembre et 150 mm en mai, soit une amplitude de plus de 75 millimètres. Ainsi, aucun déficit de pluie n'est constaté à quelque période de l'année de fait de pluies réparties sur toute l'année, même si de manières plus ou moins intenses.

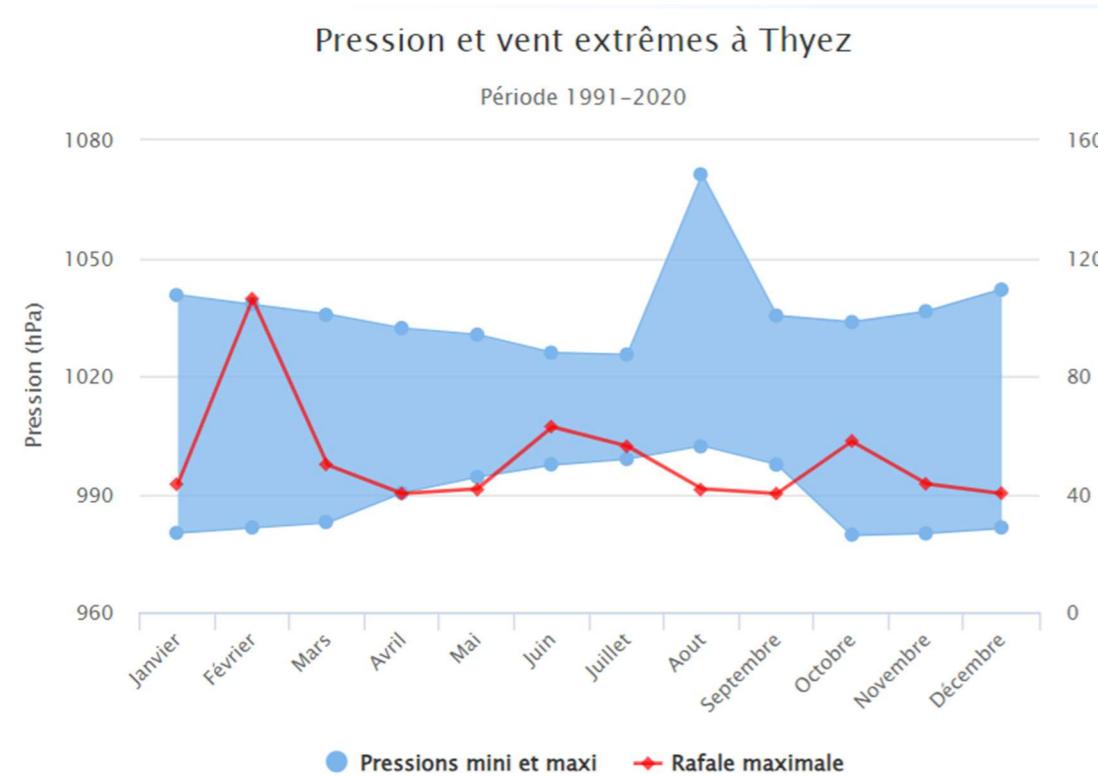
Précipitations à Thyez



Précipitations à Thyez sur la période 1991-2010 – Source : Infoclimat.fr d'après Météo France

■ Vents

Les vents extrêmes atteignent des vitesses d'en moyenne 110 km/h au mois de février, et sont plus doux sur les autres mois de l'année, oscillant entre 40 et 70 km/h.



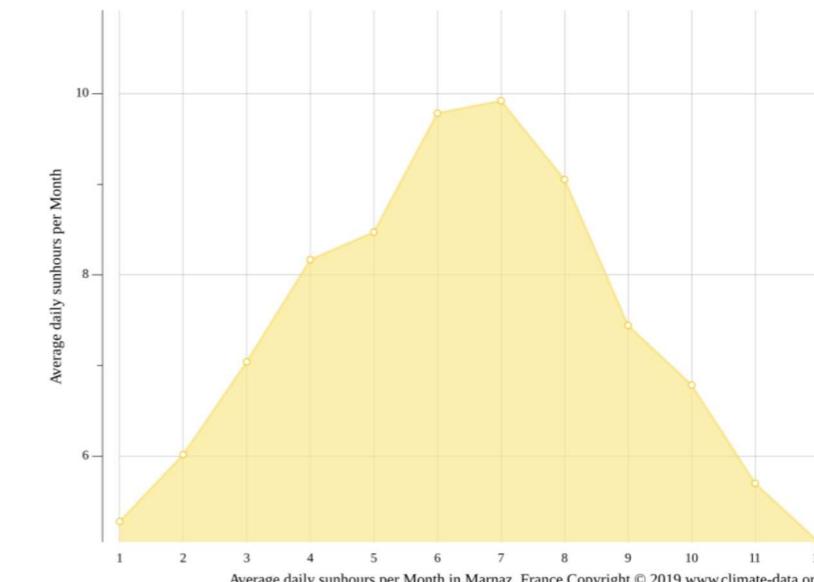
Graphique des moyennes de pression et vents extrêmes enregistrées sur la station de Thyez sur la période 1991 – 2020 – source : Infoclimat d'après les données Météo France

■ Ensoleillement

D'après les relevés de 2019, les mois de juin et de juillet sont les plus ensoleillés, avec une moyenne de presque 10 heures d'ensoleillement par jour. Les mois les moins ensoleillés sont les mois de décembre et janvier, avec une moyenne de moins de 5 heures d'ensoleillement par jour.

Le nombre d'heures d'ensoleillement varie considérablement au cours de l'année, l'écart maximum étant de 5 heures de différences d'ensoleillement entre juillet et décembre.

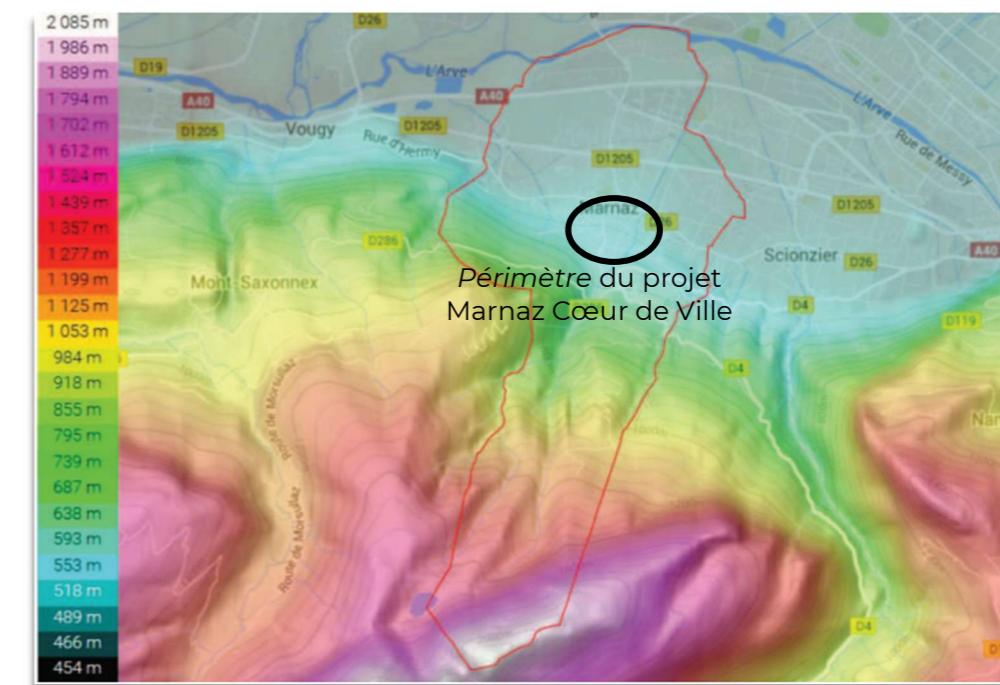
Au total, la commune de Marnaz enregistre environ 2036 heures d'ensoleillement à l'année, contre une moyenne estimée à environ 1700 heures à l'échelle nationale. Ainsi, Marnaz est une commune relativement ensoleillée.



Heures d'ensoleillement moyennes par mois à Marnaz, en 2019 – Source : www.climate-data.org

2.3. Milieu physique

Le secteur Nord de la commune, très urbanisé, occupe la plaine alluviale de l'Arve où subsiste encore des poches agricoles. Le reste de la commune à dominante forestière s'étend au Sud sur le versant Nord-ouest de la montagne du Bargy avec un point culminant représenté par le Petit Bargy. La commune de Marnaz possède ainsi une topographie marquée, avec une altitude variant entre 466 mètres NGF au Nord et 2098 mètres NGF à l'extrémité Sud.



Cartographie de la topographie de la commune de Marnaz – source : Topographic map

Le secteur de projet est implanté dans la vallée, et est situé de ce fait dans les points de basse altitude (environ 500 mètres NGF) de la commune.



Focus de la topographie sur le secteur de projet – source : Topographic Map

2.4. Contexte énergétique du territoire et du site de projet

▪ Consommation énergétique du territoire

En 2022, l'agence ORE a établi le bilan des consommations énergétiques sur le département de Haute-Saône et a dressé le bilan suivant :

- 40% des consommations énergétiques du département ont été dédiées au secteur résidentiel soit une valeur supérieure au pourcentage régional (30% pour la région Auvergne-Rhône-Alpes)
- 33% des consommations énergétiques départementales dédiées au secteur tertiaire (23% à l'échelle régionale) ;
- 26% des consommations énergétiques dédiées à l'industrie, soit une valeur nettement inférieure au pourcentage régional (46% en Auvergne-Rhône-Alpes)
- 1% des consommations énergétiques dédiées à l'agriculture (même pourcentage à échelle régionale).

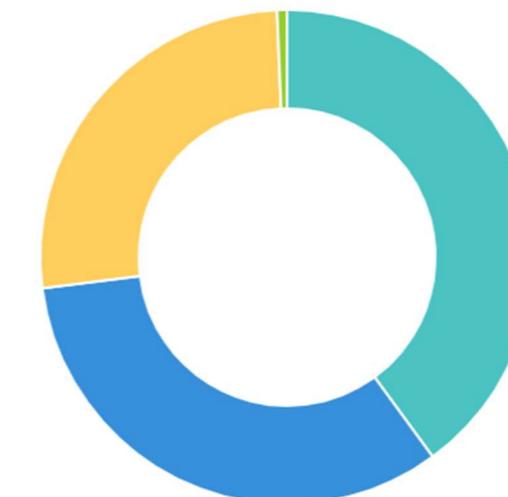


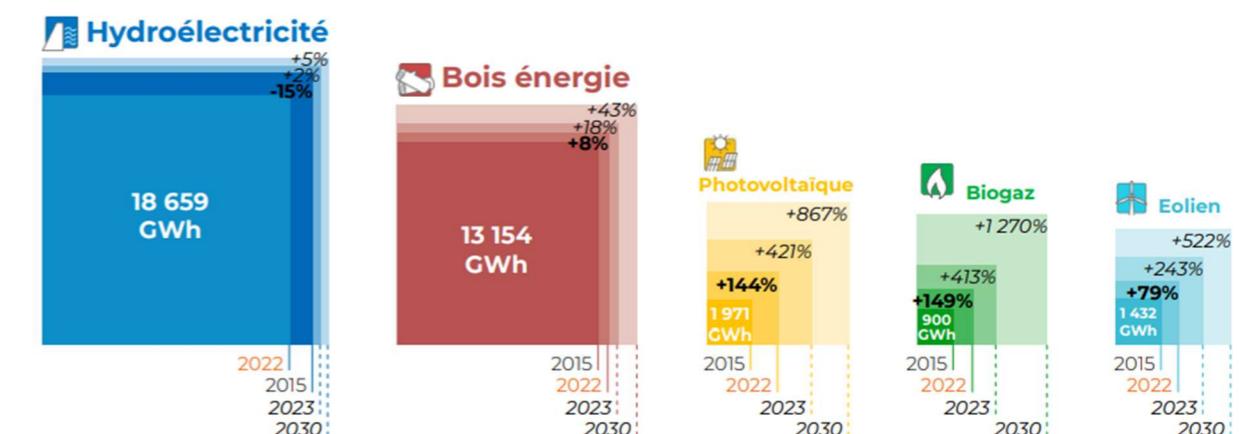
Diagramme de répartition des consommations énergétiques par secteur d'activités sur le département de Haute-Savoie – source : Observatoire Enedis

- **Production d'énergie renouvelable sur le territoire**

A l'échelle régionale, en 2022, la production EnR est dominée aux trois-quarts par l'hydroélectricité (44%) et le bois énergie (31%). La production hydro-électrique de 2022 est en net recul par rapport à 2015 (-15%) en raison de la sécheresse ce qui, compte-tenu du poids de cette filière, a un impact sur la production totale d'EnR. Les autres filières se développent par rapport à 2015 notamment le biogaz (+149%), le solaire PV (+144%), les PAC (+130%), et l'éolien (+79%). La production EnR couvre 20% de la consommation énergétique de la région.

Évolution de la production d'énergie renouvelable en 2022

par rapport à 2015 et aux objectifs SRADDET 2023 et 2030



Les valeurs indiquées sont celles de la production d'énergie en 2022.
Les évolutions sont calculées par rapport à 2015.

Production d'énergie renouvelable par filière en 2022



Illustrations de la production d'énergie renouvelable régionale – source : ORCAE

A l'échelle départementale, il existe une grande diversité d'installations de production et de stockage d'électricité (hydraulique, thermique, solaire et bioénergétiques), avec une concentration de la production hydraulique au sud-est du départemental, et de la production solaire à l'ouest.

En termes quantitatifs, la production d'électricité en Haute-Savoie connaît une augmentation depuis 2016, en particulier à partir des bioénergies.

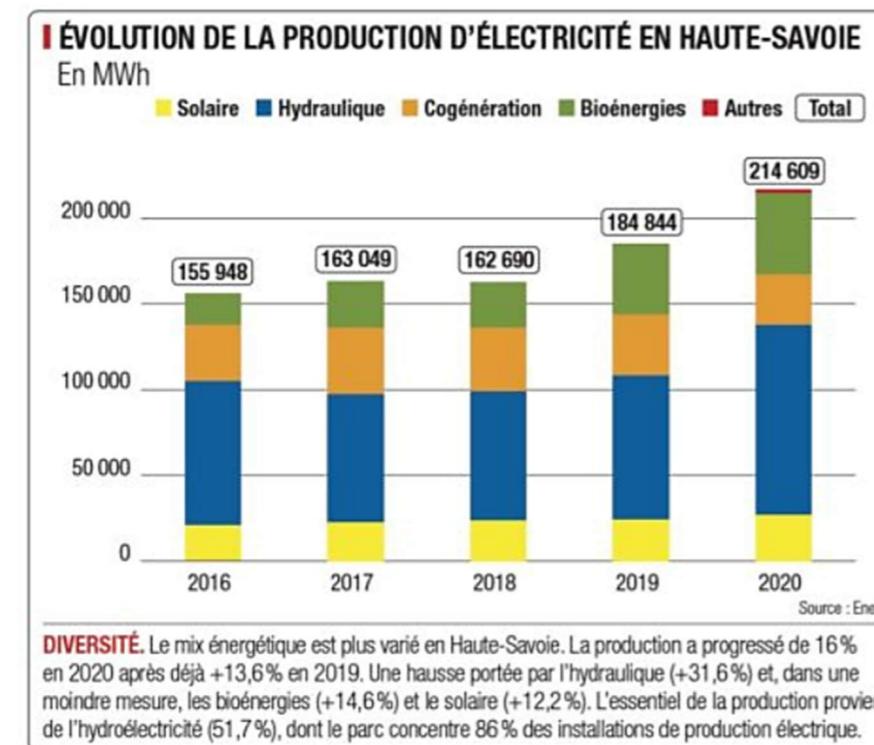
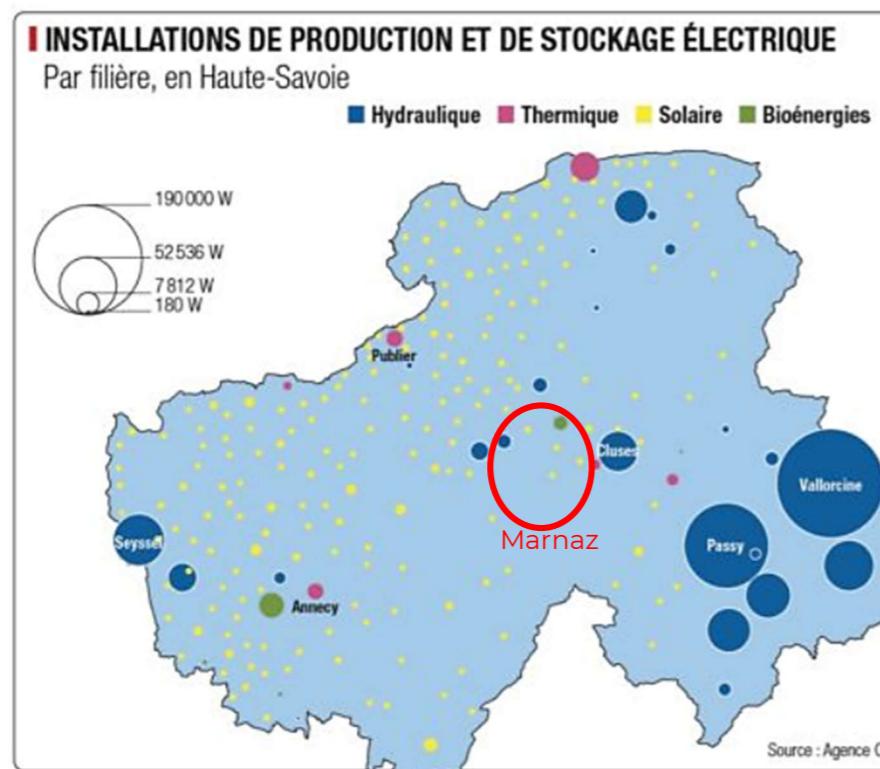


Diagramme de l'évolution de la production d'électricité en Haute-Savoie – source : Groupe Ecomedia d'après données Enedis



Cartographie des installations de production et de stockage électrique – source : Groupe Ecomedia d'après données de l'agence ORE

En 2022, la production EnR est dominée aux trois-quarts par l'hydroélectricité (44%) et le bois énergie (31%). La production hydro-électrique de 2022 est en net recul par rapport à 2015 (-15%) en raison de la sécheresse ce qui, compte-tenu du poids de cette filière, a un impact sur la production totale d'EnR. Les autres filières se développent par rapport à 2015 notamment le biogaz (+149%), le solaire PV (+144%), les PAC (+130%), et l'éolien (+79%). La production EnR couvre 20% de la consommation énergétique de la région.

A l'échelle de la Communauté de Communes Cluses, Arve et Montagnes, sont recensés :

- 152 installations Photovoltaïques pour une puissance produite de 700 kWh ;
- 27 chaudières à bois (20 individuelles, 7 collective) ;
- 2 usines hydroélectriques produisant 26 186 kWh ;
- 418 m² d'installations solaires thermiques ;
- 1 réseau de chaleur alimenté au gaz ;
- 1 équipement de production de biogaz (station d'épuration).

A l'échelle communale, plusieurs projets privés ont abouti sur la commune de Marnaz. Les installations connues à ce jour sont rassemblées dans le tableau qui suit.

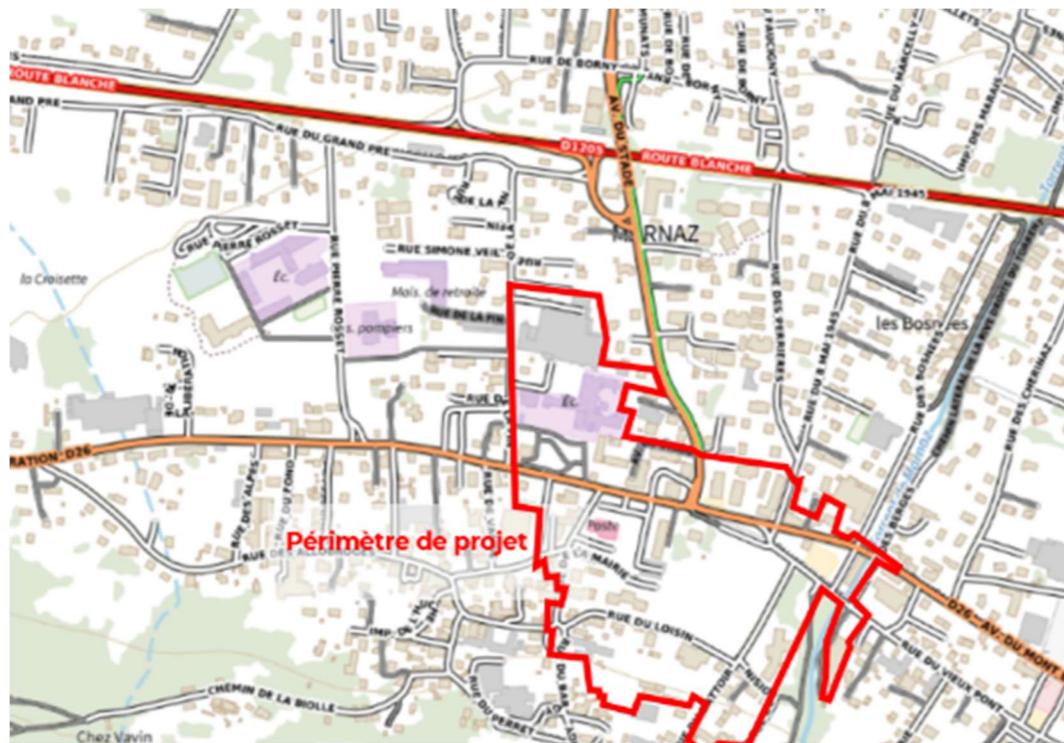
Type d'équipement	Marnaz
Bois énergie	
Chaudière individuelle bois énergie	2
Production énergétique	57 kWh
Solaire Thermique	34 m ²
Solaire Photovoltaïque	26 installations (126 kWh)

Installations de production d'énergie renouvelable sur Marnaz – source : PLU

2.5. Programmation et organisation spatiale du projet

a. Accessibilité

Le centre-ville de Marnaz est accessible par voie routière depuis ses deux axes routiers principaux, à savoir les RD1205 et RD26, qui permettent de relier le secteur à l'A40 (autoroute blanche). Un réseau de liaison Nord/Sud et de dessertes résidentielles prend place entre ces deux axes de grande importance pour irriguer le secteur.



Cartographie du réseau viaire au sein et aux alentours du secteur de projet - source : Géoportail

L'accessibilité du centre-ville de Marnaz par les transports en commun est principalement assurée par les lignes de bus 3 (Collège JJ Gallay – Gare SNCF Cluses) et 5 (Collège JJ Gallay – Gare SNCF Cluses). Ces lignes sont utilisées par les habitants de la commune :

- La ligne 3 dessert le Collège JJ Gallay jusqu'à la gare SNCF Cluses (pôle multimodal). Elle passe par les communes de Marnaz, Scionzier et Cluses, de nombreux changements avec la ligne 5 sont possibles.
- La ligne 5 effectue la liaison entre le collège JJ. Gallay et la gare SNCF Cluses. Elle passe par les communes de Marnaz, Scionzier et termine à Cluses.

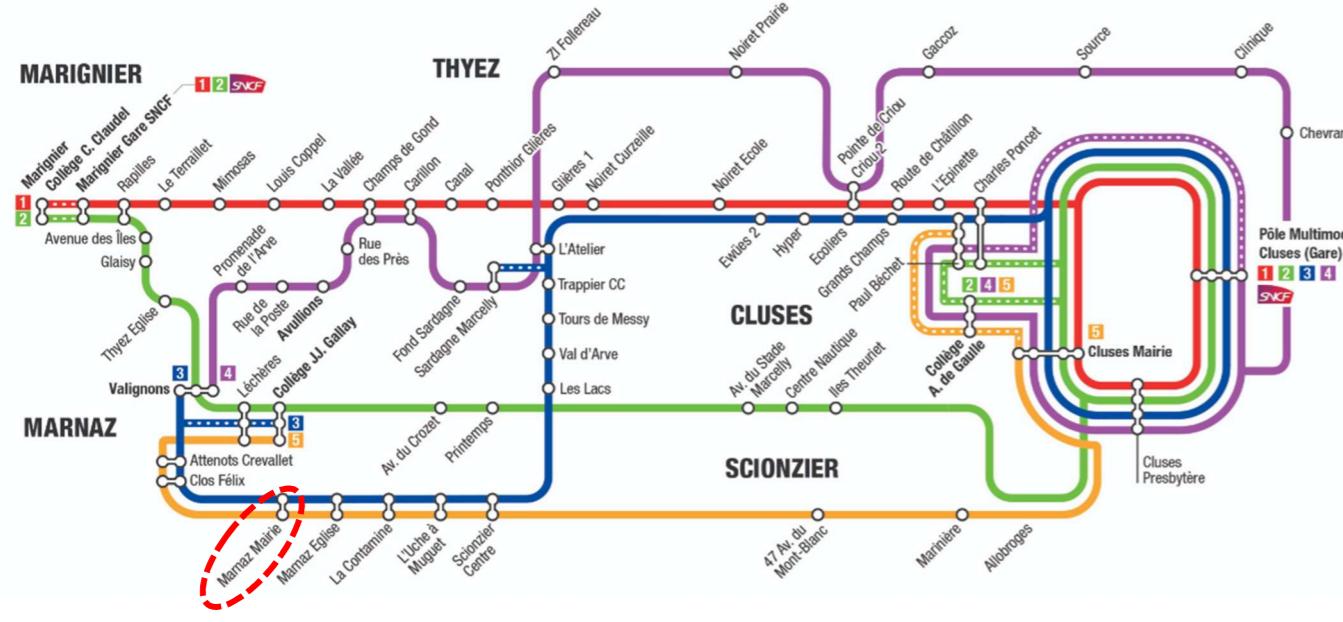


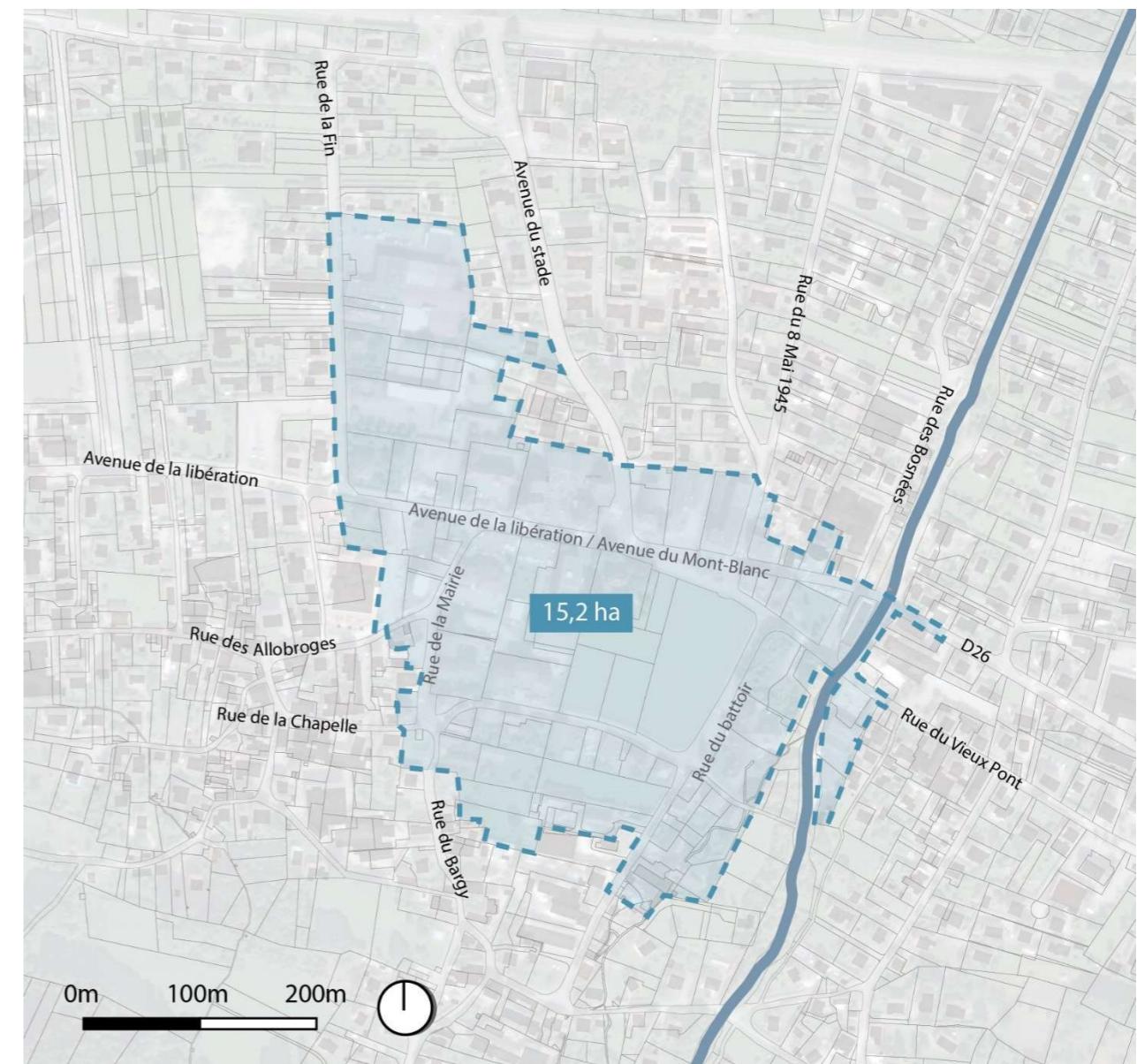
Schéma de desserte des lignes de bus locales – source : ARVI Mobilités

De plus, l'arrêt de bus Marnaz Mairie, au cœur de la ZAC Marnaz Cœur de Ville, permet une proximité directe inférieure à 5 minutes à pied de l'ensemble du secteur à un arrêt de transports en commun.

b. Objectifs et fondamentaux du projet

Le projet de ZAC vise à la requalification totale du centre-ville communal, qui occupe une superficie totale de 15,2 hectares. Plus précisément le projet vise les objectifs suivants :

- **Renforcer la polarité de centre-ville** comme cœur de la vie collective, commerciale et de proximité ;
- Repenser l'offre en matière **d'équipements publics** ;
- Anticiper le rythme de construction des logements et **maîtriser leur morphologie urbaine** pour s'intégrer au plus juste dans le respect du tissu urbain existant ;
- Prioriser les **mobilités douces**, alternatives et réduire la place de la voiture en ville par un plan de mobilité ambitieux ;
- Développer la **nature en ville**, valoriser et restaurer du lien avec les espaces naturels, désimperméabiliser les sols pour amplifier le confort des habitants ;
- Soutenir et diversifier **l'économie locale**.



Cartographie du périmètre de projet – source : Citadia Conseil

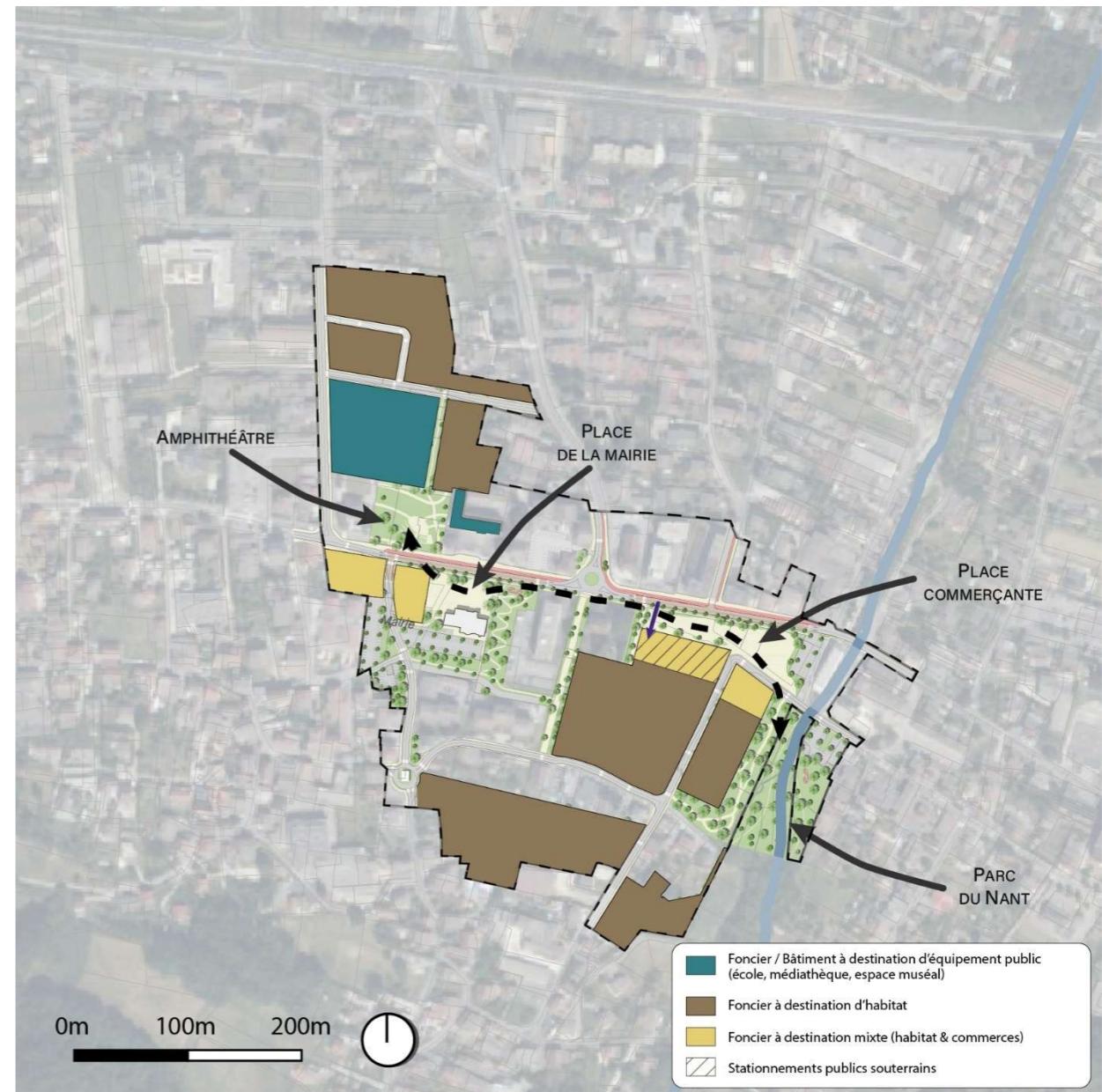
L'objectif est de créer un tissu urbain cohérent et connecté, favorisant les interactions et les déplacements doux tout en assurant un équilibre entre espaces bâtis et espaces naturels.

c. Présentation du programme

Au sein du centre-bourg de Marnaz et au moyen d'une procédure de Zone d'Aménagement Concerté, l'opération d'aménagement du secteur de « Centre-Ville » doit permettre de développer sur une superficie d'environ 15,2 ha :

- **Environ 5,13 ha dédiés à la programmation de logements et cellules commerciales.** Ces différentes composantes s'articulent autour d'un cœur de quartier apaisé ;
- **Environ 0,73 ha dédiés à l'implantation de nouveaux équipements publics ;**
- **Environ 2,5 ha dédiés au parc paysager, aux espaces publics structurants à la mobilité** (véhicules et modes doux). Les espaces publics du centre-ville se structurent autours de l'axe Avenue de la Libération/Avenue du Mont Blanc comme colonne vertébrale ;
- **Environ 6,84 ha d'espaces existants non aménagés** permettant le maintien des habitations ou entreprises existantes.

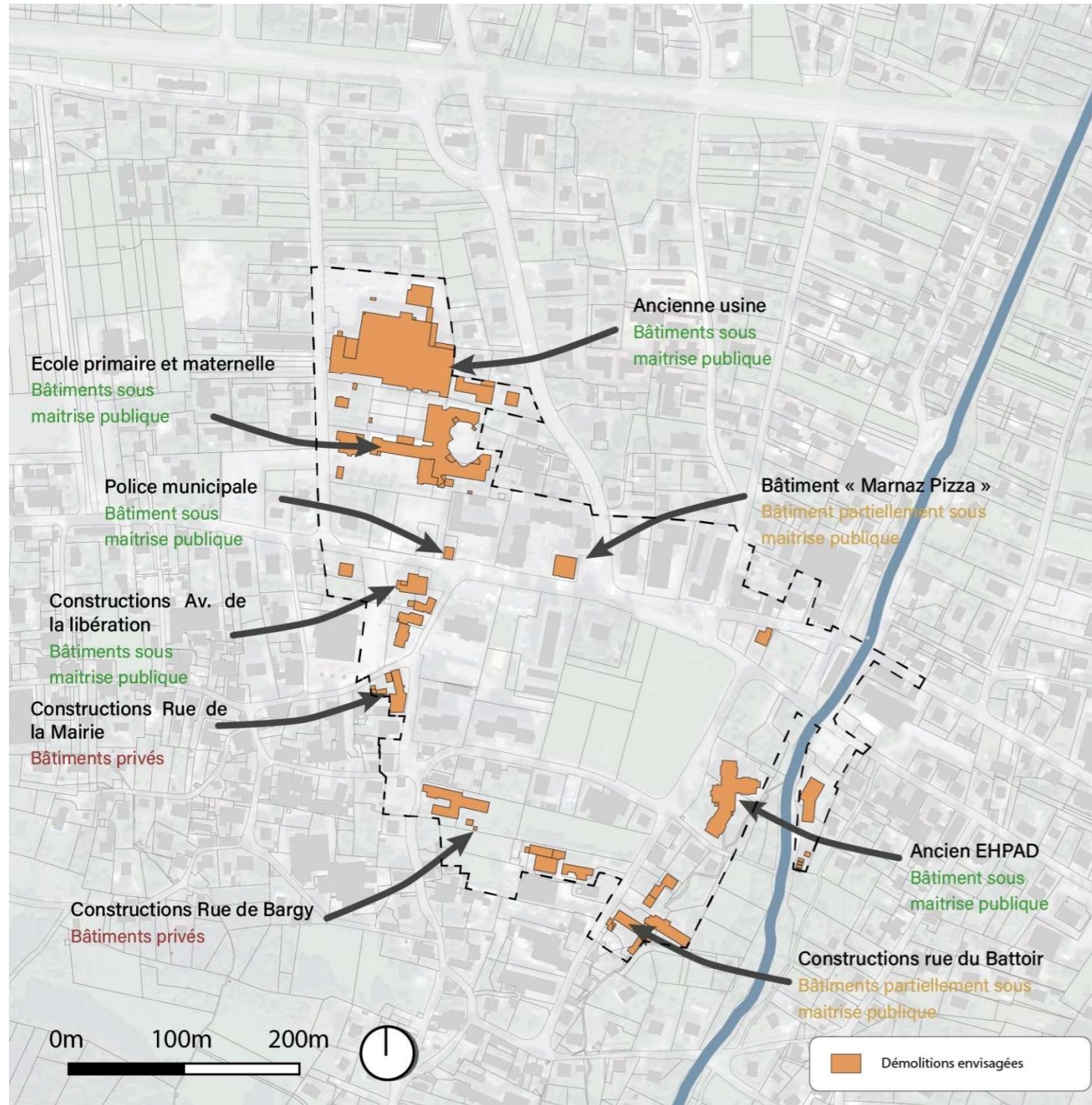
Le projet s'appuie sur la complémentarité de quatre entités urbaines, articulées autour d'une trame paysagère et d'un réseau de voirie structurant, garantissant un lien fonctionnel optimal entre les différents pôles du secteur. Il s'agit de la place de la mairie, la place commerçante, le parc du Nant, et les espaces dédiés aux logements et aux commerces.



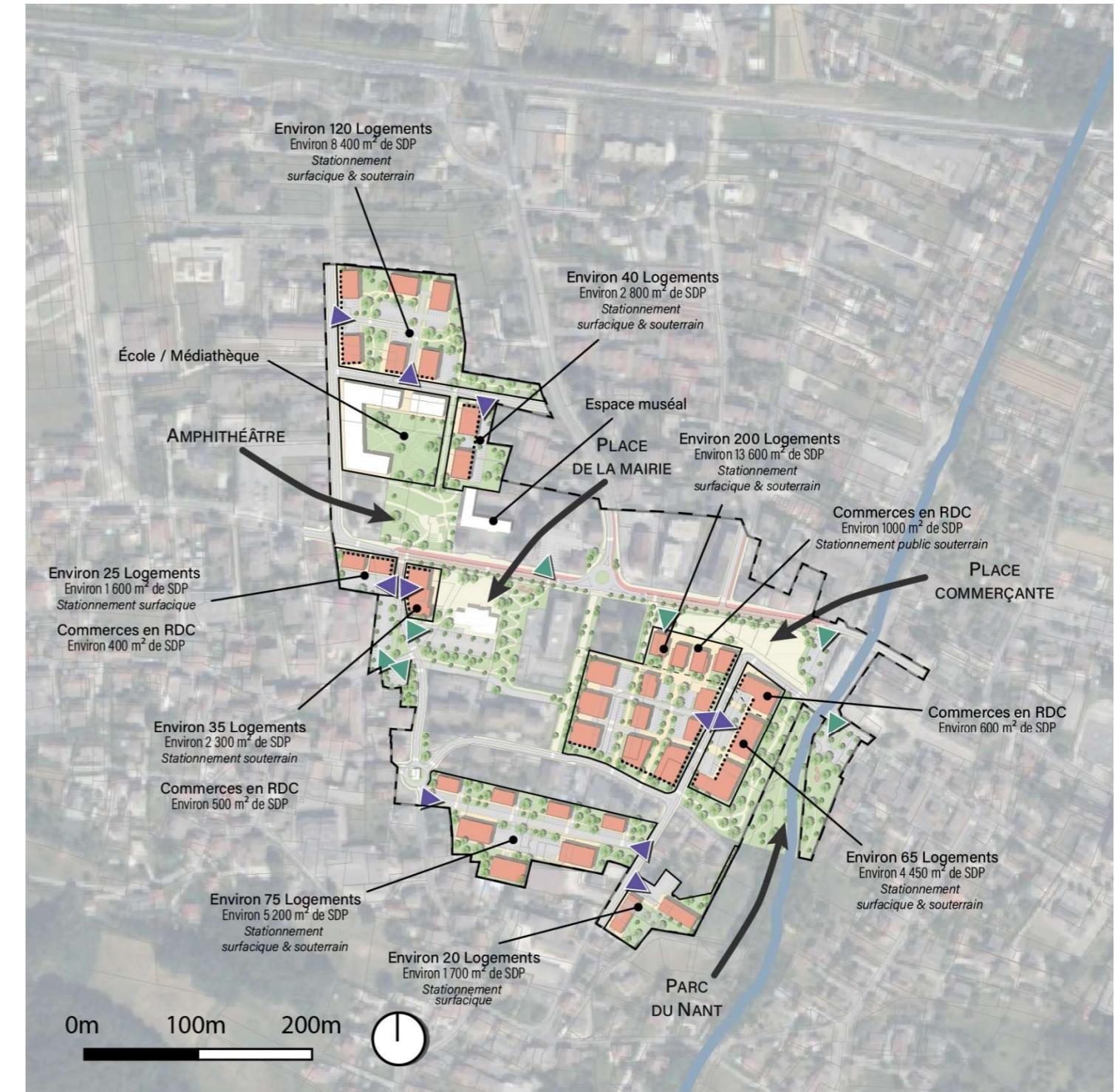
Cartographie de localisation des quatre entités urbaines structurantes du secteur – source : Dossier de création

De façon plus précise, la programmation prévisionnelle de la ZAC Marnaz Cœur de Ville peut se décliner de la manière suivante :

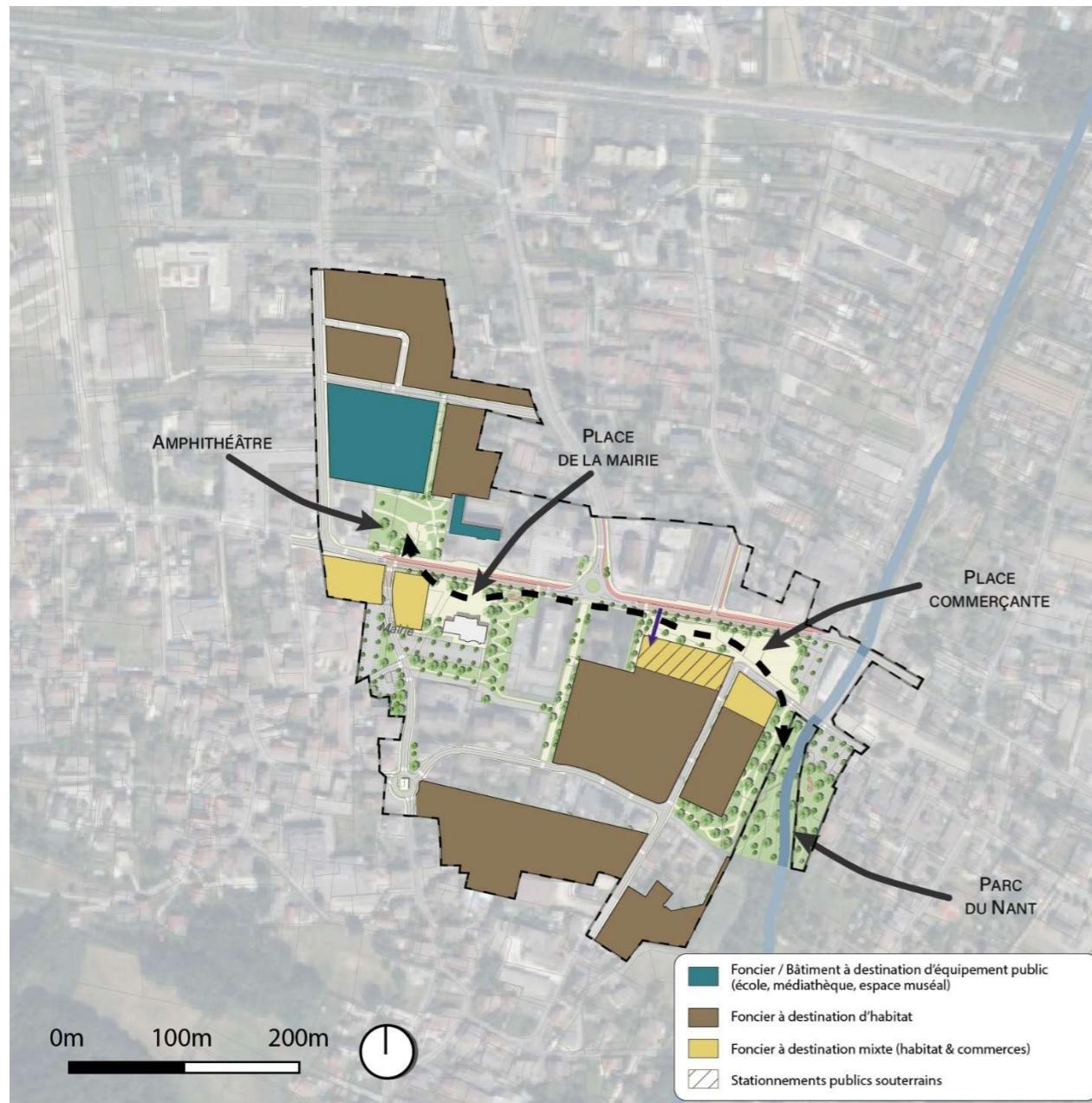
- Démolition de bâtiments existants et dégradés (voir plan des bâtiments concernés ci-dessous) ;
- Construction de 580 nouveaux logements, représentant environ 40 000 m² de SDP (pour une superficie moyenne de 69 m² de SDP par logement) ;
- La restructuration de l'offre commerciale du centre-ville à travers la création d'un pôle commercial, intégrant des commerces en rez-de-chaussée avec terrasses ;
- Reprises de certaines voiries du centre pour offrir davantage d'espace aux piétons (agrandissements des trottoirs, rétrécissement des chaussées) ;
- Création de nouveaux cheminements piétons et cycles ;
- Renforcement de la végétalisation, notamment le long des voiries ;
- Création de nouveaux espaces publics (parc du Nant, place commerciale, place de la mairie).



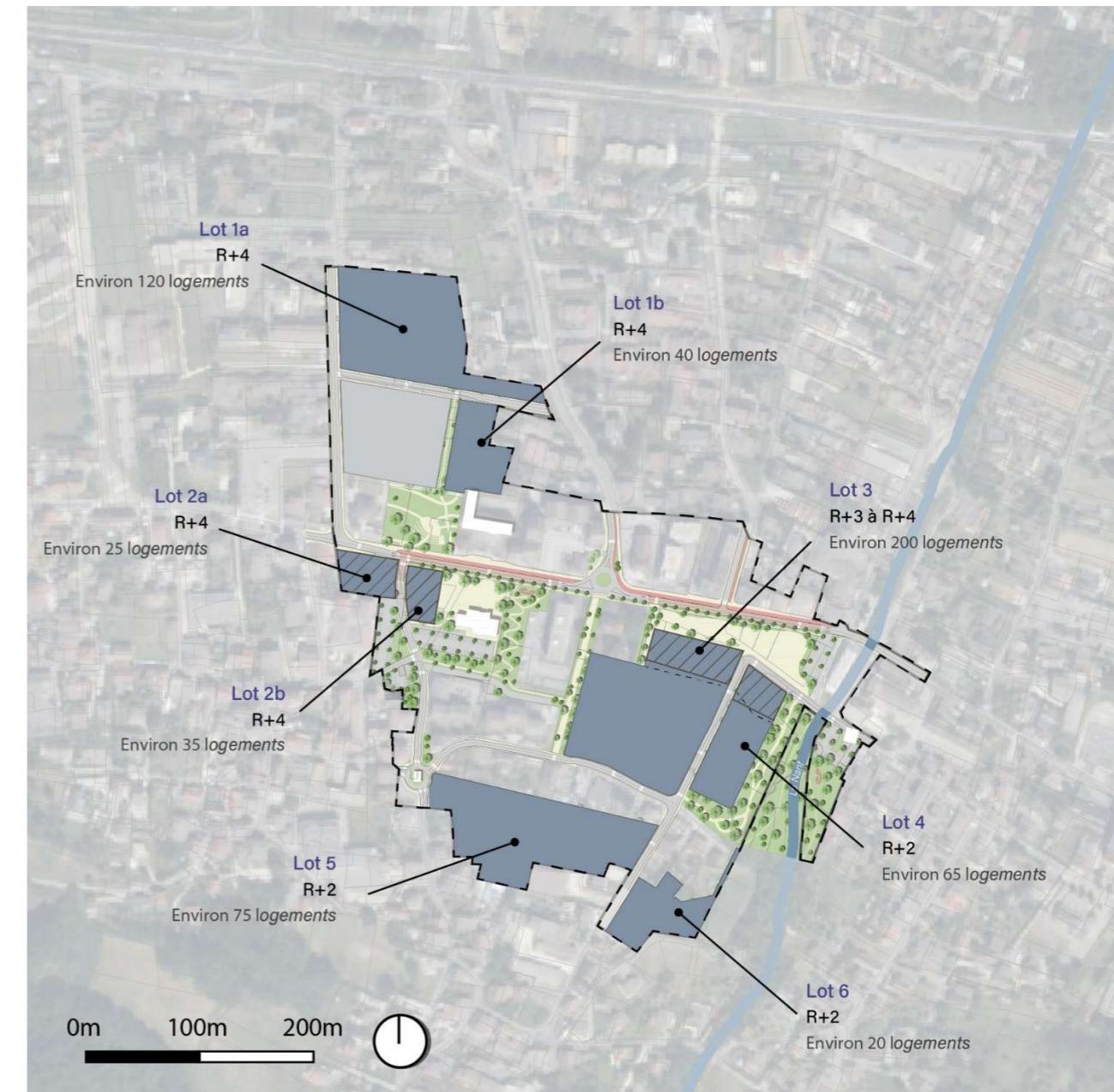
Identification des bâtiments concernés par une démolition dans le cadre du projet – source : Citadia



Plan masse des nouvelles constructions – source : Citadia Conseil



Plan masse espaces publics, usages du secteur – source : Citadia Conseil



Plan masse des hauteurs et du nombre de logements par lot – source : Citadia Conseil

d. Traitement urbain, architectural et paysager

Le projet a été construit dans un objectif d'intégration optimisée dans le contexte urbain et paysager de la commune. Ainsi, les hauteurs des bâtiments se limiteront à R+4, afin de densifier le tissu bâti sans créer de déséquilibre de hauteurs avec les constructions existantes.

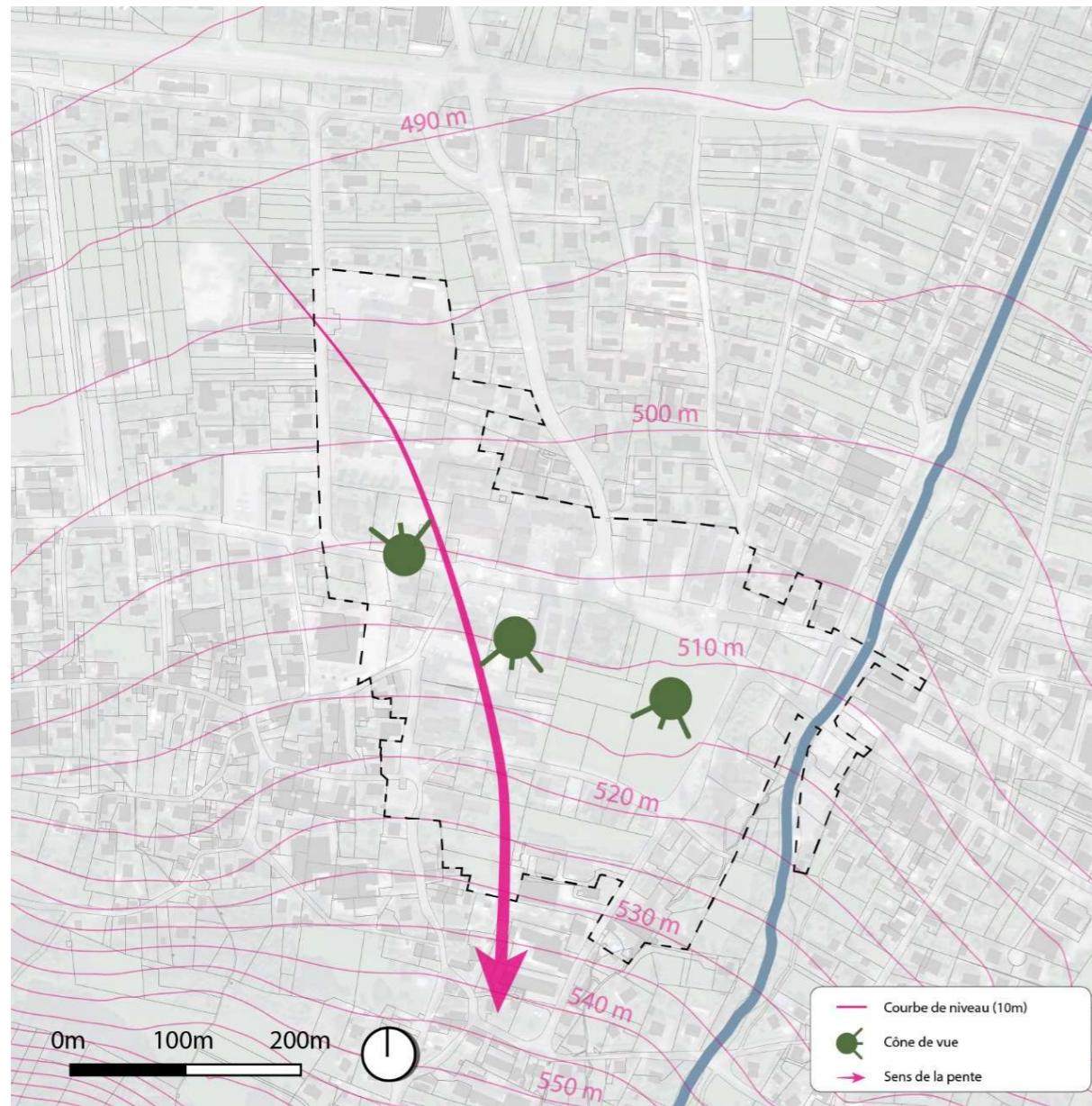
Le projet intègre une cohérence paysagère globale, en portant une attention particulière aussi bien au grand paysage qu'au paysage de proximité.

À cet effet, des orientations spécifiques ont été définies concernant l'épaulement, en tenant compte de la topographie et de la vocation des bâtiments. Cette gradation des hauteurs permet une intégration harmonieuse du bâti dans son environnement, tout en préservant les perspectives et la qualité paysagère du site.

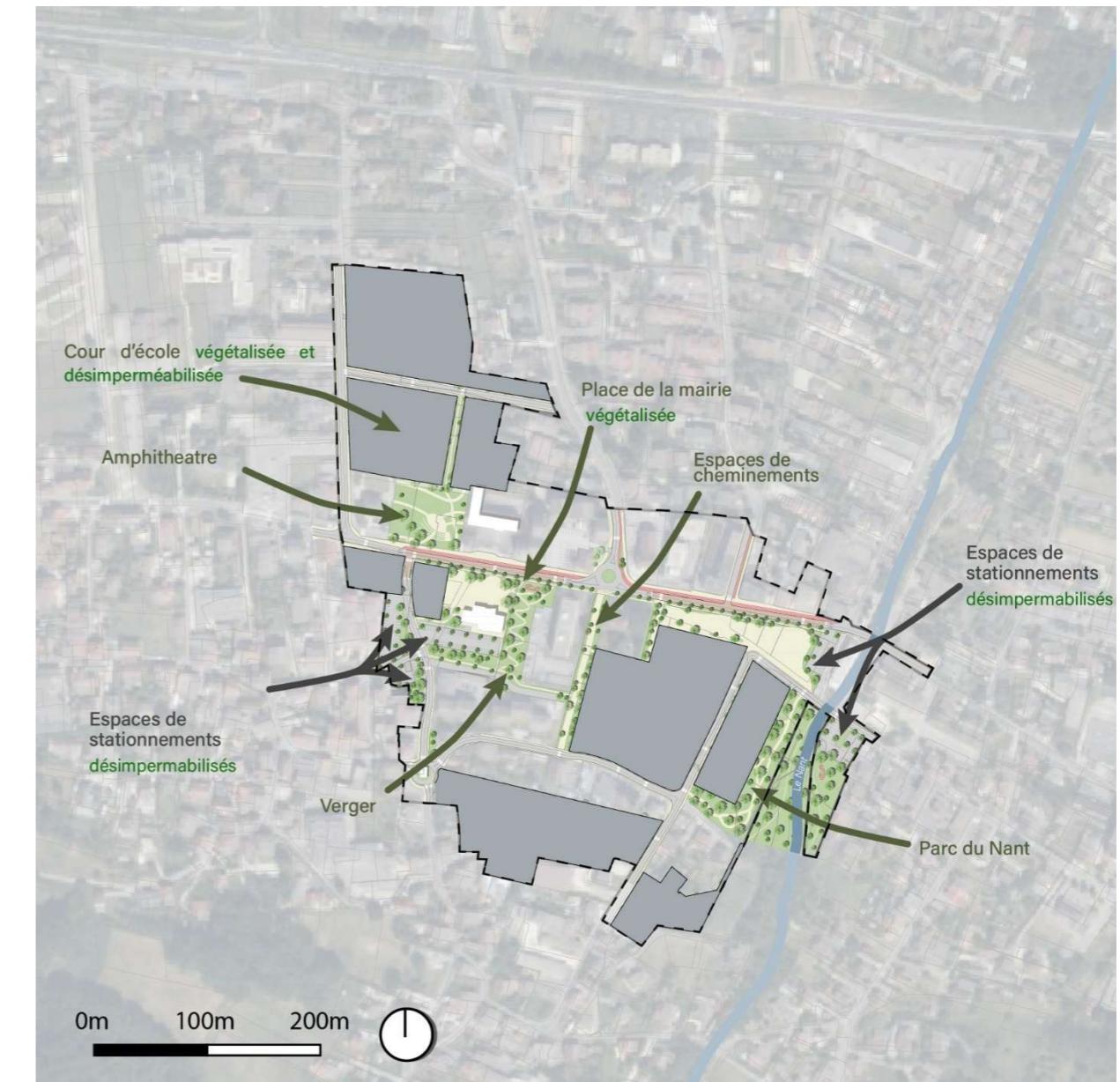
Ainsi, les hauteurs varient selon les secteurs :

- R+2 pour les lots 4, 5 et 6
- R+3 à R+4 pour le lot 3
- R+4 pour les lots 1a, 1b, 2a et 2b

L'implantation du bâti a également fait l'objet d'une attention particulière quant à l'insertion paysagère des futures formes urbaines, afin de valoriser les perspectives sur le grand paysage des alentours (montagnes du Grand Bargy au Sud, du Môle au Nord-Ouest par exemple).



Le projet vise également à améliorer le cadre paysager global du centre communal, à travers le renforcement de la trame paysagère existante et le développement des mobilités douces sur le secteur. Ainsi, des espaces végétalisés ponctueront le centre-ville, notamment le parc du Nant, qui constituera un espace de respiration qualitatif à proximité immédiate des aménités du centre-ville.



e. Phasage du projet

Afin d'assurer une intégration harmonieuse du projet au centre-bourg existant, un phasage en trois étapes a été défini pour structurer le développement urbain et garantir une mise en cohérence des aménagements, favorisant une intégration fonctionnelle et qualitative des nouveaux espaces au sein du centre-bourg existant.

Phase 1 – Court Terme (0 à 5 ans) : Dynamisation du Cœur de Bourg

Cette première phase porte sur les secteurs stratégiques en proximité immédiate de l'axe Mairie – Place Commerçante – Parc du Nant, avec une priorité donnée aux rez-de-chaussée commerciaux et aux logements. Elle prévoit :

- Aménagement des lots 2a et 2b, intégrant des commerces en rez-de-chaussée en lien direct avec la requalification de la place de la Mairie.

- Développement des lots 3 (partie nord), avec des commerces en pied d'immeuble accompagnant la transformation de la place commerçante.
- Aménagement du lot 4, assurant une connexion fluide entre la place commerçante et le Parc du Nant, avec une programmation mixte intégrant des commerces en rez-de-chaussée sur sa partie nord.

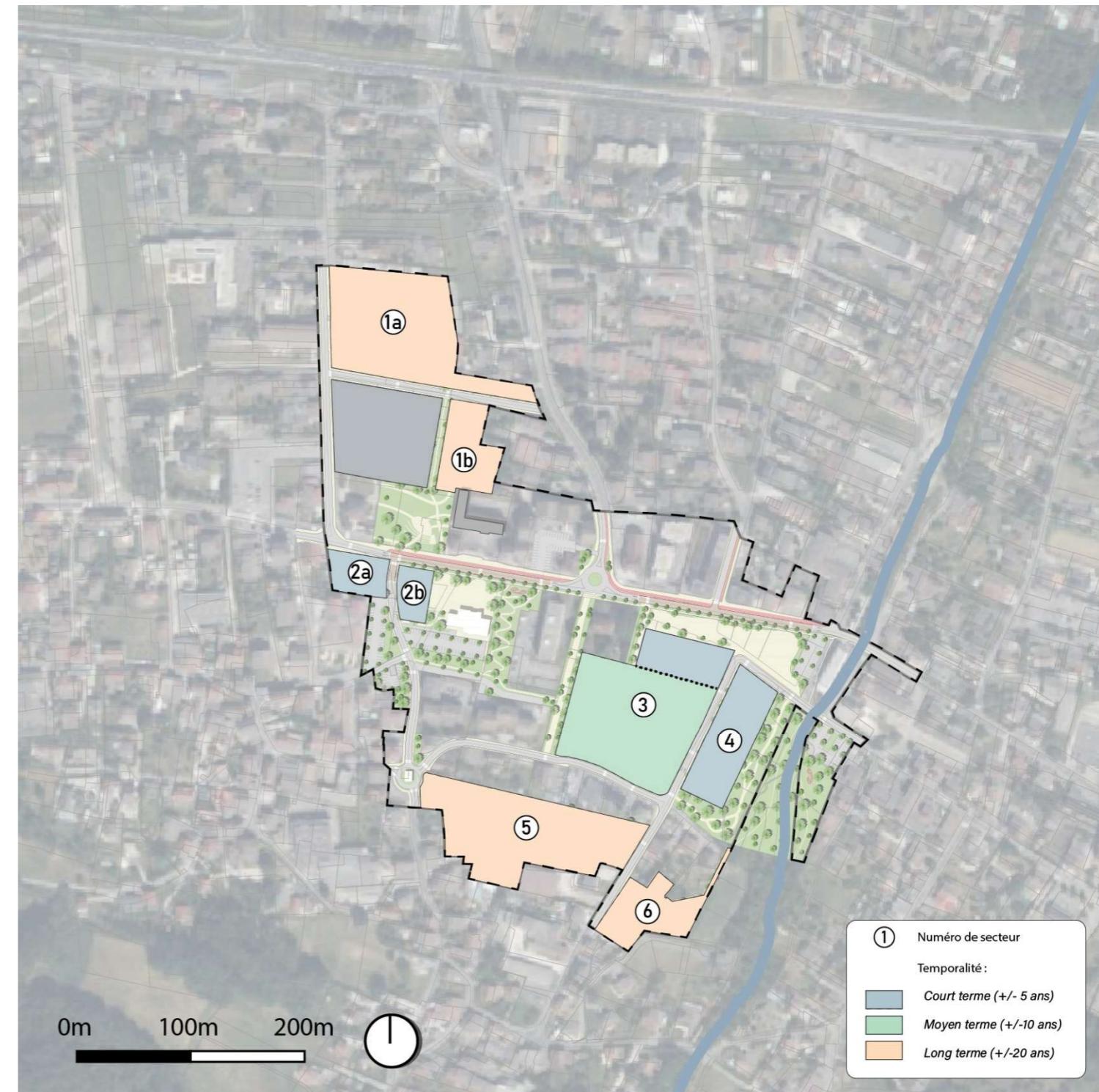
Cette première phase prévoit la construction d'environ 190 logements et constitue le socle du renouveau urbain du centre-bourg.

Phase 2 – Moyen Terme (5 à 10 ans) : Extension du Secteur Loisin

La seconde phase vise à compléter l'urbanisation du secteur Loisin (lot 3), avec une offre résidentielle renforcée et une programmation d'environ 145 logements.

Phase 3 – Long Terme (+10 ans) : Finalisation du Projet

Cette dernière phase concerne le développement des secteurs périphériques, permettant d'achever la transformation urbaine avec la réalisation des lots 1a, 1b, 5 et 6. Ce programme résidentiel, en phase 3, à long terme totalise près de 250 logements, contribuant à l'équilibre global du projet urbain.



Plan masse du phasage envisagé – source : Citadia Conseil

2.6. Les besoins énergétiques associés

a. Programmation du projet (par usage)

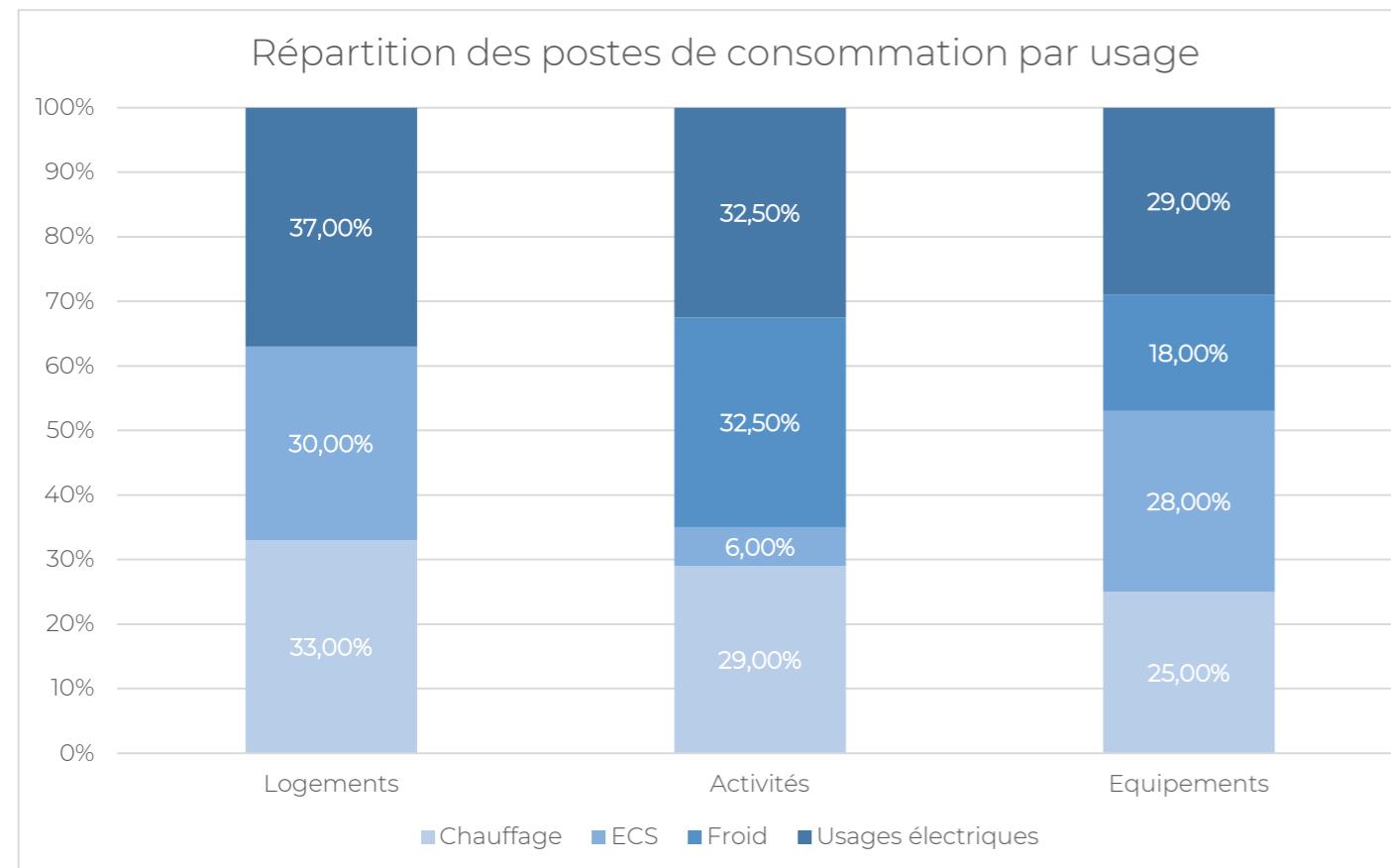
Est présenté ci-dessous la programmation du projet ayant servi à la modélisation de l'étude :

Lot	Nombre de bâtiment	Logements collectifs (m ²)	Bureaux (m ²)	Activités (m ²)	Commerce (m ²)	Equipement (m ²)	TOTAL
Lot 1A	6,00	8400,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8400,00
Neuf	6,00	8400,00					8400,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 1B	2,00	2800,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2800,00
Neuf	2,00	2800,00					2800,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 2A	2,00	1600,00	0,00	0,00	400,00	0,00	2000,00
Neuf	2,00	1600,00			400,00		2000,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 2B	2,00	2300,00	0,00	0,00	500,00	0,00	2800,00
Neuf	2,00	2300,00			500,00		2800,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 3	13,00	14700,00	0,00	0,00	1000,00	0,00	15700,00
Neuf	13,00	14700,00			1000,00		15700,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 4	3,00	4550,00	0,00	0,00	600,00	0,00	5150,00
Neuf	3,00	4550,00			600,00		5150,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 5	7,00	5200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5200,00
Neuf	7,00	5200,00					5200,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Lot 6	1,00	850,00	0,00	0,00	0,00	0,00	850,00
Neuf	1,00	850,00					850,00
Réhab	0,00	0,00					0,00
Ecole	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7839,00	7839,00
Neuf	1,00					7839,00	7839,00
Réhab	0,00						0,00
TOTAL	38,00	40400,00	0,00	0,00	2500,00	7839,00	50739,00
						SOUS-TOTAL Neuf	50739,00
						SOUS-TOTAL Réhab	0,00

b. Répartition des postes de consommation des usages

Chaque usage correspond à des postes de consommation spécifiques. La réglementation thermique RT2012 identifiait cinq principaux postes : chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire (ECS), éclairage et ventilation avec auxiliaires. Avec l'introduction de la RE2020, trois nouveaux usages ont été ajoutés : l'éclairage et/ou la ventilation des parkings, l'éclairage des circulations dans les bâtiments collectifs, ainsi que l'électricité liée aux ascenseurs et/ou escalators.

Afin de simplifier l'analyse, certains postes de consommation ont été regroupés, permettant ainsi de structurer les consommations autour de quatre grandes catégories : Chauffage, qui regroupe uniquement le chauffage ; Eau Chaude Sanitaire (ECS), inchangé ; Froid, englobant la ventilation et les auxiliaires ainsi que la ventilation des parkings ; et enfin Utilisations électriques, intégrant l'éclairage général, l'éclairage des parkings et des circulations en collectif, ainsi que l'électricité des ascenseurs et/ou escalators.



Répartition des postes de consommation par usage – Source : CITADIA

c. Objectifs de consommation d'énergie

Ci-dessous figurent les objectifs de consommation d'énergie pris en compte dans la modélisation. Pour les bâtiments soumis à la réglementation RE 2020, ces objectifs sont conformes aux exigences de cette réglementation. Pour les autres bâtiments, ils reposent sur des hypothèses basées sur la consommation moyenne. Les données sont exprimées en kWep/m²/an.

Logements							
Sous-Usage	Logements collectifs			Logement individuel			
Seuil pris en compte dans la modélisation	85				75		
Activités							
Sous-Usage	Bureaux		Commerces		Artisanat		
Seuil pris en compte dans la modélisation	85		390		510		
Equipements							
Sous-Usage	Enseignement primaire	Enseignement secondaire	Enseignement supérieur	Sportif et loisirs	Culturels et sociaux	Santé et d'urgence	Administratifs et services publics
Seuil pris en compte dans la modélisation	72	72		250	250	250	250

d. Besoins du projet par grand usages en MWh

Ci-dessous sont indiqués les besoins modélisés du projet en MWh sur une année :

	Consommation en besoins électrique + froid	Consommation en chaud (chaleur + ECS)	TOTAL en MWh	
			Neuf	Réhab
Neuf		2169,60	2803,81	4973,41
Réhab		0,00	0,00	0,00
TOTAL		2169,60	2803,81	4973,41



2

Partie 2 : Potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération

Cette partie de l'étude s'attache à présenter un large éventail de technologies recensées en matière d'exploitation des énergies renouvelables et de récupération. Ces systèmes, une fois décrits dans leur fonctionnement global, sont ensuite confrontés aux contraintes et aux potentiels existants sur le secteur.

1. L'ENERGIE SOLAIRE

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

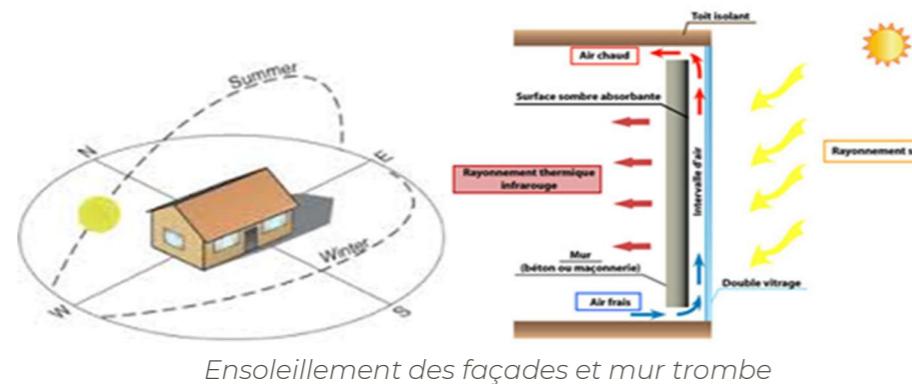
- La conception adaptée des bâtiments, qui permet d'exploiter au mieux les apports solaires pour couvrir les besoins de chauffage ;
- Les panneaux solaires thermiques peuvent être utilisés pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage des constructions ou encore pour la production de froid.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

1.1. Solaire passif

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

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

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

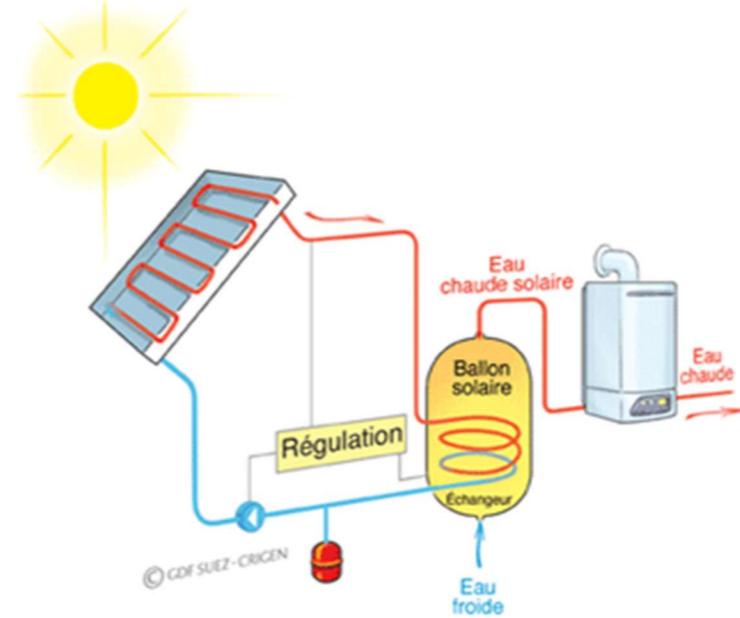


Ces techniques de construction sont uniquement des optimisations de la conception et n'engendrent aucun surcoût particulier à l'échelle d'un projet.

1.2. Solaire thermique

a. Principe de fonctionnement

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



Principe de fonctionnement d'une installation solaire thermique

b. Echelle d'exploitation

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

- **Pour les maisons individuelles :** Des systèmes de production solaire optimisés sont disponibles. Ces systèmes présentent une efficacité comparable à un système de production solaire classique (jusqu'à 50% de couverture des besoins d'ECS), mais présentent moins de contraintes techniques et économiques : surface de panneaux solaires et taille du ballon de stockage réduite, et par conséquent coût d'investissement plus faible (3 000 à 3 500 euros posé fourni).
- **Pour les immeubles collectifs :** Plusieurs types de solutions sont possibles. Ces solutions couvrent jusqu'à 50% des besoins ECS du bâtiment. Le coût de revient est d'environ 1 500 euros par logements. Ces technologies sont éligibles au fonds de chaleur.

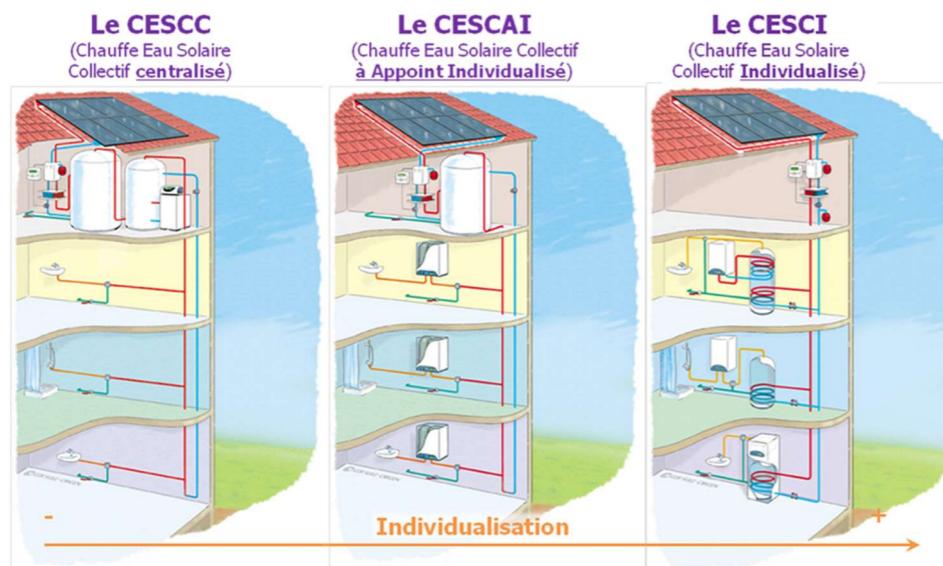


Schéma des différents types de chauffe-eau solaires

c. Atouts et contraintes de la technologie

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

d. Coût global de la technologie

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

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

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

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

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

e. Subvention 2023

Aucune aide spécifique au solaire thermique n'existe actuellement. Néanmoins, quelques projets en France ont bénéficié d'aides ponctuelles de l'ADEME.

f. Tableau récapitulatif

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

1.3. Climatisation solaire

a. Principe de fonctionnement

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

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

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

b. Atouts et contraintes de la technologie

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

c. Coût global de la technologie

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

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

d. Subvention 2023

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

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Climatisation solaire	100	1500 €	10 à 15 ans	Très mauvais	30 ans	0.18

1.4. Le solaire photovoltaïque

a. Présentation de la technologie

Le solaire photovoltaïque utilise le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. La production peut être soit utilisée pour couvrir directement une partie des besoins en électricité des bâtiments sur lesquels sont positionnés les capteurs (système autonome) soit réinjectée dans le réseau (lorsque le système y est raccordé) ou encore stockée (système encore peu développé).

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

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

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



b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
<ul style="list-style-type: none"> Système fiable ne nécessitant que peu de maintenance Fonctionnement n'émettant aucunes nuisances sonores et aucun polluant Possibilité de décentraliser la production <p>Un panneau photovoltaïque produit quatre fois plus d'énergie au cours de son fonctionnement qu'il n'en a utilisée pour sa fabrication</p> <p>Système nécessitant peu de maintenance</p> <p>Bilan carbone quasi-nul de la phase d'exploitation (production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre)</p>	<ul style="list-style-type: none"> Analyse de cycle de vie des modules peu connue actuellement Emprise au sol ou en toiture importante (4 à 5 fois plus que pour le solaire thermique) Système nécessitant une grande quantité d'énergie pour sa fabrication

c. Coût global de la technologie

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

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

Si le choix d'exploitation de l'énergie photovoltaïque se porte sur un raccordement au réseau, le prix est différent. Ce coût n'est pas forcément proportionnel à la puissance que l'on souhaite raccorder car il dépend de la faisabilité et de la facilité du raccordement. En effet, la proximité du poste source joue considérablement sur le coût global ; ainsi une petite installation nécessitant de grands travaux pour le raccordement aura un coût bien supérieur à celui d'une installation plus conséquente mais localisée à une distance plus

proche (prix évalué par ERDF lors de l'établissement de la proposition technique et financière pouvant aller de 1 000€ à plusieurs dizaines de milliers d'euros).

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

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

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

d. Tarif de rachat

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

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

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

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

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

Source : les-energie-renouvelables.eu

e. Subvention 2023

La Région Île-de-France propose des aides pour le développement des énergies renouvelables électriques, notamment l'installation de panneaux solaires photovoltaïques dont ombrières de parking. Ainsi, elle propose une aide d'un montant allant jusqu'à 80% du montant TTC ou HT en cas de récupération de TVA, dans la limite d'une subvention maximale de 2 millions d'euros.

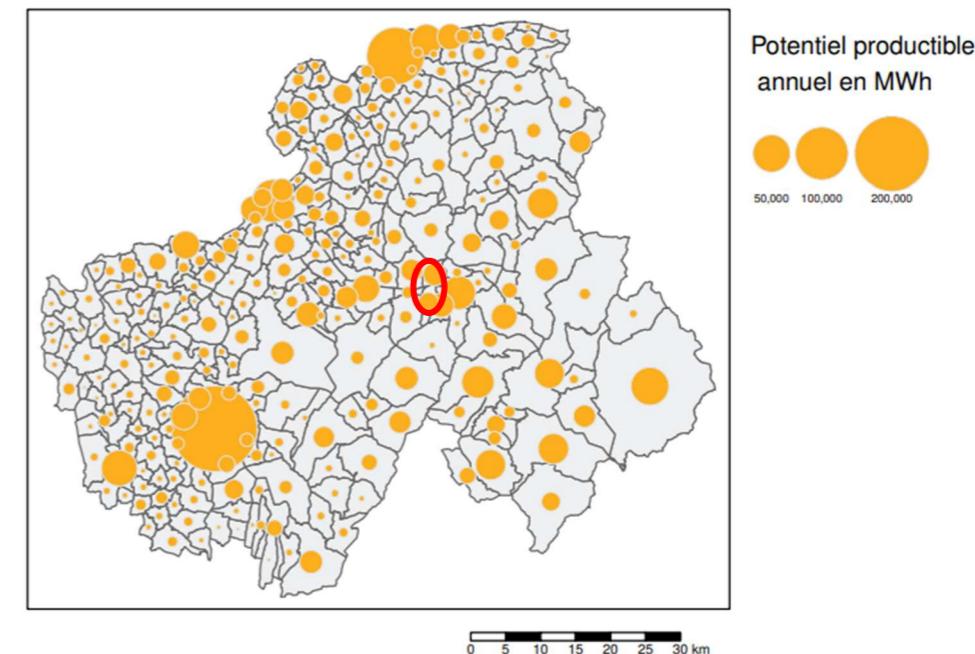
f. Tableau récapitulatif

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

1.5. Le gisement solaire local

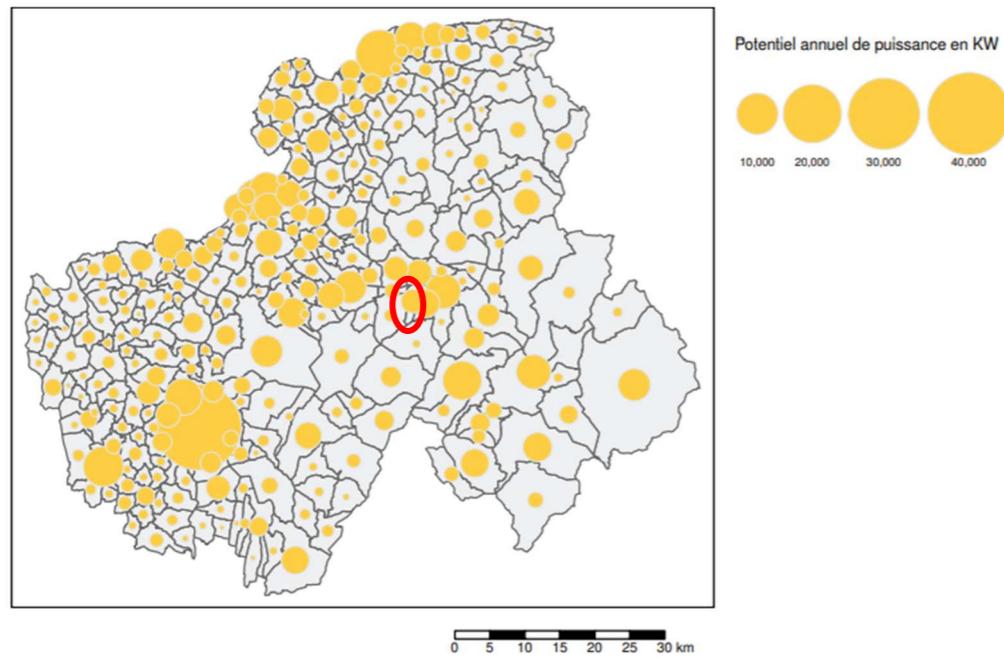
D'après l'Observatoire Régional Climat Air Energie (ORCAE) de la Région Auvergne-Rhône-Alpes, la commune de Marnaz présente un potentiel de développement solaire thermique et photovoltaïque intéressant, comparée à d'autres communes de la région :

Potentiel solaire thermique productible par commune en MWh¹



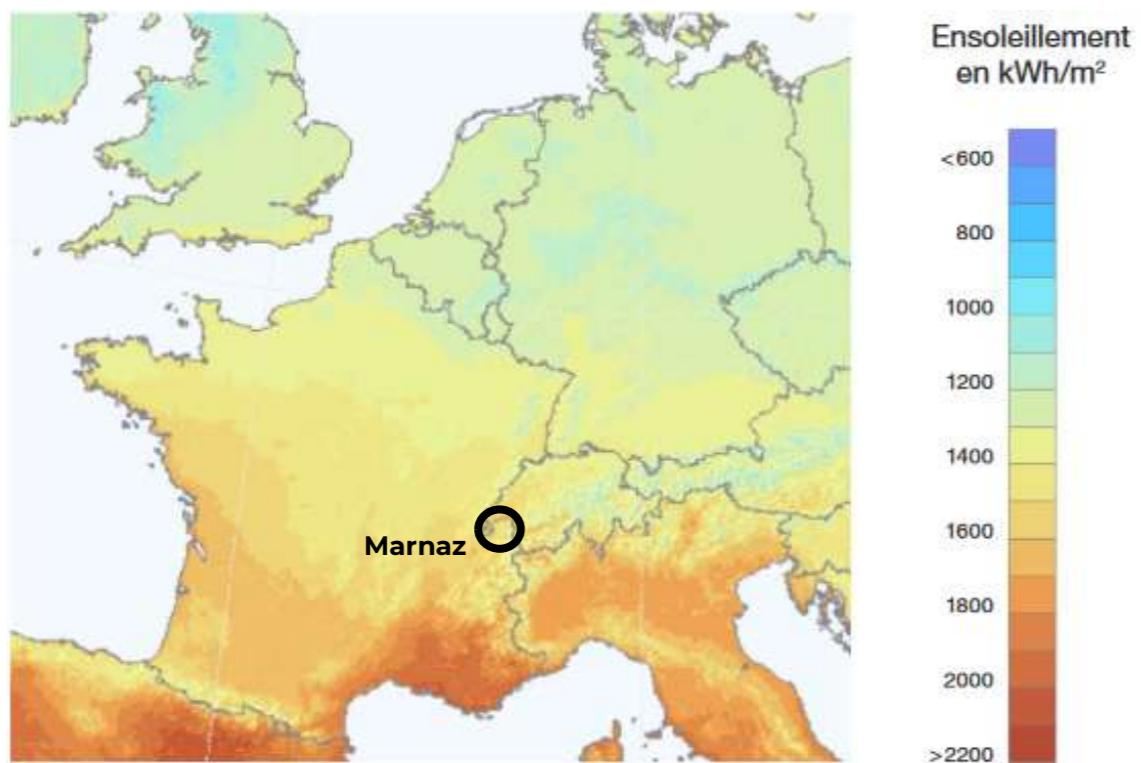
Potentiel solaire thermique productible par communes – source : ORCAE

Potentiel solaire photovoltaïque : puissance (kW) par commune



Potentiel solaire photovoltaïque productible par communes – source : ORCAE

Le gisement solaire local est compris entre 1600 et 1800 kWh/m² par an, un potentiel local moyen, toutefois exploitable. Le secteur de projet est donc favorable à l'implantation de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques.



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

2. L'ENERGIE EOLIENNE

2.1. Le grand éolien et le petit éolien

a. Présentation des technologies

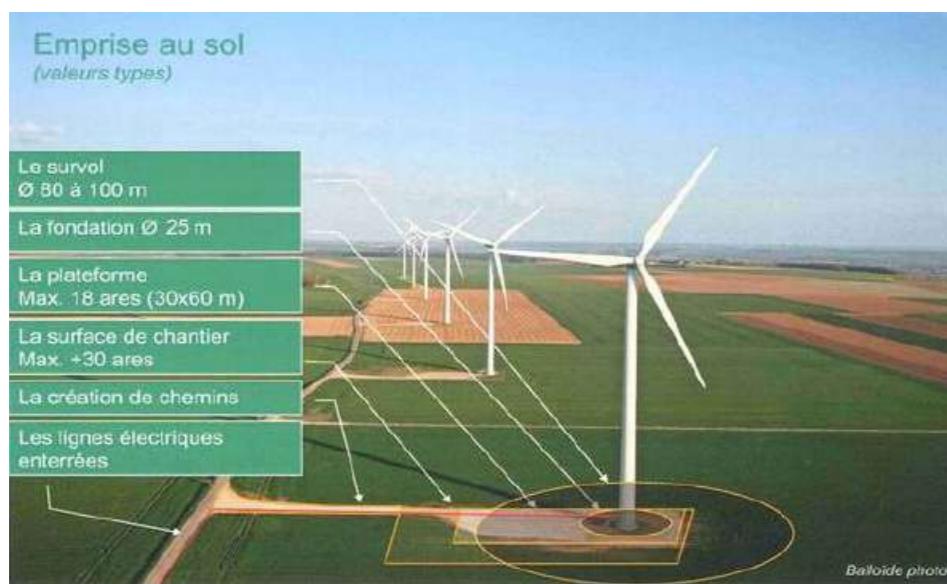
Le grand éolien désigne les aérogénérateurs dont la puissance est comprise entre 1 500 kW et 2 500 kW et d'une hauteur en général supérieure à 50m. Ils sont destinés à la production d'électricité pour le réseau. Deux types de technologie peuvent être utilisés :

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



Eolienne à axe vertical et horizontal

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



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

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Capacité de production importante	Production variable selon le vent

Installation nécessitant peu d'emprise au sol (peut-être mutualisée avec des champs agricoles)

Faible en énergie grise

Très bon rapport production / investissement, retour énergétique (fabrication / production) sur leur durée de vie de l'ordre de 80 = temps de retour énergétique de quelques semaines à quelques mois)

Potentiel dépendant de l'environnement (vitesse supérieure à 4.5 m/s)

Contrainte d'implantation forte (aucune éolienne à moins de 500 m des habitations)

Nécessite une étude de vent in-situ

Contraintes environnementales, aéronautiques et paysagères élevées (Impact visuel, brouillage des radars, nuisances sonores à proximité directe et impact potentiel sur la faune et la flore...)

c. Coût global de la technologie

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

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

Le coût annuel d'exploitation d'une grande éolienne équivaut à environ 2 à 3% du coût d'investissement. Pour une éolienne de 2 000 kW, cela représente :

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

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

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

d. Subventions 2023

La Région Île-de-France propose des aides pour le développement des énergies renouvelables électriques, notamment les installations éoliennes. L'aide prévoit une participation jusqu'à 30% du montant TTC ou HT en cas de récupération de la TVA, dans la limite d'une subvention maximale de 2 millions d'euros.

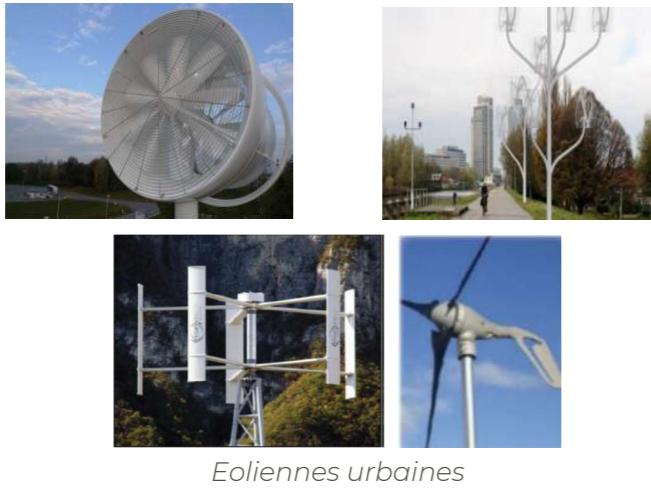
e. Tableau récapitulatif

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

2.2. Le grand éolien et le petit éolien

a. Présentation de la technologie

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



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

b. Atouts et contraintes de la technologie

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

c. Coût global de la technologie

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

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

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

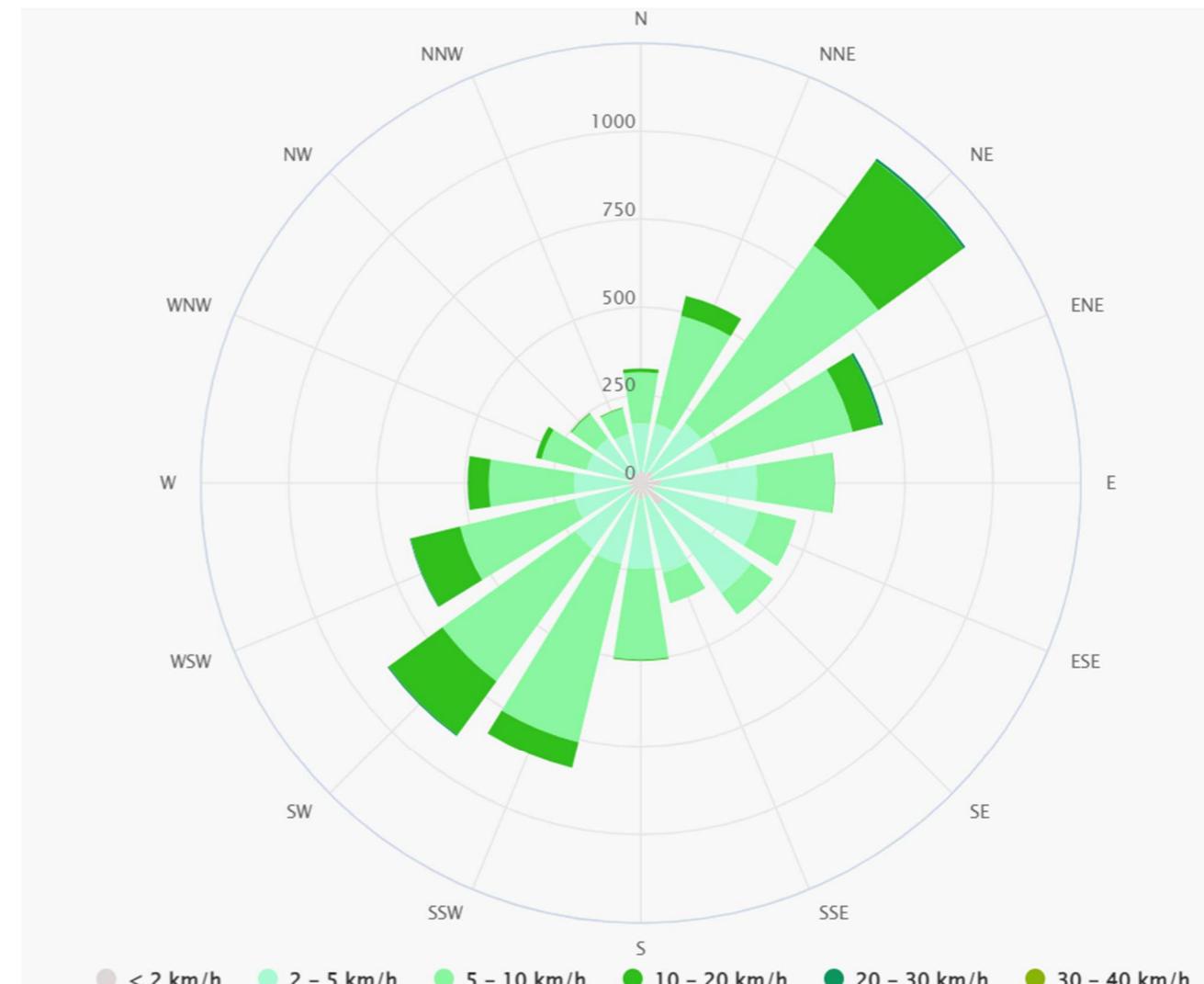
d. Subvention 2023

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

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

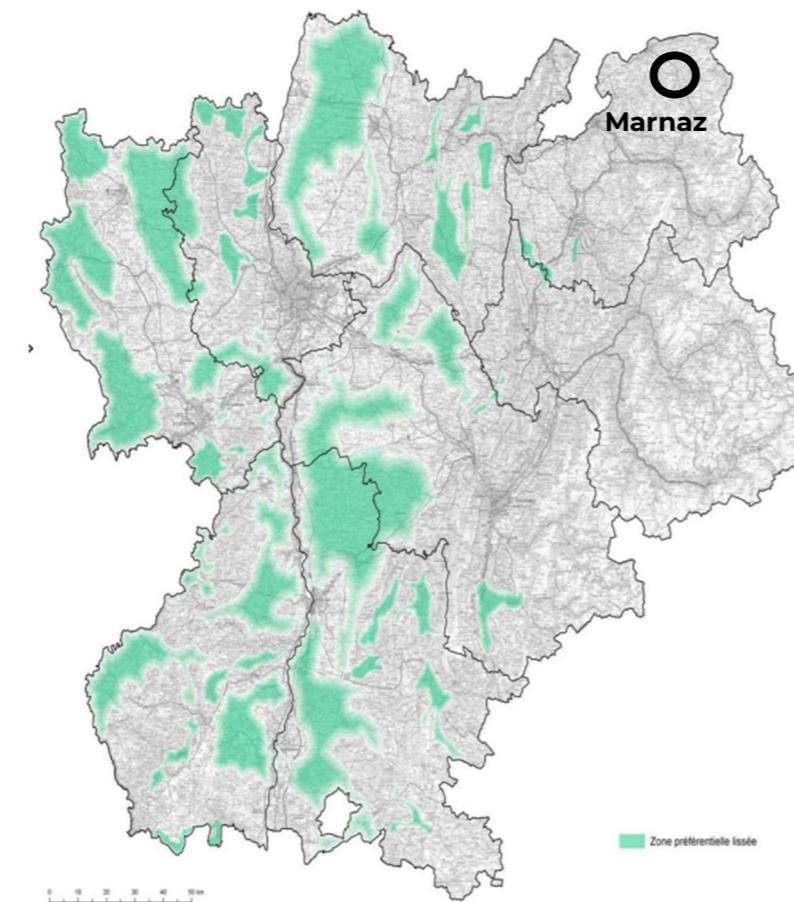
e. Potentiel éolien local

D'après la rose des vents pour la station Annecy-Meythet (la plus proche de Marnaz pour la mesure des vents dominants), les vents dominants proviennent majoritairement du Nord-Est et Sud-Ouest.



Le Schéma Régional Eolien du Rhône-Alpes (2012) n'identifie pas la commune de Marnaz comme zone favorable à l'implantation d'éoliennes.

De ce fait, le site ne semble pas adapté à l'implantation de sources de production énergétique à partir d'énergie éolienne.



Cartographie des zones favorables à l'implantation d'éoliennes sur le territoire du Rhône-Alpes

3. L'ENERGIE GEOTHERMIQUE

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

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

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

3.1. Haute énergie

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

Principale utilisation : la production d'électricité.

La géothermie haute énergie, ou géothermie profonde, appelée plus rarement géothermie haute température est une source d'énergie contenue dans des réservoirs localisés à plus de 1 500 mètres de profondeur et dont la température est supérieure à 80°C.

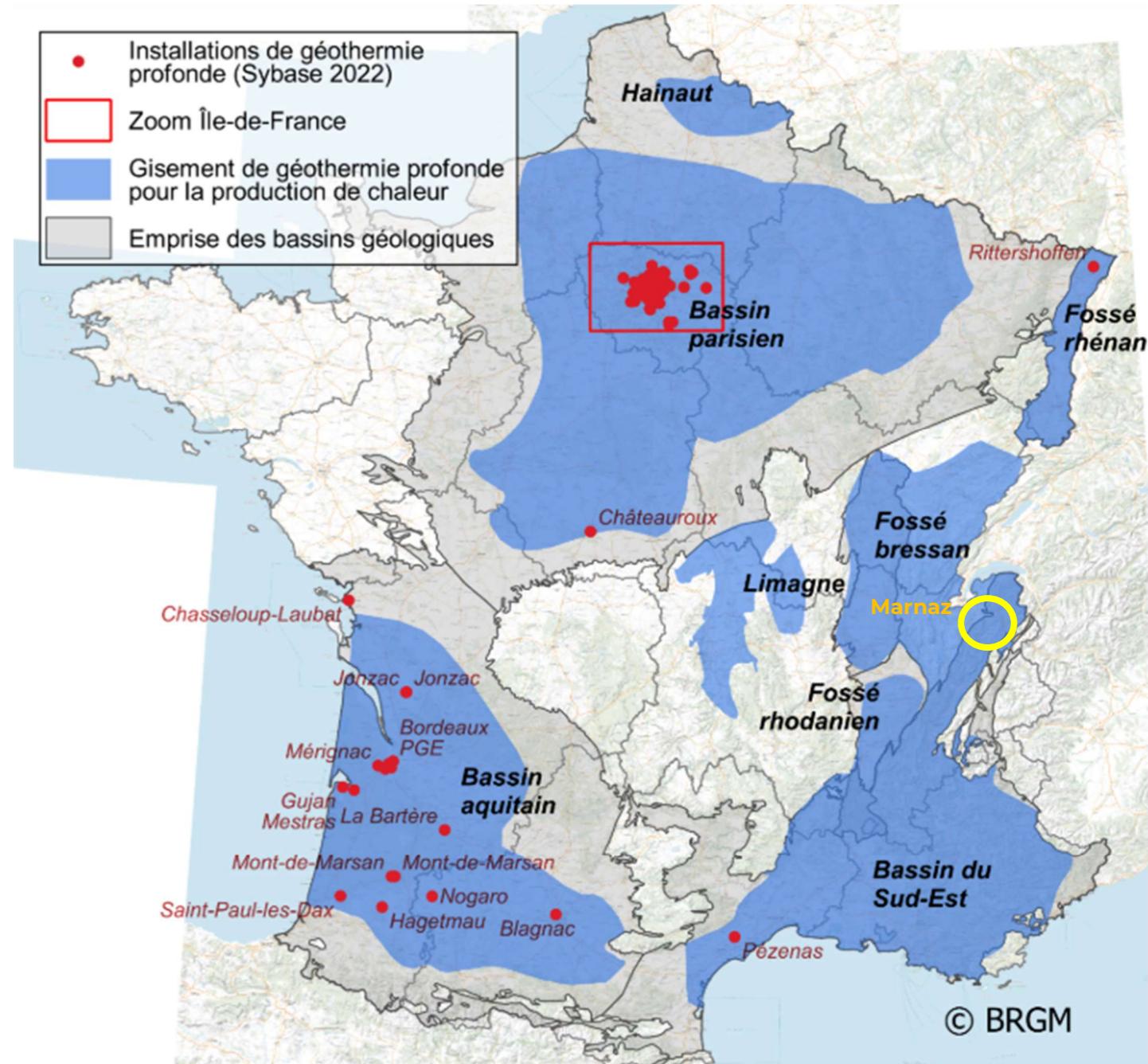
Ce type de ressource est géographiquement très localisé.

3.2. Basse énergie

Consiste en l'extraction d'une eau chaude (entre 50 et 90°C) dans des gisements situés entre 1 500m et 2 500m de profondeur. Le niveau de chaleur est directement adapté au chauffage des bâtiments.

Principale utilisation : les réseaux de chauffage urbain.

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



Carte du gisement géothermique en France- Source : BRGM

D'après la carte ci-dessus, la commune de Marnaz est propice à l'exploitation de l'énergie géothermique profonde.

3.3. Très basse énergie

a. Pompe à chaleur (PAC) sur eau de nappe

Cela concerne les aquifères peu profonds dont les eaux présentent une température inférieure à 30°C. Dans ce cas, la chaleur provient non pas des profondeurs de la croûte terrestre, mais du soleil et du ruissellement

de l'eau de pluie, le sol du terrain jouant un rôle d'inertie thermique. La température étant très basse, elle doit être utilisée avec une pompe à chaleur pour atteindre des températures supérieures adaptées au chauffage des bâtiments.

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

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

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

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

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

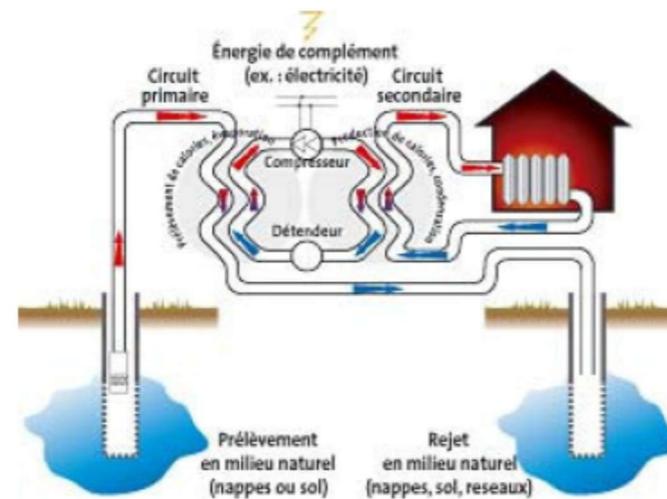


Schéma de principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur sur eau de nappe

b. Sondes géothermiques

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

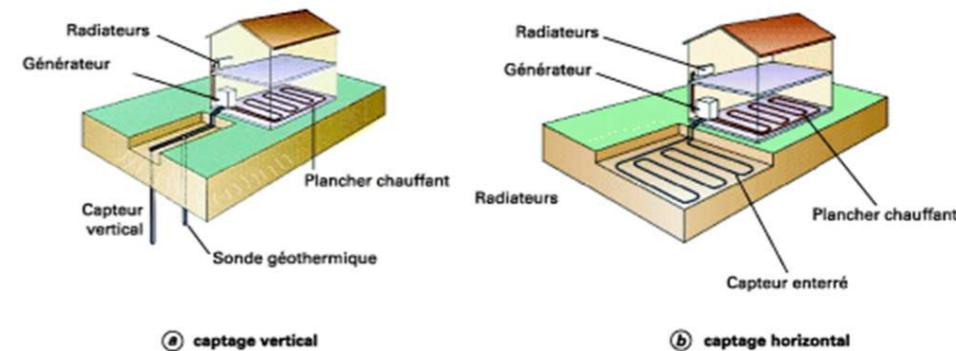


Schéma de principe des sondes géothermiques verticales ou horizontales

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

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

c. Pieux géothermiques

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

d. Atouts et contraintes de la technologie géothermie sur aquifères

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

e. Coût global de la technologie géothermie sur aquifères

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

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

e. Subventions 2023

La Région Île-de-France, conjointement avec l'ADEME, copilote un appel à projets pour financer la production de chaleur renouvelable à partir de la géothermie superficielle ou doublet de géothermie profonde. Le montant de l'aide proposée correspond jusqu'à 30% du montant TTC, ou HT en cas de récupération de la TVA, de l'opération, dans la limiter d'une subvention maximale de 2 millions d'euros (3 millions d'euros pour l'aide aux doublets de géothermie).

f. Autres soutiens financiers

▪ Crédit d'impôts

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

▪ Eco prêts à taux 0% pour une pompe à chaleur géothermique

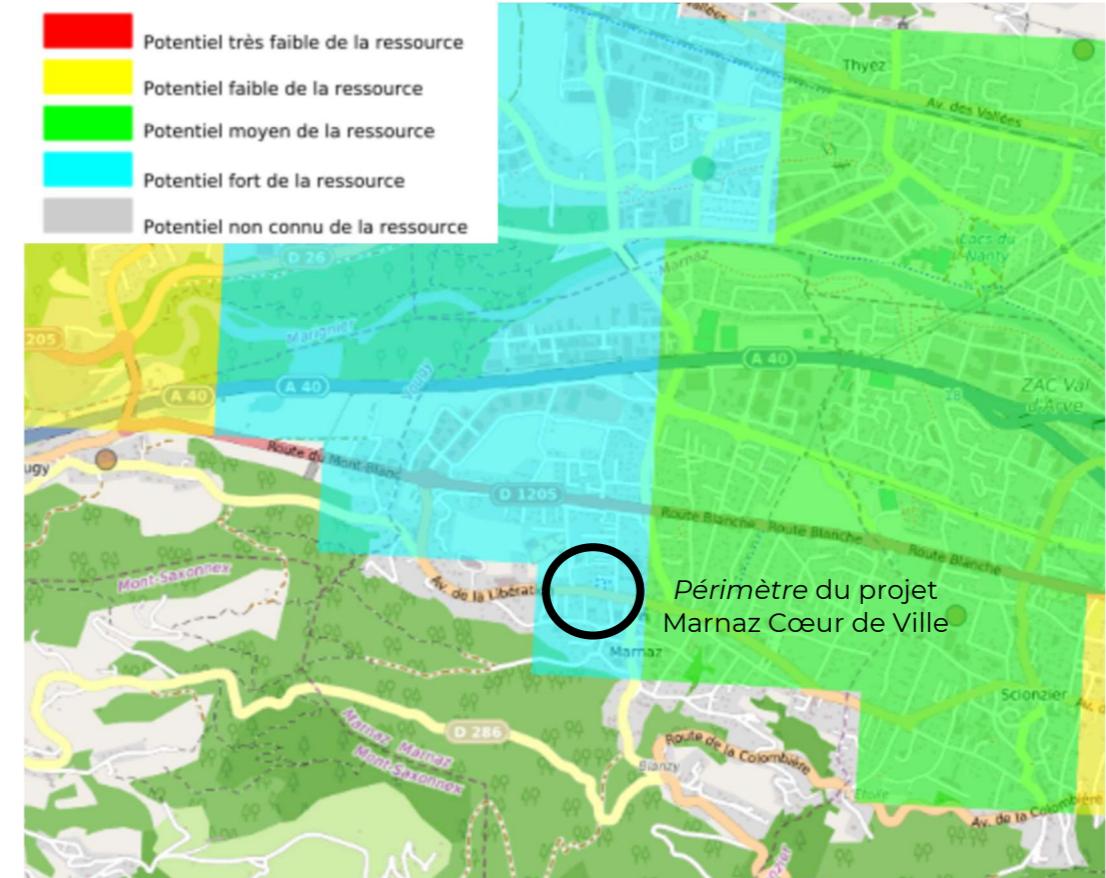
Pour obtenir l'éco-prêt à taux 0%, il faut réaliser plusieurs travaux visant à améliorer l'efficacité énergétique d'un logement individuel. La pose d'une pompe à chaleur se combine particulièrement bien avec d'autres types de travaux tels que la pose d'une chaudière à condensation, etc.

g. Tableau récapitulatif

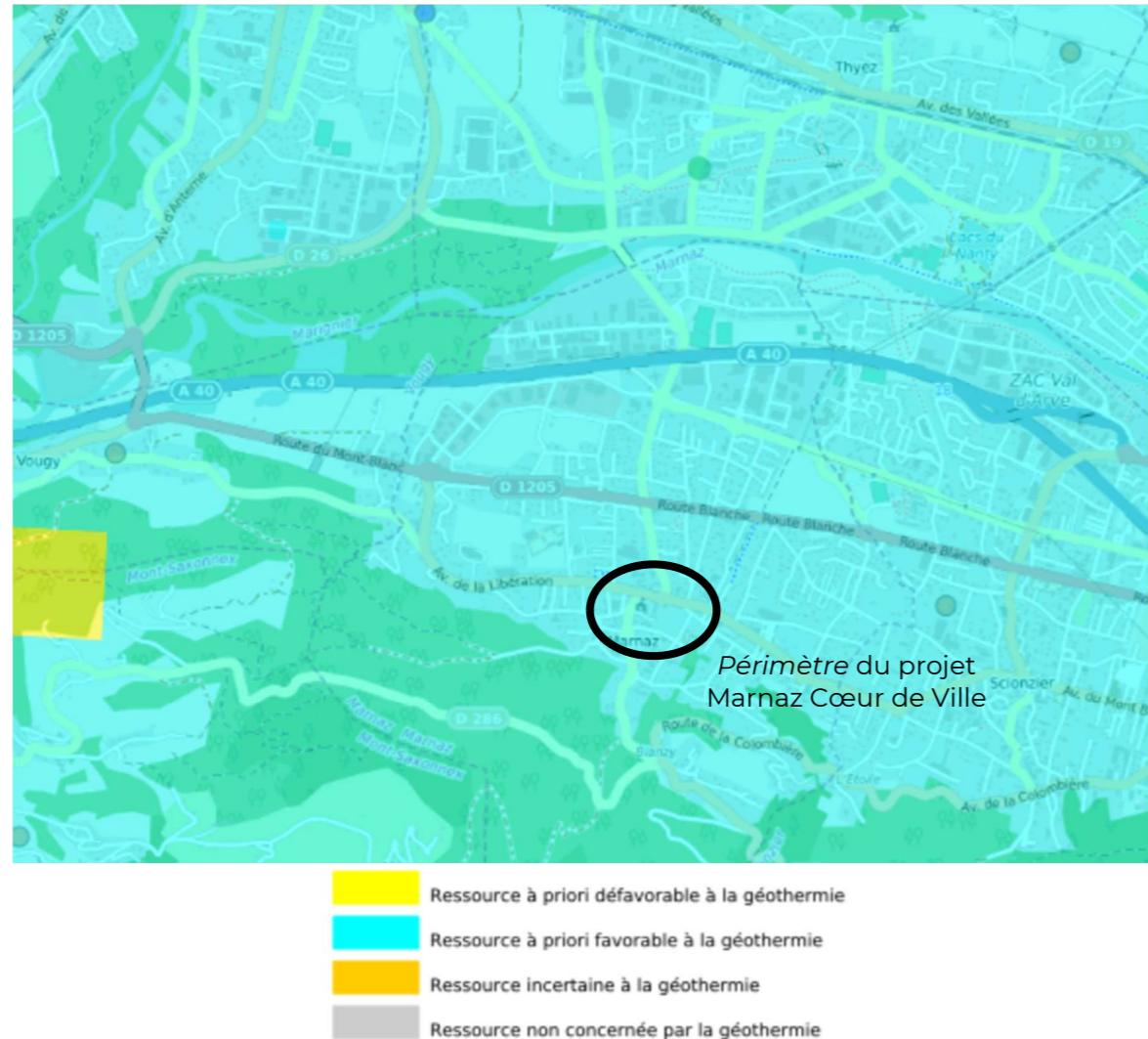
Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Géothermie sur aquifère	17,5	/	7 à 10 ans	Très bon	15 à 20 ans	0,071

h. Potentiel géothermique local

D'après les cartographies de Geothermies.fr, développé par le BRGM et l'ADEME, la commune de Marnaz, et plus spécifiquement le site de projet, présentent un fort potentiel de développement de la ressource géothermique de surface (sur échangeur ouvert ou fermé).



Ressources géothermiques de surface sur échangeur ouvert (nappe) en Rhône-Alpes – source : Geothermies.fr

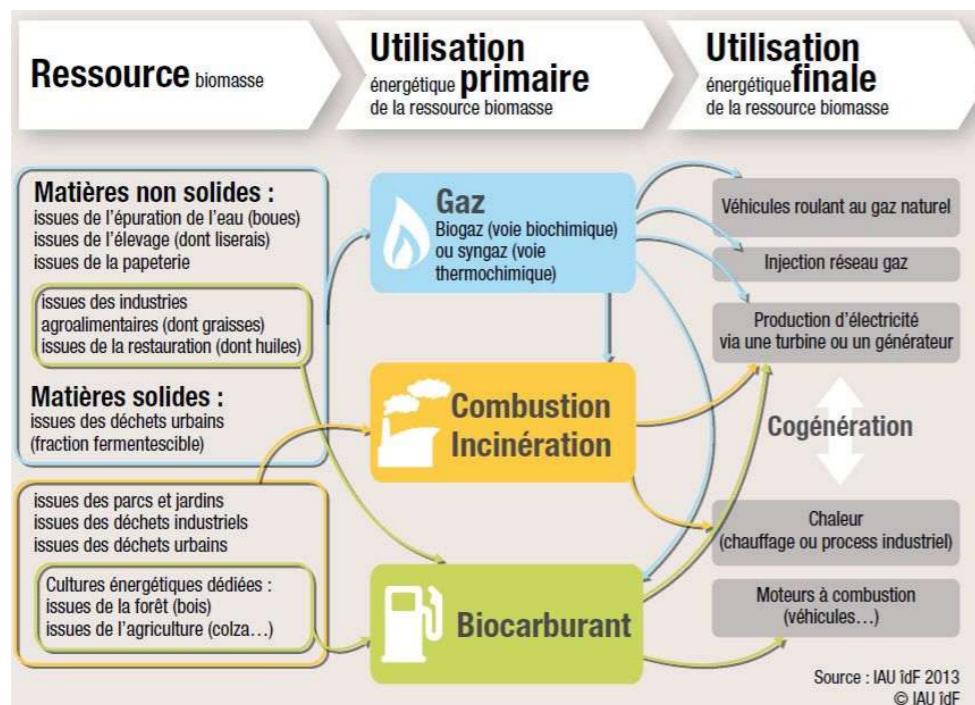


Ressources géothermiques de surface sur échangeur fermé (sonde) en Rhône-Alpes – source :
Geothermies.fr

4. LA BIOMASSE

4.1. Le gisement biomasse

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



Source : ADEME

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

4.2. Bois-énergie

a. Présentation des technologies

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

Le gisement bois-énergie est composé de divers produits issus :

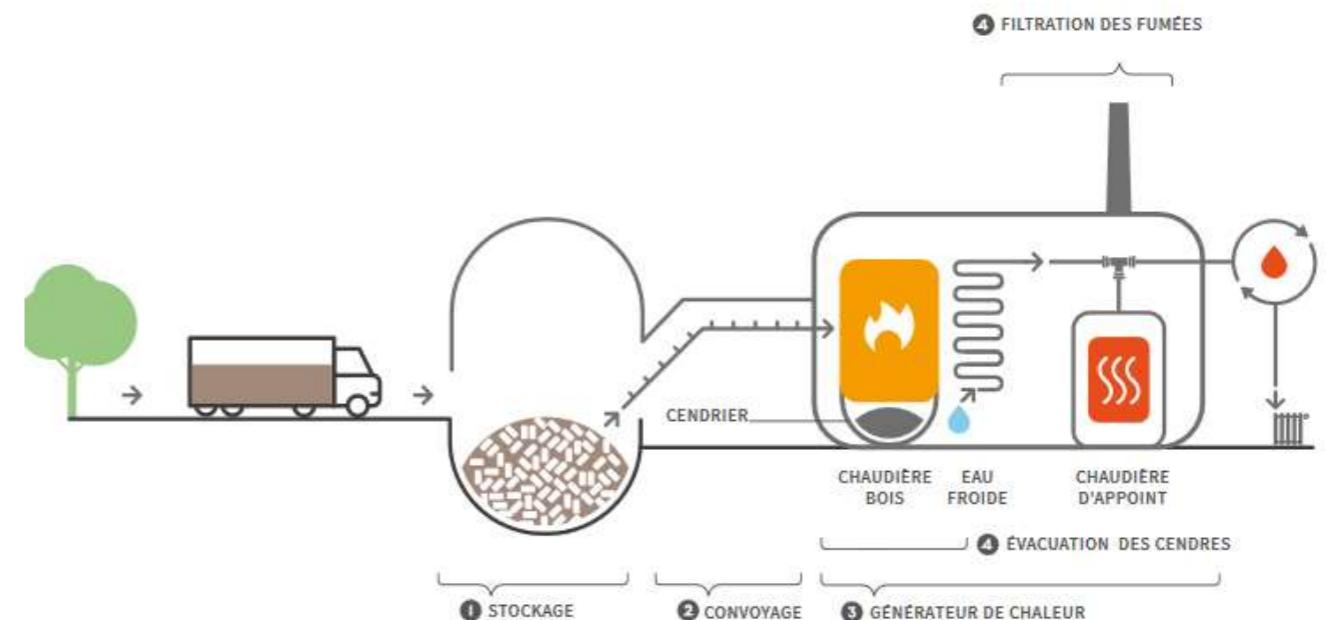
- La ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) et les résidus d'élagage ;
- Les sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...);
- Les bois de rebut non souillés (palettes, cagettes...).

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

Le bois énergie peut être utilisé :

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

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



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

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Approvisionnement grâce à la filière locale (installation devant être implantée à proximité de la ressource)	Au-delà de 50 km de distance pour aller chercher le combustible, la solution est peu viable (monopolisation de la ressource, transport...)
Coût du combustible très bas (peu d'augmentation planifiée)	Approvisionnement en milieu urbain engendrant des nuisances supplémentaires (augmentation du nombre de camions). Le transport fluvial est difficilement réalisable du fait des difficultés de déchargement du combustible
Aspect social et économique local : création d'emplois ou diversification des sources des revenus pour les agriculteurs (autre type d'énergie que le bois énergie)	Impacts sur la morphologie urbaine nombreux : installation classée en tant qu'ICPE, grande surface de foncier nécessaire, hauteur de cheminée contrainte par l'arrêté du 27 juillet 1997 (coût supplémentaire...)

Bilan carbone nul

Investissement de la centrale important + nécessité d'intégrer un filtre (25% du coût en plus) pour les poussières + coût de la cheminée...
Rentabilité du réseau et de la construction de la centrale qu'à partir d'une certaine densité énergétique

c. Coût global de la technologie

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

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

d. Subvention 2023

La Région Île-de-France, conjointement avec l'ADEME, copilote un appel à projets pour financer la production de chaleur renouvelable à partir de la biomasse avec l'installation d'une chaufferie.

Les aides sont les suivantes :

- Pour une chaufferie biomasse :
 - Si production d'énergie inférieure à 1.200 MWh/an : jusqu'à 50% du montant TTC - ou HT en cas de récupération de la TVA (subvention max : 500 000€).
 - Si production d'énergie supérieure à 1.200 MWh/an : jusqu'à 30% du montant TTC - ou HT en cas de récupération de la TVA (subvention max : 1 M€).
- Pour une plateforme biomasse :
 - Jusqu'à 70% du montant TTC – ou HT en cas de récupération de la TVA – toutes aides publiques confondues limitées à 100€/m³ abrité.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Chaufferie biomasse	1.3	1M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.037

4.3. Le bois-énergie - cogénération

a. Présentation de la technologie

Ce système permet à la fois de produire de la chaleur et de l'électricité. C'est une alternative intéressante à l'énergie solaire et éolienne. La chaleur issue de la combustion est utilisée pour le chauffage mais aussi, dans le cas de la cogénération, pour alimenter une turbine à vapeur qui va produire de l'électricité. Il existe des

turbines à vapeur d'une puissance de quelques dizaines de kW à plusieurs centaines de MW, avec des vitesses de rotation allant de 5 000 à 15 000 tr/min et des rendements électriques de 12 à 20% pour les modèles à condensation. La quantité de combustible nécessaire pour les installations de puissance importante, pousse à diversifier les sources d'approvisionnement.

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

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



Source : GRDF

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

b. Coût global de la technologie

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

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

c. Subvention 2023

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

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

d. Tableau récapitulatif

							
Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)	
Cogénération	4,5	2M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	/	

4.4. Potentiel bois-énergie

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

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

Le bois énergie peut être utilisé :

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

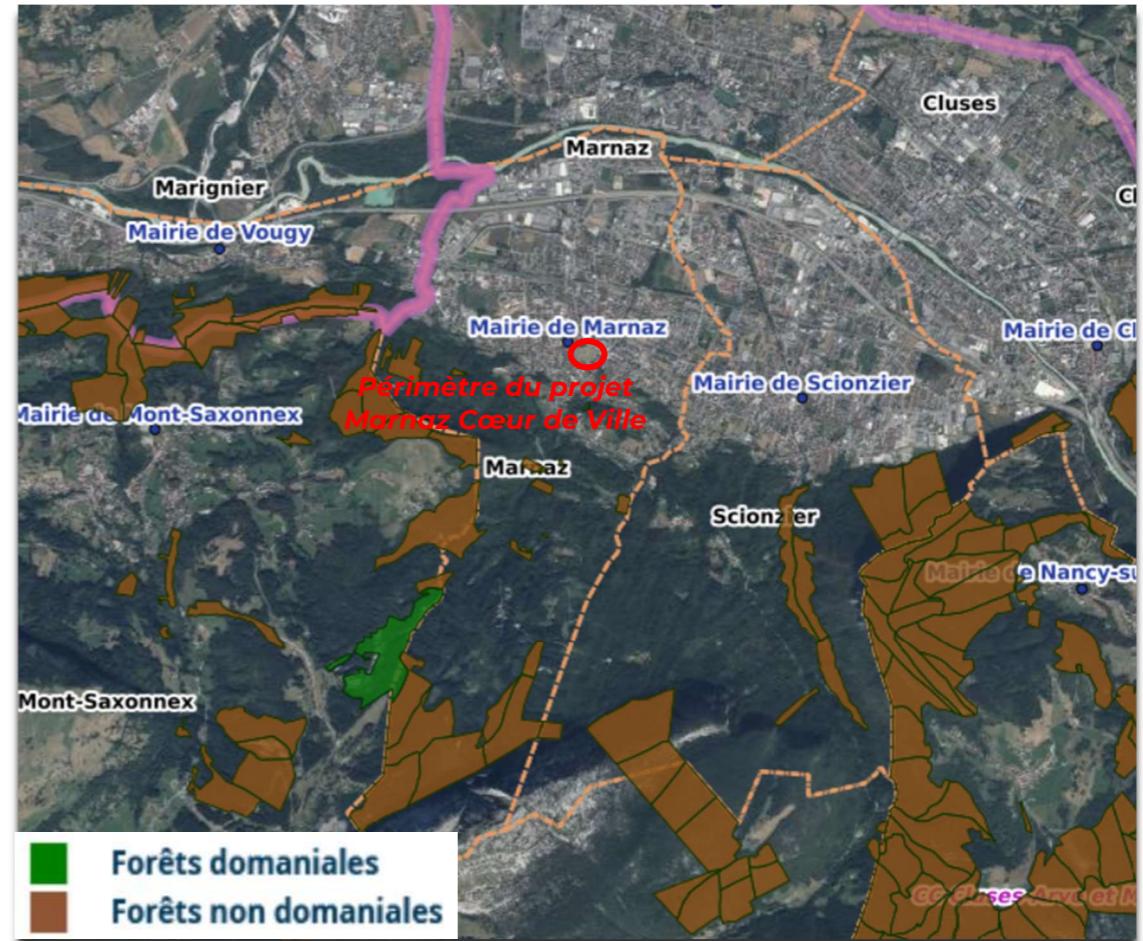
Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, à condition que le stock prélevé chaque année soit reconstitué. Le bois énergie est donc une énergie renouvelable mais limitée. Elle doit donc être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. A ce titre, il peut être plus pertinent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

a. Ressource forestière

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

Cette technologie est en revanche contrainte par : le besoin d'accessibilité des camions d'approvisionnement en bois, l'obligation de création d'une cheminée qui peut induire des nuisances, et une réserve foncière suffisante pour l'implantation d'une chaufferie. Dans un contexte de construction en semi-urbain, cela peut contraindre cette solution.

Dans ce contexte, l'exploitation de la ressource forestière semble peu adapté car le site de projet se trouve relativement éloigné des forêts.



Localisation des forêts domaniale et non domaniale à proximité du secteur – Source : Géoportail

b. Le bois déchets

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

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

c. La filière bois-énergie

La filière bois est relativement bien développée en Auvergne-Rhône-Alpes, où elle représente la deuxième énergie renouvelable la plus développée du territoire (après l'hydroélectricité). En effet, on retrouve de nombreux producteurs sur l'ensemble du territoire. Le fournisseur Deffayet Bois Energie est situé à Sixt-Fer-à-Cheval, soit à 30 km de la commune de Marnaz.

5. LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES

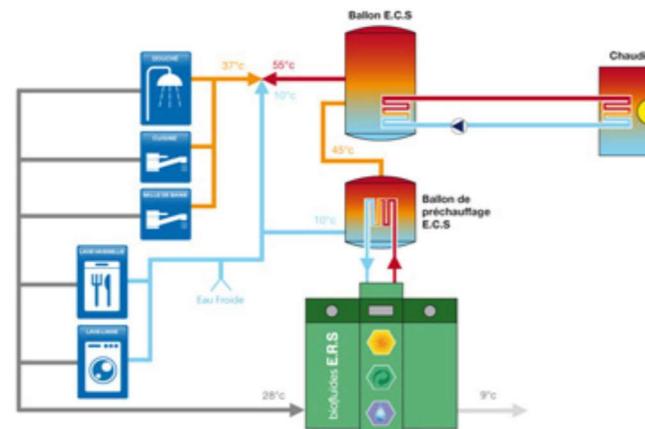
5.1. Récupération de chaleur sur les eaux grises

a. Présentation de la technologie

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

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

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



Fonctionnement de la technologie à eaux grises

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

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

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Performances élevées capables d'apporter des économies conséquentes	Aucune subvention pour l'instant
Réduction importante des émissions de GES	
Facilité d'intégration et d'installation	
Faible consommation d'électricité	
Investissement modéré	
Réduction considérable des consommations énergétiques pour l'ECS (système permettant d'économiser chaque année entre 150 et 300m ³ de gaz ou autre énergie-base annuelle pour une famille de 4 pers. et d'éviter l'émission de 700kg de CO2/an/log)	

Atouts	Faiblesses
Système passif et nécessitant de peu d'entretien	Diminution de la densité énergétique en cas de raccordement aux réseaux de chaleur
Réduction de 20 % des consommations d'ECS	Nécessite 2 réseaux, ainsi la séparation des eaux vannes et eaux grises

c. Coût global de la technologie

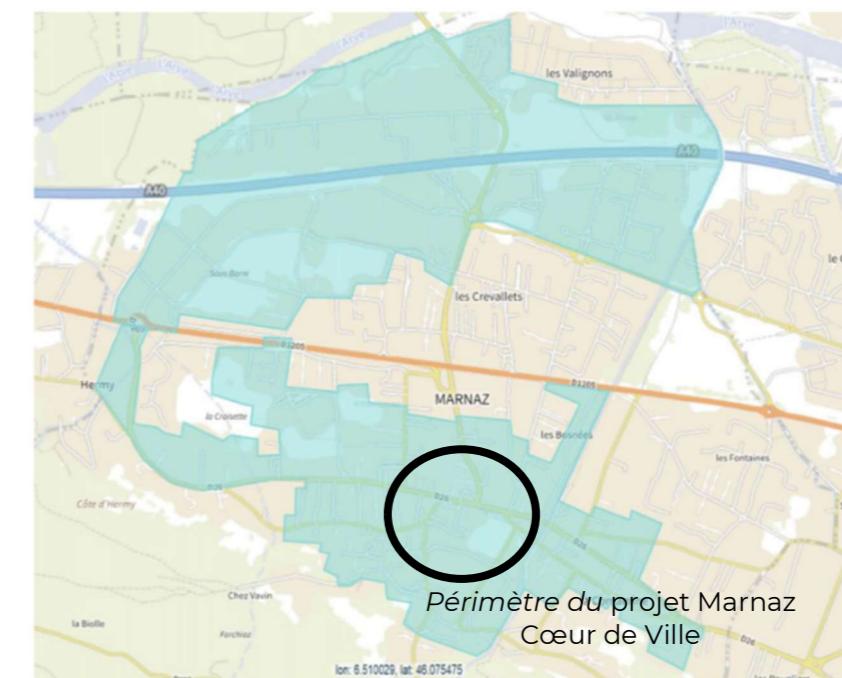
Le coût d'investissement global pour l'installation de ce type de technologie est compris entre 1 800€ et 2 000€ pour un système de type Recoh HT. Ce prix englobe les coûts de système, de matériel associé et de la main d'œuvre. L'entretien et la maintenance ne nécessite que de faibles coûts.

d. Subvention 2023

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

e. Potentiel local

D'après la cartographie des zones d'accélération identifiées sur la commune de Marnaz concernant le raccordement à un réseau de chaleur, le site de projet représente un potentiel intéressant de récupération de chaleur sur les eaux usées.



Zones d'accélération réseau de chaleur identifiées sur la commune de Marnaz – source : Annexe du PLU

5.2. Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data center)

a. Présentation de la technologie

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

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

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

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Concentration de plusieurs activités industrielles susceptibles de produire de l'énergie à proximité immédiate	Eloignement potentiel des datacenters Données estimées et non précise en raison de la confidentialité des datacenters

c. Potentiel local

d. Récupération de chaleur fatale industrielle et de froid

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

Les cartes des opportunités de chaleur et de froid montrent que le site a un potentiel de récupération de chaleur fatale intéressant.

Zone d'opportunité de chaleur – Source : ENRezo Cerema



Zone d'opportunité de froid – Source : ENRezo Cerema



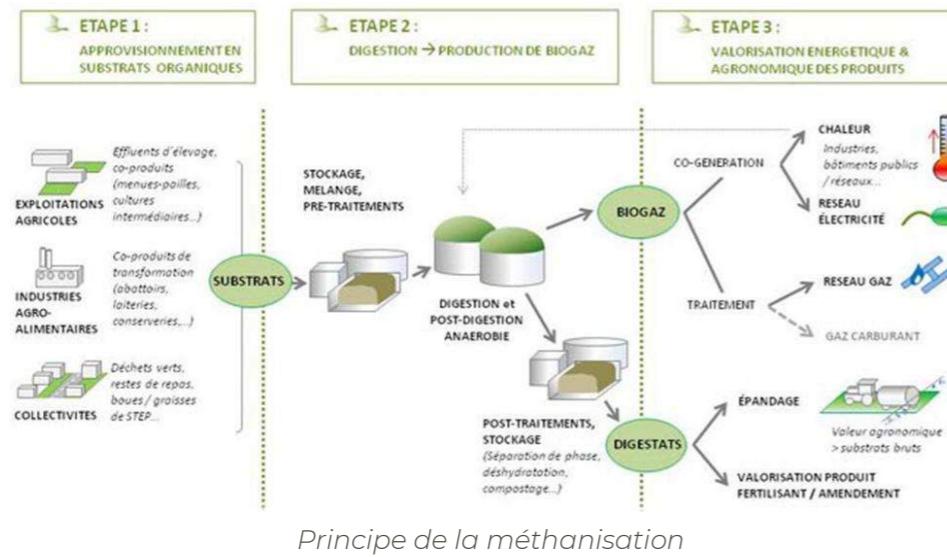
6. LES AUTRES TECHNOLOGIES EXISTANTES

6.1. Le biogaz et les biocarburants

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

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

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



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

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

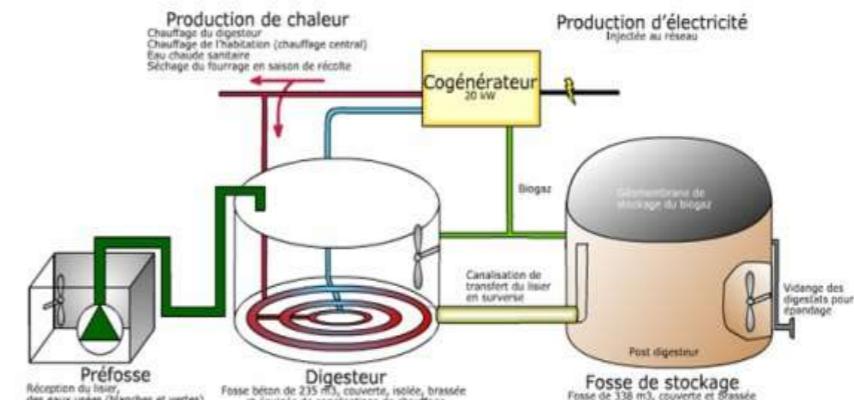
La valorisation du digestat produit est essentiellement utilisée dans le domaine de l'agriculture : matière extraite en sortie du digesteur après fermentation et extraction du biogaz, le digestat possède des propriétés intéressantes (plus fluide, plus assimilable par les cultures, moins odorant...) lui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

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

a. Méthanisation sur les boues et les effluents

Une installation de méthanisation est composée principalement d'un équipement de séparation des impuretés, d'un mélangeur/malaxeur pour que la matière organique soit introduite de façon homogène dans le

digesteur, du digesteur, d'un système de brassage, d'un système d'extraction et de pressage du digestat et d'un système de traitement, de stockage et de valorisation du digestat.



Principe de fonctionnement de la méthanisation

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

a. Echelle d'exploitation

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

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

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

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> Double valorisation organique et énergétique des sous-produits agricoles, effluents d'élevage et boues d'épuration Réduction des émissions de méthane, gaz à fort effet de serre Traitement locale des déchets organiques du territoire. Opportunité de revenus pour les agriculteurs (rachat de l'électricité et production d'une énergie renouvelable utilisable pour satisfaire les besoins de l'exploitation) 	<ul style="list-style-type: none"> Exploitation nécessitant des compétences techniques particulières (difficile pour les agriculteurs) Des investissements lourds dépendant des soutiens publics

Réduction du volume de boues et bilan de combustion nul

c. Coût global de la technologie

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

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

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

d. Subvention 2023

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

Pour être éligible, le projet doit :

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

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

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

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

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

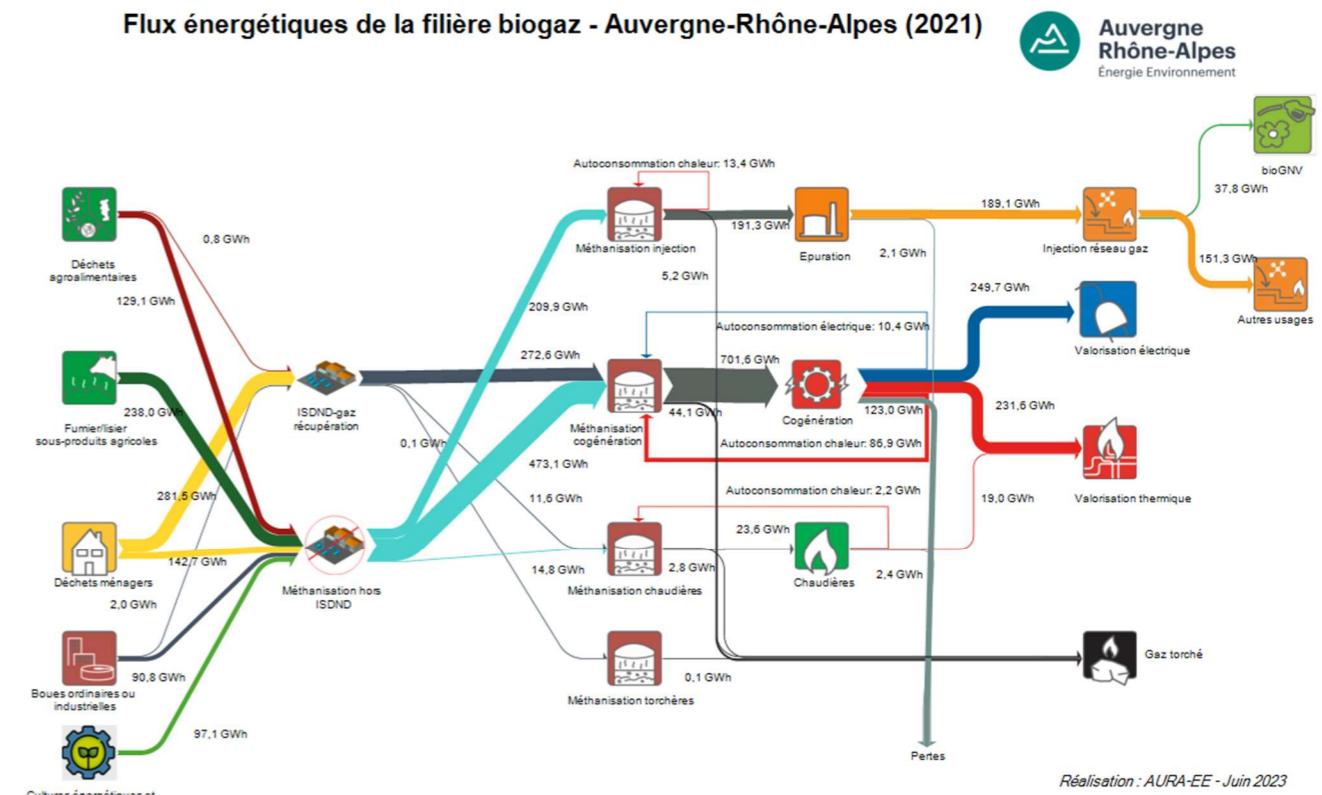
e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Méthanisation	/	/	10 ans	Bon	Supérieur à 25 ans	0,4€

f. Potentiel local

La filière biogaz est en plein développement dans la région Auvergne-Rhône-Alpes, tant dans les milieux agricoles que dans le traitement des déchets. Le développement de la cogénération, valorisation traditionnelle du biogaz, marque le pas. Parallèlement, d'autres débouchés apparaissent comme l'injection sur le réseau de gaz naturel ou la transformation du biogaz en carburant.

Flux énergétiques de la filière biogaz - Auvergne-Rhône-Alpes (2021)



Flux énergétiques de la filière biogaz en Auvergne-Rhône-Alpes – source : Aura-EE

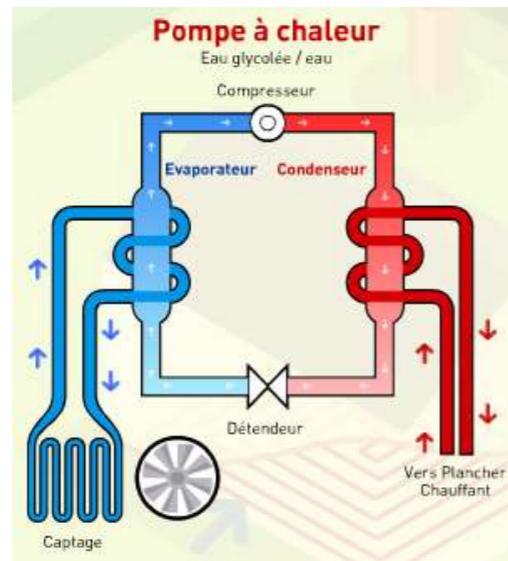
Réalisation : AURA-EE - Juin 2023
Sources : ORCAE, Sindra

6.2. Aérothermie

a. Principe de fonctionnement de la technologie

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

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



Source : GRDF

b. Echelle d'exploitation

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

c. Potentiel aérothermique local

La commune de Marnaz se situe dans un contexte de climat montagnard, où les hivers peuvent être particulièrement froids. **De ce fait, le développement de l'aérothermie se révèle peu pertinent car les besoins pour chauffer l'eau seraient trop importants.**

6.3. L'énergie hydrolienne

a. Présentation de la technologie

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

b. Atouts et contraintes de la technologie

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

c. Coût global de la technologie

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

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

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

d. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Hydrolien	1.3	3.5 M€	10 à 15 ans	Mauvais	20 ans	0,05 à 0,10

e. Potentiel hydrolien local

Le secteur de projet est situé sur la commune de Marnaz, qui n'est pas bordée par un fleuve majeur. Le potentiel hydrolien local est donc presque nul.

6.4. Les réseaux de chaleur

a. Présentation de la technologie

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

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

b. Atouts et contraintes de la technologie

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

c. Coût global de la technologie

Les coûts sont relativement différents d'un réseau de chaleur à un autre (notamment linéaire de réseau et sous stations). Aucun réseau de chaleur n'est présent à proximité du site d'étude.

d. Subvention 2023

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

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

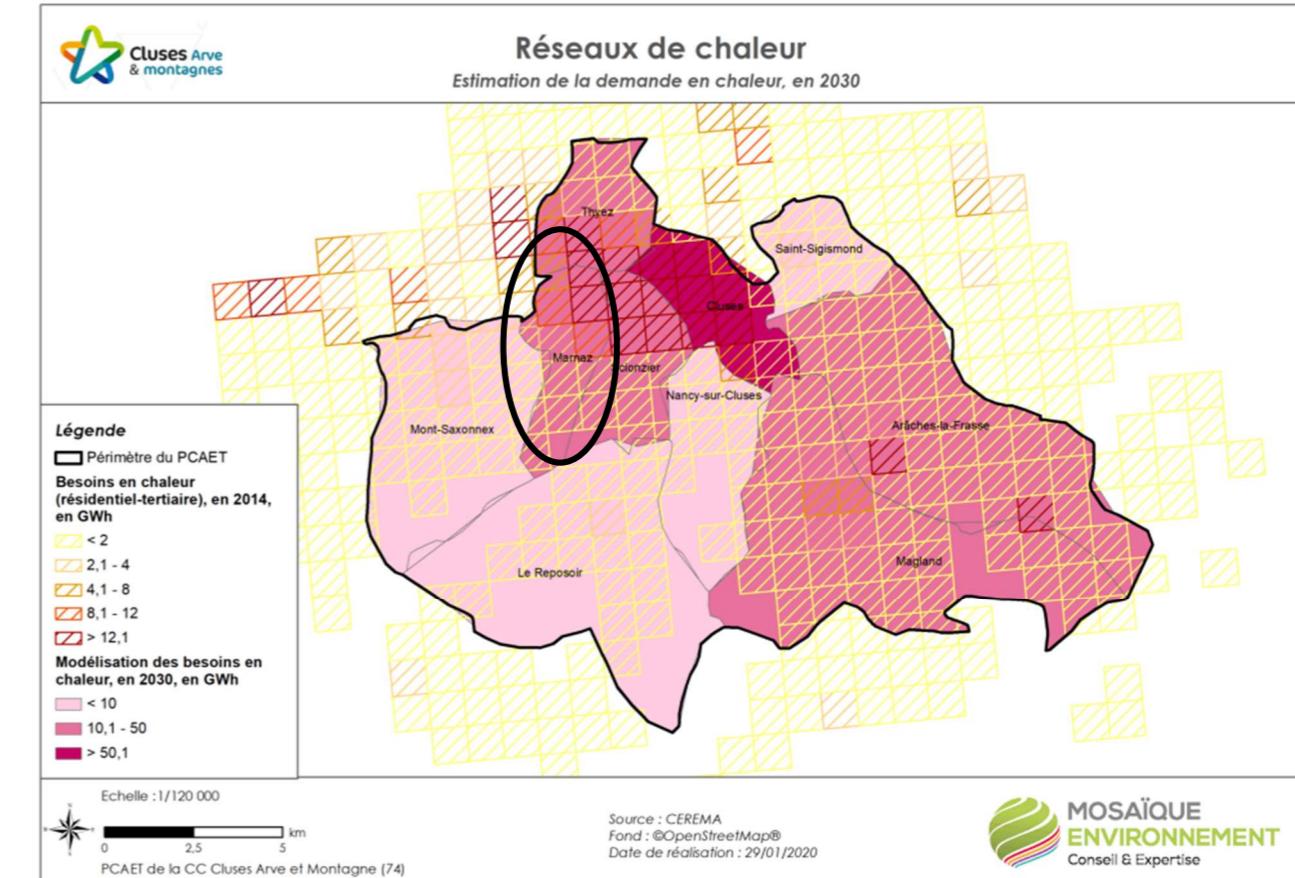
Plafonds dans le cadre d'aides calculées par une analyse économique conventionnelle

Type de réseau		Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette: €/ml de tranchée
EXTENSIONS ET DES CREATIONS RESEAUX DE CHA-LEUR	Vapeur	Tous DN	1890
	Eau Chaude	DN 450 et plus	147
		DN 300 à DN 400	945
		DN 150 à DN 250	745,5
		DN 80 à DN 125	546
		DN 65 et moins	472

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

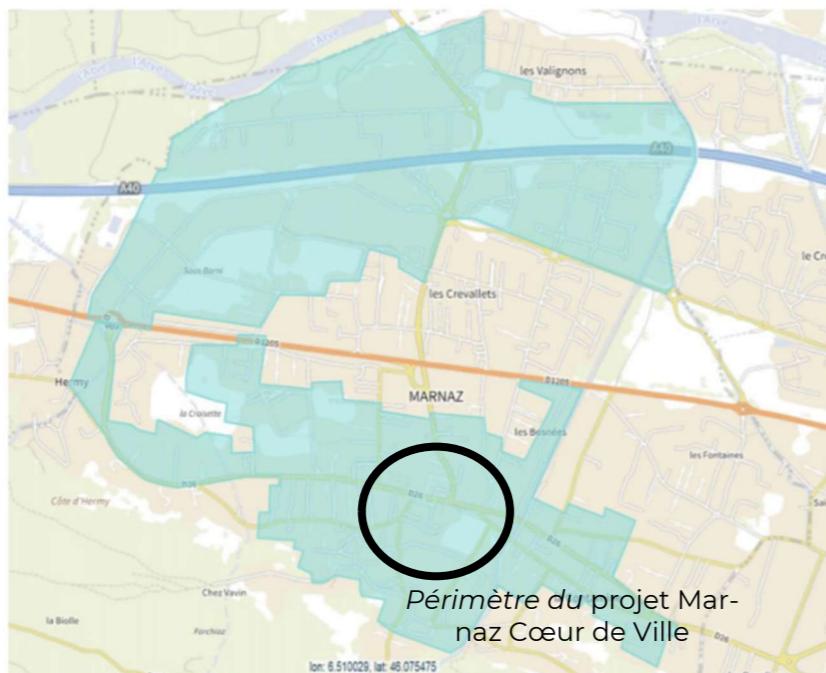
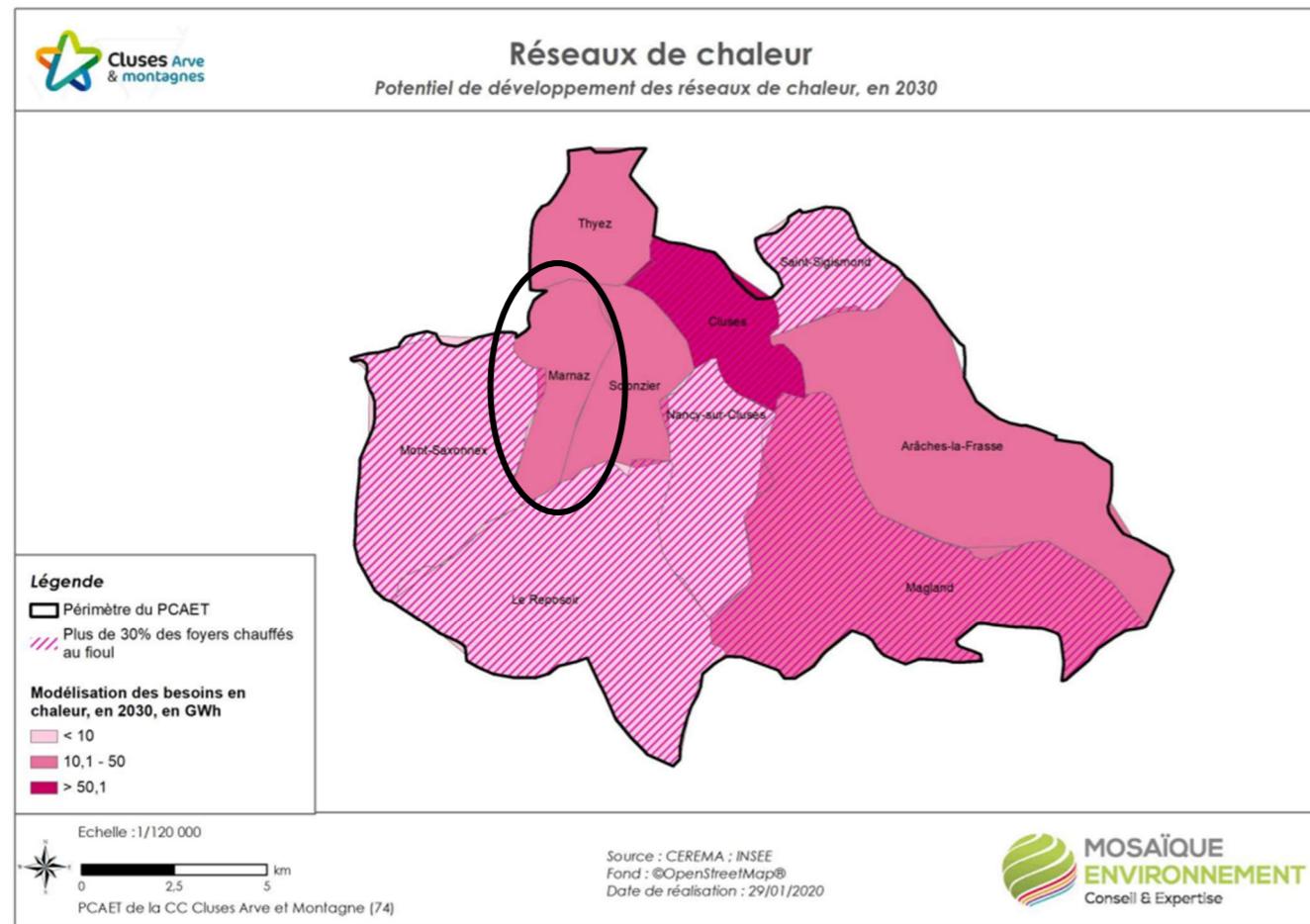
	Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette : €/ml de tranchée
Création d'un réseau de chaleur de moins de 6 000 MWh/an produites	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	522
		DN 80 à DN 125	382
		DN 65 et moins	331
Extension de réseaux de chaleur de 300 à 6 000 MWh/an d'EnR&R supplémentaires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

et Magland. Toutefois des petits projets de chaufferie bois peuvent être développés ponctuellement partout sur le territoire.



e. Potentiel du site

La communauté de communes Cluses Arve & Montagnes est en partie desservie par un réseau de chaleur alimenté au gaz. La carte ci-dessous présente le potentiel de demande en chaleur, modélisée par le CEREMA. Elle présente les besoins en chaleur en 2014, que l'on distingue par la concentration de la demande dans les bourgs, à une maille à 200m, ainsi que l'estimation de la demande en chaleur en 2030 (cohérent avec le potentiel calculé). Cela fait ressortir des perspectives pour le développement des réseaux de chaleur. Plusieurs communes présentent une demande en chaleur importante, malgré la réduction des consommations, il y a donc un potentiel au développement des réseaux de chaleur dans ces communes, permettant ainsi la valorisation du bois énergie. Il faudra toutefois veiller à ce que le développement de ces réseaux se fasse en priorité dans des zones actuellement non desservies par un réseau de gaz. La deuxième carte ci-dessous présente un premier potentiel de développement des réseaux de chaleur sur le territoire, en ciblant les communes dont les ménages sont essentiellement chauffés à l'électricité ou au fioul. Le développement des réseaux de chaleur peut se faire sur ces communes, indépendamment d'une demande importante en chaleur, puisque comme vu plus haut, ils peuvent également constituer des petits réseaux. On note ainsi que les communes sur lesquelles les réseaux de chaleur pourraient être pertinents sont Cluses (extension)



Zones d'accélération réseau de chaleur identifiées sur la commune de Marnaz – source : Annexe du PLU

La commune de Marnaz présente donc un fort potentiel de développement en réseaux de chaleur.

Etude de faisabilité du potentiel de développement des EnR – Projet de la ZAC Marnaz Cœur de Ville (74)

Juillet 2025

6.5. Synthèse des potentiels de développement des énergies renouvelables sur le territoire

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

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
SOLAIRE	Solaire passif	Quasi nul	Nul - stable	+++	50 ans	+++	Fiable et robuste	+++	Contexte favorable à l'exploitation de l'énergie solaire
	Solaire thermique	Modéré 800 à 1 500 €/m ²	Très faible – stable	++	20 ans	++	Fiable et robuste	++	
	Climatisation solaire	1 500 €/m ²	Faible – stable	++	30 ans	++	Peu de retours d'expérience / Fluide caloporeur nécessaire	+++	
	Solaire photovoltaïque	700 à 1 000 €/m ²	Faible - stable	++	25 à 30 ans	++	Energie grise des produits importante	++	
EOLIEN	Grand éolien et petit éolien	1 300 à 1 500 €/m ²	Très faible -stable	+++	20 ans	+++	Très dépendant de l'environnement du site Faible énergie grise Impact paysager important	-	Peu favorable à l'implantation d'éoliennes
	Eolien urbain	1,6 à 2 M€/MW	Très faible - stable	+++	20 à 25 ans	++	Peu de retours d'expérience Site urbain dense qui contraignent ce choix	+	
GEOTHERMIE	Haute énergie	Très important	Faible – peu fluctuant	++	Pompe à chaleur : 15 à 20 ans Sondes / pieux > 30 ans	+++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporeur nécessaire	++	Contexte territorial favorable
	Basse énergie (sur nappe)	Important					Production constante toute l'année		

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
GÉOTHERMIE	Très basse énergie – Faible PAC sur pieux	Faible		+++	++		Fluide caloporteur nécessaire		Fort potentiel de développement de la ressource géothermique de surface
							Autorisations administratives spécifiques nécessaires		
							Production importante toute l'année Consommations électricques des auxiliaires ++ non négligeables Fluide caloporteur nécessaire		
BIOMASSE	Très basse énergie – Faible à modéré selon PAC sur sondes	Faible à modéré selon technologie		+++	++		Production importante toute l'année Consommations électricques des auxiliaires ++ non négligeables Fluide caloporteur nécessaire		Secteur de projet éloigné des forêts exploitables – Peu pertinent
							Mise en place d'un système de traitement des fumées performant nécessaire Taille des locaux de stockage combustible importante Développement des filières locales, valorisation de sous-produits // transports routiers induits	+++	
BIOMASSE	Bois-énergie	Important 1 M€/MW	Très faible – stable	+++	50 ans	++	Injection dans le réseau de gaz de ville possible – alternative au gaz naturel Valorisation des déchets organiques ou effluents Développement des filières locales / Transports routiers induits		Filière biogaz en plein développement à l'échelle régionale
	Méthanisation biogaz	Important : 2 M€/MW	Faible - stable	+++	50 ans	+++			



ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
							Autorisation administratives spécifiques nécessaires Emprises importantes nécessaires sur site		
CHALEUR FATALE	Récupération sur eaux usées	Modéré	Très faible – stable	+++		++	Retours d'expérience limités Intégration de la technologie en amont du projet pour limiter les + coûts d'investissement		Potentiel intéressant de récupération de chaleur sur les eaux usées (réseau de chaleur)
	Récupération sur process industriel	Dépendant du contexte	Très faible – peu fluctuant	?		+	Présence d'installations industrielles importantes à proximité nécessaire		Potentiel de récupération de chaleur fatale intéressant
AEROTHERMIE	Pompe à chaleur air/air	Faible	Modéré fluctuant	+	15 ans	+	Consommations électriques importantes Faibles rendements	+++	Développement de l'aérotérmie peu pertinent en contexte de climat montagnard
	Puits canadien	Très faible	Très faible – peu fluctuant	++	50 ans	++	Installation mutualisée avec les travaux de terrassements / fondations	+++	
HYDROLIENNE	Installation dans cours d'eau	Important : 3,5 M€/MW	Modéré	++	20 ans	+	Peu de retours d'expériences Impact sur le milieu aquatique à étudier Besoins d'entretien importants	-	Peu pertinent du fait de l'éloignement du secteur d'un fleuve majeur
RESEAU DE CHALEUR	Raccordement au réseau urbain	Important	Stable	+++	?	++	Stabilité des prix de vente de la chaleur livrée Part importante d'énergie renouvelable Centralisation de la maintenance Maîtrise des émissions polluantes sur les productions centralisées	+++	Fort potentiel de raccordement au réseau de chaleur (secteur compris dans la zone d'accélération)

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
							Peu d'investissements du fait de l'existence initiale du réseau		



3

PARTIE 3 : Prédimensionnement et scenarii

1. Démarche et méthode de scénarisation

EVEN Conseil a étudié les possibilités d'approvisionnement à partir des sources d'énergie disponibles sur site en souhaitant limiter la part d'énergie fossile dans une optique de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les besoins en puissance sont estimés au regard de la programmation dont nous disposons actuellement (**datant de mars 2025**). Ils dépendent également des besoins énergétiques estimés au début de notre étude.

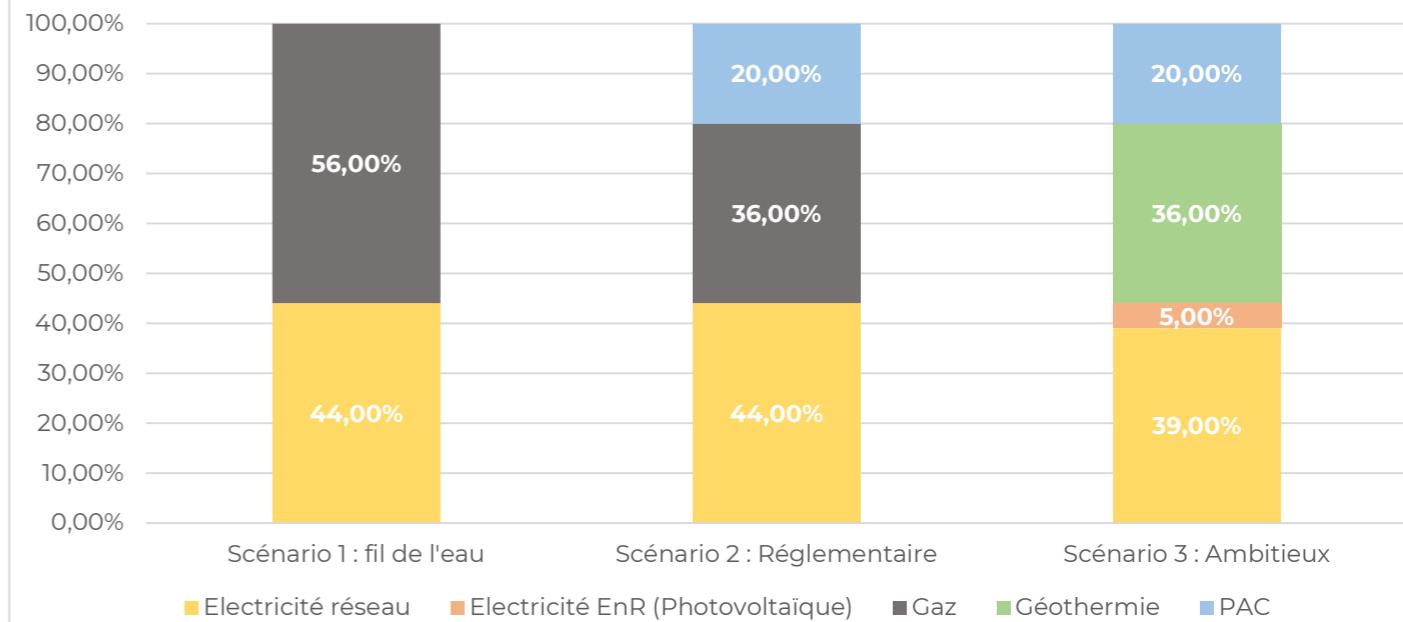
A partir des besoins en puissances estimés, **3 scénarios sont étudiés** selon la solution de desserte envisagée (décentralisée).

Pour rappel, le secteur d'étude comprend une programmation à grande majorité déjà bâtie avec la création de nouveaux bâtiments à destination de logement collectif.

Les trois scénarios envisagés pour répondre aux besoins énergétiques du projet sont décrits comme suit :

Descriptions des scénarios	
Scénario 1 : fil de l'eau	44% : Electricité Réseau (EDF) pour les besoins en électricité + froid 56% : Gaz naturel pour les besoins en chaud (chaleur + ECS)
Scénario 2 : Réglementaire	44% : Electricité Réseau (EDF) pour les besoins en électricité + froid 36% : Gaz naturel pour les besoins en chaud (chaleur + ECS) des lots 1A ; 1B ; 3 ; Ecole 20% : Pompe à chaleur pour les besoins en chaud (chaleur + ECS) des lots 2A ; 2B ; 4 ; 5 et 6
Scénario 3 : Ambitieux	39% : Electricité Réseau (EDF) pour les besoins en électricité + froid 5% : Photovoltaïque pour les besoins en électricité (en autoconsommation) 36% : Géothermie pour les besoins en chaud (chaleur + ECS) des lots 1A ; 1B ; 3 ; Ecole 20% : Pompe à chaleur pour les besoins en chaud (chaleur + ECS) des lots 2A ; 2B ; 4 ; 5 et 6

Répartition des approvisionnements par énergie pour les 3 scénarios (en MWh)



Répartition des approvisionnements par énergie pour les 3 scénarios (en MWh) – Source : CITADIA

Résumé des transitions entre scénarios :

Le **Scénario 1** repose majoritairement sur les énergies fossiles avec 44 % d'électricité du réseau pour l'électricité et le froid, et 56 % de gaz naturel pour le chauffage et l'ECS. Le **Scénario 2** amorce une transition en réduisant la part du gaz (36 %) au profit des pompes à chaleur (20 %), tout en conservant 44 % d'électricité du réseau. Enfin, le **Scénario 3** adopte une approche plus ambitieuse avec une diversification énergétique : 39 % d'électricité du réseau, 5 % de photovoltaïque en autoconsommation, 36 % de géothermie pour le chauffage et l'ECS, et 20 % de pompes à chaleur. Ce dernier scénario favorise une réduction significative des énergies fossiles et une intégration accrue des renouvelables.

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

Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c'est-à-dire livrés à l'utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion.

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

Il est rappelé que les chiffres affichés dans le présent rapport ne sont qu'indicatifs et seront à confirmer et affiner dans les étapes suivantes de la conception, en partenariat avec les gestionnaires.

2. Définition des scénarios d'approvisionnement

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

a. Hypothèses prises pour l'analyse

L'analyse en coût global est réalisée sur **une durée de 20 ans** ;

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

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

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

b. Données économiques

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

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

- P1 : consommations énergétiques
- P1' : consommations des auxiliaires nécessaires à la production énergétique ;
- P2 : conduite et petit entretien ;
- P3 : gros entretien et renouvellement à l'identique des installations ;
- P4 : amortissement des installations

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

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

Les données utilisées pour l'analyse des coûts énergétiques proviennent du rapport [**Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France \(Édition 2022\)**](#) publié par l'**ADEME**. Ce document constitue une référence pour l'évaluation des coûts de production des différentes sources d'énergie, en fournissant les **LCOE (Levelized Cost of Energy)** exprimés en euros HT/MWh.

Le **LCOE**, ou **coût moyen actualisé de l'énergie**, est un indicateur clé permettant de comparer les coûts de production des différentes filières énergétiques sur l'ensemble de leur durée de vie. Il est décomposé en plusieurs composantes essentielles :

LCOE CAPEX (Capital Expenditure) : représente les **dépenses d'investissement** initiales nécessaires à la construction et à l'installation des infrastructures (ex. centrales solaires, éoliennes, réseaux de chaleur).

LCOE OPEX (Operational Expenditure) : couvre les **coûts d'exploitation et de maintenance** tout au long de la durée de vie de l'installation (ex. entretien, réparation, coûts administratifs).

Coût du combustible et de l'électricité : correspond aux **énergies consommées pour faire fonctionner la technologie**, incluant par exemple le gaz pour une centrale thermique ou l'électricité auxiliaire pour une installation de pompage et de stockage.

L'exploitation de ces données permet d'établir des **ratios précis** par quantité d'énergie produite pour chaque type d'énergie intégré dans le modèle de simulation. Cela facilite ainsi l'analyse comparative des différentes filières énergétiques en termes de viabilité économique et d'optimisation des coûts.

CAPEX (€/MWh)	OPEX (€/MWh)	Combustible/Electricité (€/MWh)	LCOE (Levelized Cost of Energy) (€/MWh)
------------------	-----------------	------------------------------------	---

PRODUCTION ELECTRICITE+FROID

Filières de référence : production « conventionnelle » d'électricité en France continentale	64,71
Photovoltaïque	93,00

PRODUCTION DE CHALEUR ET ECS

Pompe à Chaleur	70,00	23,00	0,00	157,80
Géothermie	58,67	13,67	28,67	101,00
Filière de référence pour la production de chaleur collective	5,00	6,50	56,75	68,25

c. Données environnementales

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

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

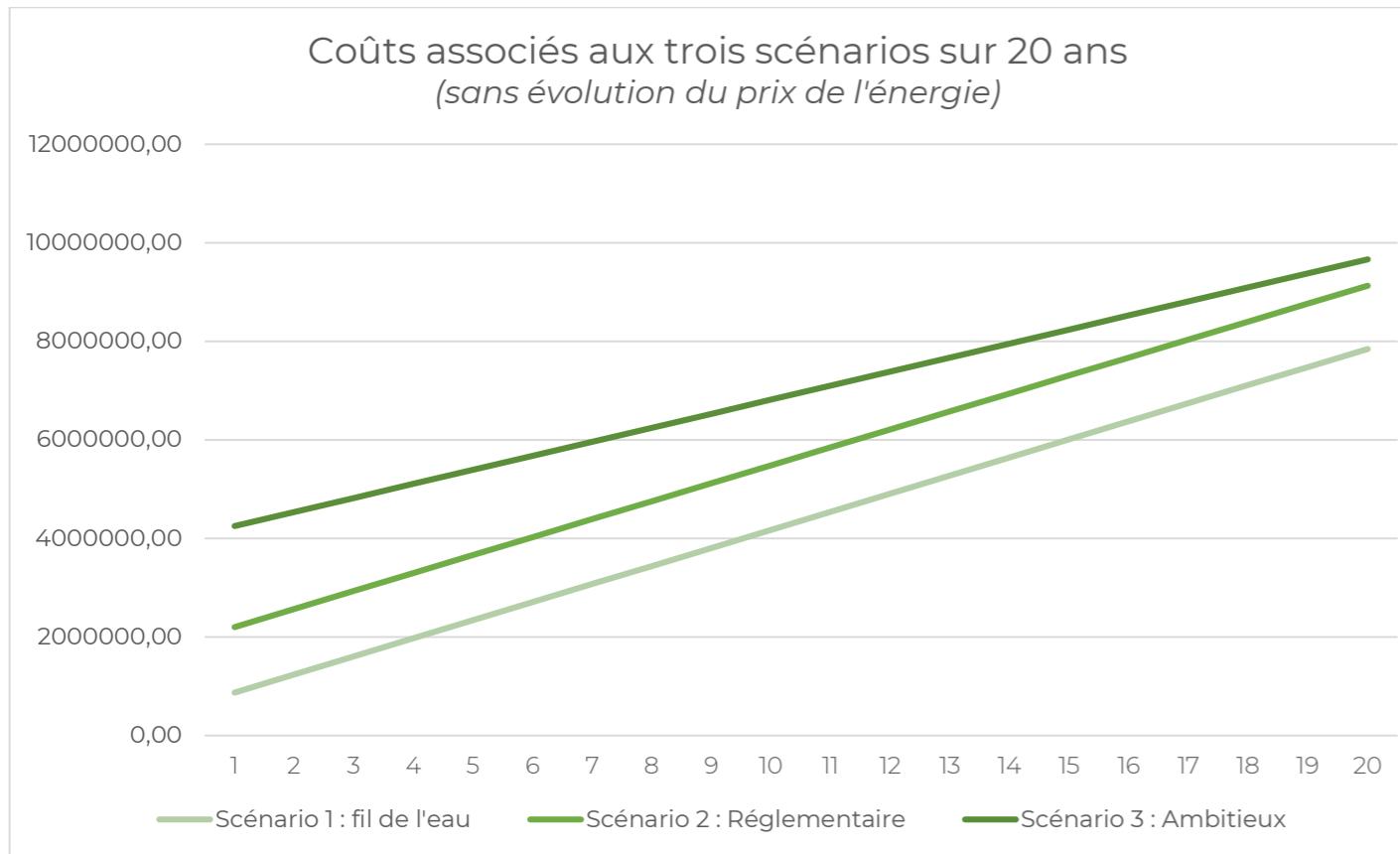
	Electricité réseau	Electricité EnR (Photovoltaïque)	Gaz	Géothermie	PAC
Facteurs d'émission du poste chauffage par mode de chauffage (en kg éq. CO2/MWh)	58,00	43,90	213,00	45,00	49,00

3. Analyse économique

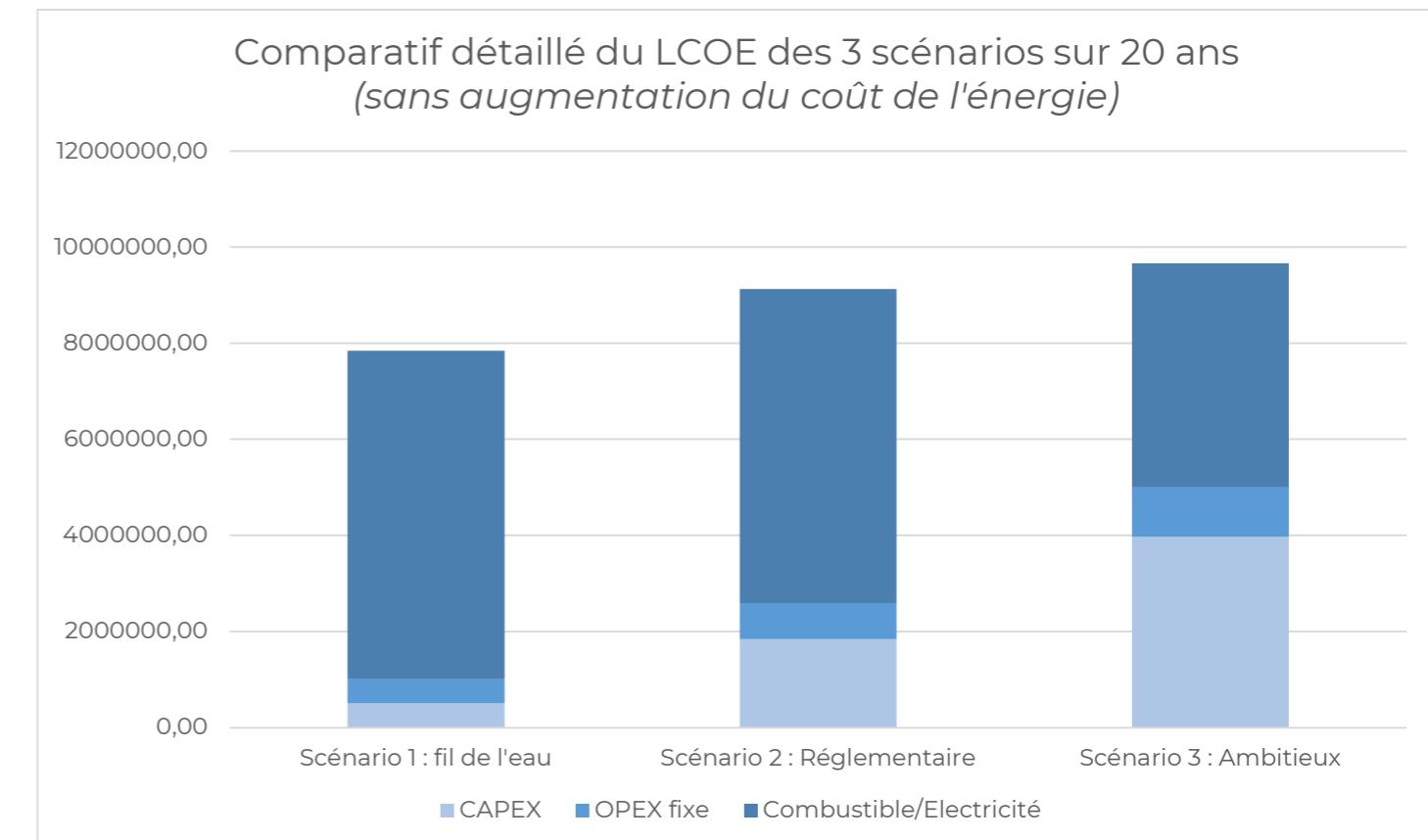
a. Sans évolution des coûts de l'énergie

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

	Scénario 1 : fil de l'eau	Scénario 2 : Réglementaire	Scénario 3 : Ambitieux
CAPEX	501319,53	1838171,60	3964800,86
OPEX fixe	501319,53	751979,29	1033474,18
Combustible/Electricité	6842652,05	6539274,16	4665741,79
TOTAL	7845291,10	9129425,05	9664016,83



Coûts associés aux trois scénarios sur 20 ans (sans évolution du prix de l'énergie) – Source : CITADIA



Comparatif détaillé du LCOE des 3 scénarios sur 20 ans (sans augmentation du coût de l'énergie) –
Source : CITADIA

Le **scénario 1** repose principalement sur l'électricité du réseau et le gaz naturel, avec un **CAPEX modéré** (501 319 €) et un **coût de combustible élevé** (6 842 652 €), entraînant un coût total de 7 845 291 €. Bien qu'il soit le moins coûteux à court terme, sa **forte dépendance aux énergies fossiles** le rend vulnérable à une hausse des prix de l'énergie.

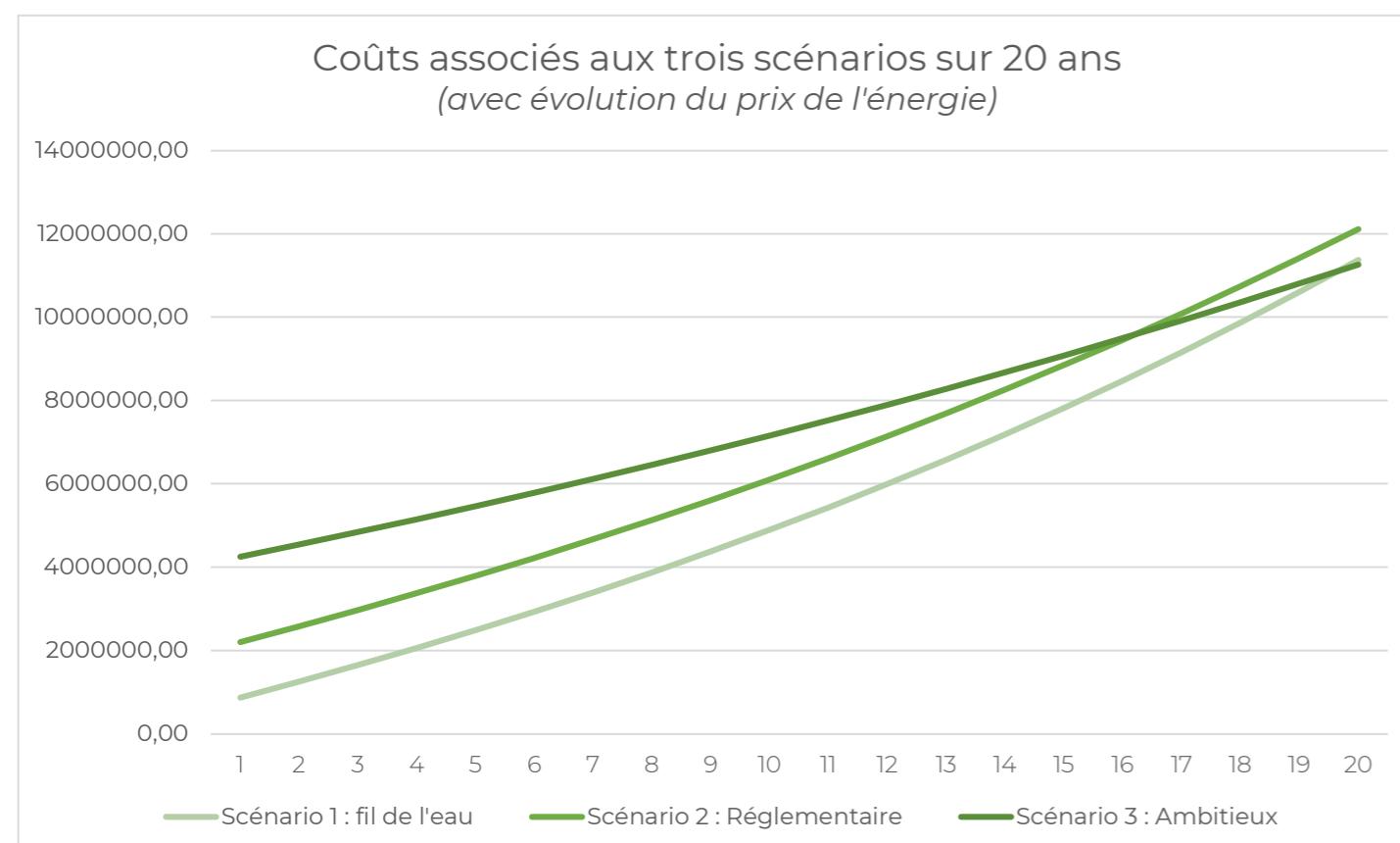
Le **scénario 2** amorce une transition en intégrant des **pompes à chaleur** (20 %), réduisant ainsi la part du gaz à 36 %. Avec un **CAPEX plus élevé** (1 838 171 €) et une **légère baisse des coûts de combustible** (6 539 274 €), son coût total atteint **9 129 425 €**, soit une augmentation par rapport au scénario 1, mais avec une meilleure résilience énergétique.

Enfin, le **scénario 3** priviliege les énergies renouvelables en combinant **photovoltaïque (5 %), géothermie (36 %) et pompes à chaleur (20 %)**. Son **CAPEX est le plus élevé** (3 964 800 €), mais il permet une **réduction significative des coûts de combustible** (4 655 741 €), limitant ainsi les risques liés à l'évolution des prix de l'énergie. A horizon 20 ans et sans augmentation de coût de l'énergie, le scénario 1 reste le moins coûteux.

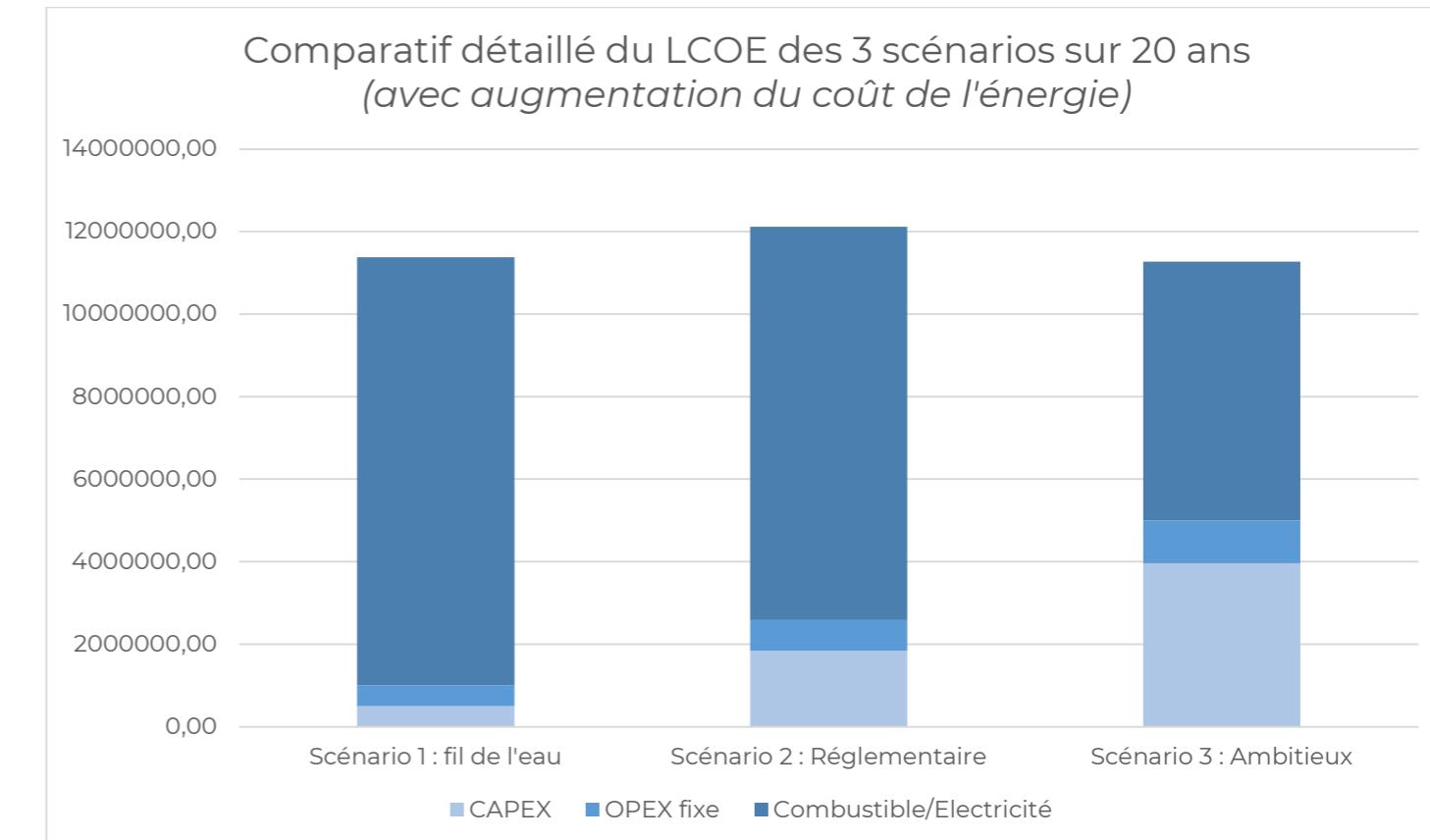
b. Avec évolution des coûts de l'énergie

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

	Scénario 1 : fil de l'eau	Scénario 2 : Réglementaire	Scénario 3 : Ambitieux
CAPEX	501319,53	1838171,60	3964800,86
OPEX fixe	501319,53	751979,29	1033474,18
Combustible/Electricité	10372049,32	9525472,35	6268512,27
TOTAL	11374688,38	12115623,24	11266787,31



Coûts associés aux trois scénarios sur 20 ans (avec évolution du prix de l'énergie) – Source : CITADIA



Comparatif détaillé du LCOE des 3 scénarios sur 20 ans (avec augmentation du coût de l'énergie) – Source : CITADIA

L'analyse des trois scénarios avec une **augmentation du coût de l'énergie** sur 20 ans révèle une dynamique différente par rapport au cas sans évolution des prix.

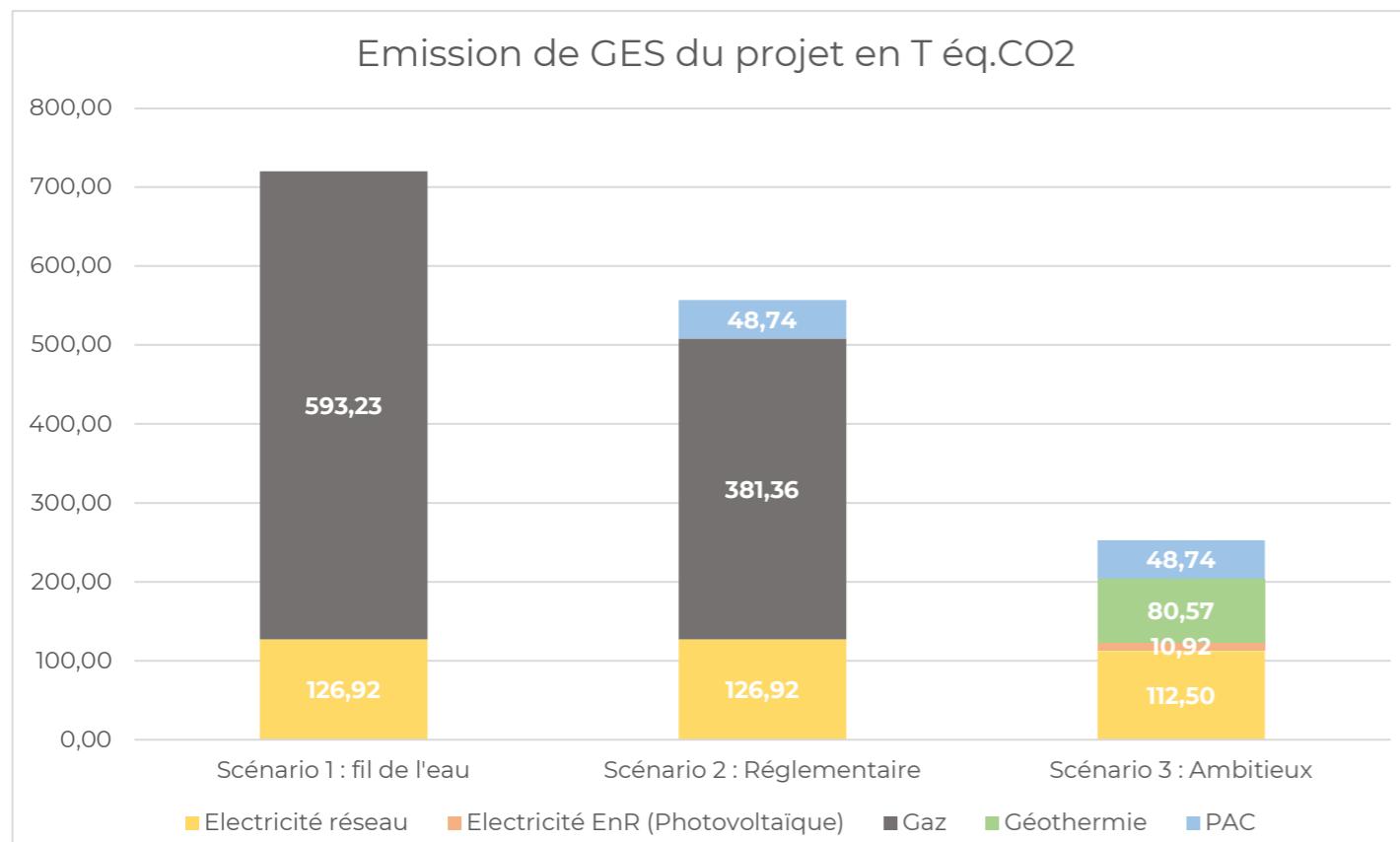
Le **scénario 1**, fortement dépendant aux énergies fossiles, voit son **coût total exploser** en raison de la hausse des prix du combustible, atteignant **11 374 688 €**, soit une augmentation significative par rapport à la version précédente. Son **CAPEX et OPEX restent faibles**, mais le coût du gaz naturel représente la majeure partie des dépenses, confirmant sa **vulnérabilité aux fluctuations du marché énergétique**.

Le **scénario 2**, qui intègre une part de pompes à chaleur et réduit la consommation de gaz naturel, affiche un **coût total de 12 115 623 €**, légèrement plus élevé que le scénario 1. L'augmentation du prix de l'énergie pèse toujours sur les dépenses, mais sa diversification énergétique permet **une atténuation partielle de l'impact**.

En revanche, le **scénario 3**, bien que plus coûteux en investissement initial (3 964 800 €), bénéficie pleinement de la réduction de la consommation de combustibles fossiles. Avec un **coût total de 11 266 787 €**, il devient **le plus économique à long terme**, prouvant que l'augmentation du coût de l'énergie **avantage les stratégies basées sur les énergies renouvelables**.

Les graphiques illustrent clairement cette tendance : le **scénario 1 connaît une accélération marquée des coûts**, tandis que le **scénario 3 stabilise ses dépenses grâce à une plus grande indépendance énergétique**. Le scénario 2 se situe dans une **position intermédiaire**, avec une réduction partielle des combustibles fossiles, mais sans parvenir à **absorber complètement l'impact de l'augmentation des prix de l'énergie**. Cette analyse démontre que, malgré un **CAPEX plus élevé**, un **modèle ambitieux basé sur les énergies renouvelables devient financièrement plus avantageux à long terme**, offrant une meilleure **résilience face à l'évolution du marché de l'énergie**.

4. Analyse environnementale



Emission de GES du projet en T éq.CO2 – Source : CITADIA

	TOTAL	Evolution	Emissions CO2 sur 20 ans en T
Scénario 1 : fil de l'eau	720,15		14402,99
Scénario 2 : Réglementaire	557,02	-23%	11140,43
Scénario 3 : Ambitieux	252,72	-55%	5054,47

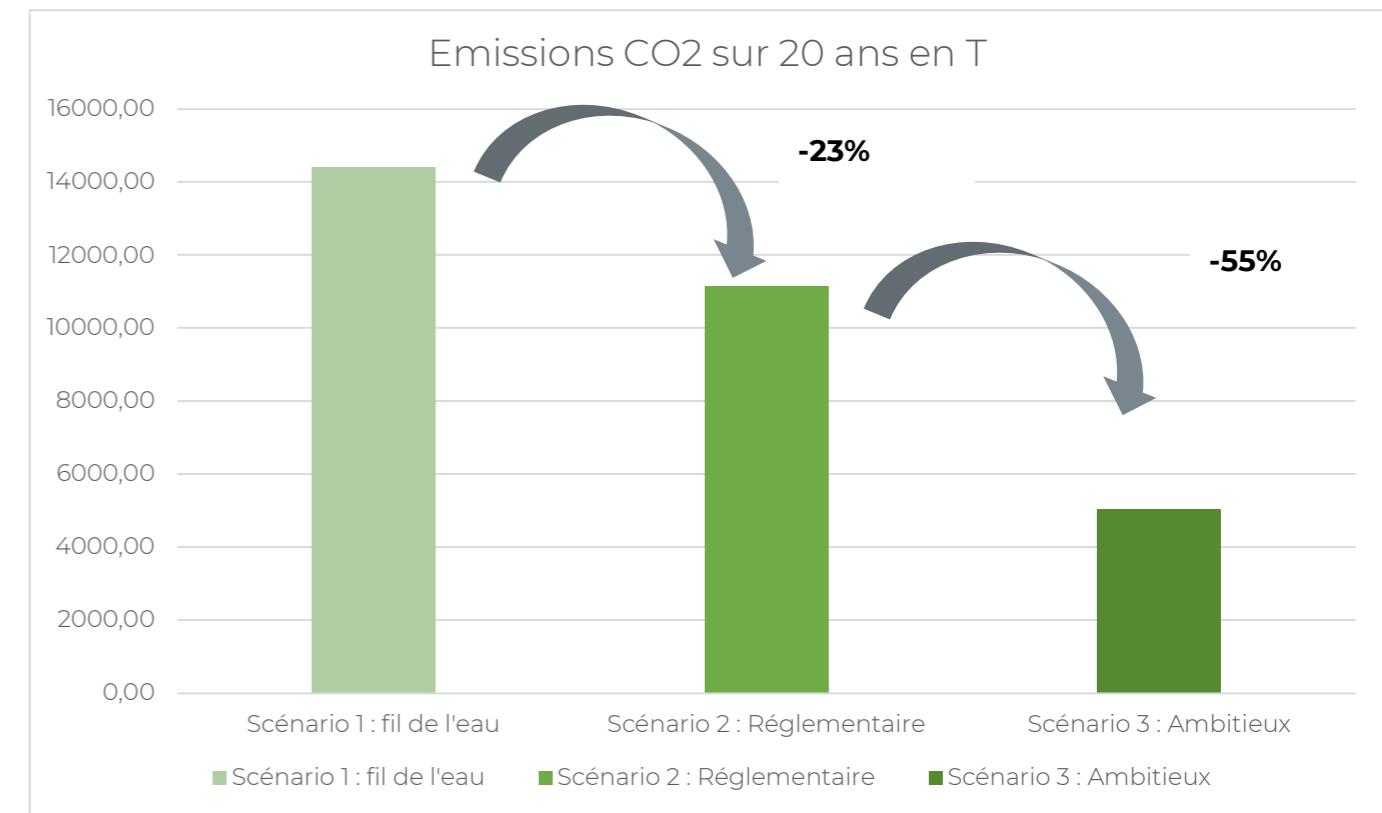
L'analyse des émissions de gaz à effet de serre (GES) sur 20 ans met en évidence l'impact environnemental des différentes stratégies énergétiques adoptées dans les trois scénarios. Le **scénario 1**, fortement dépendant aux énergies fossiles, présente les **émissions les plus élevées**, avec **14 402,9 tonnes de CO₂** sur 20 ans et une empreinte carbone annuelle de **720,15 tonnes équivalent CO₂**. La majorité des émissions provient de la consommation de **gaz naturel** (593,23 tonnes de CO₂), suivi de l'électricité du réseau. Cette configuration expose le projet à une forte empreinte environnementale et à une vulnérabilité accrue face aux futures réglementations carbone.

Le **scénario 2** réduit les émissions de **23 %**, atteignant **11 140,4 tonnes de CO₂ sur 20 ans**, grâce à une diminution de la part du gaz naturel, compensée par l'introduction des **pompes à chaleur** et une meilleure efficacité énergétique. Cette transition se traduit par une **réduction de 212 tonnes de CO₂ par an**, bien que l'électricité du réseau reste une source importante d'émissions.

Enfin, le **scénario 3** adopte une approche plus ambitieuse en intégrant **géothermie, photovoltaïque et pompes à chaleur**, réduisant ainsi les émissions de **55 %** par rapport au scénario 2. Avec **5 054,4 tonnes de CO₂ sur 20 ans** et une empreinte annuelle de **252,72 tonnes équivalent CO₂**, ce scénario se distingue

comme la solution la plus durable. L'introduction des **énergies renouvelables** (photovoltaïque et géothermie) permet une réduction drastique des émissions de gaz naturel, et l'utilisation des pompes à chaleur contribue également à limiter l'impact environnemental.

Les graphiques illustrent clairement cette tendance : le **scénario 1 affiche une empreinte carbone très élevée**, le **scénario 2 marque une réduction intermédiaire**, et le **scénario 3 présente une forte diminution des émissions, grâce à une décarbonation plus poussée**. Cette analyse démontre que **l'adoption massive des énergies renouvelables et des technologies bas-carbone permet une réduction significative des émissions de GES**, rendant le **scénario 3 le plus vertueux sur le plan climatique**.



Emissions CO2 sur 20 ans en T – Source : CITADIA

5. Conclusion

L'analyse des trois scénarios sur 20 ans, en intégrant à la fois l'évolution des coûts et des émissions de gaz à effet de serre (GES), met en évidence un choix stratégique entre rentabilité à court terme et durabilité à long terme.

Le scénario 1 ("fil de l'eau"), bien que le moins coûteux en investissement initial (CAPEX), se révèle être le plus vulnérable à l'évolution des prix de l'énergie en raison de sa forte dépendance aux énergies fossiles. Cette dépendance entraîne une hausse significative des coûts avec l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz, dépassant même les coûts des autres scénarios à long terme. De plus, il affiche les émissions de GES les plus élevées (14 402,9 tonnes de CO₂ sur 20 ans), ce qui accroît son impact environnemental et son exposition aux futures réglementations carbone.

Le scénario 2 ("réglementaire") représente une transition intermédiaire, réduisant la part des énergies fossiles grâce à l'intégration des pompes à chaleur. Il permet une baisse des émissions de 23 % par rapport au scénario 1, mais reste partiellement exposé à la volatilité des prix de l'énergie. Son coût total reste supérieur au scénario 1, mais il offre une meilleure stabilité à moyen terme grâce à une réduction progressive de la consommation de gaz.

Enfin, le scénario 3 ("ambitieux"), bien que le plus coûteux en CAPEX initial, devient le plus avantageux sur le long terme, en particulier lorsque l'on tient compte de l'augmentation des prix de l'énergie. Son indépendance accrue vis-à-vis des énergies fossiles, grâce à l'intégration de la géothermie et du photovoltaïque, permet une baisse de 55 % des émissions de GES et une stabilisation des coûts énergétiques, rendant ce scénario plus résilient face aux fluctuations des prix de l'énergie.

En conclusion, si l'objectif est de minimiser les coûts à court terme, le scénario 1 semble le plus attractif, mais il engendre des risques importants liés à l'augmentation des prix de l'énergie et aux exigences environnementales. Le scénario 2 constitue un compromis, limitant partiellement ces risques, mais sans les éliminer totalement. Le scénario 3 apparaît comme le plus cohérent à long terme, en assurant une forte réduction des émissions de CO₂, une plus grande indépendance énergétique et une meilleure maîtrise des coûts futurs. Ainsi, dans un contexte d'évolution du prix de l'énergie et de transition écologique, l'investissement initial plus élevé du scénario 3 se justifie pleinement par les bénéfices économiques et environnementaux qu'il génère sur la durée.



www.citadia.com • www.citadiavision.com