

MODIFICATION DE LA ZAC DU QUARTIER DE L'AMPHITHEATRE A METZ (57)

Étude du potentiel de développement en
énergies renouvelables



Rapport initial

Dossier 25080025_TE-V1

24/11/2025

réalisé par



393 677 240 RCS DOUAI - APE 7112B - SASU au capital de 200 000 €



auddicé environnement
Hauts-de-France
ZAC du Chevalement
5 rue des Molettes
59286 Roost-Warendin
03 27 97 36 39

Agir pour l'avenir
de vos projets

contact.environnement@auddice.com

auddice.com



Modification de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre à Metz (57)

Étude du potentiel de développement en
énergies renouvelables

Rapport initial

Eurométropole de Metz et Société d'Aménagement et de Renouveau de l'Eurométropole de Metz

Version	Date	Description
Rapport initial	10/11/2025	Etude du potentiel de développement des énergies renouvelables

	Nom - Fonction	Date
Rédaction	Coline MORY – Ingénieure Transition Energétique	24/11/2025

TABLE DES MATIERES

CHAPITRE 1. APPROPRIATION DES ENJEUX	5
1.1 Présentation générale du projet	6
1.2 Cadrage et contexte réglementaire.....	9
1.2.1 Cadrage réglementaire	9
1.2.2 Documents cadres	10
CHAPITRE 2. DIAGNOSTIC ENERGETIQUE INITIAL	17
2.1 Introduction.....	18
2.2 Energie éolienne.....	20
2.2.1 Principes d'exploitation de l'énergie éolienne	20
2.2.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	20
2.2.3 Potentiel de développement de l'énergie éolienne à l'échelle du projet	24
2.3 Energie solaire	25
2.3.1 Principes d'exploitation de l'énergie solaire	25
2.3.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	25
2.3.3 Potentiel de développement de l'énergie solaire à l'échelle du projet	33
2.4 Géothermie.....	35
2.4.1 Principes d'exploitation de la géothermie.....	35
2.4.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	38
2.4.3 Potentiel de développement de la géothermie à l'échelle du projet.....	44
2.5 Aérothermie	46
2.5.1 Principes d'exploitation de l'aérothermie	46
2.5.2 Technologies disponibles.....	47
2.5.3 Potentiel de développement de l'aérothermie à l'échelle du projet.....	48
2.6 Energies marines	49
2.6.1 Principes d'exploitation des énergies marines	49
2.6.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	49
2.7 Energie hydraulique.....	50
2.7.1 Principes d'exploitation de l'énergie hydraulique	50
2.7.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	50
2.7.3 Potentiel de développement de l'énergie hydraulique à l'échelle du projet.....	51
2.8 Biomasse.....	52
2.8.1 Principes d'exploitation de la biomasse	52
2.8.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	52
2.8.3 Potentiel de développement de la biomasse à l'échelle du projet	56
2.9 Réseaux de chaleur.....	57
2.9.1 Principes d'exploitation des réseaux de chaleur	57
2.9.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	59
2.9.3 Potentiel de développement des réseaux de chaleur à l'échelle du projet	62
2.10 Synthèse	63
2.11 Pistes à étudier pour le projet.....	65
CHAPITRE 3. COUVERTURE DES BESOINS DU PROJET	66
3.1 Estimation des besoins	67
3.1.1 Hypothèses	67
3.1.2 Les postes de consommation du projet.....	67
3.2 Couverture des besoins.....	68
3.2.1 Les équivalents en production d'énergie renouvelable sur le site	68
3.2.2 Raccordement à un réseau de chaleur	68
3.3 Autres préconisations.....	68

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.	Evolution et répartition de la programmation – source Iris Conseil.....	6
Tableau 2.	Synthèse des objectifs renouvelables en GWh à 2030 et des perspectives à 2050, par rapport à 2012	12
Tableau 3.	Energies renouvelables et de récupération à étudier - Source : <i>Etudes sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements, DREAL et CEREMA pour la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC)</i>	19
Tableau 4.	Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire en 2023 sur le site du projet de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre	25
Tableau 5.	Familles des cellules photovoltaïques	26
Tableau 6.	Potentiels de production selon différentes technologies de panneaux PV sur le site du projet	27
Tableau 7.	Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques	29
Tableau 8.	Coûts d'installation pour le silicium polycristallin intégré au bâti.....	31
Tableau 9.	Coûts de raccordement.....	31
Tableau 10.	Correspondance entre les besoins et le type de capteur	32
Tableau 11.	Contraintes pour la pose de capteurs thermiques	33
Tableau 12.	Rendement théorique des pompes à chaleur	48
Tableau 13.	Avantages et inconvénients des systèmes de combustion individuels	53
Tableau 14.	Industriels potentiellement fournisseurs de chaleur fatale	61
Tableau 15.	Synthèse des gisements pour le projet.....	64

CHAPITRE 1. APPROPRIATION DES ENJEUX

1.1 Présentation générale du projet

Le projet s'inscrit sur le ban communal de Metz, commune du département de la Moselle, dans la région Grand Est. Metz est une commune de 42 km² comptant 120 875 habitants.

La ZAC (Zone d'Aménagement Concertée) se situe plus précisément dans le quartier de l'Amphithéâtre, au Sud de la Gare, à l'Ouest du quartier Sablon et à l'Est du quartier de Plantière-Queuleu.

Les trois sites d'intervention - Amphithéâtre, Belchamps et Ranconval - s'inscrivent dans un tissu urbain péricentral de reconversion structuré par les grandes infrastructures messines : la gare ferroviaire, la Seille et les axes majeurs (Avenue André Malraux, Avenue des Plantières).

La ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre a été créée via le dossier de création approuvé par délibération du Conseil Municipal le 25 février 2000 sur une superficie initiale de 37,85 ha. En 2014, le dossier de création a été mis à jour afin de modifier légèrement le périmètre de la ZAC (ajout de 0,76 ha).

Le projet est de modifier le périmètre de la ZAC, avec :

- L'extension du périmètre du SITE 2 de la ZAC en intégrant l'emprise dite de « BELCHAMPS », située à l'Ouest de l'Avenue André Malraux,
- L'ajout à la ZAC du SITE 3, le tènement « RANCONVAL », plus au nord, d'une superficie d'environ 2,6 ha,
- Le redécoupage des lots du projet du SITE 2 (phase 2) situés au sud de la rue Jean Lorrain et une évolution des espaces publics.

Le total des surfaces concernées par le projet est donc de 42 ha.

La programmation du projet est la suivante :

	Evolution de la programmation		Répartition de la programmation en 2025	
	m ² de SHON programmée – 2006	m ² de SDP programmée – 2025	m ² de SDP déjà réalisée	m ² de SDP à réaliser
Équipements publics	40 000	46 038	30 037	16 002
Commerces/Bureaux/Activités	100 000	135 793	127 764	8 029
Logements	135 000	172 799	71 716	101 083
Total	275 000	354 631	229 516	125 115

Tableau 1. Evolution et répartition de la programmation – source Iris Conseil

Les surfaces de toiture non accessibles seront traitées en toitures vertes et/ou énergétiques, c'est-à-dire des toitures végétalisées et/ou accueillant des panneaux photovoltaïques, favorisant à la fois l'isolation des toitures, la régulation thermique des panneaux et leur rendement.

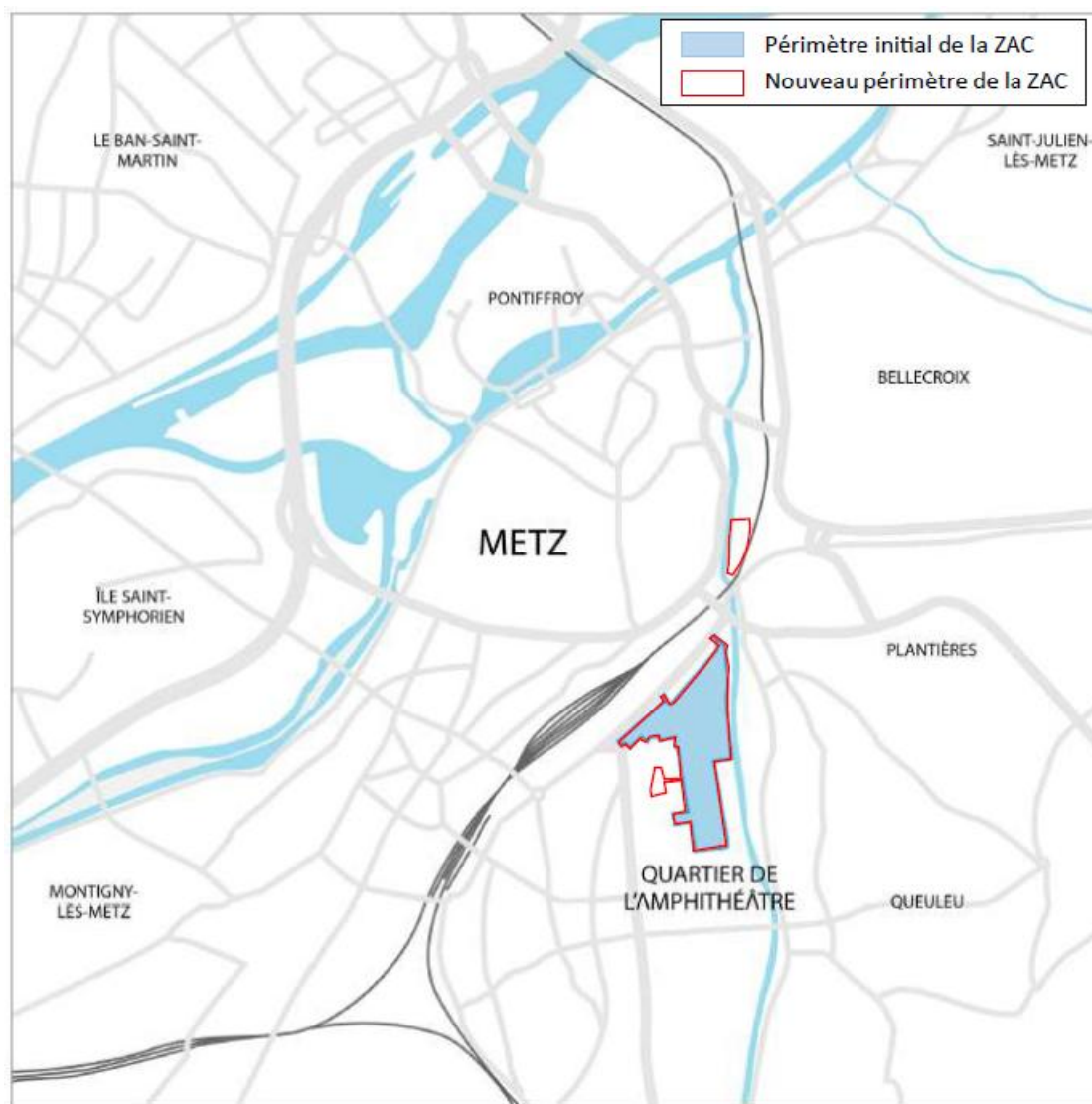


Figure 1. Plan de situation du projet – source Iris Conseil

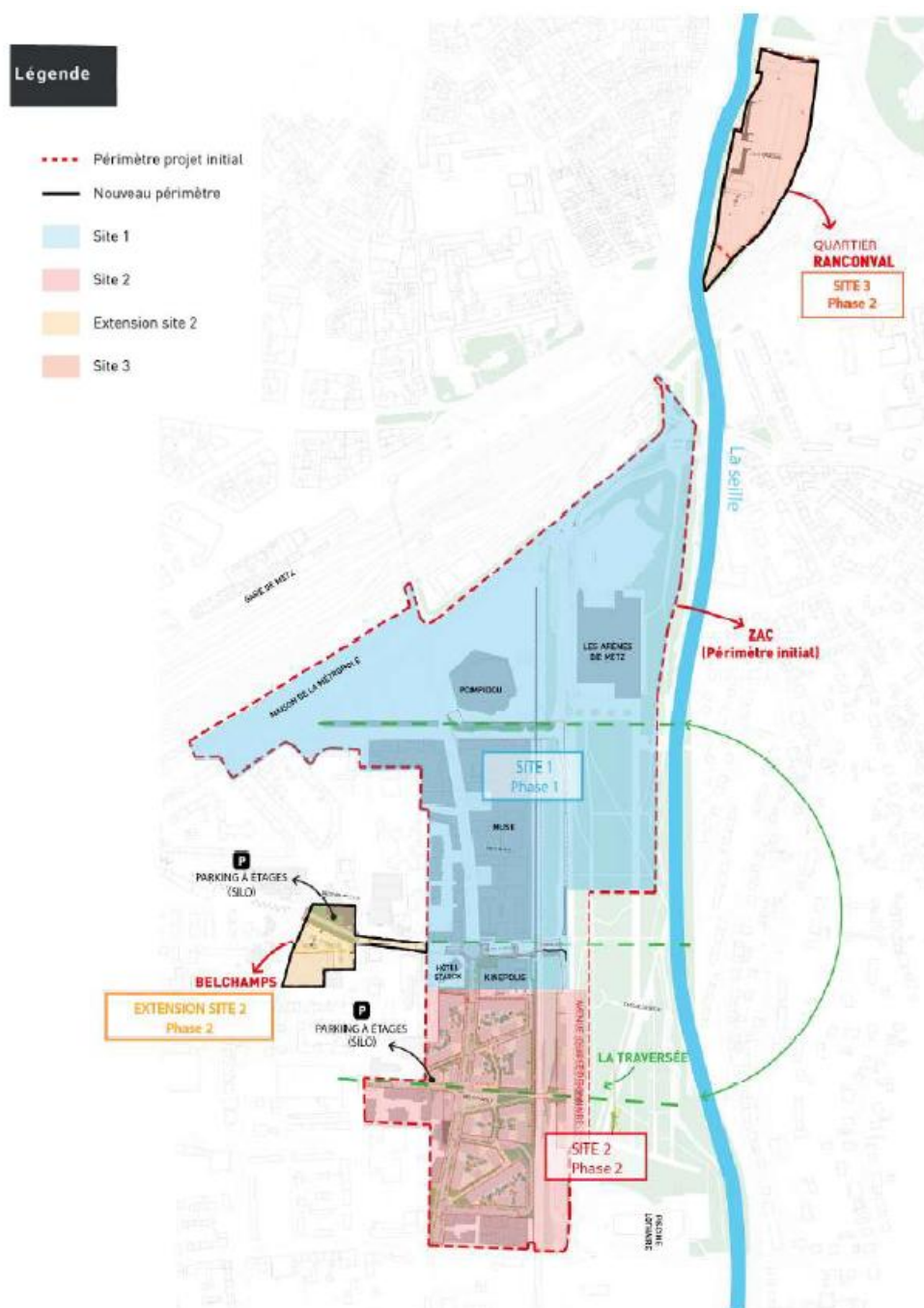


Figure 2. Périmètre de l'opération d'aménagement – source Iris Conseil

1.2 Cadrage et contexte réglementaire

1.2.1 Cadrage réglementaire

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

Les conclusions de cette étude doivent conduire l'Eurométropole de Metz et la Société d'Aménagement et de Renouvellement de l'Eurométropole de Metz à orienter certaines caractéristiques de l'aménagement favorisant la production locale d'énergies renouvelables en lien avec les consommations probables du projet.

Selon le Code de l'Urbanisme (L.300-1-1) :

«Toute action ou opération d'aménagement soumise à évaluation environnementale en application de l'article L. 122-1 du code de l'environnement doit faire l'objet :



1° D'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération ;

2° D'une étude d'optimisation de la densité des constructions dans la zone concernée, en tenant compte de la qualité urbaine ainsi que de la préservation et de la restauration de la biodiversité et de la nature en ville.».

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

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

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

Le champ de cette étude concerne donc le développement des énergies renouvelables (EnR) sur le projet de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre à Metz (57).

Ce guide aborde uniquement le volet « développement des énergies renouvelables ».

1.2.2 Documents cadres

■ Enjeux nationaux

La France est tenue au sein de l'Union Européenne à l'atteinte de plusieurs objectifs de réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES), de réduction de la consommation d'énergie, de production d'énergies renouvelables. Plusieurs lois traduisent ces objectifs au niveau national :

- La Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), du 17 août 2015,
- La Loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019,
- La Stratégie Nationale Bas Carbone, dont la version 2 a été adoptée le 21 avril 2020,
- La Loi Climat et Résilience du 24 août 2021.

Les objectifs nationaux sont les suivants :

- Réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990) en 2030 et division par un facteur supérieur à 6 d'ici 2050 ;
- Réduction de 20 % de la consommation d'énergie finale (par rapport à 2012) d'ici 2030 ;
- Réduction de 40 % de consommation d'énergie fossile primaire (par rapport à 2012) d'ici 2030 ;
- Augmenter l'efficacité énergétique de 27% d'ici 2030 ;
- Produire en énergie d'origine renouvelable l'équivalent de 33 % de la consommation d'énergie d'ici 2030. Cet objectif est décliné par vecteur énergétique (40 % de la consommation d'électricité ; 38 % de la consommation finale de chaleur ; 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz doivent être d'origine renouvelable) ;
- Multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid d'origine renouvelable et de récupération dans les réseaux de chaleur (par rapport à 2012) d'ici 2030 ;
- Division par deux du rythme d'artificialisation des sols d'ici 2030, et zéro artificialisation nette d'ici 2050 ;
- Interdiction d'implanter de nouveaux centres commerciaux sur des sols naturels ou agricoles,
- Obligation d'installer des panneaux solaires ou des toits végétalisés lors de la construction ou la rénovation lourde de grands bâtiments non résidentiels (500 m² pour commerces et parkings, 1 000 m² pour bureaux).

Ces objectifs concernent directement le projet, qui doit s'inscrire dans ces objectifs de réduction de la consommation d'énergie durant la phase d'utilisation des bâtiments, mais aussi de production d'énergie locale et renouvelable.

■ Règlementation environnementale 2020 (RE2020)

La RE2020 poursuit trois objectifs principaux :

- Donner la priorité à la sobriété énergétique et à la décarbonation de l'énergie ;
- Diminuer l'impact carbone de la construction des bâtiments ;
- Garantir la fraîcheur en cas de forte chaleur.

L'indicateur sur les consommations énergétiques (Cep) comptabilise la quantité d'énergie nécessaire pour couvrir les besoins du bâtiment, en énergie primaire. Un nouvel indicateur a été créé sur la consommation en énergie primaire non renouvelable (Cep,nr). Cette nouveauté incite à recourir aux énergies renouvelables.

Pour être réglementaire, les valeurs de Cep,nr et de Cep ne doivent pas dépasser les valeurs suivantes¹ :

Usage de la partie de bâtiment	Valeur de Cep,nr_maxmoyen	Valeur de Cep_maxmoyen
Maisons individuelles ou accolées	55 kWhép/(m ² .an)	75 kWhép/(m ² .an)
Logements collectifs	70 kWhép/(m ² .an)	85 kWhép/(m ² .an)
Bureaux	75 kWhép/(m ² .an)	85 kWhép/(m ² .an)
Enseignement primaire	65 kWhép/(m ² .an)	72 kWhép/(m ² .an)
Enseignement secondaire	63 kWhép/(m ² .an)	72 kWhép/(m ² .an)

La ZAC de l'Amphithéâtre est concernée par cette réglementation, pour une partie des activités qui s'implanteront sur la zone.

¹ Ces valeurs peuvent être modulées pour prendre en compte les contraintes de chaque bâtiment (zone géographique, présence de combles, surface moyenne des logements, surface du bâtiment, ...). Seule la modulation géographique est réalisée à ce stade du projet.

■ Schéma Régional d'Aménagement de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) de la Région Grand Est

Le SRADDET Grand Est a été approuvé le 24 janvier 2020. En 2021, la Région Grand Est a décidé d'engager la modification du SRADDET pour prendre en compte plusieurs évolutions réglementaires. Ainsi, après une nouvelle phase de concertation, le projet de modification du SRADDET a été porté à la connaissance Conseil Régional de Grand Est le 13 décembre 2024. Le projet de SRADDET était en consultation du public jusqu'au 16 septembre 2025.

A l'horizon 2050, l'objectif régional est a minima de couvrir les besoins énergétiques régionaux par la production d'énergies renouvelables et de récupération et ainsi devenir « Région Grand Est à Énergie Positive et bas carbone en 2050 ». L'atteinte de cet objectif passe par le renforcement de deux dynamiques indissociables : la réduction de 55% de la consommation énergétique d'une part, et la multiplication par 3,2 de la production des énergies renouvelables et de récupération, indépendamment des capacités de production d'énergie d'origine nucléaire de la région qui résultent de choix stratégiques nationaux.

Il fixe des objectifs à horizon 2030 et des perspectives pour 2050 :

- Réduction de la consommation énergétique finale de 29% en 2030 et 55% en 2050 (par rapport à l'année de référence 2012)
- Réduction de la consommation en énergie fossile de 46% en 2030 et 90% en 2050 (par rapport à l'année de référence 2012)
- Production annuelle d'énergies renouvelables et de récupération équivalente à 41% de la consommation énergétique finale en 2030 et à 100% en 2050 (Région à énergie positive)
- Réhabiliter 100% du parc résidentiel en BBC d'ici 2050
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 54% en 2030 et 77% en 2050 (par rapport à l'année de référence 1990 - estimation)
- Réduire la consommation des terres agricoles, naturelles et forestières de 50% d'ici 2030 par rapport à la période 2011-2020 et atteindre zéro artificialisation nette d'ici 2050
- Végétaliser la ville et compenser 150% des nouvelles surfaces imperméabilisées en milieu urbain et 100% en milieu rural.

Système de production		2012	2030	2050
Electricité	Hydroélectricité	8 550	9 016	9 800
	Éolien	3 517	11 988	17 982
	Photovoltaïque	396	2 470	5 892
Thermique	Chaleur fatale	626	4 750	9 500
	Solaire thermique	101	269	726
	Bois énergie	12 482	18 370	20 730
	Biogaz	356	5 267	27 184
	PAC géo/aquathermiques	1 351	4 580	6 500
	Géothermie très haute énergie	38	990	2 250
Biocarburants		6 826	7 800	8 000
TOTAL		34 205	65 501	108 564
Taux de couverture			41%	100%

Tableau 2. Synthèse des objectifs renouvelables en GWh à 2030 et des perspectives à 2050, par rapport à 2012

■ Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) de l'Eurométropole de Metz

La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015 impose :

- aux EPCI de plus de 50 000 habitants d'adopter un PCAET avant le 31 décembre 2016,
- aux EPCI existant au 1er janvier 2017 et regroupant plus de 20 000 habitants d'adopter à leur tour leur PCAET avant le 31 décembre 2018.

L'Eurométropole de Metz a adopté son deuxième Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET).

En 2019, le territoire de l'Eurométropole de Metz **produit 355 GWh d'énergie**, qui se décomposent ainsi :

- Chaleur : **271,394 GWh** (76,4 % du total produit sur le territoire), dont 94,164 GWh non renouvelables (soit la moitié de la chaleur produite par l'incinération des déchets, qui correspond à la fraction organique de ceux-ci),
- Carburants-combustibles : **54,369 GWh** (15,3 % du total),
- Electricité : **29,616 GWh** (8,3 % du total).

Toujours selon ces données, globalement le territoire de l'Eurométropole couvre **13,1 % de ses besoins** avec les énergies qu'il produit (contre 22 % pour le Grand Est et 17,2 % pour le territoire français).

Le PCAET fixe les objectifs suivants de développement des différentes filières des EnR&R aux horizons 2026, 2030 et 2050 :

Objectifs chiffrés de production (en GWh/an)	2026	2030	2050
Biomasse domestique	60	63	70
Biomasse RCU	205	209	230
Biocarburants (essence + gazole + GNR)	10	20	50
Hydrogène renouvelable	4	8	15
SOUS-TOTAL carburant ou combustible	279	300	365
Pompes à chaleur aérothermiques	150	213	250
Pompes à chaleur géothermiques	21	30	50
Solaire thermique	6	14	16
Chaleur de récupération : incinération de déchets	142	142	170
Energies de récupération : chaleur fatale industrielle...	10	32	40
Biogaz chaleur	60	118	148
SOUS-TOTAL chaleur	389	549	674
Éolien terrestre	0	0	30
Solaire photovoltaïque	30	60	288
Solaire thermodynamique	0	0	0
Hydraulique	12	12	10
Elec biomasse solide (cogénération)	46	60	60
Biogaz électricité	12	12	12
Incinération de déchets (cogénération)	10	10	10
Géothermie (très haute énergie)	0	0	0
SOUS TOTAL électricité	110	154	410
TOTAL-GÉNÉRAL	778	1003	1449

Figure 3. Extrait du PCAET

La collectivité met ainsi l'accent sur les énergies suivantes :

- Pompes à chaleur (aérothermique ou géothermique)
- Solaire photovoltaïque,
- Récupération de chaleur (incinération de déchets ou chaleur fatale industrielle)
- Biogaz chaleur,
- Solaire thermique.

Un réseau de chaleur urbain a été construit par la Ville de Metz et est depuis 2018 géré par la Métropole : il s'agit du **4ème réseau de France** avec 120 kilomètres de réseau, livrant 436 GWh de chaleur et 122 GWh d'électricité en 2019 (environ 9 % des consommations du territoire, **à plus de 60 % EnR&R**). Il dispose d'un potentiel **d'augmentation de 100 GWh** de production et de livraison à de nouveaux clients à l'horizon 2030.

■ Les Zones d'Accélérations des ENR (ZAENR)

Les Zones d'Accélérations des ENR (ZAENR) sont des sites fléchés par les communes afin d'orienter le développement des ENR, via la possibilité d'intégrer ces zones dans les documents d'urbanisme. Les ZAENR sont fléchées par type d'énergie mais une ZAENR peut être fléchée pour plusieurs types d'énergie.

Les communes de l'EMM ont ainsi marqué un certain nombre de parcelles qui pourraient accueillir des ENR. La carte suivante présente les ZAENR de l'EMM. Celle-ci est représentative des parcelles fléchées ZAENR cependant elle n'est pas représentative des énergies fléchées (superposition des couleurs des types d'énergie sur une même ZAENR). Seuls l'hydroélectricité et l'éolien ne sont pas fléchés à travers les ZAENR de l'EMM.

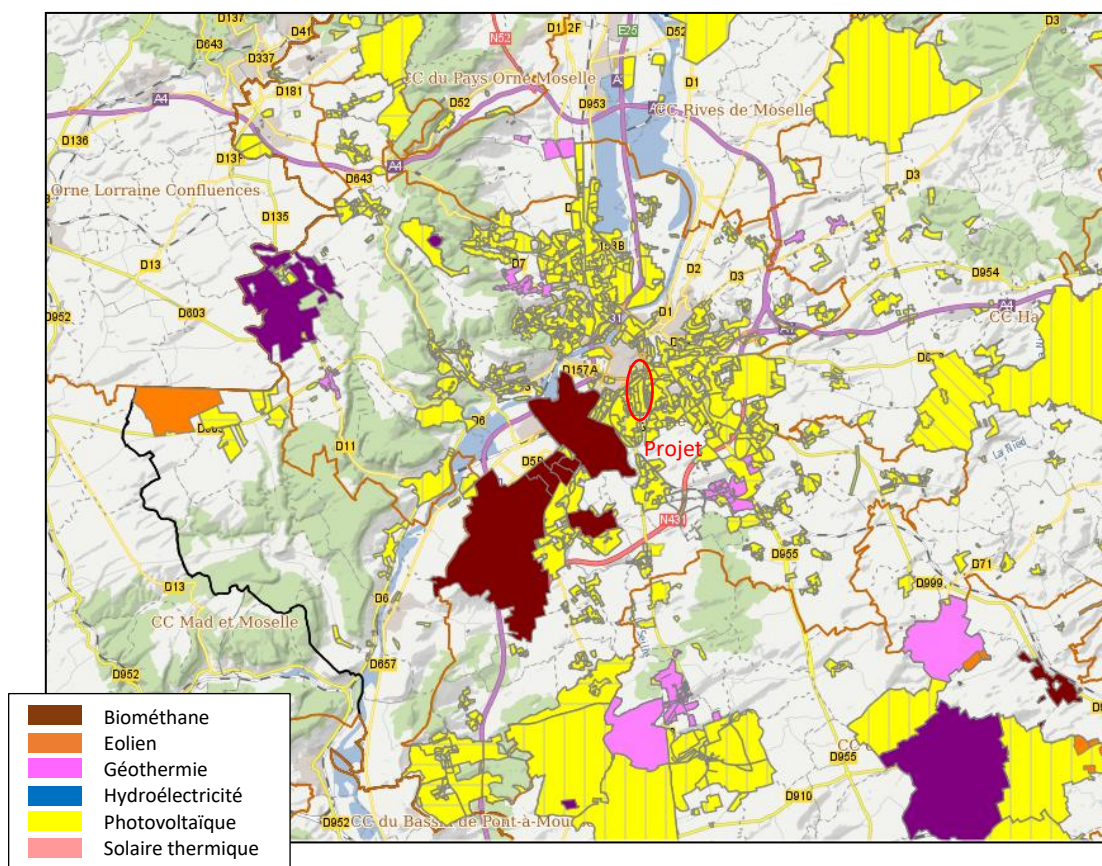


Figure 4. ZAENR de Moselle (DREAL GE – Géo-IDE Carto2)

Le site du projet est fléché comme une ZAENR de la commune de Metz. Cette ZAENR concerne le photovoltaïsme (ombrière ou toiture) et le solaire thermique.

■ PLU de la commune de Metz

La commune de METZ est dotée d'un Plan Local d'Urbanisme (PLU) approuvé par délibération du Conseil municipal en date du 18 décembre 2008.

Le PLU a fait l'objet de deux révisions simplifiées, approuvées par délibération du Conseil municipal le 27 octobre 2011, et a été mis en compatibilité à deux reprises par arrêté préfectoral en 2010 et 2013.

Le PLU a aussi fait l'objet de dix modifications, dont huit approuvées par délibération du Conseil municipal en 2009, 2010, 2011, 2013, 2016 et 2017, et deux approuvées par délibération du Conseil métropolitain les 05 février 2018 et 10 février 2020 ; et de six modifications simplifiées, dont trois approuvées par délibération du Conseil municipal en 2009, 2012 et 2016, et trois approuvées par délibération du Bureau métropolitain les 15 octobre 2018, 31 mai 2021 et 21 février 2022.

La ZAC est concernée par plusieurs zones du PLU :

- Pour le quartier Amphithéâtre : UV2, 1AUA1, 1AUA1a, 1AUA2a, 1AUA3 (pour la phase 1 déjà aménagée), UMG (pour la traversée Belchamps) et 1AUA2 et UV2 (pour la phase 2)

La zone UV correspond aux différents équipements verts urbains concernant principalement des aménagements réalisés par la Ville de Metz ou compris dans le programme des équipements publics des zones d'aménagement concerté.

La zone 1AUA correspond aux emprises de la ZAC « Quartier de l'Amphithéâtre » situées à l'ouest des emprises ferroviaires de Metz-Marchandises :

- 1AUA1 : le secteur 1AUA1, au nord-est du quartier de l'Amphithéâtre, correspond au site d'implantation du Centre Pompidou Metz et à ses abords.
- 1AUA2 : Le secteur 1AUA2 correspond aux emprises comprises entre l'ancienne rue des Messageries et la voie ferrée de Metz-Marchandises.
- 1AUA3 : le secteur 1AUA3, au nord du quartier de l'Amphithéâtre, correspond à l'arrière de la gare centrale de Metz.

La zone UM concerne les principales avenues situées en entrée de ville, aux portes des secteurs patrimoniaux du centre ancien. Plus précisément, le secteur UMG correspond à l'avenue André Malraux.

- Pour le quartier Ranconval : UYE18
Le zonage UYE est un secteur où sont regroupés les principaux équipements et services publics (hors quartiers patrimoniaux).

Concernant les zones 1AUA2 et UMG, les toitures terrasses ou plates sont admises sous réserve d'être végétalisées (pour le confort thermique de la construction et pour limiter l'imperméabilisation du terrain) et/ou d'être le support pour l'installation de panneaux solaires. Les installations techniques, hors panneaux solaires, seront regroupées afin de limiter le nombre d'écarts. Elles seront situées dissimulées et intégrées dans l'architecture du bâtiment, ou au centre de la toiture, afin de minimiser l'impact visuel, et de permettre l'usage des toitures végétalisées.

Pour la zone UYE18, pour les toitures terrasses, un dépassement raisonnable des gabarits est autorisé afin de les végétaliser et/ou de mettre en place des panneaux solaires. Les panneaux solaires devront s'intégrer dans le gabarit global pour une bonne insertion.

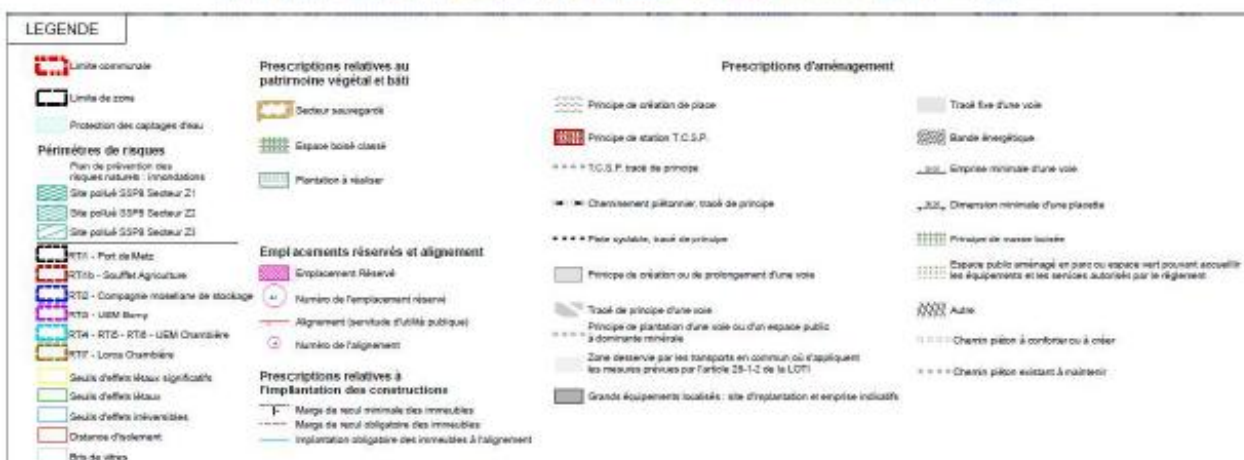
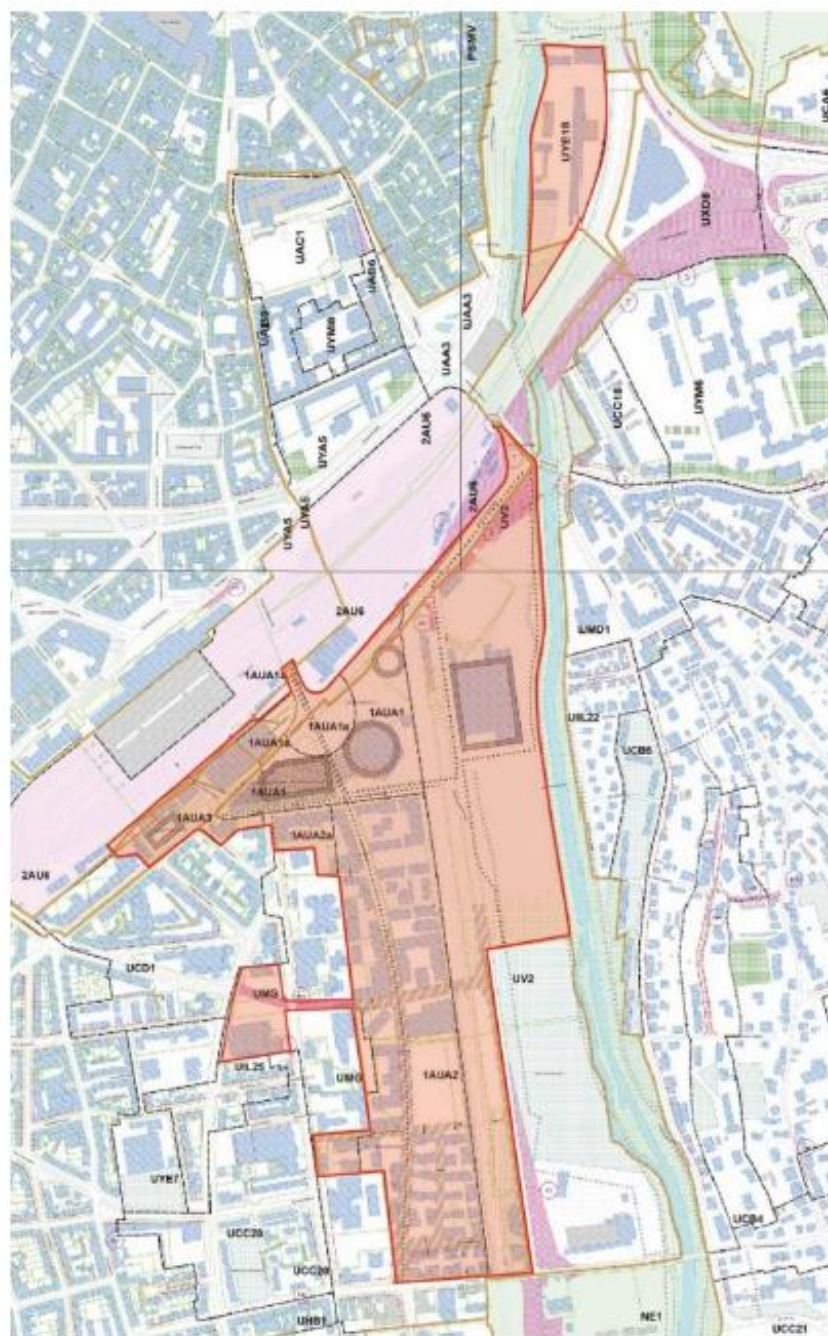


Figure 5. Extrait du PLU de Metz – source IRIS Conseil

CHAPITRE 2. DIAGNOSTIC ENERGETIQUE INITIAL

2.1 Introduction

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

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

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

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

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

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

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

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

Tableau 3. Energies renouvelables et de récupération à étudier - Source : *Etudes sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements, DREAL et CEREMA pour la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC)*

2.2 Energie éolienne

2.2.1 Principes d'exploitation de l'énergie éolienne

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

2.2.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

L'exploitation de l'énergie éolienne dépend principalement des caractéristiques du vent (vitesse, fréquence et régularité). Au-delà du gisement éolien, compte tenu des caractéristiques des aérogénérateurs et de leur mode de fonctionnement, d'autres facteurs peuvent conditionner le développement de cette filière.

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

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

■ Le petit éolien

• Moyens disponibles

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

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

La production dépend directement du vent et de la taille de l'éolienne. On peut estimer qu'une éolienne de 5 m de diamètre, d'une puissance de 2 kW, située dans des conditions de vent optimales pourra fournir l'équivalent des besoins en électricité d'une famille de 4 personnes.

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

Il existe deux modèles d'éoliennes : celles à axe vertical (type Darrieus ou Savonius) et celles à axe horizontal.

Les éoliennes à axe vertical sont théoriquement mieux adaptées au milieu urbain car elles sont plus efficaces aux milieux peu ventés et peuvent fonctionner avec des vents provenant de toutes directions grâce à leur design.



Pramac Starck



Savonius hélicoïdal



Darrieus

Figure 6. Eoliennes à axe vertical



Classique



Darrieus



Double hélice

Figure 7. Eoliennes à axe horizontal

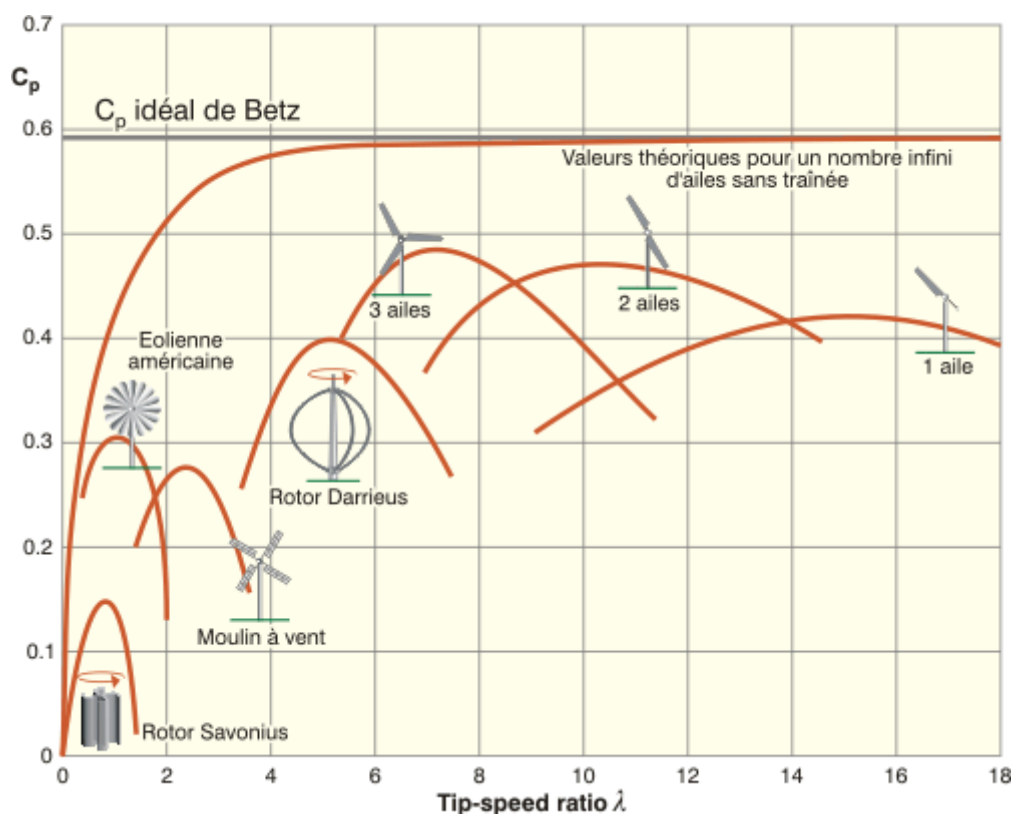


Figure 8. Rendement théorique aérodynamique C_p^2 en fonction du modèle et de λ^3 (Source : energieplus-lesite.be)

• Contraintes

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

> Bruit

En matière de bruit, aucune loi n'est définie pour les éoliennes inférieures à 12 mètres, c'est donc l'article R-1336-5 du Code de la santé publique qui s'applique : « Aucun bruit particulier ne doit, par sa durée, sa répétition ou son intensité, porter atteinte à la tranquillité du voisinage ou à la santé de l'homme, dans un lieu public ou privé, qu'une personne en soit elle-même à l'origine ou que ce soit par l'intermédiaire d'une personne, d'une chose dont elle a la garde ou d'un animal placé sous sa responsabilité ».

> Implantation paysagère

En matière d'implantation, il existe des règles de distance fixées par les documents d'urbanisme. Si toutefois aucun de ces documents n'existe, une règle générale s'applique, citée dans l'article R-111-17 du Code de l'Urbanisme : distance minimum = Hauteur totale de l'éolienne / 2. Quel que soit le résultat, cette distance entre l'implantation de l'éolienne et la propriété privée (autre que celle de l'exploitant) doit être au minimum de 3 mètres.

² C_p : Rendement théorique aérodynamique

³ λ : rapport vitesse bout de pale / vitesse du vent

> Aspects économiques

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

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

Cependant, en milieu urbain ou péri-urbain, l'ADEME déconseille les installations, en raison :

- Du gisement éolien : le vent est en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable,
- Du risque élevé de modification du paysage urbain.

■ Le grand éolien

• Moyens disponibles

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

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

• Contraintes

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

> Bruit

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

> Implantation paysagère

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

Le règlement du PLU ou à défaut, l'article L-111-6 du Code de l'urbanisme fixe également les distances à respecter par rapport aux voiries et autres infrastructures routières. D'après cet article, une bande de

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

Dans tous les cas, même si chacun des critères relatifs à l'intégration paysagère et quelle que soit la hauteur de l'éolienne choisie, l'article R-111-27 du Code de l'Urbanisme énonce que, sur des critères subjectifs mais dans la mesure où le projet éolien irait à l'encontre de l'intérêt des sites et paysages voisins, celui-ci pourrait être refusé ou contraint à des modifications.

> Aspects économiques

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

2.2.3 Potentiel de développement de l'énergie éolienne à l'échelle du projet

■ Le petit éolien

L'installation de quelques éoliennes de faible hauteur peut être envisagée sur le site comme démonstrateur de solutions innovantes. **La production d'électricité par petite éolienne ne présente pas un intérêt fort au regard du retour sur investissement long et de la faible puissance de production.**

■ Le grand éolien

Les contraintes entourant le développement du grand éolien, notamment les distances à respecter entre une habitation et une éolienne, ne permettent pas le développement de cette énergie sur le projet.

2.3 Energie solaire

2.3.1 Principes d'exploitation de l'énergie solaire

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

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

2.3.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

■ Rayonnement sur le site du projet

Les valeurs moyennes mensuelles de rayonnement pour le site sont regroupées dans le tableau ci-dessous⁴ :

Mois	Horizontal (kWh/m ² /mois)	Optimum 36 ° (kWh/m ² /mois)	Vertical (kWh/m ² /mois)
Janvier	25,64	40,86	41,89
Février	51,63	82,41	80,59
Mars	86,78	110,58	89,53
Avril	119,08	132,17	88,86
Mai	192,14	195,77	106,35
Juin	214,39	210,25	103,72
Juillet	160,96	157,97	85,97
Août	139,23	148,55	92,06
Septembre	128,84	166,24	127,68
Octobre	64,84	91,02	80,67
Novembre	26,59	39,31	38,22
Décembre	18,93	30,46	31,6
Moyenne annuelle en kWh/m ² /mois	102,42	117,13	80,60
Total annuel en kWh/m ² /an	1229,05	1405,59	967,14

Tableau 4. Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire en 2023 sur le site du projet de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre

⁴ Source PVGIS European Communities – CMSAF

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

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

Cette démarche peut être décrite en plusieurs étapes :

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

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

À l'inverse, pour garder la fraîcheur l'été et limiter les besoins de climatisation, l'installation de brise-soleil est un bon outil bioclimatique.

■ Solaire photovoltaïque

• Moyens disponibles

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

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

Tableau 5. Familles des cellules photovoltaïques

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

La puissance de production d'un panneau photovoltaïque s'exprime en Watt-crête, noté W_c , dans les conditions standards (irradiance de 1000 W/m^2 , température des panneaux de 25°C et répartition spectrale du rayonnement correspondant au rayonnement solaire). Cette unité permet la comparaison du rendement des matériaux photovoltaïques, dans les mêmes conditions, mais aussi la qualification de la taille d'une installation, indépendamment de ses conditions d'ensoleillement, et la comparaison des gisements solaires.

Ainsi, une installation d'1 kW_c est réalisée par environ 10 m^2 de modules solaires avec une technologie courante, et une installation d'1 kW_c permet de produire une énergie annuelle moyenne de 850 kWh/an à Lille et de $1\,250 \text{ kWh/an}$ à Nice.

	Production d'électricité mensuelle moyenne (kWh/kWc)					
	Inclinaison= 35° , orientation= 0°			Inclinaison= 0° , orientation= 0°		
Mois	Silicium cristallin	CIS	CdTe	Silicium cristallin	CIS	CdTe
Janvier	40,92	38,34	36,97	22,54	21,04	18,06
Février	59,56	56,24	55,73	37,94	35,75	33,56
Mars	102,9	98,06	98,88	77,15	73,59	72,69
Avril	129,32	123,45	125,99	113,22	108,39	109,79
Mai	134,71	127,3	132,38	133,03	126,05	130,87
Juin	137,29	130,07	135,63	141,53	134,5	140,25
Juillet	140,58	133,42	139,52	142	135,18	141,23
Août	128,88	121,72	127,67	119,43	113	117,98
Septembre	113,82	107,31	112,38	90,42	85,17	88,15
Octobre	77,53	72,6	74,78	52,79	49,05	48,97
Novembre	43,72	40,75	40,03	25,69	23,68	21,36
Décembre	35,52	33,44	31,48	17,91	16,75	13,59
Moyenne annuelle (kWh/kWc)	95,4	90,2	92,6	81,1	76,8	78,0
Total pour l'année (kWh/kWc.an)	1144,8	1082,7	1111,4	973,7	922,2	936,5
Total du potentiel (kWh/m².an)	114,5	108,3	111,1	97,4	92,2	93,7

Tableau 6. Potentiels de production selon différentes technologies de panneaux PV sur le site du projet

Les estimations de production photovoltaïque du site varient de **$92 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$** (à plat, orienté plein sud) à **$115 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$** (à 35° inclinaison optimale, orienté plein sud) pour du silicium.

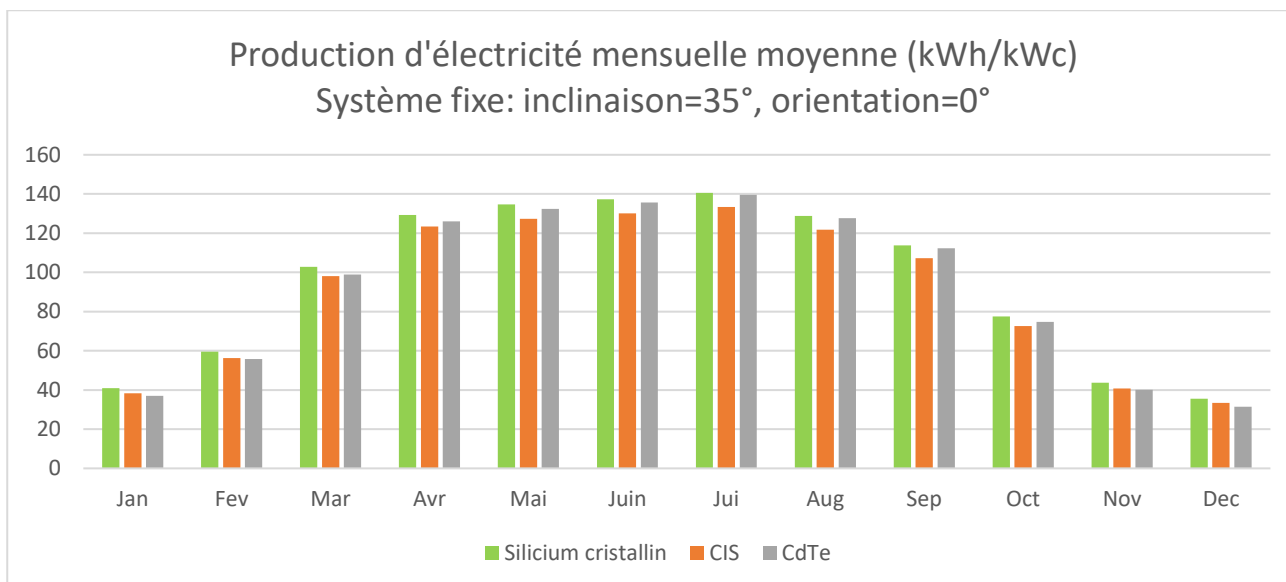


Figure 9. Potentiels de production selon différentes technologies de panneaux PV sur le site du projet (kWh/kWc)

Les supports possibles de panneaux photovoltaïques sont nombreux :

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



Toitures considérées comme intégrées au bâtiment



Brise soleil considéré comme intégré au bâtiment



Verrières éligibles

Figure 10. Supports de panneaux photovoltaïques

• Contraintes

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

Nature de la contrainte		Exigence	Conclusion pour le site	
PHOTOVOLTAÏQUE	Structures porteuses	Existence de structures porteuses pour les panneaux (pans de toiture, murs, sol) notamment en direction du sud	+	Favorable, vigilance lors de la conception des bâtiments. De préférence structure en inclinaison d'environ 40° mais certaines technologies produisent bien même en position horizontale. La position verticale est en revanche déconseillée.
	Spatial	Espace disponible pour les panneaux, onduleurs	+	Favorable, à prévoir lors de la conception des bâtiments
	Raccordement	Connexion au réseau électrique et capacité d'accueil	+	Favorable ⁵

Tableau 7. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques

Le lien suivant est la référence pour disposer de l'ensemble de la réglementation à jour au sujet du photovoltaïque en France : <http://www.photovoltaique.info>. Le respect des règles d'implantation est nécessaire pour obtenir les tarifs de rachat de l'électricité adéquats.

• Aspects économiques

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

La rémunération des installations éligibles à l'obligation d'achat dépend de :

- la puissance (seuils de 3, 9, 36, 100, 250, 500 kWc) ;
- du mode de vente (totalité ou du surplus) ;
- et des conditions d'implantation et d'intégration paysagère.

Il en découle une rémunération qui se compose de plusieurs éléments selon les configurations : rémunération des kWh injectés (tarifs trimestriels), prime d'investissement à l'autoconsommation (limitée aux installations inférieures ou égales à 100 kWc)...

Les grilles tarifaires sont fixées par trimestre. C'est la date de demande complète de raccordement qui fixe le tarif et/ou la prime. La rémunération est fixée dans le cadre d'un contrat d'achat dont la durée est de 20 ans sous réserve que l'installation ait été achevée moins de 24 mois après la demande complète de raccordement.

⁵ Sous réserve de l'avis officiel d'ERDF

A titre d'exemple, les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque jusqu'au 01 janvier 2026⁶ sont les suivants :

- Pour une installation entre 9 et 36 kWc : 10,49 cts€/ kWh
- Pour une installation entre 36 et 100 kWc : 9,12 cts€/ kWh

L'autoconsommation de la production d'énergies photovoltaïques est désormais possible et encouragée par l'Etat⁷. Il est également possible de vendre son surplus de production à EDF, si la production est supérieure à la consommation. Un arrêté prévoit une prime à l'investissement et l'achat du surplus pour les générateurs en autoconsommation. Cette prime est fixée à :

- 0,08 €/Wc pour une installation < ou égale à 9kWc
- 0,16 €/Wc pour une installation entre 9 et 36 kWc
- 0,08 €/Wc pour une installation entre 36 et 100 kWc

L'électricité qui ne sera pas consommée instantanément sera vendue à EDF obligation d'achat à hauteur de 4 cts € /kWh pour les installations inférieures ou égales à 9kWc et 6,17 cts € /kWh pour les installations **jusqu'à 100kWc**.

Depuis le 26 mars 2025, les installations photovoltaïques de **plus de 100 kWc** doivent obligatoirement passer par un appel d'offres simplifié « Petit PV Bâtiment », instruit par la CRE et publié au Journal officiel le 7 août 2025. Ce dispositif concerne les projets de 100 à 500 kWc installés sur bâtiments ou ombrières, sélectionnés par mise en concurrence avec un prix plafond de 95 €/MWh pour la première période.

Pour les installations **supérieures à 500 kWc**, il faut également répondre à un appel d'offre⁸ de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) afin de bénéficier d'un complément de rémunération.

⁶ <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/tarif-rachat-electricite-photovoltaique/>

⁷ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/systemes-dautoconsommation>

⁸ <https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appel-doffres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-dinstallations-de-production-delectricite-a-partir-de-lenergie-solaire-centrales-sur-batiments-serres-agrivoltaiques-ombrieres-et-ombrieres-agrivoltaiques-de-puissance-superieure-a-500-kwc.html>
<https://www.cre.fr/documents/appels-doffres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energies-renouvelables-en-autoco3.html>

Une installation solaire photovoltaïque implique un investissement important de départ mais des coûts marginaux en maintenance et en entretien. Cet investissement dépend de nombreux paramètres (technologie, taille du projet...). Le coût des panneaux hors pose et raccordement a considérablement baissé depuis ces dernières années. En investissement pose incluse, les coûts pour le silicium polycristallin intégré au bâti se montent en moyenne en 2011 à :

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

Tableau 8. Coûts d'installation pour le silicium polycristallin intégré au bâti

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

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

Tableau 9. Coûts de raccordement

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

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

■ Solaire thermique

• Moyens disponibles

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

- Le chauffage domestique,
- L'Eau Chaude Sanitaire (ECS),
- Les besoins en froid et en chaleur de certains procédés industriels.

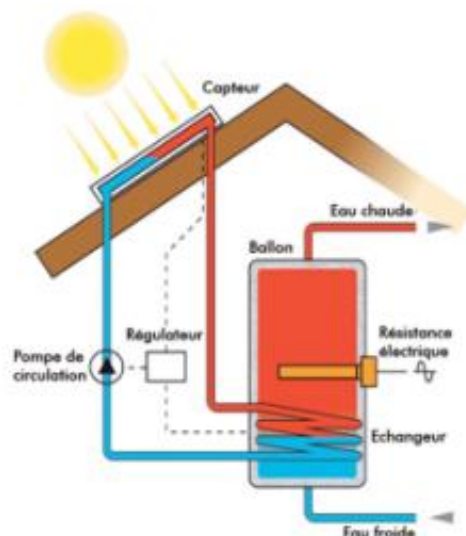


Figure 11. Schéma d'un système solaire thermique avec double échangeur - source : ADEME

Plusieurs types d'installation existent :

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

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

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

Tableau 10. Correspondance entre les besoins et le type de capteur

Les estimations de production thermique du site de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre sont de **566 kWh/m².an** (à 40° inclinaison optimale, orienté plein sud).⁹

⁹ Source CalSol de l'INES

• Contraintes

Les contraintes spatiales et réglementaires ne sont pas très élevées.

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

Tableau 11. Contraintes pour la pose de capteurs thermiques

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

• Aspects économiques

Les fourchettes de prix sont les suivantes :

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

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

L'ADEME, via son Fonds Chaleur, vise à financer des projets de production d'eau chaude solaire collective.

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

2.3.3 Potentiel de développement de l'énergie solaire à l'échelle du projet

L'énergie solaire peut être exploitée par 3 types de méthode : le photovoltaïque sur bâtiment, le photovoltaïque au sol ou le solaire thermique.

La production photovoltaïque sur bâtiment (ou en ombrière) permet de produire de l'électricité pour l'autoconsommation du bâtiment ou pour la revendre et la réinjecter dans le réseau. L'un des objectifs du PCAET de l'Eurométropole de Metz est d'accentuer son développement en réalisant des projets de centrales groupées ou citoyennes, pour atteindre une production de 60 GWh/an en 2030.

Le solaire thermique permet de produire de la chaleur ou de l'eau chaude. Le PCAET de l'Eurométropole de Metz prévoit l'installation de 2 400 équipements, pour atteindre une production de 14 GWh/an à horizon 2030.

Le potentiel le plus important concerne l'architecture bioclimatique du projet. Les bâtiments non alignés sur la voirie disposent d'une liberté plus importante pour mener des projets bioclimatiques : il est possible de mieux tirer parti de l'énergie solaire et des vents dominants. En effet, un bâtiment bien conçu permet de limiter ses besoins énergétiques en termes de lumière, chaleur ou fraîcheur, et l'efficacité énergétique par l'architecture bioclimatique doit être recherchée autant que les solutions de production d'EnR.

Plusieurs options sont possibles pour l'installation de panneaux solaires sur les bâtiments :

- Panneaux intégrés sur les pentes de toit, avec une production intéressante bien que non-optimale,
- Panneaux installés horizontalement, avec une production intéressante bien que non-optimale,
- Panneaux installés à 40°, masqués par un muret se fondant avec les murs du bâtiment, avec une production optimale mais un volume moindre du bâtiment.

Le potentiel photovoltaïque est intéressant pour des investissements de long terme et/ou pour des bâtiments bioclimatiques. La précision des besoins, la saisonnalité de la consommation et de la production doivent affiner le dimensionnement d'une telle installation.

Le potentiel thermique est également très intéressant pour la production de chaleur : l'installation de modules solaires thermiques en toiture peut suffire à couvrir les besoins de chaleur des bâtiments.

Concernant le financement d'un projet solaire, différents portages peuvent être envisagés, comme le montrent de nombreux exemples de démocratisation des énergies renouvelables. Par exemple, un tiers investissement pourrait être imaginé, soit par la collectivité, soit par un ou des investisseurs privés, soit par des citoyens à travers du financement participatif. La collectivité peut directement investir dans une Société Anonyme ou une Société d'Economie Mixte qui porterait un projet photovoltaïque, mais également via une SCIC¹⁰.

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

- Des **abris bus ou abris vélos ou ombrières** piétonnes peuvent être intégrés dans le cadre des aménagements généraux, en synergie avec des bornes de recharges électriques.
- Les **plantations d'arbres** sur l'espace public peuvent aussi être utilisées pour créer des **masques solaires d'été** ou de **brises vents**.

¹⁰ SCIC : Société Coopérative d'Intérêt Collectif, associant autour d'un projet des acteurs salariés, des acteurs bénéficiaires et des contributeurs. Par exemple, la SCIC Energie Citoyenne dans le Pas-de-Calais réunit les sociétaires (160 citoyens, 7 CIGALES, 6 associations, 8 entreprises et 1 commune) autour de la production photovoltaïque sur 3 toitures.

2.4 Géothermie

2.4.1 Principes d'exploitation de la géothermie

La géothermie regroupe l'ensemble des technologies qui permettent d'exploiter la chaleur de la Terre. Elle offre un réservoir énergétique immense et un panel de solutions qui répondent à des besoins variés :

- **La production de chaud** : la chaleur présente sous la surface de la Terre est captée puis valorisée directement ou via une pompe à chaleur (PAC) si le niveau de température est insuffisant. Cela permet le chauffage des bâtiments, la production d'eau chaude sanitaire, ou encore la production de chaleur pour des procédés industriels ou agricoles.
- **La production de froid et de frais** : en été, la température du sous-sol à faible profondeur est inférieure à celle de l'air extérieur. Ce frais peut être récupéré et utilisé directement dans les bâtiments pour le rafraîchissement, ou l'utilisation d'une pompe à chaleur réversible en mode « froid » permet une climatisation en sollicitant très peu le système électrique.
- **La production d'électricité** : les ressources géothermiques dont les températures dépassent 110 °C permettent de produire de l'électricité, que l'on peut éventuellement coupler avec de la production de chaleur. On parle alors de cogénération.

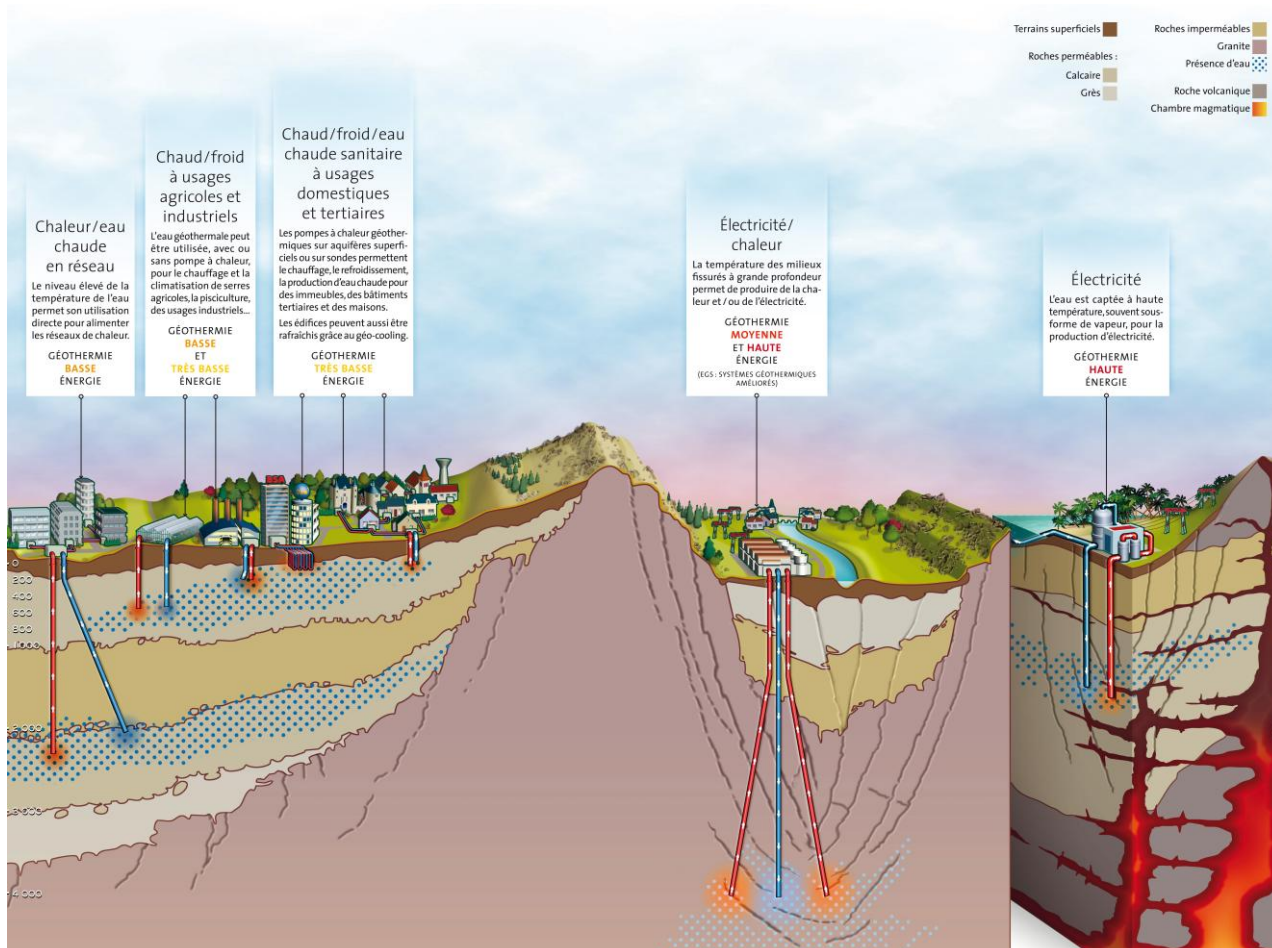


Figure 12. Les géothermies et leurs usages - BRGM¹¹ - Connexités

¹¹ BRGM : le Bureau de recherches géologiques et minières est l'organisme public français de référence dans le domaine des sciences de la Terre pour la gestion des ressources et des risques du sol et du sous-sol.

La température du sous-sol augmente avec la profondeur. C'est ce que l'on appelle le gradient géothermal. En moyenne en France, la hausse est de 3,3°C par 100 mètres.

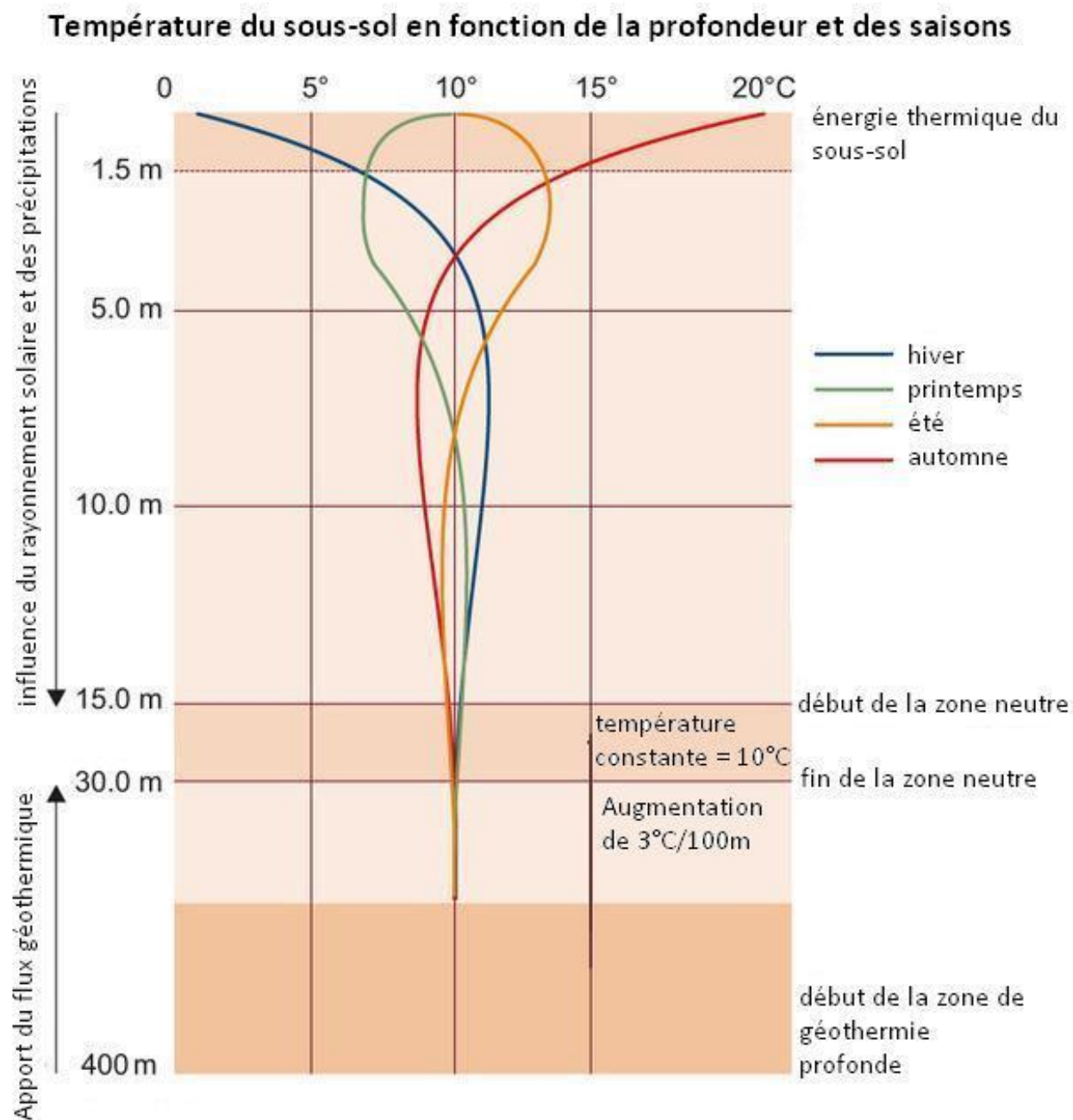


Figure 13. Température du sous-sol en fonction de la profondeur et des saisons

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

- **La géothermie (verticale) haute énergie** : Elle exploite la chaleur ($T > 150^{\circ}\text{C}$) émise par les réservoirs situés entre 4 000 et 5 000 m de profondeur pour produire de l'électricité.
- **La géothermie (verticale) moyenne énergie et la géothermie (verticale) profonde** : Elles exploitent la chaleur ($90 < T < 150^{\circ}\text{C}$) issue des réservoirs (sols ou eaux souterraines) disponibles à une profondeur variable comprise entre 1 500 et 4000 m (en fonction du contexte géologique).
- **La géothermie (verticale) basse énergie** : Elle exploite la chaleur ($30 < T < 90^{\circ}\text{C}$) de l'eau pompée dans des réservoirs disponibles à une profondeur variable comprise entre 1 000 et 2 000 m (en fonction du contexte géologique) pour produire de la chaleur.
- **La géothermie (verticale ou horizontale) très basse énergie** exploite la chaleur ($< 30^{\circ}\text{C}$) émise par les réservoirs (sols ou aquifères) situés à moins de 100 à 200 m de profondeur pour produire de la chaleur (ou du froid en fonctionnement inversé). On parle aussi de géothermie de surface lorsque l'énergie est captée à moins de 200 mètres de profondeur. En l'absence d'eau souterraine, l'extraction de la chaleur du sous-sol s'effectue par l'installation dans le sol ou dans le sous-sol de « capteurs » ou « échangeurs » (réseau de tubes horizontaux ou sonde géothermale verticale) dans lesquels va circuler, en circuit fermé, un fluide caloporteur¹². La chaleur captée est alors transférée par le biais d'une pompe à chaleur au milieu à chauffer.

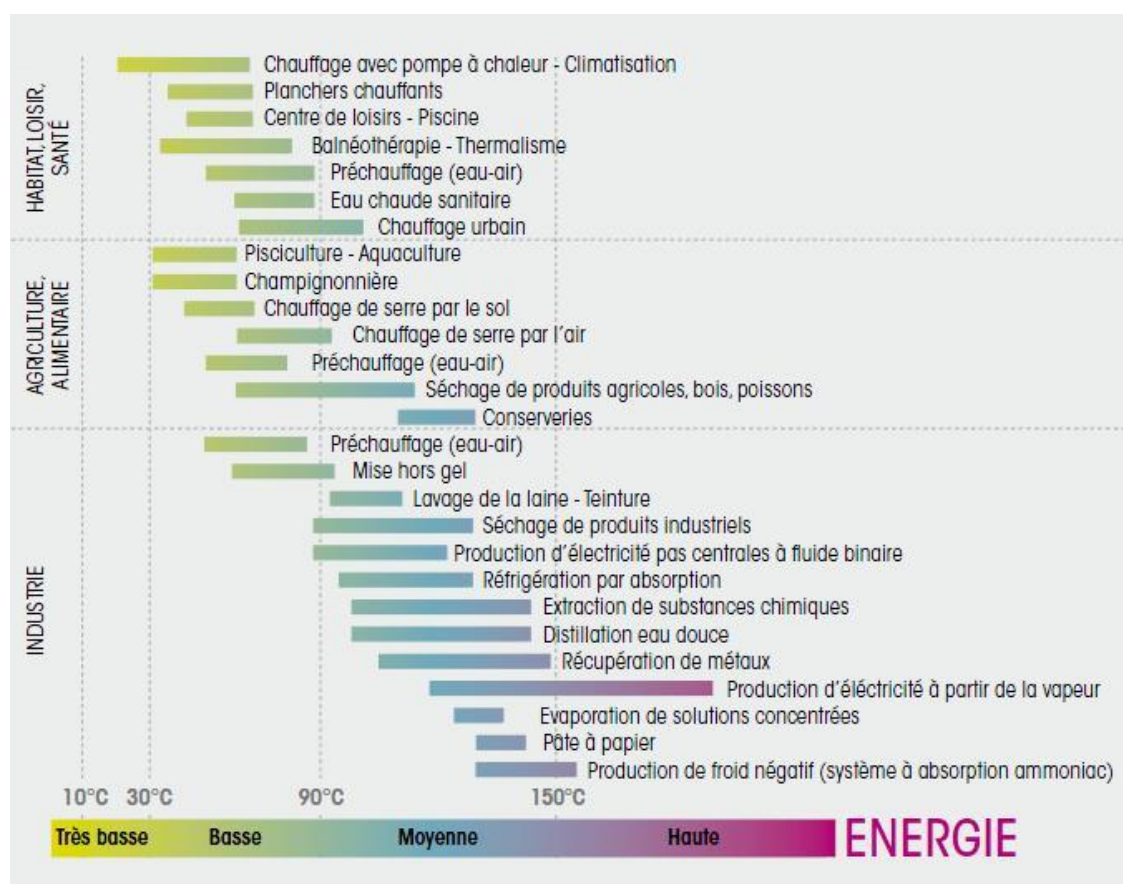


Figure 14. Lien entre la température de la chaleur et son utilisation

¹² Fluide caloporteur : fluide (gaz ou liquide) qui par ses propriétés physiques permet de **transporter de la chaleur** d'un point à un autre.

2.4.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

- Moyens disponibles
- > Géothermie profonde

La géothermie profonde est une énergie renouvelable dont les ressources sont abondantes sur le territoire français :

- dans les aquifères profonds pour un usage direct en réseau de chaleur notamment (sous-sol des bassins parisien et aquitain, **des fossés rhénan et rhodanien**, de la Limagne (Massif Central) et du Hainaut),
- dans les zones volcaniques pour la production d'électricité,
- dans les fossés d'effondrement pour la production d'électricité et/ou de chaleur par cogénération (vallées du Rhin et du Rhône et dans le Massif Central essentiellement).

Une opération de géothermie profonde nécessite la réalisation d'un ou de plusieurs forages permettant d'acheminer le fluide chaud à la surface et de le réinjecter : grâce à un échangeur thermique, l'énergie du fluide géothermal est transférée au réseau de chaleur qui la distribue en surface. L'ensemble de ce circuit crée une boucle géothermale primaire. Afin de ne pas refroidir le réservoir, les points de prélèvement et de réinjection de l'eau se trouvent à une certaine distance l'un de l'autre (1 kilomètre minimum). Une seule plateforme de forage suffit alors pour positionner les puits de production et d'injection dont la trajectoire dévie dans le sous-sol (puits déviés). Une plateforme de forage nécessite une emprise au sol de 5 000 à 8 000 m².

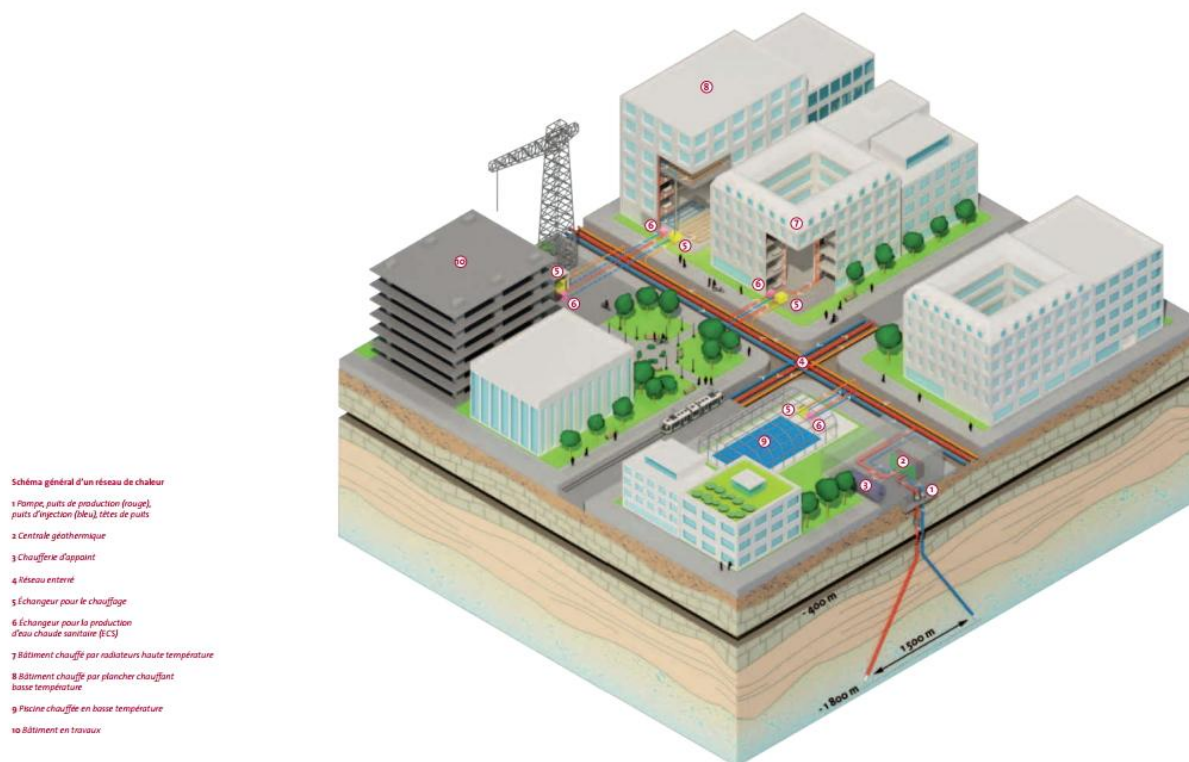


Figure 15. Centrale géothermique sur réseau de chaleur – ADEME et BRGM

> Géothermie de surface

La géothermie de surface est une énergie verte présente presque partout en France. Ces ressources se situent :

- soit au sein de roches du sous-sol (alors exploitées en boucle fermée),
- soit dans des nappes d'eau souterraine (alors exploitées en boucle ouverte), à des profondeurs généralement inférieures à 200 mètres.

Les systèmes géothermiques dits "en boucle fermée" sont constitués d'une boucle de tuyau dans laquelle circule un fluide caloporteur qui transmet son énergie à une pompe à chaleur (PAC). Ce circuit est installé en sous-sol et peut se présenter sous différentes géométries :

- **Les échangeurs (ou capteurs) horizontaux** constitués de tubes installés en boucles enterrés horizontalement à faible profondeur (de 0,80 à 1,20 mètre),
- **Les échangeurs compacts**, sous forme de ressorts cylindriques ou coniques, implantés entre 1 et 10 mètres de profondeur,
- **Les échangeurs verticaux**, sous la forme d'une ou plusieurs sondes verticales,
- **Les fondations thermoactives**, où le réseau de tubes dans lequel circule le fluide caloporteur est directement intégré au béton armé des éléments de fondations (pieux, parois moulées, dalles, semelles ou autres éléments en béton en contact avec le sol).

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

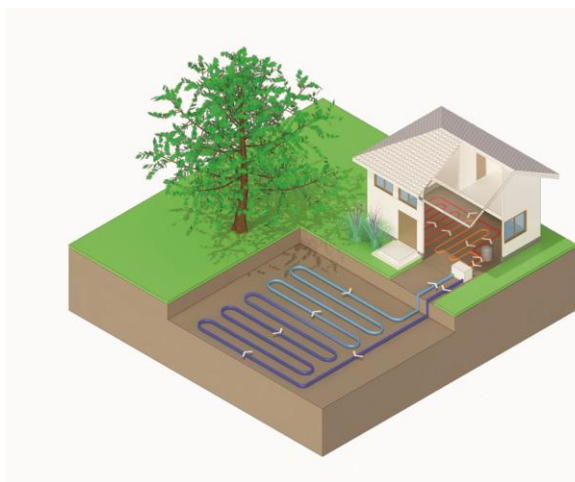


Figure 16. Echangeurs horizontaux

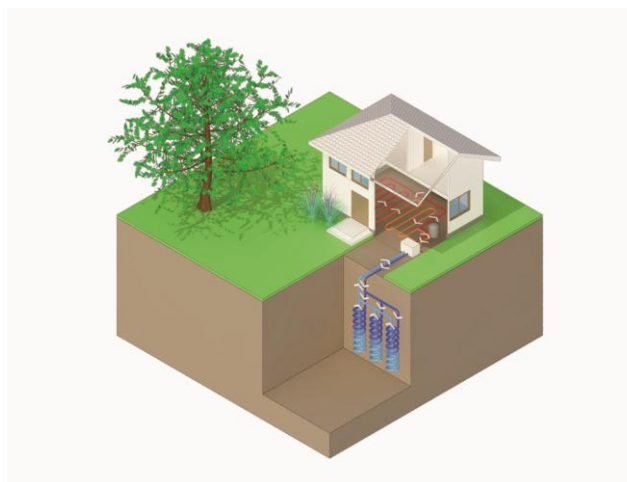


Figure 17. Échangeurs compacts

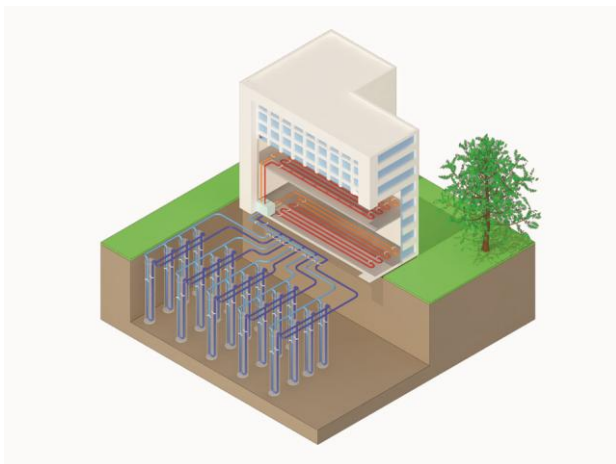


Figure 18. Échangeurs verticaux

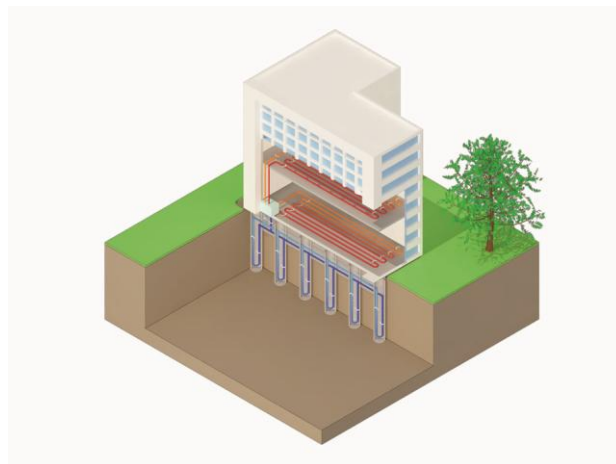


Figure 19. Fondations thermoactives

Un système géothermique en boucle ouverte valorise l'énergie de l'eau souterraine et nécessite généralement deux forages (doublet). Un premier forage ("de production") est utilisé pour le pompage de l'eau souterraine. Il est acheminé à un échangeur thermique qui transmet l'énergie à une pompe à chaleur (PAC). Un second forage ("d'injection") assure la réinjection de l'eau souterraine dans son milieu d'origine.

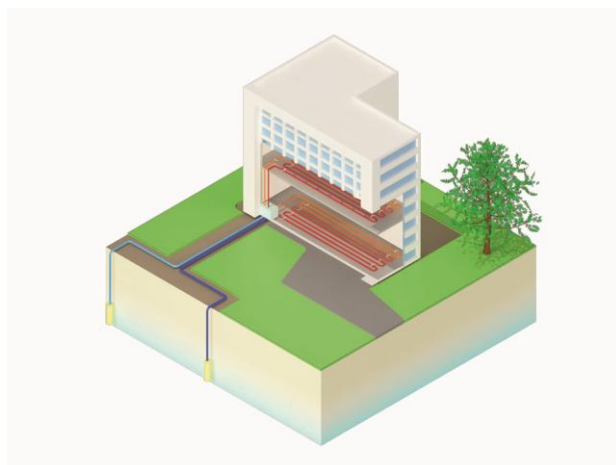


Figure 20. Système en boucle ouverte

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

Profondeur	Commentaires
Profondeur < 5 m	Forage de moindre coût mais le risque provoqué par l'injection dans le même aquifère de l'eau prélevée, est défavorable au projet.
5 m ≤ Profondeur < 15 m	Forage de moindre coût permettant la réalisation économique d'un projet de PAC sur nappe pour un pavillon.
15 m ≤ Profondeur < 30 m	Le coût du forage pèse fortement sur l'économie d'un projet de PAC sur nappe pour un pavillon
30 m ≤ Profondeur < 100 m	Le coût du forage ne peut être amorti que par une forte consommation en surface (petit collectif ou ensemble de plusieurs pavillons sur micro réseau)

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

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

> Pompe à chaleur (PAC)

Pour produire du chaud avec une PAC géothermique, un échangeur thermique transfère la chaleur prélevée de la source froide (sous-sol, nappe) au fluide caloporteur de la PAC. Au niveau de l'évaporateur, le fluide change d'état et se transforme en vapeur. Le compresseur comprime cette vapeur, augmentant ainsi sa température. Dans le condenseur, la vapeur transmet sa chaleur au milieu à chauffer (source chaude). La température et la pression du fluide caloporteur s'abaissent après passage dans un détendeur, ce qui autorise une nouvelle absorption de chaleur et un nouveau cycle de la PAC.

Le coefficient de performance (COP) théorique d'une pompe à chaleur est le rapport entre la quantité d'énergie produite et la quantité d'énergie électrique consommée pour cela. Le COP réel de la machine est inférieur au COP théorique car il intègre les pertes et les consommations des équipements auxiliaires. Le COP théorique correspond à la performance énergétique de la PAC en mode chaud, mesuré selon les normes en vigueur définies au niveau européen (norme EN 14511-2). Plus cette valeur est élevée, meilleure est la machine. Les valeurs de COP réels données par les constructeurs sont généralement comprises entre 4 et 5, c'est à dire que pour 1 kWh électrique consommé par la PAC, 4 à 5 kWh thermiques sont restitués. L'appellation EER (coefficient d'efficacité frigorifique) traduit l'efficacité d'un système thermodynamique quand il produit du froid (équivalent du coefficient de performance "COP" pour le chauffage).

Une PAC installée pour du chauffage peut également permettre de produire de l'eau chaude sanitaire : on parle dans ce cas d'une PAC double service. Le chauffe-eau thermodynamique (CET) est une pompe à chaleur de petite puissance dédiée exclusivement à la production d'eau chaude sanitaire. Les modèles "géothermiques" valorisent la chaleur du sous-sol.

Grâce à une PAC réversible, il est possible de produire de la chaleur en hiver et du froid en été.

La géothermie de surface peut aussi permettre de valoriser directement la température du sous-sol pour le rafraîchissement naturel d'un bâtiment en été. Cette technique s'appelle le géocooling. Son principe est de faire circuler, via un échangeur thermique, le fluide caloporteur qui provient du système géothermique placé dans le sous-sol, plus frais, directement dans le réseau du bâtiment, améliorant ainsi le confort d'été. La pompe à chaleur n'étant pas sollicitée, cela rend cette solution particulièrement économique. La PAC peut néanmoins continuer à produire l'eau chaude sanitaire en parallèle.

> Boucle d'eau tempérée

Certaines ressources géothermiques, couplées à des besoins particuliers, permettent d'alimenter en chaud et/ou en froid un îlot de bâtiments, voire un éco-quartier dont les besoins sont mutualisés. Cette infrastructure est appelée "boucle d'eau tempérée". Elle se compose généralement de deux tubes (un chaud, un froid) transportant de l'eau à basse température (par exemple à 10 ou 15 °C) à un ensemble de bâtiments équipés chacun de pompes à chaleur géothermiques. Les bâtiments nécessitant du chauffage prélèvent la chaleur et refroidissent le tube "froid". Cela améliore les performances de la production de froid des bâtiments nécessitant du rafraîchissement, qui eux-mêmes réchauffent le tube "chaud" de la boucle.

• Contraintes

> Profondeurs inférieures à 10 mètres

Tous les systèmes géothermiques dont la profondeur ne dépasse pas 10 mètres ne demandent aucune démarche de déclaration ou d'autorisation au titre du code minier.

> Profondeurs de 10 à 200 mètres relevant du régime de la "géothermie de minime importance"

Le cadre réglementaire relatif à la géothermie de minime importance a fait l'objet d'une révision par le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015. Pour l'application de l'article L. 112-1 du code minier, sont considérées comme des exploitations de gîtes géothermiques à basse température relevant du régime de la minime importance les activités géothermiques ci-après :

Pour les échangeurs fermés :

- profondeur d'installation supérieure à 10 m et jusqu'à 200 m,
- une puissance soutirée du sous-sol inférieure à 500 kW.

Pour les échangeurs ouverts (sur aquifère) :

- profondeur d'installation supérieure à 10 m et jusqu'à 200 m,
- une puissance soutirée du sous-sol inférieure à 500 kW,
- une température de l'eau puisée en sous-sol inférieure à 25 °C,
- un prélèvement et une réinjection dans le même aquifère, et la différence entre les volumes prélevés et réinjectés est nulle,
- un débit pompé inférieur à 80 m³/h et 200 000 m³/an.
- une variation de la température de la nappe dans un rayon de 200 mètres inférieure à 4 °C.

Ces systèmes sont soumis à télé-déclaration. Toute installation réalisée au titre de la Géothermie de Minime Importance (GMI) doit faire appel à un foreur qualifié, certifié RGE.

Pour prévenir les déformations du sous-sol et préserver la ressource en eau, il est nécessaire de consulter les cartes des zones réglementaires de la Géothermie de Minime Importance (GMI). Ces cartes définissent des zones relatives aux aléas du sous-sol :

- La zone verte correspond à l'absence de risques identifiés mais demande de recourir à un foreur qualifié.

- En zone orange, la réalisation de l'ouvrage requiert une attestation établie par un expert agréé par le ministère de la Transition écologique (expert ayant des compétences en géologie, hydrogéologie, ...) et le recours à un foreur qualifié.
- En zone rouge, les installations ne sont pas considérées comme relevant de la GMI : elles exigent une procédure d'autorisation auprès des directions régionales en charge de l'environnement.

> **Profondeurs de 10 à 200 mètres ne relevant pas du régime de la "minime importance" et profondeurs supérieures à 200 mètres**

Si le système géothermique se situe à une profondeur de 10 à 200 mètres mais ne répond pas à toutes les conditions citées au paragraphe précédent, ou s'il dépasse 200 mètres de profondeur, il relève du régime de l'autorisation.

• **Aspects économiques**

L'aspect économique d'une installation peut se décomposer comme suit :

➤ **L'investissement initial**

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

Le nombre et la profondeur des sondages étudiés précédemment sont les paramètres les plus influents sur le coût total de l'installation. Ceux-ci varient ainsi entre 50 et 100€ pour le mètre linéaire de sonde.

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

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

➤ **Le coût de fonctionnement**

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

➤ **Les diverses aides au financement**

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

Pour les particuliers, il existe un crédit d'impôt pour la pose d'échangeurs et les pompes à chaleur géothermique. Les crédits du FEDER peuvent aussi être attribués dans le cadre d'opérations géothermiques.

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

2.4.3 Potentiel de développement de la géothermie à l'échelle du projet

Le BRGM a produit une carte définissant les ressources géothermiques de surface sur **système ouvert** (nappe) sur la région Grand Est :

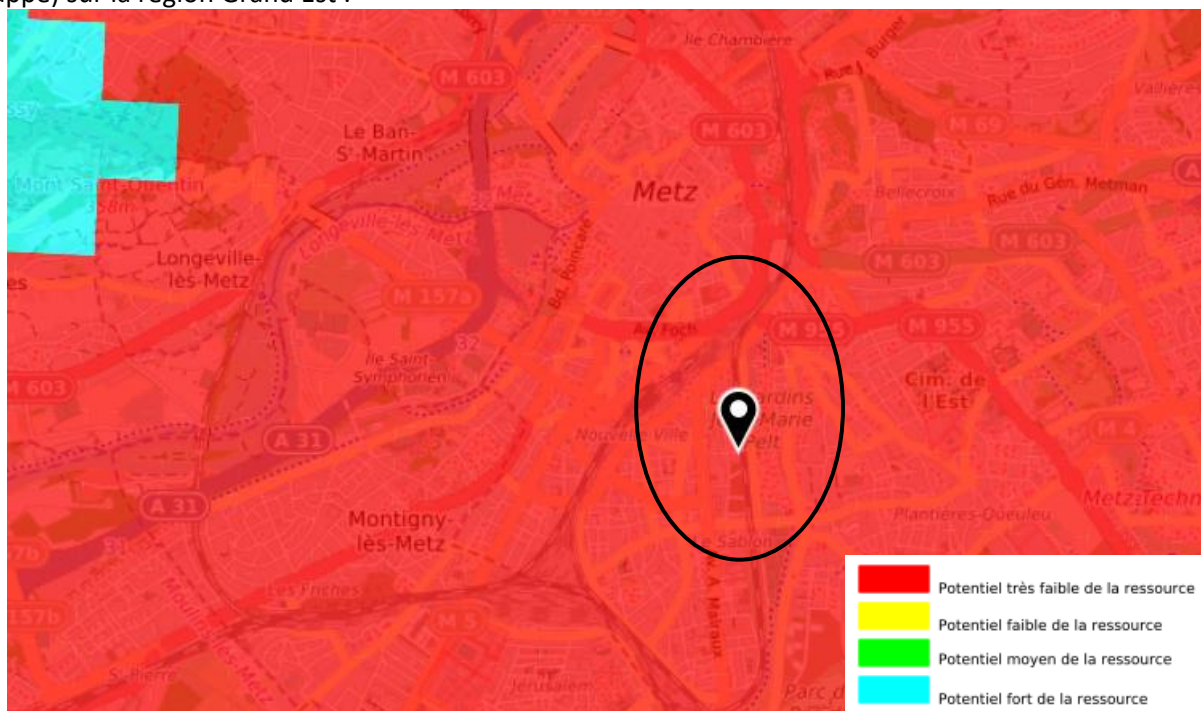


Figure 21. Ressources géothermiques de surface - BRGM

L'atlas des ressources géothermiques de la région Grand Est regroupe les informations relatives à la géothermie. **Le potentiel est indiqué comme très faible par nappe.**

Le zonage réglementaire géothermique sur **échangeur fermé** est le suivant :

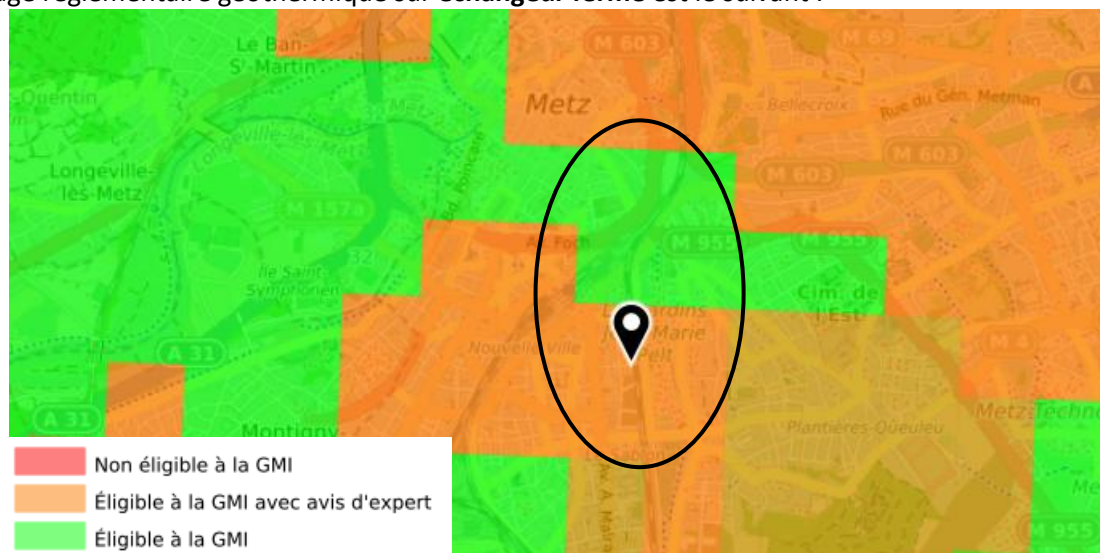


Figure 22. Carte des zones réglementaires de la géothermie de minime importance – BRGM

Le site est indiqué comme éligible à la GMI, avec avis d'expert.

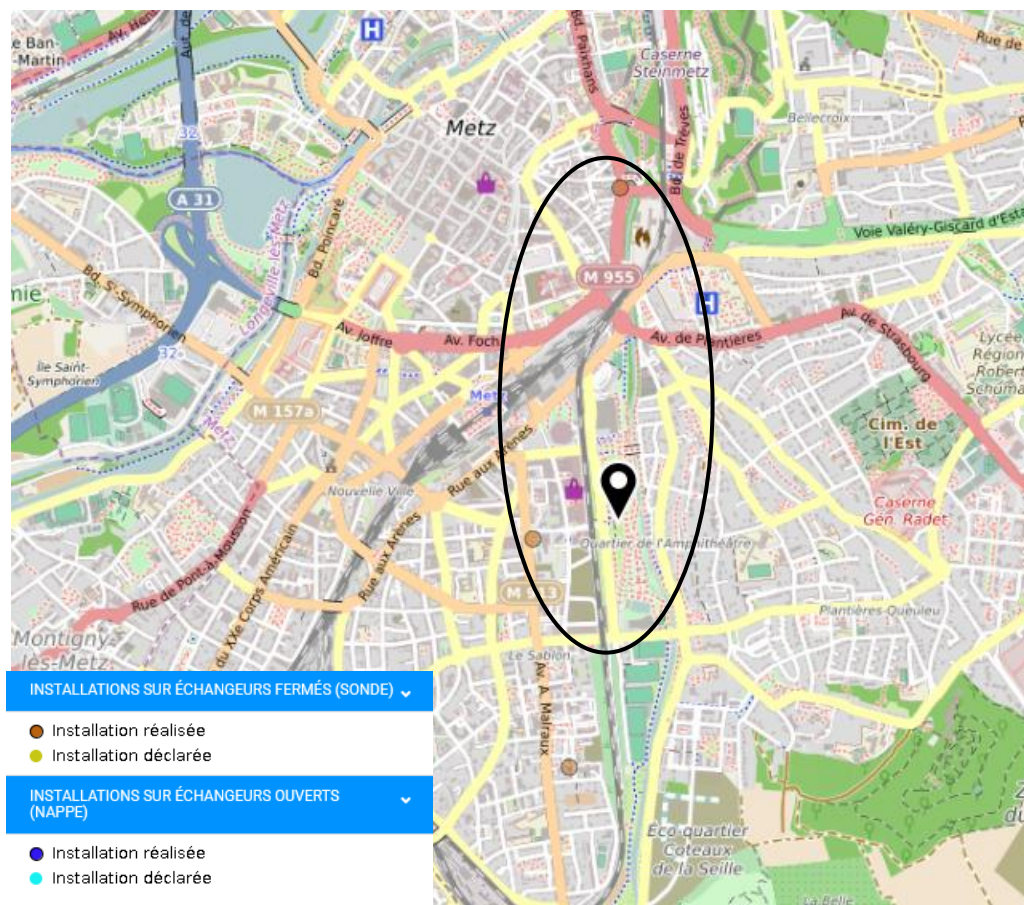


Figure 23. Carte des installations existantes – BRGM

3 installations géothermiques sont référencées à proximité du site de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre.

Une étude spécifique serait à conduire pour déterminer précisément le potentiel géothermique du projet.
 Le PCAET préconise notamment le recours à la géothermie pour alimenter le Réseau de Chaleur Urbain.

2.5 Aérothermie

2.5.1 Principes d'exploitation de l'aérothermie

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

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

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

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

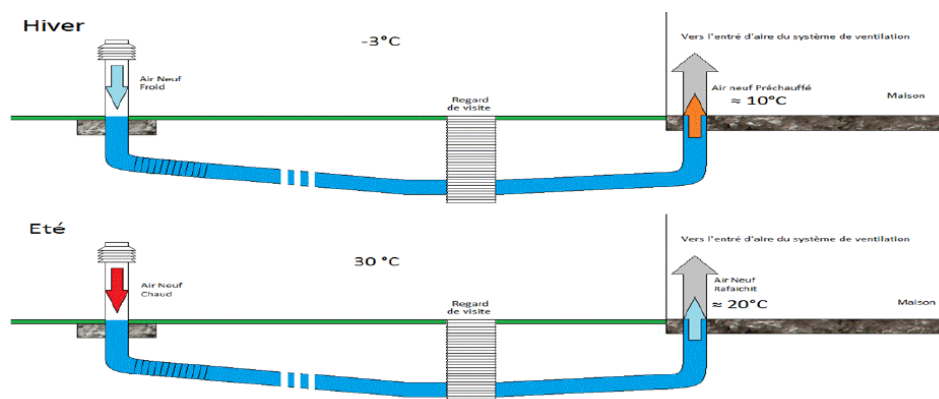


Figure 24. Schéma de principe de fonctionnement du puits canadien

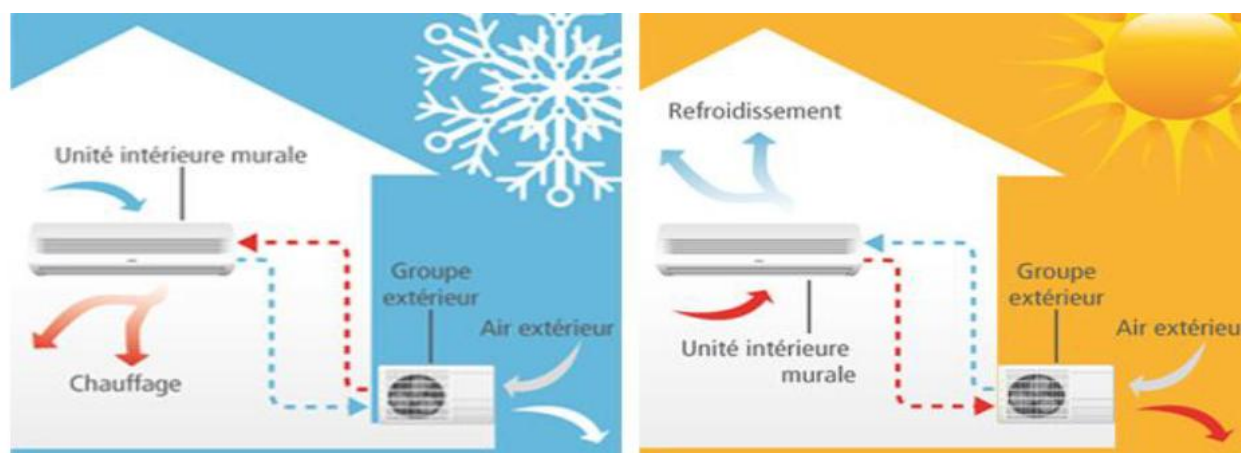


Figure 25. Schéma de principe de fonctionnement de la pompe à chaleur

2.5.2 Technologies disponibles

• Moyens disponibles

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

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

> Pompe à chaleur air/air

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

> Pompe à chaleur air/eau

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

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

Type de PAC	Source/gisement de calories/source froide	Température de la source froide	COP théorique maximal PAC	Stabilité en cours de saison
Air/Eau	Air	Moyenne de 5,9° ¹³ Variable en journée et selon saisons et inversées par apport aux besoins	6,7 variable	Variable Performance plus forte en mi saison
Eau/Eau	Eaux usées	11/17°C	7,4/8,6	Plutôt stable sur des conduites collectives

Tableau 12. Rendement théorique des pompes à chaleur

- **Contraintes**

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

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

- **Aspects économiques**

Le coût d'installation d'une pompe à chaleur dépend de son dimensionnement et des besoins de chaleur et/ou de froid du bâtiment concerné.

2.5.3 Potentiel de développement de l'aérothermie à l'échelle du projet

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

Le PCAET préconise plutôt le recours aux autres EnR, notamment le solaire thermique.

¹³ Température extérieure moyenne en saison de chauffe, station météorologique de Lesquin.

2.6 Énergies marines

2.6.1 Principes d'exploitation des énergies marines

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

- **L'énergie marémotrice :**

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

- **L'énergie hydrolienne :**

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

- **L'énergie houlomotrice :**

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

2.6.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

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

2.7 Energie hydraulique

2.7.1 Principes d'exploitation de l'énergie hydraulique

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

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

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

2.7.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

- **Moyens disponibles**

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

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

- **Contraintes**

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

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

- **Aspects économiques**

Les coûts d'investissement :

- pour la basse chute : de 2 000 euros/kW à 4 000 euros/kW environ pour des installations de puissance allant de 50 kW à 7 500 kW ;
- pour la haute chute : de 1 900 euros/kW à 2 500 euros/kW environ pour des installations de puissance allant de 1 000 kW à 7 500 kW.

Les coûts complets de production :

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

2.7.3 Potentiel de développement de l'énergie hydraulique à l'échelle du projet

Le projet est bordé par la Seille à l'est du quartier Amphithéâtre et à l'ouest du quartier Ranconval, et par le ruisseau de Cheneau au nord du quartier Ranconval.

La puissance potentielle est calculée en fonction du débit et de la hauteur d'eau. Une installation est rentable à partir d'une puissance de 10 kW.

Dans le périmètre de l'EMM, seule la Moselle a un débit significatif, mais, à part la centrale de Wadrinau et deux autres centrales en amont et en aval de la métropole, aucun nouveau site exploitable n'est identifié. Sur la Seille, 4 sites sont exploitables, mais la production potentielle cumulée représenterait moins de 0,1% de la consommation électrique du territoire. Dans le cadre du SDE, les élus ont donc décidé de ne pas aller vers la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique et donc de ne pas fixer d'objectifs supplémentaires.

Le potentiel de développement supplémentaire de l'énergie hydraulique pour le projet est donc nul.

2.8 Biomasse

2.8.1 Principes d'exploitation de la biomasse

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

Elles peuvent être utilisées soit directement (bois énergie), soit après une méthanisation de la matière organique (biogaz), ou de nouvelles transformations chimiques (biocarburant).

2.8.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

■ Bois énergie

● Moyens disponibles

La disponibilité de la ressource en bois énergie (BE) est fortement liée à la ressource forestière, mais aussi au développement des autres débouchés du bois : bois d'œuvre (BO) et bois d'industrie (BI) notamment. Le bois d'énergie ne représente qu'une partie de l'utilisation actuelle du bois (21 % en 2016), en progression constante depuis 1975.

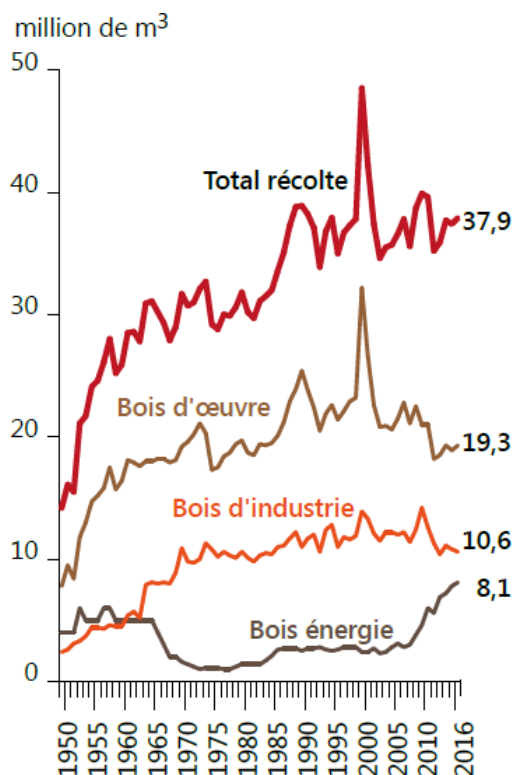


Figure 26. Récolte de bois commercialisé de 1950 à 2016 (source : Agreste – Enquête annuelle de branche exploitation forestière)

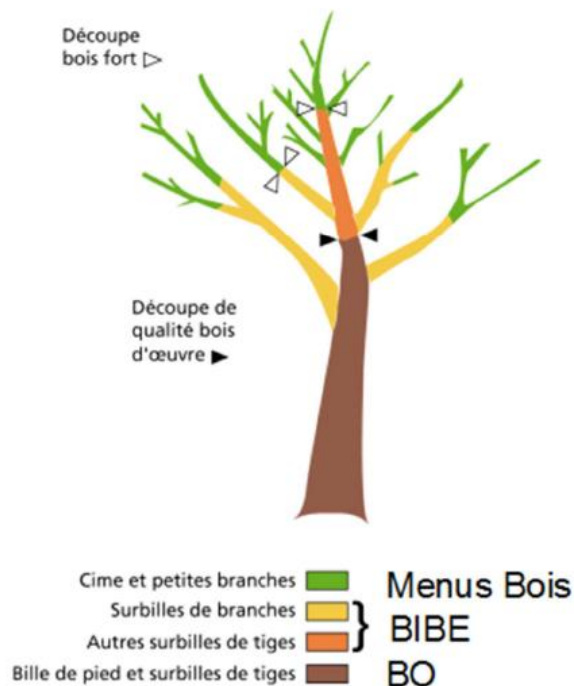


Figure 27. Usage potentiel de chaque arbre (source : Ademe – Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035)

Le développement de l'utilisation de la biomasse dans les opérations neuves doit se faire préférentiellement par des chaudières collectives centralisées de taille importante, à haut rendement énergétique et équipées de dispositifs de dépollution performants, alimentant des réseaux de chaleur, ou à l'échelle d'un bâtiment dans des chaudières collectives à haut niveau de performance. Un tel réseau pourrait bénéficier d'apport de chaleur fatale industrielle comme source supplémentaire. La provenance du combustible est un point important à considérer : un approvisionnement local est à privilégier.

Les opérateurs de combustion varient des simples poêles à bois individuels aux chaudières de grosse capacité (jusqu'à 20 MWth¹⁴ et plus), en passant par les chaudières de petite et moyenne puissance (jusqu'à 1 MWth).



Figure 28. Exemples de procédés à base de biomasse¹⁵

• Contraintes

Certains procédés basiques (poêles à bois, ...) relèvent d'une combustion traditionnelle tandis que d'autres plus sophistiqués permettent d'optimiser le rendement voire d'approvisionner automatiquement en biocombustible (chaudière, chaufferie). Ce tableau récapitule les avantages et les inconvénients des systèmes de combustion individuels possibles¹⁶. Par ailleurs, **l'utilisation de foyer ouvert est à proscrire** : ce mode de combustion est incomplet et favorise la création de particules fines et de polluants atmosphériques. De plus, la récupération de l'énergie est très faible, de l'ordre de 10% de l'énergie libérée.

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

Tableau 13. Avantages et inconvénients des systèmes de combustion individuels

¹⁴ MWth : Mégawatt thermique, unité de mesure de la puissance thermique transformée en électricité.

¹⁵ Foyer fermé (à gauche), poêle à bûche (centre gauche), granulés de bois (centre droit) et chaufferie à grande puissance (droite).

¹⁶ Polenn

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

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

Avec appoint, une chaudière biomasse couvre classiquement entre 80 et 90 % des besoins¹⁷.

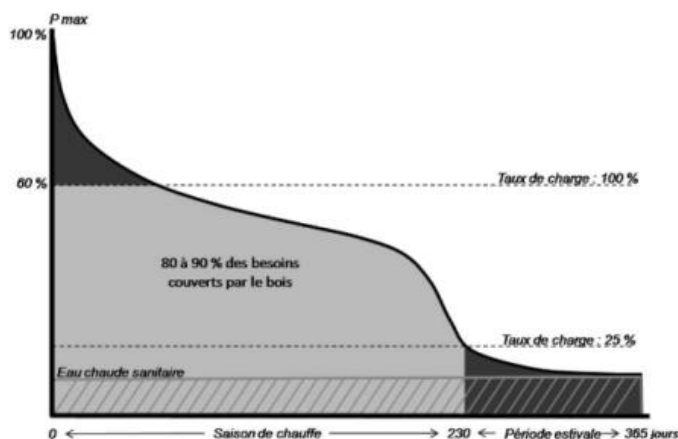


Figure 29. Monotone type de charge de besoins thermiques

• Aspects économiques

Les coûts d'investissement comprennent trois postes :

- **Le coût de l'unité de production** de chaleur et des tuyaux d'acheminement.
- **Le coût des études, de la pose et de l'entretien.** A nouveau, les prix varient grandement en fonction de la taille considérée d'installation.
- **Le coût du combustible.**

Les coûts initiaux d'investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d'investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz). Toutefois, à long terme, ils peuvent être plus rentables surtout si le prix des énergies fossiles s'accroît rapidement. Le contexte géopolitique mondial a aussi une influence sur le prix. D'après une étude de l'ADEME, en 2023, le bois est redevenu compétitif par rapport aux énergies concurrentes, qu'il s'agisse de bûches ou de granulés. Ainsi, le prix au kWh du bois bûche est 63 % plus faible que celui du fioul domestique, 62 % plus faible que celui du gaz naturel et 80 % plus faible que celui de l'électricité.

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

¹⁷ Source : Biomasse Normandie

■ Méthanisation

● Moyens disponibles

La filière biogaz agricole, avec des installations de petites tailles, dites « à la ferme », et des installations de taille plus importantes, dites « centralisées », représente, en 2022, 47% des sites en France.

Fin septembre 2024, en France, 1096 installations produisent de l'électricité à partir de biogaz, correspondant à une puissance installée de 601 MW. En outre, 710 installations injectent du biométhane dans les réseaux de gaz naturel, correspondant à une capacité installée de 13,1 TWh PCS/an.

On trouve 5 unités de production de méthanisation¹⁸ à proximité du projet, tous situés à plus de 10 km.

Le projet de la ZAC du Quartier de l'Amphithéâtre pourrait abriter une installation de méthanisation, et le gaz produit localement et de manière renouvelable pourrait alimenter un réseau de chaleur interne.

● Contraintes

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

L'arrêté du 12 juillet 2011 fixe les seuils suivants pour caractériser la quantité importante de déchets : 10 t/an de biodéchets autres que les déchets d'huiles alimentaires, et 60 l/an pour les déchets d'huiles alimentaires.

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

¹⁸ Source : <https://eci-sig.ademe.fr/adws/app/bb11ce07-5cc9-11eb-a8fe-7dd6c4f9bb1d/index.html>

2.8.3 Potentiel de développement de la biomasse à l'échelle du projet

■ Bois énergie

Le potentiel de développement est fort mais s'accompagne parallèlement d'une politique de gestion forestière. Le développement de chaudières biomasse doit se faire préférentiellement via des équipements collectifs notamment avec réseaux de chaleur pour des raisons de qualité de l'air.

Le PCAET de l'Eurométropole de Metz encourage le recours au bois-énergie, pour les systèmes individuels et collectifs.

■ Méthanisation

Au niveau local, il est important d'intégrer la Chambre d'Agriculture dans les réflexions, afin de mobiliser les agriculteurs proches du site d'implantation. Le projet doit également sensibiliser les habitants, car des projets de méthanisation cristallisent généralement une opposition locale. La création d'un projet de méthanisation doit faire l'objet d'une étude approfondie, prenant en compte les gisements locaux, liés à d'éventuelles exploitations agricoles du projet ou autour.

Le PCAET de l'Eurométropole de Metz souhaite développer les projets de méthanisation pour injecter du biogaz dans le réseau de gaz existant. L'objectif pour la production de biogaz local est de passer de 58 GWh (en 2021) à 118 GWh/an à horizon 2030.

2.9 Réseaux de chaleur

2.9.1 Principes d'exploitation des réseaux de chaleur

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

Les sources habituelles de production de chaleur sont :

- Les énergies conventionnelles (fossiles) telles que le gaz ou le fioul, qui produisent de la chaleur par leur combustion ; ces énergies sont fortement émettrices de gaz à effet de serre. Elles sont bien adaptées à la fourniture de chaleur pendant les pointes.
- Les énergies renouvelables : la biomasse (bois, résidus agricoles, cultures énergétiques...) qui produit de la chaleur par combustion dans une chaufferie spécifique, la géothermie profonde qui permet la récupération de la chaleur (via un échangeur) de nappes aquifères profondes (à partir de 1500m de profondeur).
- L'énergie de récupération telle que la chaleur fatale¹⁹ dégagée lors de l'incinération des déchets dans les UIOM²⁰ ou encore celle issue de sites industriels. (55% des besoins pour le réseau de chaleur de Dunkerque sont issus des hauts fourneaux d'ArcelorMittal).

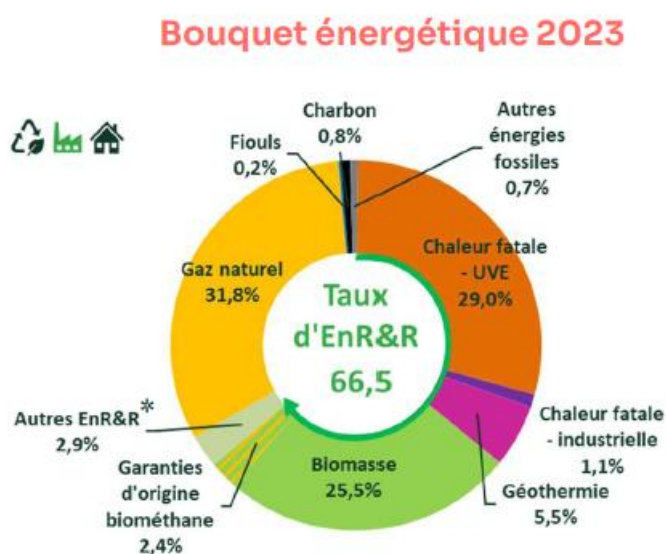


Figure 30. Bouquet énergétique 2023 - Enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid 2024

Les réseaux de chaleur et de froid sont en constante évolution : + 6 % entre 2022 et 2023, avec le raccordement de 2 685 bâtiments supplémentaires. Le maintien entre 2022 et 2023 des livraisons de chaleur, qui s'établissent à 29,2 TWh (corrigées des variations climatiques), est à mettre en parallèle des baisses de consommations globales de chaleur des bâtiments raccordés, issues des efforts de sobriété.²¹

¹⁹ Chaleur fatale : production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.

²⁰ UIOM : Unité d'Incineration d'Ordures Ménagères

²¹ Enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid 2024

On compte près de 1000 réseaux de chaleur en France, et 43 réseaux de froid.

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

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

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

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

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

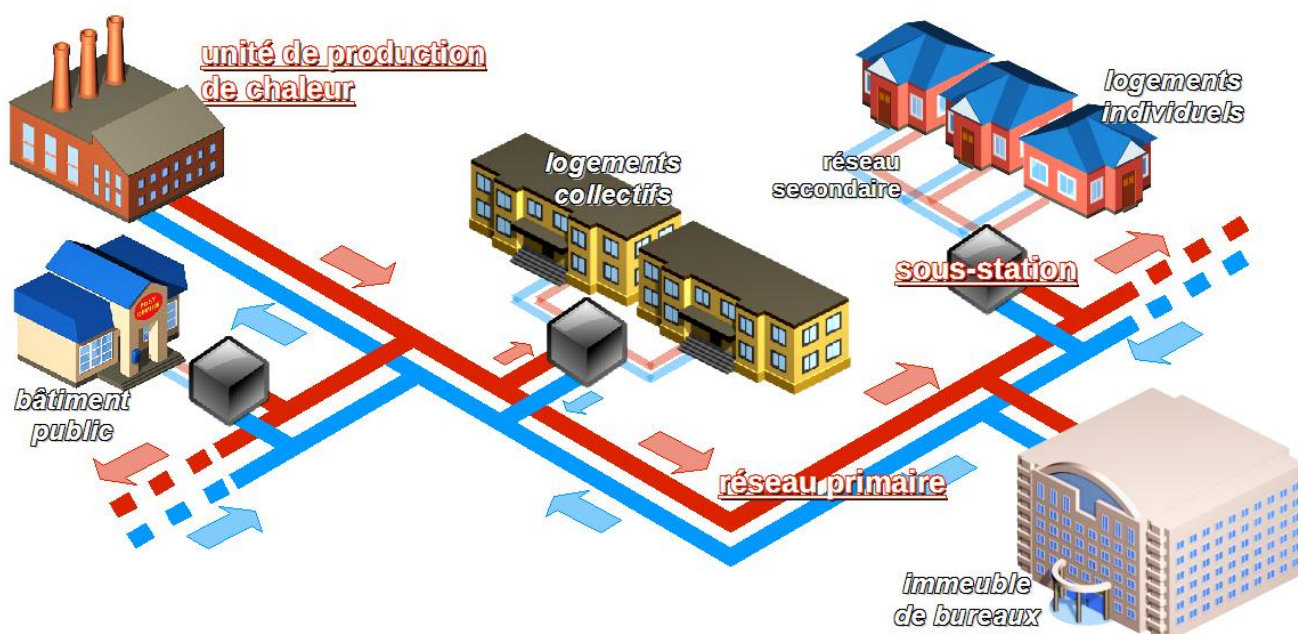


Figure 31. Constitution d'un réseau de chaleur (source CEREMA)

2.9.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

■ Moyens disponibles

Le réseau de l'Eurométropole de Metz géré par UEM est l'un des plus importants de France. Il représente aujourd'hui une longueur de 153 kilomètres couvrant une grande partie de la ville de Metz et en périphérie.

Alimenté depuis la centrale de Chambièrre qui produit de la chaleur en co-génération à haut rendement, le réseau dessert des habitations collectives ainsi que de nombreux bâtiments administratifs tertiaires ou industriels au moyen de canalisations doubles dans lesquelles circule une eau surchauffée. Grâce à l'utilisation de la vapeur issue de l'incinération des déchets ménagers et à sa centrale biomasse utilisant les ressources en bois locales, le réseau de chauffage urbain de l'Eurométropole est alimenté avec 66% d'énergie renouvelable et s'inscrit ainsi pleinement dans la transition énergétique.²² Il assure simultanément la production de chaleur et d'eau chaude sanitaire. En 2024, plus de 428 GWh de chaleur ont été livrés aux clients, soit l'équivalent de plus de 51 000 logements de type T3 alimentés.

Ce réseau de chaleur est présent à proximité de l'emprise du projet. Le PCAET reprend l'objectif du schéma directeur réseau de chaleur urbain (approuvé en 2021) de densifier et d'étendre le réseau de chaleur. Le raccordement est d'ailleurs obligatoire sur certains réseaux, pour tout bâtiment neuf ou renouvelant son installation de chauffage au-dessus d'une certaine puissance. D'après la carte France Chaleur Urbaine²³, qui permet de visualiser les périmètres de développement prioritaire des réseaux classés, une extension du RCU est bien prévue pour desservir le projet, sur le site du quartier Ranconval comme sur le quartier de l'Amphithéâtre.

²² Source : UEM

²³ <https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/carte?coord=6.1623288,49.1440874&zoom=15.98>

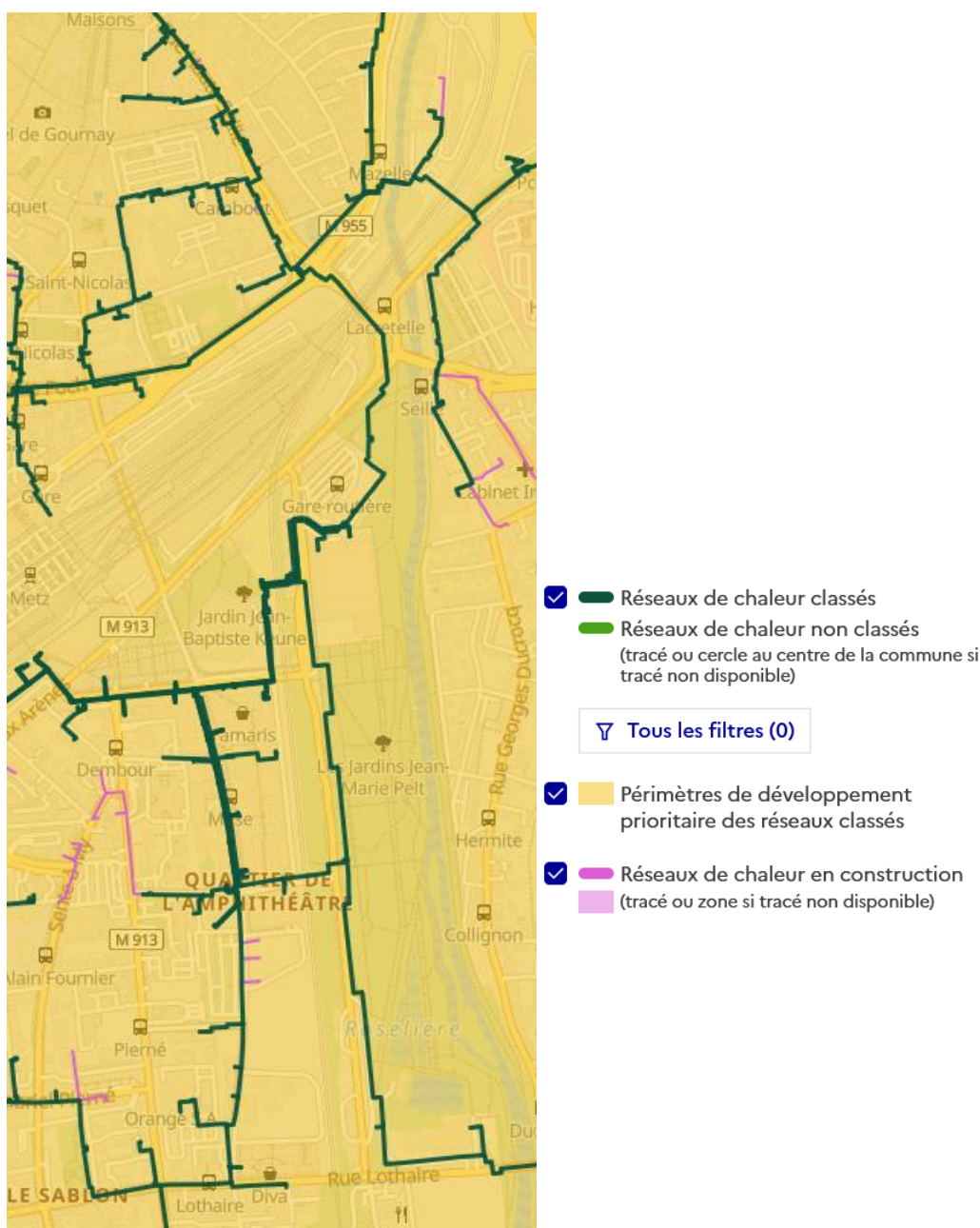


Figure 32. Tracé du RCU de Metz – source <https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr>

• Opportunités de création ou d'alimentation d'un réseau de chaleur à partir d'énergies de récupération

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

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

Certains process industriels utilisent beaucoup de chaleur, qui peut parfois être récupérée et valorisée à travers un réseau de chaleur.

Les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (hors sites spécialisés dans la production de chaleur et d'électricité comme les sites de dalkia et de l'UEM) déclarant une puissance de combustion, et donc produisant de la chaleur, ont été recensées aux abords (< 10km) du projet :

Société	Activité	Puissance combustion déclarée au titre des ICPE ²⁴	Commune	Distance ²⁵
UNION INVIVO	Agroalimentaire	11,77 MW	Metz	4,9 km

Tableau 14. Industriels potentiellement fournisseurs de chaleur fatale

La quantité d'énergie récupérable est une part de l'énergie consommée par l'industrie, et en fonction du secteur industriel, l'efficacité de la récupération est différente.

La récupération de cette chaleur fatale pourrait être valorisée dans le réseau de chaleur de Metz.

La station d'épuration de Metz, d'une capacité de 277 943 EH²⁶ est à étudier comme source de récupération de chaleur basse température : **Cela représente un potentiel de récupération de chaleur par l'exploitant de la station, qui pourrait ensuite alimenter un réseau de chaleur.**

²⁴ Source : <https://www.georisques.gouv.fr/risques/installations/donnees#/>

²⁵ Distance par la route : l'enfouissement de réseaux comportent de nombreuses contraintes à étudier au cas par cas.

²⁶ Source : <https://www.assainissement.developpement-durable.gouv.fr/PortailAC/data.php>

■ Aspects économiques

La mise en place d'un réseau de chaleur pose toujours une équation économique qui se distingue par un investissement élevé, plus élevé que pour la plupart des solutions individuelles ou décentralisées. Ce surinvestissement est compensé par des coûts de fonctionnement moindres et mieux maîtrisés (meilleurs rendements de production, énergie « primaire » et coûts d'exploitation moindres). C'est ainsi qu'en coût global, analysé sur la durée de vie des équipements, ces projets trouvent leur justification économique.

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

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

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

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

Usuellement, le seuil critique de rentabilité d'un réseau de chaleur est autour de 1,5MWh/ml de réseau.

Pour qu'un réseau de chaleur puisse être économiquement viable, il faut que la densité thermique ($densité = \frac{\text{Quantité de chaleur délivrée sur 1 an (MWh)}}{\text{Longueur de tranchée du réseau (m)}}$) soit au minimum de 1,5. Les réseaux les plus denses ont une densité supérieure à 8.

2.9.3 Potentiel de développement des réseaux de chaleur à l'échelle du projet

Il est bien prévu que le projet soit raccordé au Réseau de Chaleur Urbain de l'Eurométropole de Metz.

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

- Chaleur fatale,
- Biomasse (technologie éprouvée, production stable dans le temps, meilleur moyen de réduction des GES),
- Solaire thermique,
- Géothermie.

2.10 Synthèse

Énergies mobilisables	Vecteur énergétique	Commentaires	Potentiel de production	Coûts	Echelle	Type d'installation
Eolien	Electricité	Petit éolien : l'implantation de petites éoliennes (H<12m) est techniquement possible, mais leur pertinence à l'échelle des besoins n'est pas avérée. Envisageable en tant que démonstrateur de solutions innovantes.	Entre 0,5 et 9 MWh/an	De 8 000€ à 70 000€ pour un modèle de 20 kW	Bâtiment	Individuelle
		Grand éolien : Le potentiel pour le grand éolien est très limité du fait de l'urbanisation, des sensibilités écologiques, paysagères.	Environ 5 000 MWh/an pour une machine de 2,5 MW	Ordre de grandeur : 1,5 M€/MW installé	Quartier / Ville	Collectif
Solaire	Chaleur	Thermique : Cette solution semble être tout à fait pertinente pour la production d'ECS (Eau Chaude Sanitaire). Néanmoins, il est déjà prévu que le projet soit raccordé au RCU de Metz pour le chauffage et l'ECS.	Environ 800 kWh/m²/an	Entre 900 à 1 500€/m²	Bâtiment	Individuelle
					Quartier / Ville	Collectif
	Electricité	Photovoltaïque : Cette solution est envisageable sur le projet par la mise en place de capteurs photovoltaïques en toiture. La réflexion doit maintenant être réalisée à l'échelle de chaque ilot pour vérifier la faisabilité technique, ainsi que les parkings prévus.	130 kWh/m².an	De 2 300€/kW à 4 000€/kW	Bâtiment	Individuelle

Énergies mobilisables	Vecteur énergétique	Commentaires	Potentiel de production	Coûts	Echelle	Type d'installation
Géothermie	Chaleur	Une mise en œuvre adaptée sur l'ensemble du projet. Néanmoins, il est déjà prévu que le projet soit raccordé au RCU de Metz pour le chauffage et l'ECS.	Potentiel incertain	Entre 350 et 600€/kW	Bâtiment	Individuelle
Aérothermie	Chaleur	Dispositif adapté au projet d'aménagement dans le cadre d'une production de chaleur individuelle. Néanmoins, il est déjà prévu que le projet soit raccordé au RCU de Metz pour le chauffage et l'ECS.	Potentiel fort		Bâtiment	Individuelle
Marine	Electricité	Pas de possibilité sur le site			Quartier/Ville	Collective
Hydraulique	Electricité	Pas de possibilité sur le site			Quartier/Ville	Collective
Biomasse bois énergie	Chaleur	Potentiel de développement fort. Néanmoins, il est déjà prévu que le projet soit raccordé au RCU de Metz pour le chauffage et l'ECS.	Potentiel fort	Les coûts initiaux d'investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d'investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz)	Bâtiment	Individuelle
					Quartier/Ville	Collective
Biomasse méthanisation	Chaleur / Electricité	Potentiel de développement fort.	Potentiel fort	De 230 à 535€ /kW	Quartier/Ville	Collective
Biogaz, gaz de récupération	Chaleur / Electricité	Ces sources d'énergies fatales sont valorisables pour alimenter un réseau de chaleur reliant les producteurs et les consommateurs du projet.	26 MW	500 à 900 €/ml de réseau	Quartier/Ville	Collective
Chaleur fatale	Chaleur				Bâtiment	Individuelle
Chaleur des eaux usées						
Réseau de chaleur	Chaleur	Il est déjà prévu que le projet soit raccordé au RCU de Metz pour le chauffage et l'ECS.		112 €TTC/MWh	Quartier/Ville	Collective

Tableau 15. Synthèse des gisements pour le projet

2.11 Pistes à étudier pour le projet

Plusieurs options sont à approfondir par l'**Eurométropole de Metz**, en fonction de l'échelle des projets :

- A l'échelle de chaque bâtiment :
 - Consommation de chaleur via le RCU de Metz,
 - Production d'électricité via le solaire photovoltaïque,
- A l'échelle du projet, avec la création de réseaux privés :
 - Production d'électricité via le solaire photovoltaïque,
- A l'échelle du quartier/ de la ville, en coopération avec d'autres acteurs, avec la création de réseaux :
 - Augmentation du taux d'EnR&R dans le RCU de Metz.

CHAPITRE 3. COUVERTURE DES BESOINS DU PROJET

3.1 Estimation des besoins

3.1.1 Hypothèses

L'indicateur sur les consommations énergétiques Cep comptabilise la quantité d'énergie nécessaire pour couvrir les besoins du bâtiment, en énergie primaire. Un nouvel indicateur a été créé, le Cep_{nr}, sur la consommation en énergie primaire non renouvelable. Cette nouveauté incite à recourir aux énergies renouvelables.

Pour être réglementaire, les valeurs de Cep_{nr} et de Cep ne doivent pas dépasser les valeurs suivantes²⁷ :

Usage de la partie de bâtiment	Valeur de Cep _{nr_maxmoyen}	Valeur de Cep_maxmoyen
Maisons individuelles ou accolées	55 kWhép/(m ² .an)	75 kWhép/(m ² .an)
Logements collectifs	70 kWhép/(m ² .an)	85 kWhép/(m ² .an)
Bureaux	75 kWhép/(m ² .an)	85 kWhép/(m ² .an)
Enseignement primaire	65 kWhép/(m ² .an)	72 kWhép/(m ² .an)
Enseignement secondaire	63 kWhép/(m ² .an)	72 kWhép/(m ² .an)

3.1.2 Les postes de consommation du projet

Le projet est constitué des éléments suivants²⁸ :

- 101 083 m² de logements collectifs,
- 8 029 m² d'activités tertiaires,
- 16 002 m² d'équipements.

La consommation d'énergie primaire annuelle pour le projet est de l'ordre de 8 878 MWh/an s'il n'y a pas de recours aux énergies renouvelables, ou 10 635 MWh/an s'il y a un recours aux énergies renouvelables.

De plus, dans le cadre de l'électrification progressive des véhicules particuliers, et des obligations réglementaires d'équipements en infrastructures de recharge pour les parkings, le projet devra aussi fournir de l'électricité spécifiquement pour la recharge des véhicules. Ce besoin n'a pas été estimé dans la présente étude.

²⁷ Ces valeurs peuvent être modulées pour prendre en compte les contraintes de chaque bâtiment (zone géographique, présence de combles, surface moyenne des logements, surface du bâtiment, ...). Cette modulation n'est pas réalisée à ce stade du projet.

²⁸ Ces éléments sont ceux restant à réaliser sur le site 2, l'extension du site 2 et sur le quartier de Ranconval

3.2 Couverture des besoins

3.2.1 Les équivalents en production d'énergie renouvelable sur le site

Certains systèmes de production d'énergie, notamment les solaires, sont dimensionnés par la surface d'implantation disponible des panneaux : près de 93 000 m² de panneaux photovoltaïques seraient nécessaires pour couvrir les besoins en énergie primaire du projet.

Il est évoqué de végétaliser les toitures ou de les utiliser pour de la production photovoltaïque.

Il serait intéressant d'étudier plus précisément la possibilité d'implanter des panneaux photovoltaïques sur la toiture des différents bâtiments. Cela couvrirait une part des besoins des logements et des activités tertiaires, ainsi qu'une part non estimée des besoins des véhicules.

3.2.2 Raccordement à un réseau de chaleur

Il est prévu que le projet soit raccordé au réseau de chaleur urbain de Metz pour couvrir tous les besoins en chaleur (eau chaude sanitaire et chauffage).

Un réseau de chaleur semble déjà alimenter le site 3 Ranconval. Il est à prendre en compte.

3.3 Autres préconisations

Afin de réduire les besoins énergétiques du projet, il conviendrait de :

- Développer des bâtiments économes notamment par les **principes architecturaux bioclimatiques**, la compacité des bâtiments, les murs solaires et les ouvertures vitrées pour favoriser les apports passifs, mais aussi avec de l'ombrage pour créer une climatisation naturelle,
- Garantir l'efficacité des bâtiments par des tests de performance à l'issue des constructions (perméabilité...) ou l'obligation d'une garantie sur le résultat thermique dans le cadre des marchés de travaux,
- Intégrer des **solutions techniques économes** concernant les utilités (éclairage, chauffage, production de vapeur, production de froid),
- Intégrer des moyens de production d'énergie sur le projet, en privilégiant **le solaire photovoltaïque**.