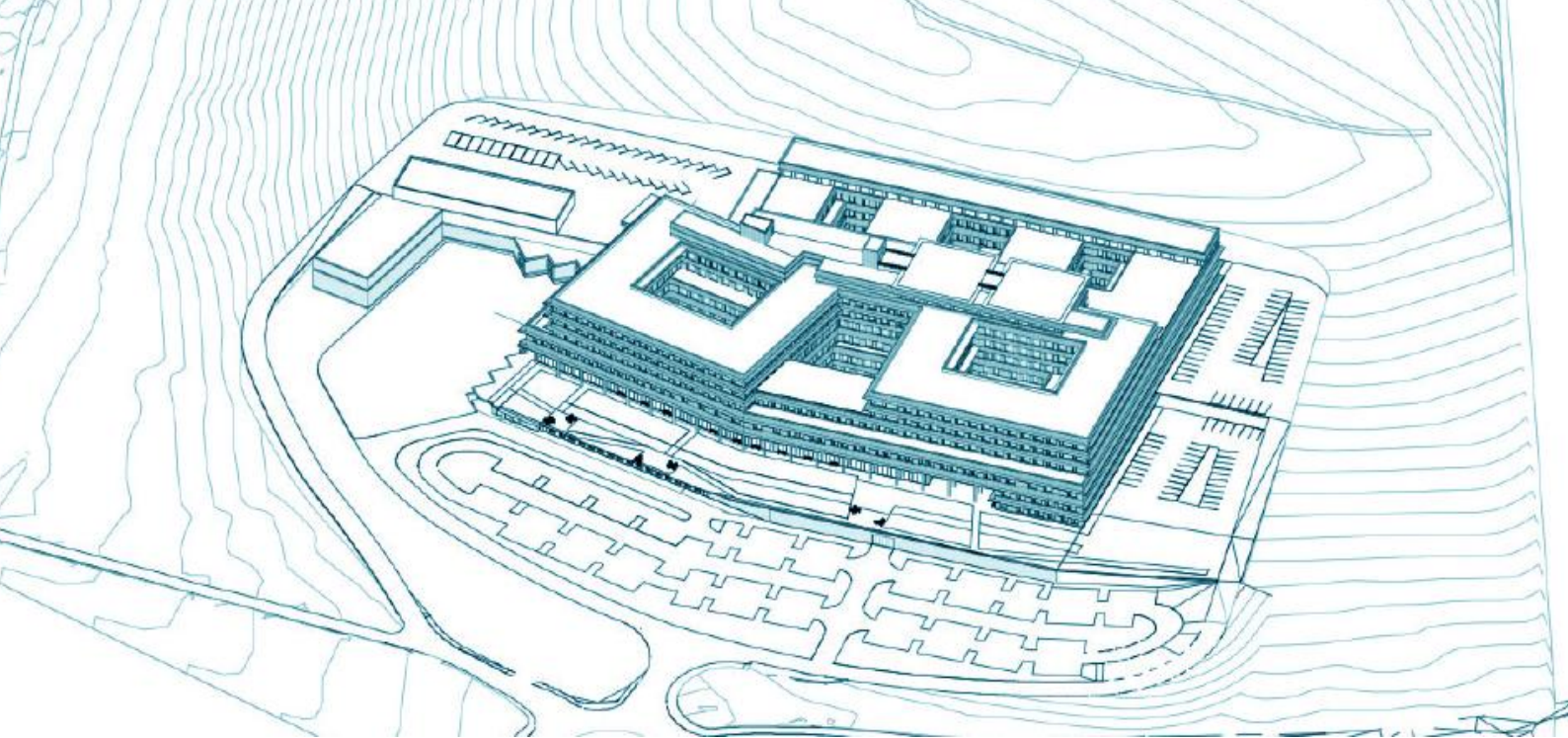




Projet d'aménagement Hôpital Tarbes-Lourdes

Etude de faisabilité des approvisionnements en énergie renouvelable et de récupération

RAPPORT



Projet d’aménagement Hôpital Tarbes-Lourdes
Etude de faisabilité des approvisionnements en énergie renouvelable et de récupération

Rapport

V0	12/2024	Nagham DUHAINI	Aurélie FARON		
V1	11/2025	Aurélie FARON			
INDICE	DATE DE REVISION	REDACTEUR*	VERIFICATEUR*	APPROBATEUR- (SI EXIGENCE)	DESCRIPTION DES MODIFICATIONS

SOMMAIRE

A.	INTRODUCTION	4
1.	RAPPEL DES OBJECTIFS	5
2.	RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES	5
	Clés de lecture.....	5
B.	PHASE I : DIAGNOSTIC ET BESOINS	6
3.	ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGETIQUE	7
3.1.	<i>Méthodologie et hypothèses</i>	7
3.1.1.	Rappel du programme de construction	7
3.1.2.	Hypothèses et calculs des besoins énergétiques.....	8
	Zoom sur les surfaces de référence : SHAB et SU	9
3.2.	<i>RE2020 et indicateurs de performances énergétiques</i>	11
	Zoom sur le calcul des seuils maximaux des indicateurs	12
	Zoom sur le calcul des indicateurs réels	13
4.	PASSAGE EN REVUE DES DIFFERENTS GISEMENTS ENERGETIQUES.....	14
4.1.	<i>Energie géothermale</i>	14
4.1.1.	Généralités.....	14
4.1.2.	Aspects réglementaires	15
4.1.3.	Géothermie sur nappe.....	17
4.1.4.	Géothermie sur sonde verticale.....	19
4.1.5.	Conclusions sur le potentiel de la géothermie.....	19
4.2.	<i>Energie biomasse</i>	19
4.2.1.	Généralités.....	19
4.2.2.	Bois énergie	20
4.2.3.	Biomasse agricole	21
4.2.4.	Biogaz.....	22
4.2.4.1.	Valorisation des déchets.....	23
4.2.4.2.	Valorisation des boues de STEP	23
4.3.	<i>Energie éolienne</i>	23
4.3.1.	Généralités.....	23
4.3.2.	Grand éolien	23
4.3.3.	Moyen et petit éolien	24
4.4.	<i>Hydroélectricité</i>	25
4.5.	<i>Energie solaire</i>	26
4.5.1.	Potentiel solaire	26
4.5.2.	Solaire photovoltaïque (PV)	27
4.5.3.	Solaire thermique	28
4.6.	<i>Raccordement réseau chaleur existant</i>	28
4.7.	<i>Récupération</i>	29
4.7.1.	Eaux usées	29
4.7.2.	Unité de valorisation énergétique	29
4.7.3.	Chaleur fatale.....	30
5.	COMPARAISON ET SELECTION D'ENR	32
C.	PHASE II : POTENTIELS MAXIMAUX ET SCENARI	33
1.	ANALYSE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION	38
1.1.	<i>Génération décentralisée d'électricité par effet photovoltaïque</i>	38
1.1.1.	Comptabilisation des surfaces disponibles en toiture	38
1.1.2.	Montages opérationnels possibles	38
	Zoom sur l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021	39
	Zoom sur les critères généraux d'implantation	39

Rapport

PROJET D'AMENAGEMENT HOPITAL TARBES-LOURDES

Zoom sur l'autoconsommation	40
Zoom sur la loi d'accélération des énergies renouvelables	41
1.1.3. Hypothèses économiques.....	42
1.1.4. Potentiel technique	42
1.2. <i>Génération de la chaleur à partir de la ressource solaire (thermique)</i>	44
1.2.1. Gisement.....	44
1.2.2. Hypothèses économiques.....	44
1.2.3. Potentiel technique	44
1.3. <i>PAC géothermique sur champs de sonde</i>	46
1.3.1. Gisement.....	46
1.3.2. Hypothèses économiques.....	46
1.3.3. Potentiel technique	46
1.4. <i>Le bois énergie</i>	48
1.4.1. Limites.....	48
1.4.2. Hypothèses économiques.....	48
1.5. <i>PAC aérothermiques</i>	50
1.5.1. Gisement.....	50
1.5.2. Hypothèses économiques.....	50
1.5.3. Potentiel technique	51
2. ELABORATION DE SCENARI INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES	53
2.1. <i>Hypothèses générales</i>	53
2.1.1. Recours aux « énergies traditionnelles » pour l'appoint	53
2.1.2. Hypothèses économiques des scénarios énergétiques	53
2.1.3. Hypothèses environnementales	54
2.1.4. Interprétation des résultats concernant la projection du taux de couverture énergétique de la zone	54
2.2. <i>Scénario n°1 : Bois énergie + PAC aérothermique + PV</i>	54
2.2.1. Description du scénario	54
2.2.2. Résultats	55
2.3. <i>Scénario n°2 : Bois énergie + géothermie sur sonde + PV</i>	56
2.3.1. Description du scénario	56
2.3.2. Résultats	56
2.4. <i>Scénario n°3 : PAC aérothermiques + solaire thermique + PV</i>	57
2.4.1. Description du scénario	57
2.4.2. Résultats	58
2.5. <i>Comparaison des scénarios et conclusions</i>	59
2.5.1. Critère technique	60
2.5.2. Critère économique	62
2.5.3. Critère environnemental	63
2.5.4. Récapitulatif	64
2.6. <i>Limites et points de vigilance</i>	65
3. CONCLUSION ET SUITES	66
ANNEXE A DETAIL DES CRITERES DE NOTATION POUR LA COMPARAISON DES SCENARIOS	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE B DETAIL DES NIVEAUX DE NOTATION DES CRITERES QUALITATIFS	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.



A. INTRODUCTION

1. RAPPEL DES OBJECTIFS

L'objectif de la présente mission est de définir la stratégie énergétique de la zone d'aménagement de l'hôpital du Groupe Hospitalier Tarbes-Lourdes.

- En fonction des évolutions réglementaires et des projets à l'échelle du territoire, analyser les différentes solutions de desserte énergétique pour répondre aux besoins énergétiques des logements et équipements.
- Définir une stratégie énergétique favorisant l'efficacité énergétique, ainsi que la production d'énergie renouvelable localement et l'autoconsommation à l'échelle du quartier et ses modalités de mise en œuvre.

L'étude est menée selon deux phases principales :

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

2. RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES

- Documents bibliographiques territoriaux :
 - Schéma Régional d'Aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires SRADDET de la Région Occitanie, Décembre 2019 : Diagnostic et tendances à horizon
 - Les chiffres clés de l'énergie et des gaz à effet de serre en Occitanie / Pyrénées-Méditerranée, édition 2022, Observatoire Régional Climat Energie Occitanie
 - Schéma Régional Biomasse de la Région Occitanie, septembre 2019
 - Outil d'aide à la décision en matière de géothermie très basse et basse énergie en région Aquitaine, Atlas du potentiel géothermique des aquifères, BRGM, mars 2011
- Documents projet :
 - Notice environnementale, reconstruction des hôpitaux de Tarbes et de Lourdes sur le site de Lanne, phase APS, avril 2023
 - Etude comparative des solutions de production de chauffage, groupe Hospitalier Tarbes-Lourdes, Otès, Inddigo, 2021

Clés de lecture

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

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



B. PHASE I : DIAGNOSTIC ET BESOINS

3. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGETIQUE

3.1. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES

3.1.1. Rappel du programme de construction

La programmation utilisée pour mener cette étude est la dernière connue à la date de ce rapport. Les éléments de programmation sont présentés dans le tableau ci-dessous et ont été transmis en novembre 2024.

Activités / usages	Neuf / existant	Surface terrain lots à bâtir (m²)	Surface bâtiment au sol (m²)	Surface de plancher (m²)	Typologie toiture	Surface toitures brutes (m²)	Nombre de niveaux
Santé (partie nuit)	neuf	94 934 m²	21 006 m²	15281	terrasse	18 786 m²	8 niveaux
Santé (partie jour)	neuf			10304			
parking	neuf			3850			
autres usages	neuf			17190			
autres usages	neuf			8429			
tertiaire général (par défaut)	neuf			4238			
autres usages	neuf			6539			
bâtiments collectifs d'habitation	neuf	6 012 m²	6 012 m²	938	Terrasse	5 143 m²	6 niveaux
tertiaire général (par défaut)	neuf			970			
autres usages	neuf			131			
parking	neuf			16923			

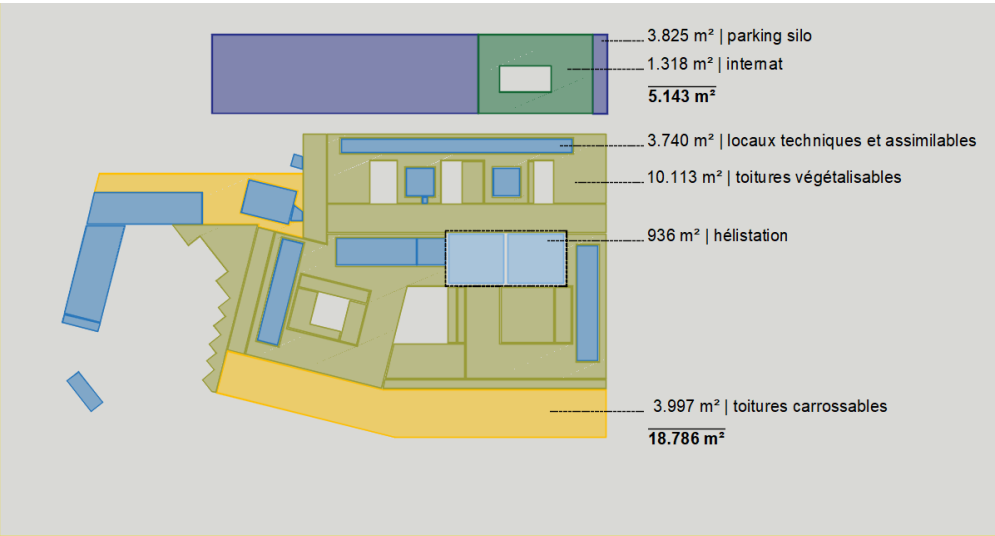


Figure 1 Plan prévisionnel de la zone d'étude, novembre 2024

3.1.2. Hypothèses et calculs des besoins énergétiques

Les besoins énergétiques du projet sont calculés à partir d'une base de données de ratios en kWh_{ef}/(m_{ref}².an) selon la zone géographique, la typologie des bâtiments et la nature des besoins considérés. La base de ratios est majoritairement issue de retours d'expérience internes d'Artelia, complétés par ceux de l'expérience nationale E+C- du collectif EFFINERGIE et par les ratios de la méthode TB-CBE, la méthode de calcul de la Règlementation Environnementale et Énergétique 2020 (RE2020).

Les besoins pris en compte dans le calcul de cette étude sont divers :

- Le besoin en chauffage, calculé sur la période d'hiver pour une température intérieure de référence T_{ch} = 19°C ;
- Le besoin en Eau Chaude Sanitaire (ECS) ;
- Le besoin en climatisation, calculé sur la période d'été pour une température intérieure de référence T_{ref} = 26°C ;
- Le besoin en éclairage à l'intérieur des bâtiments ;
- Le besoin en électricité pour les auxiliaires (ventilation ...) ;
- Les besoins dus à la « mobilité » : consommations électriques associées aux déplacements internes des occupants (ascenseurs ou escalators), éclairage et ventilation des parties communes et éventuels parkings ;
- Le besoin en électricité pour l'électricité spécifique, qui regroupe les appareils électroménagers et appareils audiovisuels et informatiques ;
- Le besoin de recharge de véhicules électriques (VE) sur des Infrastructures de Recharge de Véhicules Électriques (IRVE), basé sur la puissance minimale réglementaire à raccorder ;
- Le besoin en éclairage public, sur une hypothèse de durée d'allumage économique de 1400h/an, d'une distance de 25m entre chaque mât d'éclairage et d'une puissance de 60W/mât.

Le choix de considérer les besoins en énergie finale a été fait pour approcher le mieux possible les futurs besoins réels de la zone. En effet les ratios obtenus sont beaucoup plus réalistes que des ratios conventionnels en énergie primaire car ils sont obtenus à partir de relevés de consommation réelle effectués sur les bâtiments. Cela permet de prendre en compte les habitudes et comportements des usagers, qui exercent une grande influence sur les besoins finaux de la zone.

Zoom sur les surfaces de référence : SHAB et SU

Les surfaces de référence utilisées afin de calculer les besoins énergétiques sont celles définies dans la RE2020, à savoir :

- a. Pour le résidentiel : la surface habitable (SHAB) ;
- b. Pour le tertiaire : la surface utile (SU).

La SHAB est égale à la surface de plancher construite si on lui soustrait :

- Surfaces occupées par les murs, cloisons, marches et cages d'escaliers, gaines, embrasures de portes et de fenêtres ;
- Combles et sous-sols non aménageables ou aménageables et non aménagés ;
- Locaux communs et autres dépendances des logements ;
- Parties d'une hauteur inférieure à 1,8 m ;
- Toitures-terrasses, balcons, vérandas non chauffées ;
- Surfaces aménagées en vue du stationnement des véhicules.

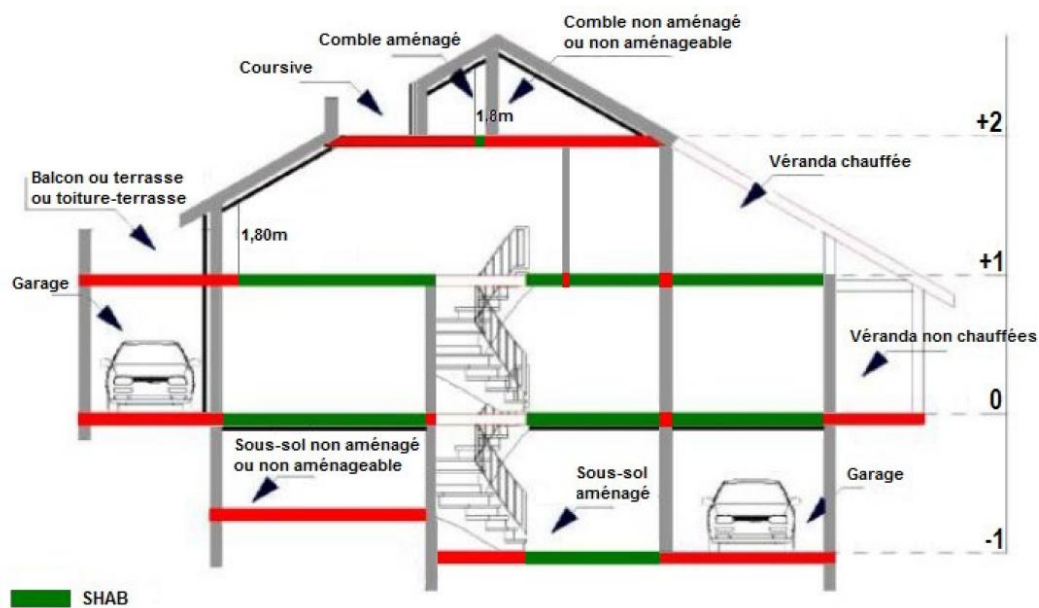


Figure 2 Représentation de la SHAB (source : CEREMA, 2021)

La SU au sens de la RE 2020 est déterminée de manière similaire à la SHAB ci-dessus mais pour les usages non résidentiels. On peut noter les éléments suivants :

- la surface de plancher à considérer en utilisation normale : il s'agit de celle chauffée à une température supérieure à 12 °C ou refroidie à une température inférieure à 30 °C (cela exclu les garages par exemple) ;
- la déduction des poteaux et des locaux techniques exclusivement affectés au fonctionnement général du bâtiment et à occupation passagère.

Les hypothèses retenues pour déterminer les surfaces de référence des bâtiments sont les suivantes :

- Pour les bâtiments résidentiels : SHAB = 90% de la SDP
- Pour les autres bâtiments : SU = 80% de la SU

Une fois les surfaces de référence renseignées, on obtient le bilan des besoins énergétiques annuels de la zone pour chaque usage et chaque type de bâtiments :

		Récapitulatif des besoins MWhef/an								
Secteur	Surface de référence RE2020	Chauffage	ECS	Climatisation	Eclairage	Auxiliaire	Mobilité (éclairage parking, ascenseur ...)	Electricité spécifique	IRVE	Total
Activités tertiaires	9 502 m²	209	24	232	62	64	29	143	0	763
Logements et assimilés	844 m²	25	17	4	1	2	2	17	0	69
Pôle médical	40 963 m²	1389	285	313	431	167	172	573	0	3 331
Parking	16 618 m²						70		82	152
Eclairage public					7					7
TOTAL	67 928 m²	1 624	326	548	501	233	273	733	82	4 321

Tableau 1 - Récapitulatifs des besoins énergétiques

Besoins énergétiques de la zone en énergie finale Répartition par secteur

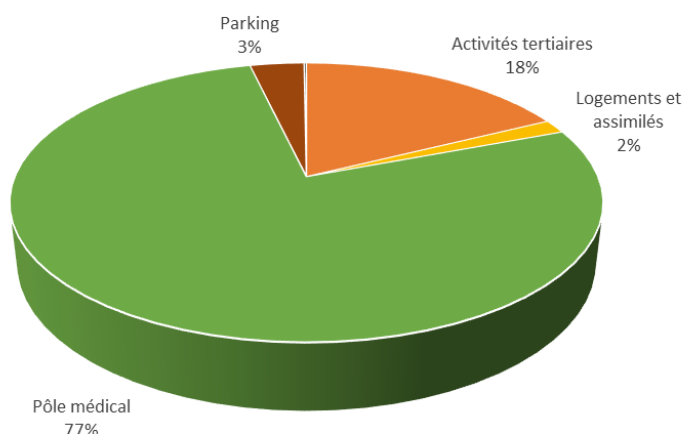


Figure 3 Besoins énergétiques de la zone en énergie finale, répartition par secteur

Les besoins proviennent essentiellement des espaces médicaux, puis des espaces réservés aux bureaux et circulation. En effet, dans la programmation actuelle, 40 963 m² sont alloués au pôle médical, soit 60% de la surface programmatique de 67 928 m².

On remarque également que l'éclairage public, calculé pour un linéaire de 2111 m, représente moins d'1% des besoins énergétiques de la zone. Cependant, l'éclairage public doit tout de même faire l'objet d'une attention particulière lors de la conception de la zone étant donné son impact sur différents aspects allant au-delà de la consommation énergétique : tel que l'impact sur la biodiversité, sur l'occupation de la voirie, etc.

Le graphe ci-contre permet de visualiser la répartition des besoins suivant les usages : les besoins en électricité sont très importants dans les bâtiments envisagés du projet (42%). Étant donné que la majorité des lots considérés sont dédiés au pôle médical, les besoins d'apport énergétique en électricité spécifique et en éclairage sont importants.

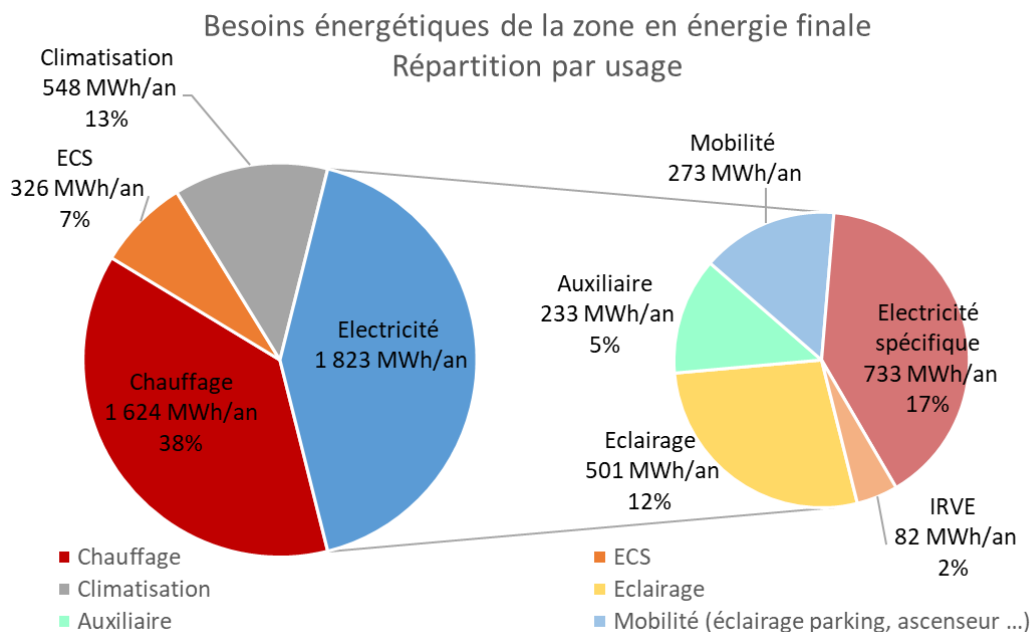


Figure 4 Besoins énergétiques de la zone en énergie finale, répartition par usage

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

Avertissement :

Les hypothèses de conception prises sont plutôt prudentes, cependant ces résultats sont à prendre avec précaution : cette projection reste indicative, les besoins des futurs preneurs peuvent entraîner des modifications de surfaces et éventuellement de répartition des usages. Des changements significatifs pourraient nécessiter une mise à jour de la stratégie énergétique présentée ici.

Pour la diffusion des énergies renouvelables, suivant les propriétés futures des bâtiments, il peut être plus ou moins évident de mener des actions de mise en œuvre d'énergies renouvelables (exemple : type de toiture pour installation de panneaux solaires photovoltaïque ou thermique ...).

En améliorant la conception des bâtiments, une réduction significative des besoins en chauffage peut être obtenue. L'enjeu majeur dans les bâtiments à enveloppe thermique performante n'est alors plus le chauffage mais l'électricité spécifique.

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

3.2. RE2020 ET INDICATEURS DE PERFORMANCES ENERGETIQUES

L'ensemble des bâtiments neufs de la zone doit répondre aux exigences de la nouvelle réglementation énergétique et environnementale (RE2020). La RE2020 s'inscrit dans la trajectoire de la Stratégie Nationale Bas-Carbone et la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, en limitant la consommation d'énergie globale, d'énergie non renouvelable et d'énergie carbonée au travers de plusieurs indicateurs soumis à des seuils maximaux à ne pas dépasser. Le calcul des indicateurs ainsi que de leur seuil maximal sont détaillés dans l'Article R111-20 du Code de la construction et de

l'habitation. Ces indicateurs sont calculés sur les consommations de six usages de l'énergie : chauffage, climatisation, ECS, éclairage, auxiliaire et mobilité.

Il y a trois indicateurs énergétiques :

- 1) Le Cep (Coefficient d'énergie primaire) en kWhep/(m² de Sref.an), déjà présent dans la RT2012
- 2) Le Cep,nr (Coefficient d'énergie primaire non renouvelable) en kWhep/(m² de Sref.an)
- 3) L'Ic_{énergie} (Impact carbone de l'énergie) : ce nouvel indicateur évalue l'impact sur le changement climatique de la consommation des énergies pendant l'utilisation du bâtiment sur 50 ans (mesuré en kg de CO₂ équivalent émis dans l'environnement par m²) utilisés pour couvrir les consommations du bâtiment.

Zoom sur le calcul des seuils maximaux des indicateurs

Chacun des trois indicateurs possède un seuil maximal défini par :

$$\begin{aligned}Cep_{max} &= Cep_{max,moyen} * (1 + Mc_{geo} + Mc_{comble} + Mc_{surf_{moy}} + Mc_{surf_{tot}} + Mc_{cat}) \\Cep_{max} &= Cep_{max,moyen} * (1 + Mc_{geo} + Mc_{comble} + Mc_{surf_{moy}} + Mc_{surf_{tot}} + Mc_{cat}) \\Ic_{energie_{max}} &= Ic_{energie_{max,moyen}} * (1 + Mc_{geo} + Mc_{comble} + Mc_{surf_{moy}} + Mc_{surf_{tot}} + Mc_{cat})\end{aligned}$$

Avec :

- Mc_{geo} , Mc_{comble} , $Mc_{surf_{moy}}$, $Mc_{surf_{tot}}$ et Mc_{cat} des coefficients sans unité dépendant de la zone géographique du projet, de son altitude, des surfaces des différents bâtiments et du type de bâtiment,
- $Cep_{max,moyen}$ et $Cep_{max,moyen}$ des ratios en kWhep/(m².an) définis pour chaque type de bâtiment,
- $Ic_{energie_{max,moyen}}$ un ratio en kgCO₂/m² représentant les émissions de CO₂ dues à la consommation d'énergie du bâtiment sur 50 ans (durée de vie moyenne d'un bâtiment), défini selon le type de bâtiment, son année de construction et son mode de chauffage (réseau de chaleur ou non).

Puis on multiplie par la surface du bâtiment pour avoir ses valeurs maximales autorisées.

Avertissement :

Les seuils RE2020 de plusieurs typologies sont, à la date du présent rapport, encore en cours de finalisation.

Les seuils maximaux proposés ci-dessous pour les blocs médicaux ne sont donc pas les seuils finalisés, mais proviennent des travaux de concertation sur les exigences RE2020 de novembre 2024 sur les typologies « Etablissements de santé (partie jour et nuit) et EHPAD » (source : <https://rt-re-batiment.developpement-durable.gouv.fr/definition-des-exigences-re2020-applicables-a-de-a702.html>). Ces seuils peuvent encore évoluer tant que la publication finale des catégories au sein de la RE2020 n'est pas diffusée.

A partir des informations sur le projet (zone géographique, surfaces et typologie des bâtiments ...), les seuils maximaux sont ainsi calculés. On en déduit les totaux que la zone ne doit pas dépasser en consommation annuelle d'énergie primaire, consommation annuelle d'énergie primaire non renouvelable et enfin en émission de CO₂ sur 50 ans dus à la consommation d'énergie :

Typologie de bâtiments	Seuils maximaux calculés			
	Cep max*Srt [MWh/an]	Cep,nr max*Srt [MWh/an]	Icénergiemax*Srt si RDC [tCO2]	Icénergiemax*Srt sinon [tCO2]
logements collectifs	60	50	227	184
bureaux	751	662	1 766	1 766
santé	9577	7 983	11 660	34 530
TOTAL	10 388	8 695	13 653	36 480

Tableau 2 - Seuils maximaux des indicateurs de la RE2020

Zoom sur le calcul des indicateurs réels

Ensuite lorsque les scénarios auront été élaborés et que toutes les consommations auront été calculées, les valeurs réelles de ces indicateurs sont calculées par ces formules :

$$Cep = \sum_i Conso_{\text{énergie}_i} * coeff_i$$

$$Cep,nr = \sum_j Conso_{\text{énergie}_j} * coeff_j$$

$$Ic_{\text{énergie}} = \sum_k Conso_{\text{énergie}_k} * facteur_{\text{émission}_k} * 0,8 * 50$$

Avec :

- $Conso_{\text{énergie}_i}$ et $Conso_{\text{énergie}_j}$ en kWh_{ep}/(m².an),
- $coeff_i$ et $coeff_j$ correspondent aux coefficients énergie primaire→énergie finale ci-dessous
- $Conso_{\text{énergie}_k}$ en kWh_{ef}/(m².an),
- $facteur_{\text{émission}_k}$ en kgeqCO2/kWh_{ef} en PCI, définis dans l'Article R111-20 pour chaque type d'énergie,
- 0,8 un coefficient de pondération des émissions de CO2 pour prendre en compte l'évolution des facteurs d'émission au cours des 50 ans de vie du bâtiment.

	Cep <i>coeff_i</i>	Cep,nr <i>coeff_j</i>
Electricité du réseau	2,3	2,3
Gaz	1	1
Bois énergie	1	0
Energie renouvelable captée sur la parcelle et consommée	0	0
RDC	1	1 - % renouvelable du réseau

Tableau 3 - Coefficients énergie finale → énergie primaire de la RE2020

Ainsi pour chaque scénario ces valeurs varient, selon les types d'énergie et de technologies utilisés. Il s'agit alors de les comparer avec les valeurs maximales définies au-dessus, afin de vérifier s'ils répondent bien aux exigences de la RE2020. Dans le cas contraire il faut changer le mix énergétique du scénario.

4. PASSAGE EN REVUE DES DIFFERENTS GISEMENTS ENERGETIQUES

Cette partie présente les ressources en énergies renouvelables de la zone de projet. Certaines énergies ont été présélectionnées, et d'autres ont d'ores et déjà été écartées. Sont ainsi étudiées dans la suite du présent rapport :

- ✓ **Ressource géothermale ;**
- ✓ **Ressource solaire photovoltaïque et thermique (ensoleillement moyen annuel) ;**
- ✓ **Ressources biomasse : bois-énergie, biogaz ;**
- ✓ **Ressource éolienne terrestre ;**
- ✓ **Ressource hydraulique ;**
- ✓ **Récupération d'eaux usées, chaleur fatale ;**

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

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

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

4.1. ENERGIE GEOTHERMALE

4.1.1. Généralités

On distingue en géothermie :

- La géothermie haute énergie (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- La géothermie moyenne énergie (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.

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

- La géothermie basse énergie (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- La géothermie très basse énergie (température inférieure à 30°C) : elle concerne l'exploitation des aquifères peu profonds et de l'énergie naturellement présente dans le sous-sol à quelques dizaines, voire quelques centaines de mètres. Il s'agit de nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permettent la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment). On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :
 - La géothermie sur nappe, qui consiste à pomper l'eau de la nappe souterraine pour en extraire les calories dans la pompe à chaleur, puis à la réinjecter dans la nappe (circuit ou échangeur ouvert),
 - La géothermie sur sondes sèches, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit ou échangeur fermé), puis à en extraire la chaleur.

La géothermie très basse énergie est la plus simple à mettre en place en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.). Il est à noter que le recours à ce type de géothermie peut fournir de la chaleur mais aussi un rafraîchissement direct (géocooling) ou une climatisation (via une pompe à chaleur) pendant la période estivale.

Selon les objectifs du SRADDET, la production d'énergie à partir des pompes à chaleur géothermique devrait être de l'ordre de 4 TWh en 2040, alors que la géothermie haute température augmenterait d'un facteur 10 d'ici 2040. Selon les données disponibles sur la plateforme TERRISTORY, à l'échelle de la CA Tarbes-Lourdes, il n'y a pas de production ENR géothermale enregistrée à l'échelle de l'EPCI pour 2021.

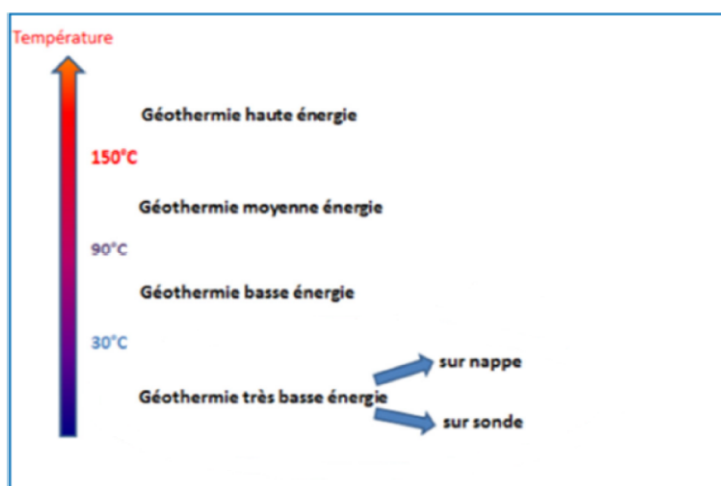


Figure 5 Schématisation des différentes pratiques de la géothermie

4.1.2. Aspects réglementaires

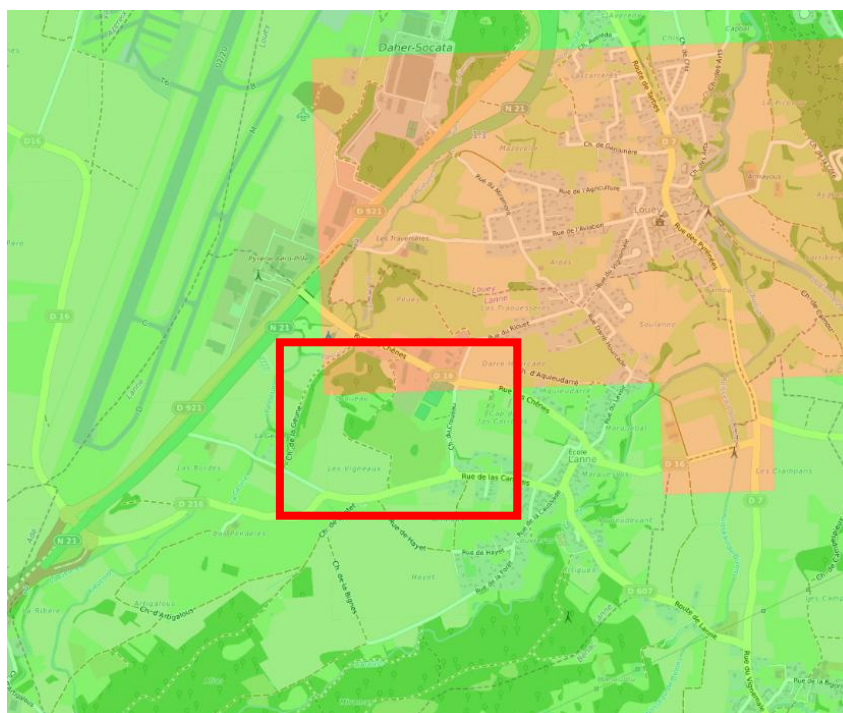
D'un point de vue réglementaire, le nouveau code minier définit les activités ou installations de géothermie dites de minime importance (GMI) qui n'ont pas d'incidence significative sur l'environnement et il en élargit le périmètre. Le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 qui définit et régit les activités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

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

- Des zones ne présentant pas de risques, dites vertes ;

- Des zones dans lesquelles, en l'absence de connaissances suffisantes des risques ou compte-tenu de risques déjà identifiés, il doit être joint à la déclaration l'attestation d'un expert agréé, qui garantit l'absence de risques graves du projet ;
- Des zones à risque significatif dans lesquelles les ouvrages de géothermie ne pourront pas être considérés de minime importance, dites zones rouges. Dans ces zones, un projet ne pourra être réalisé qu'après autorisation complète de l'installation au titre du code Minier.

L'éligibilité à la géothermie de minime importance pour cette zone d'aménagement est représentée sur la carte ci-dessous, issue de la cartographie BRGM disponible sur geothermies.fr :



ZONES RÉGLEMENTAIRES GMI SUR ÉCHANGEUR FERMÉ (SONDE) DE 10 À 50 M	ZONES RÉGLEMENTAIRES GMI SUR ÉCHANGEUR OUVERT (NAPPE) DE 10 À 50 M
Non éligible à la GMI	Non éligible à la GMI
Éligible à la GMI avec avis d'expert	Éligible à la GMI avec avis d'expert
Éligible à la GMI	Éligible à la GMI
ZONES RÉGLEMENTAIRES GMI SUR ÉCHANGEUR FERMÉ (SONDE) DE 50 À 100 M	ZONES RÉGLEMENTAIRES GMI SUR ÉCHANGEUR OUVERT (NAPPE) DE 50 À 100 M
Non éligible à la GMI	Non éligible à la GMI
Éligible à la GMI avec avis d'expert	Éligible à la GMI avec avis d'expert
Éligible à la GMI	Éligible à la GMI
ZONES RÉGLEMENTAIRES GMI SUR ÉCHANGEUR FERMÉ (SONDE) DE 100 À 200 M	ZONES RÉGLEMENTAIRES GMI SUR ÉCHANGEUR OUVERT (NAPPE) DE 100 À 200 M
Non éligible à la GMI	Non éligible à la GMI
Éligible à la GMI avec avis d'expert	Éligible à la GMI avec avis d'expert
Éligible à la GMI	Éligible à la GMI

Figure 6 Éligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur échangeur ouvert et fermé (source : geothermies.fr)

La zone d'aménagement est située partiellement sur une zone éligible à la GMI avec avis d'expert, et partiellement sur une zone éligible à la GMI pour les installations sur échangeur ouvert et fermé.

4.1.3. Géothermie sur nappe

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

Un zonage des caractéristiques de la ressource géothermale de surface sur échangeur ouvert (nappe alluviale) en Midi-Pyrénées est disponible sur le visualiseur des données énergétiques de la région Occitanie : https://carto.picto-occitanie.fr/1/visu_donnees_energie2.map. Une extraction autour de la zone d'aménagement étudiée est présentée dans la carte ci-dessous :

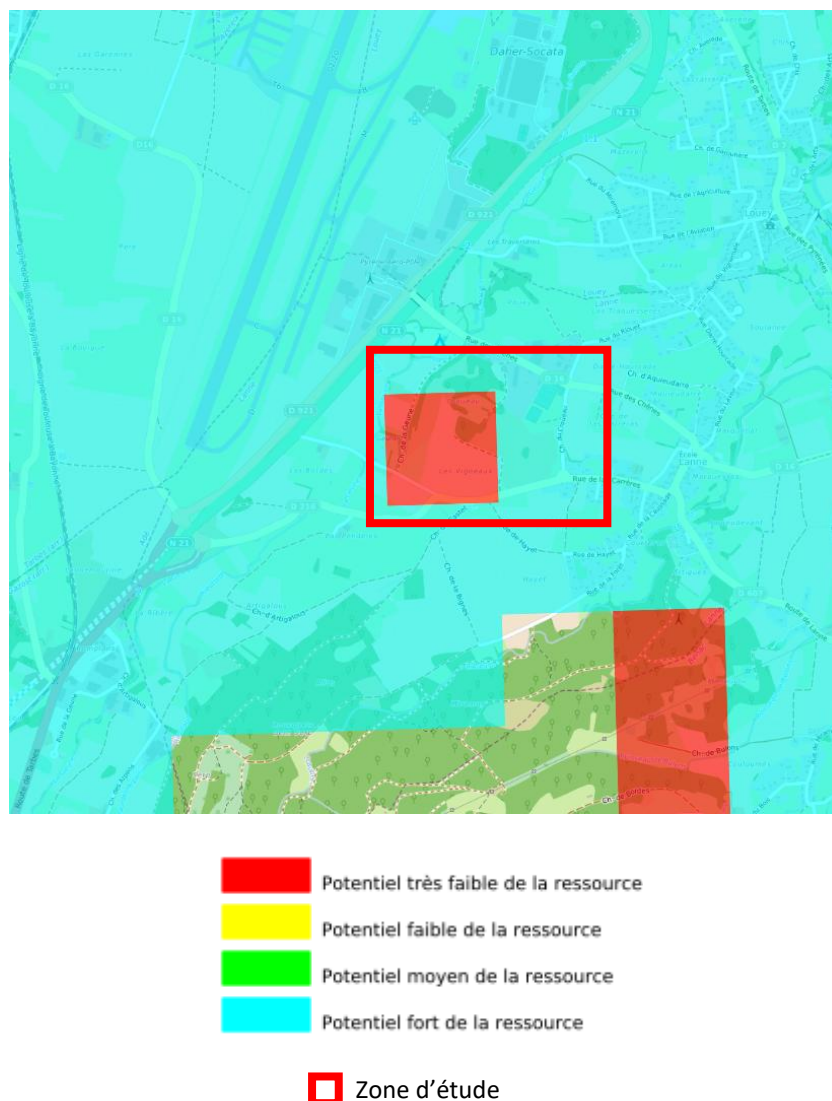
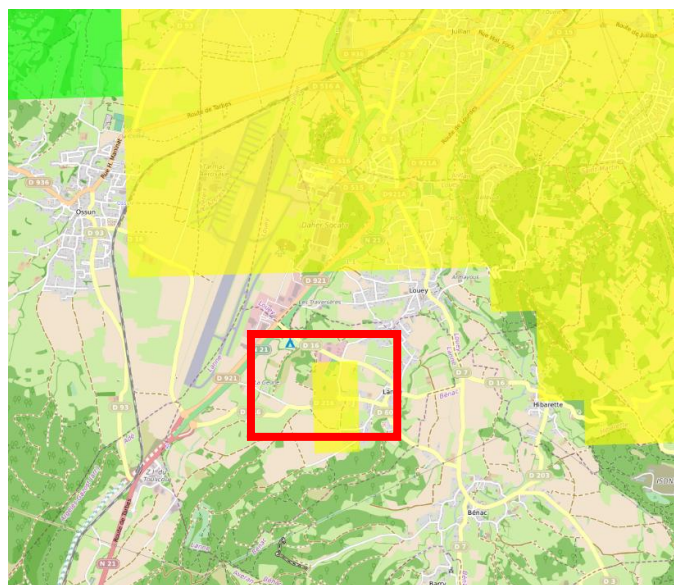


Figure 7 Zone des caractéristiques de la ressource géothermale de surface sur échangeur ouvert (nappe alluviale) autour de la zone d'aménagement (source : https://carto.picto-occitanie.fr/1/visu_donnees_energie2.map)

Les caractéristiques de la ressource géothermale autour de la zone d'étude telles que présentées par la cartographie disponible ne sont pas conclusives : une partie présente un potentiel très faible et une autre présente un potentiel fort.

En ce qui concerne les aquifères profonds, l'atlas de la géothermie fourni par le BRGM indique que « la bande située au sud et comprenant la ville de Tarbes est beaucoup moins favorable (température plus froide et transmissivité très faible).



Zone d'étude

Figure 8 Ressources géothermales profondes de formations de l'éocène au jurassique moyen en Aquitaine

Les caractéristiques d'un point du rectangle jaune à proximité de la zone d'aménagement sont présentées ci-dessous :

Ressources géothermales profondes des formations des Sables infra-molassiques (Eocène) en Midi-Pyrénées	
Identifiant de maille	BJ418
Position X	456504
Position Y	6234257
Nombre coupe géologique	1
Altitude	378.84058
Code aquifère 2	214
Nom aquifère 2	Eocène Adour-Garonne
Lithologie aquifère 2	Niveau sableux à passées argileuses
Cote toit	374
Profondeur toit	4.84058
Cote mur	70
Foration mur	324
Epaisseur	304
Lithologie	
Transmissivité	5e-05
Cote piézométrique	260.95300292969
Gradient	2.6
Température	0
Température 2	41.5
Classe de température	1
Intervalle de température	=< 20°C
Commentaire température	GTH possible avec PAC. Rentabilité de l'opération non assurée
Classe de productivité	1
Intervalle de productivité	=< 0,0001 m³/s
Commentaire productivité	TRES PEU PRODUCTIF
Classe potentiel géothermique	A
Classe de minéralisation	NON
Intervalle de minéralisation	Cl- < 35 mg/l et SO42- < 70 mg/l
Classe de profondeur artésien	2
Profondeur artésien	117.88757707031
Classe de coût d'investissement installation	1
Coût d'investissement installation	Coût MODERE
Classe de coût minéralisation	1
Coût de fonctionnement installation	Coût MODERE

On note que la « rentabilité de l'opération non assurée » sur cette zone, et une productivité très faible sur cette nappe.

La zone d'étude présente des caractéristiques géothermiques de surface pouvant être favorables localement. En revanche, le potentiel en nappe profonde ne semble pas intéressant. **L'exploitation de la géothermie très basse**

énergie sur nappe peuvent être envisagés sur la zone d'étude si le potentiel local peut être vérifié (forage exploratoire).

4.1.4. Géothermie sur sonde verticale

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

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

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

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

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

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

4.1.5. Conclusions sur le potentiel de la géothermie

Potentiel a priori favorable pour la géothermie sur sonde (à retenir pour la scénarisation) / à confirmer pour la géothermie sur nappe.

4.2. ENERGIE BIOMASSE

4.2.1. Généralités

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

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

Cependant, la combustion de 1 kWh PCI de biomasse est pondérée de l'émission de 0,004 à 0,015 kgCO_{2e} (source : ADEME) dû aux transformations de la récolte jusqu'à sa mise en forme combustible. Au regard des autres énergies (0,235 kgCO_{2e} pour 1 kWh PCI de gaz produit puis brûlé), la biomasse reste une énergie peu carbonée.

Cette filière biomasses/déchets regroupe les ressources suivantes notamment :

- Canne sucre et enrichie
- Paille de canne
- Déchets verts
- Biodéchets (huiles usagées)
- Importation biomasse
- Encombrants
- Emballages recyclables et cartons
- Bois et palettes
- OMR
- Sous-produit assainissement
- Déchets non dangereux et non inertes BTP
- Canne fibre
- Bois énergie
- Sous-produit agricole : bioéthanol à partir de la mélasse
- Importation bioéthanol
- Déchets agricoles organiques
- Déchets agroalimentaires

4.2.2. Bois énergie

Selon la SRADET, la forêt couvre 36% du territoire régional, ce qui en fait la deuxième région forestière de France. La région compte plus de 800 chaufferies automatiques dans les secteurs industriel, tertiaire et agricole, alimentées à partir de la biomasse. La forêt permettrait d'alimenter 14% des foyers pour leur chauffage principal, une part non négligeable des ménages en chauffage d'agrément et d'appoint et 700 chaufferies automatiques. Selon la plateforme TERRISTORY, en 2021 et sur la CA Tarbes-Lourdes-Pyrénées, on comptabilisait :

- 161 GWh de valorisation thermique de bois domestique
- 2.5 GWh de production thermique en chaufferie bois-biomasse

La structure bois énergie Occitanie recense l'ensemble des acteurs du bois énergie de la Région.

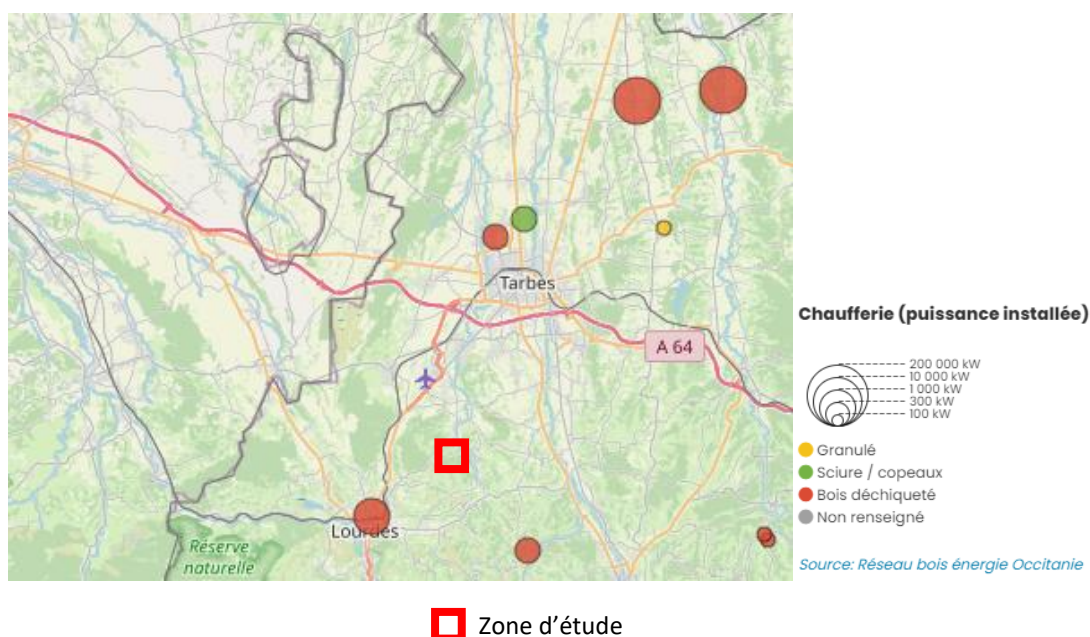
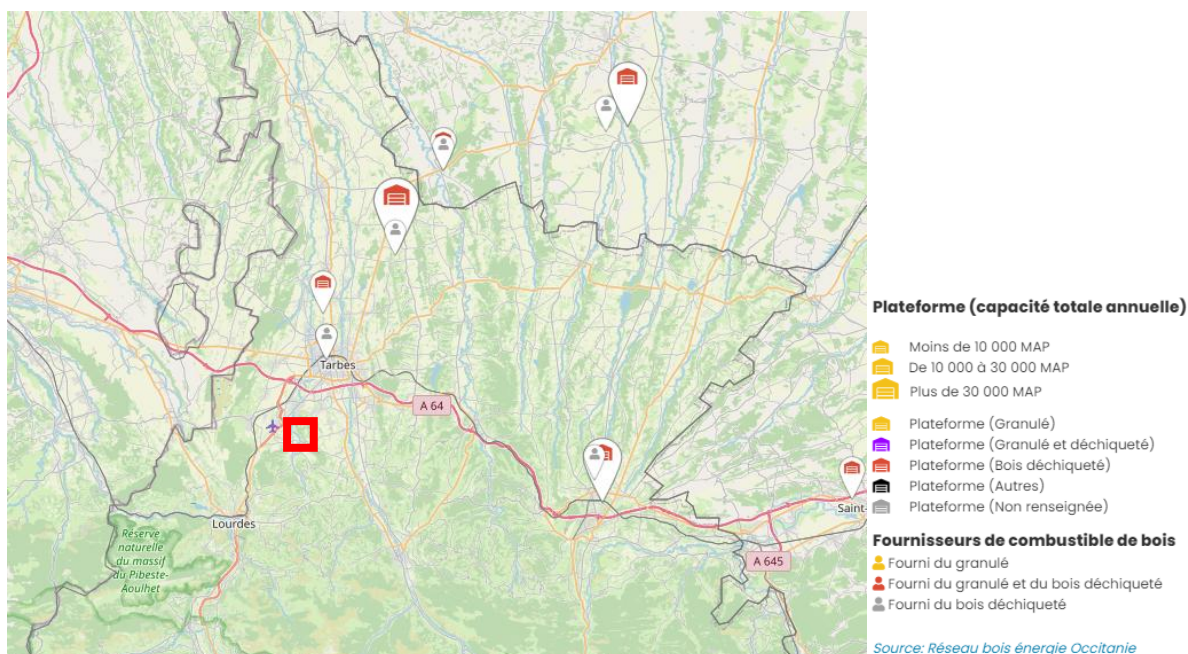


Figure 9 Chaufferies bois installées autour de la commune de Tarbes (source : <https://www.boisenergie-occitanie.org/cartographie/map.php>)



 Zone d'étude

Figure 10 Plateformes de stockage et fournisseurs de combustibles de bois autour de la commune de Tarbes
<https://www.boisenergie-occitanie.org/cartographie/map.php>

Des chaufferies bois, des plateformes de stockage (bois déchiqueté) et des fournisseurs de combustible de bois (bois déchiqueté également) sont présents autour de la zone d'étude, mais ne sont pas à proximité immédiate. Les chaufferies ne peuvent donc pas être raccordées directement. Ces éléments témoignent de la disponibilité de la ressource bois-énergie dans le périmètre élargi de Tarbes.

Etant donné l'existence de producteurs de bois et des chaufferies bois énergie dans un rayon élargi autour de la commune de Tarbes, le potentiel en bois-énergie pourra être examiné.

4.2.3. Biomasse agricole

On entend par biomasse agricole les sous-produits d'exploitation ne présentant plus de valorisation possible en termes d'alimentation ou d'utilisation comme matière première techniquement, économiquement et écologiquement viable.

Le Grenelle 1 de l'environnement définit clairement cette priorité d'usage au recours de la biomasse en général :

- Priorité 1 : alimentaires ;
- Priorité 2 : matériaux ;
- Priorité 3 : énergie.

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

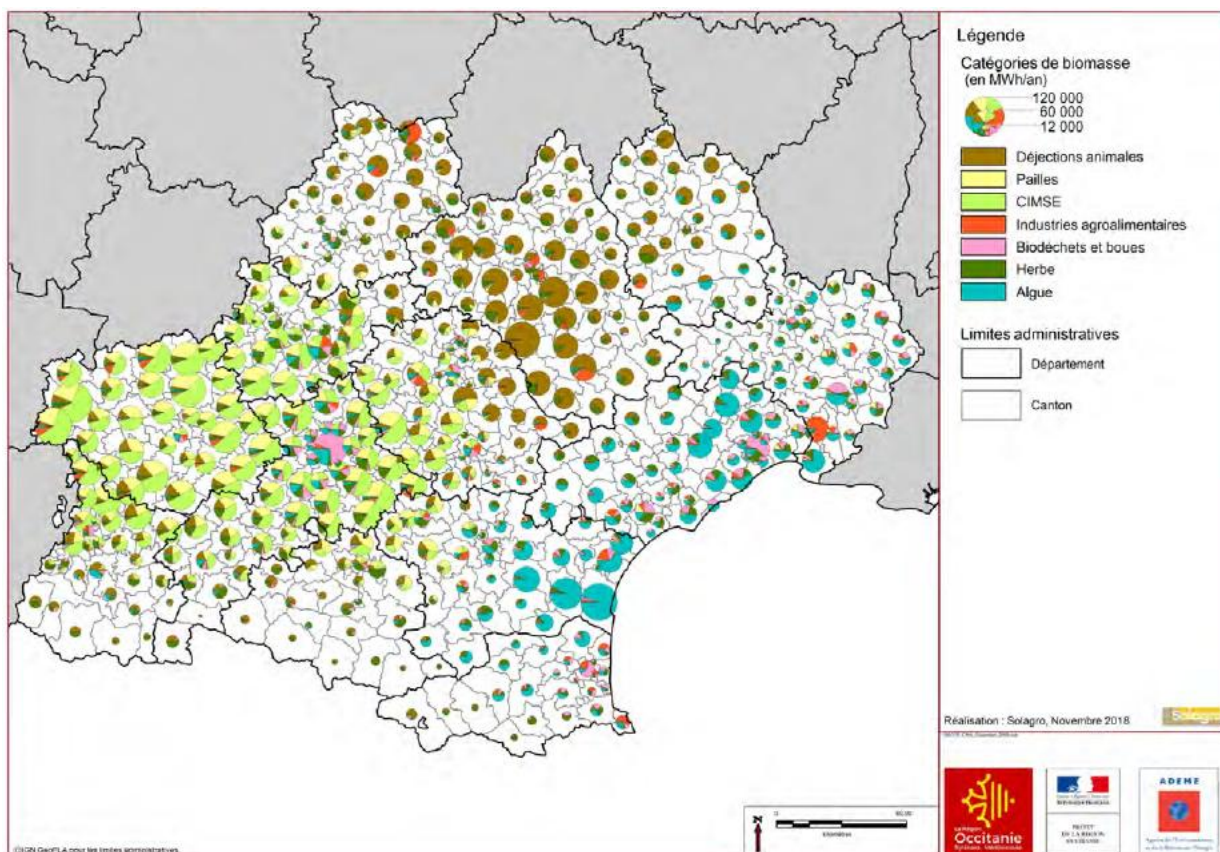


Figure 11 Cartographie des gisements de biomasse agricole en 2050 par canton en Occitanie (source : SRB de la région Occitanie, Solagro)

A l'échelle du projet, il est difficile de conclure sur l'existence d'un réel potentiel. Au vu des activités existantes, il est peu probable que le gisement sur le périmètre de la zone soit suffisamment significatif pour la mise en place d'une solution de valorisation des déchets agricoles. Le site ne présente pas de véritable potentiel à ce niveau.

4.2.4. Biogaz

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

Selon le SSRADDET, le caractère agricole de la région lui confère un potentiel très important de production de biogaz. La production d'électricité issue des installations de biogaz est de l'ordre de 200 GWh en Occitanie pour une puissance raccordée de 30 MW. Au total, 27 installations biogaz produisent de l'électricité en cogénération en région.

Selon la plateforme Terristory, et sur le territoire de la CA Tarbes-Lourdes-Pyrénées, on comptabilise pour 2021 :

- 2,6 GWh de valorisation thermique biogaz
- 5,3 GWh de biométhane injecté
- 6 GWh de valorisation électrique biogaz

Aucune installation de méthanisation n'est recensée à proximité de la zone d'étude. La filière est à ce jour encore sous développée sur le territoire.

4.2.4.1. Valorisation des déchets

Le biogaz est constitué à la fois de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) dont les proportions peuvent varier selon la qualité des déchets et le processus de méthanisation. Dans le cas d'un digesteur moderne, la teneur en CH₄ du biogaz peut aisément atteindre 50%, la production de méthane par tonne de déchets organiques est donc de l'ordre de 110 m³ CH₄/tbp.

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

Le potentiel de la valorisation des déchets dans la zone d'étude n'est pas exactement connu à ce stade. Une mutualisation avec d'autres zones serait à étudier pour optimiser l'utilisation de la ressource.

4.2.4.2. Valorisation des boues de STEP

Les boues de STEP peuvent donner lieu à la production de biogaz via une unité de méthanisation. Cependant, il n'y a pas de STEP à proximité de la zone d'étude.

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

4.3. ENERGIE EOLIENNE

4.3.1. Généralités

L'énergie éolienne consiste à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, par l'intermédiaire d'une éolienne. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau). L'application « connecté réseau » ou « grand éolien » représente, en termes de puissance installée, la quasi-totalité du marché éolien. De même que les systèmes solaires, les systèmes éoliens nécessitent la mise en place d'un appoint. On distingue généralement l'énergie éolienne en 4 catégories :

- le grand éolien pour des hauteurs supérieures à 50 mètres et d'une puissance > 350 kW_e.
- le moyen éolien pour des hauteurs comprises entre 12 et 50 mètres et d'une puissance entre 36 et 350 kW_e.
- le petit éolien pour des hauteurs comprises entre 12 et 20 mètres et d'une puissance entre 1 et 36 kW_e.
- l'éolien de proximité dit urbain pour des hauteurs inférieures à 12 mètres et d'une puissance inférieure à 1 kW_e.

Selon le SRADDET, l'éolien représente 16,7% de l'énergie électrique renouvelable produite en région, soit le 3^e parc de production régional éolien français. Sur la CA Tarbes-Lourdes-Pyrénées, il n'y a pas, à cette date, de parcs éoliens.

4.3.2. Grand éolien

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

L'espace cartographique IGN des énergies renouvelables permet de visualiser les contraintes réglementaires associées à la filière éolienne. Une capture est présentée ci-dessous, autour de la zone d'étude :

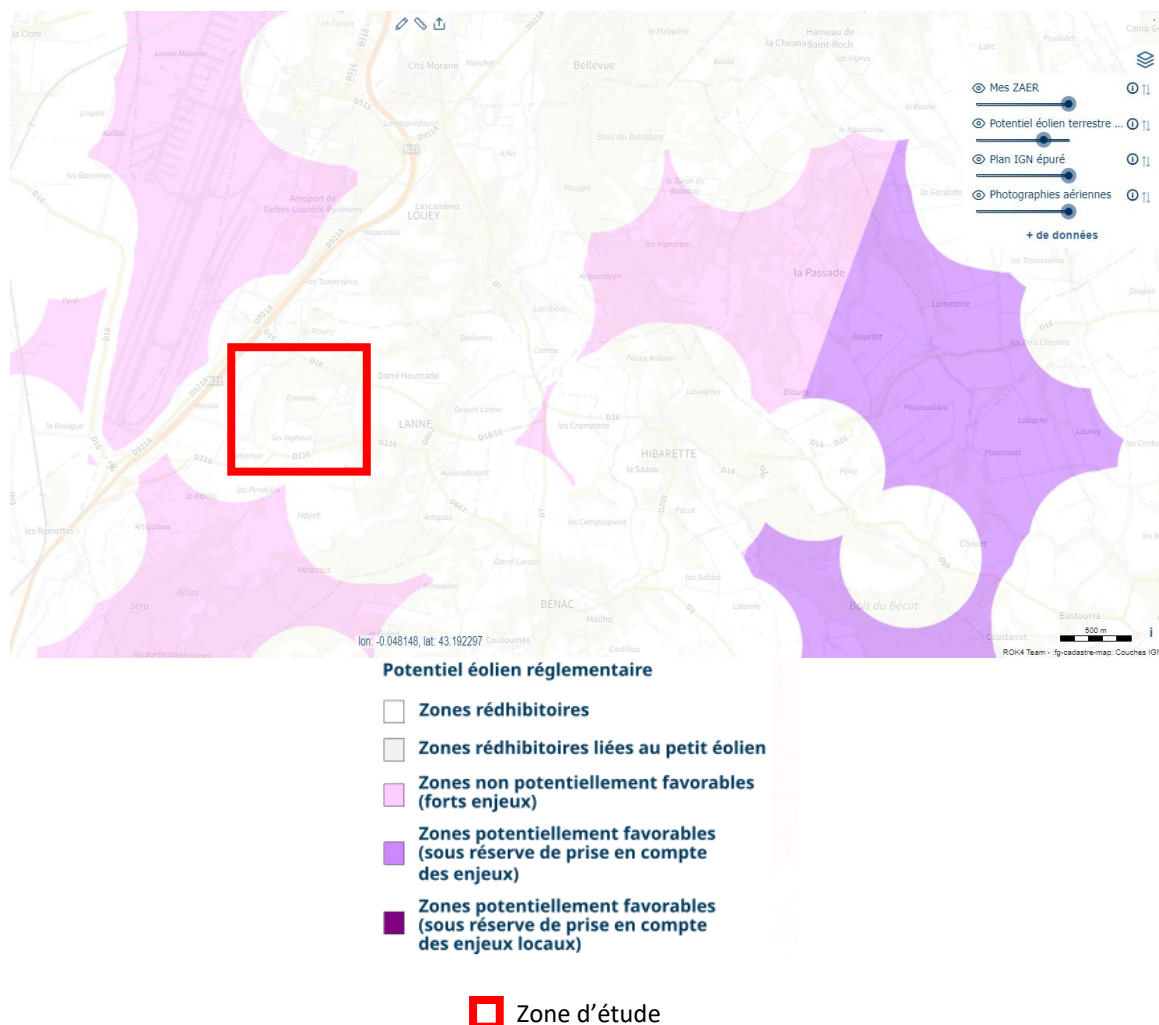


Figure 12 Potentiel éolien réglementaire autour de la zone d'étude (source : Portail cartographique des énergies renouvelables, base IGN <https://macarte.ign.fr/carte/1X3jxe/ Carte-EnR-Grand-public>)

La zone d'aménagement considéré est située en zone rédhibitoire pour le potentiel éolien. Le potentiel éolien du périmètre de la zone d'étude est donc défavorable.

Le site n'est donc pas favorable à l'implantation de grandes éoliennes.

4.3.3. Moyen et petit éolien

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

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

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

Dans les deux cas, il existe beaucoup trop d'incertitudes (vent réellement disponible, direction changeante, efficacité des systèmes) et de contraintes (bruit, structure, maintenance) pour proposer ces solutions à grande échelle. De plus,

la faible hauteur des installations les rend très sensibles aux perturbations aérodynamiques engendrées par les bâtiments alentours.

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

« i) Le vent est en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable

ii) Risque élevé de modification du paysage urbain, impactant la ressource en vent »

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

4.4. HYDROELECTRICITE

Selon le SRADDET, l'hydro-électricité atteint 67% de la production d'énergie électrique renouvelable en Occitanie et pèse 21% des capacités hydrauliques françaises. Sur la CA Tarbes-Lourdes-Pyrénées, la plateforme TERRISTORY indique une production de 26,7 GWh d'électricité d'origine hydroélectrique sur l'année 2021.

La ressource hydroélectrique est subdivisée en deux grandes catégories : fluvial et réseaux (eau potable/irrigation/eaux usées). Le site « Geoportail » permet d'identifier le réseau hydrographique à proximité de la zone étudiée :



 Zone d'étude

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

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

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

4.5. ENERGIE SOLAIRE

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

Selon le SRADDET, et grâce à son ensoleillement généreux, l'Occitanie couvre plus de 20% de la puissance installée en photovoltaïque en France (plus de 50 000 installations). Le SRADDET envisage une croissance d'un facteur 10 pour 2040. Sur la CA Tarbes-Lourdes-Pyrénées, la production issue d'énergie photovoltaïque était de 11 GWh en 2021.

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

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

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

Celles-ci ne sont pas étudiées dans le cadre de ce projet.

4.5.1. Potentiel solaire



Figure 14 GHI « Global Horizontal Irradiation » autour de la zone d'étude (source : Global solar Atlas)

Pour la zone d'étude, et d'après le Global Solar Atlas, le **rayonnement solaire annuel** reçu par une **surface plane horizontale (GHI)** est d'environ **1 328 kWh/an.m²**. D'après cette même source le rayonnement annuel peut être **optimisé** pour atteindre une productivité maximale d'environ **1 308 kWh/kWc/an**.

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

La zone du projet est dotée d'un ensoleillement important tout au long de l'année.

4.5.2. Solaire photovoltaïque (PV)

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

Dans le cadre de cette étude, la mise en place d'installation photovoltaïque est envisageable via les deux types d'application : autoconsommation ou raccordement au réseau. Si la vente de toute l'électricité produite sur le réseau (mécanisme de « vente totale » via les tarifs d'achat) était jusque-là la norme, ce système tend à s'essouffler (les tarifs d'achats baissent tous les trimestres). Inversement, **l'autoconsommation** (consommation prioritaire de l'électricité produite) est en plein essor car le prix de l'électricité conventionnelle augmente et des primes à l'achat sont mises en place dans ce cas de figure. Toutefois cette présente étude n'a pas vocation à cibler un type d'application plus qu'un autre, et une étude de faisabilité sera à réaliser car la simultanéité de la production et de la consommation est un paramètre clé de ce choix.

Sur l'ensemble de la zone existante, de **nombreuses toitures des bâtiments pourraient bénéficier d'un bon ensoleillement** et permettraient l'implantation de panneaux photovoltaïques. En plus de ces surfaces importantes en toiture, les sites d'enseignement devraient également disposer de **grandes zones de stationnement**, souvent accolées aux bâtiments. La **mise en place d'ombrières photovoltaïques sur ces parkings** devrait également être envisageable.

La mise en place d'une installation photovoltaïque nécessite une **étude de faisabilité** avec une **analyse des besoins existants et futurs**, afin de voir quel type d'application serait **le plus pertinent** à l'échelle de la zone. Le profil de consommation, essentiellement diurne est plus avantageux pour une solution en autoconsommation d'autant plus que cela permettra de répondre plus facilement aux exigences du nouveau décret tertiaire.

Les installations PV situées en Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, à Mayotte et à la Réunion sont régies par un arrêté tarifaire spécifique, publié le 7 mai 2017. Il a été pour partie modifié par l'annexe 6 de l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017, l'annexe 7 de l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 et l'arrêté du 10 février 2023.

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

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

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

Etant donné l'ensoleillement favorable de la zone d'études, le développement du photovoltaïque fait partie des objectifs de la région. Ainsi, l'utilisation de la ressource PV peut être envisagée dans le cadre de la ZAC au niveau des toitures des bâtiments. Elle pourra être mobilisée sur certaines surfaces plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces disponibles et bien orientées vers le Nord). Elle peut également être mise en place au niveau des parkings via la construction d'ombrières. Toutefois, les surfaces de toitures éligibles à la mise en place de panneaux dépendront fortement des choix architecturaux. La mise en place de solaire photovoltaïque peut être envisagée à l'échelle de la zone d'aménagement qui présentera d'importants besoins en électricité. Le choix de cette technologie est donc pertinent pour la zone, et nécessite des études de faisabilité complémentaire.

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

- En cas d'injection sur le réseau et de revente d'électricité, il subsiste une incertitude importante quant à l'existence d'un tarif d'achat au moment où le projet sortira réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté dans les années à venir).

- En cas d'autoconsommation, la nécessité de mettre en place du stockage a une incidence non négligeable sur le coût d'investissement et la configuration de l'installation (surface de stockage nécessaire pour les batteries).
- Le photovoltaïque en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture en termes de surface disponible

4.5.3. Solaire thermique

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

La région se plaçait en première position à l'échelle de la France en 2015 avec une production de 20 ktep, selon le SRADDET.

Le présent rapport se focalise sur les technologies jugées pertinentes à l'échelle d'une opération d'aménagement : la production d'eau chaude sanitaire par panneau solaire thermique. Ce potentiel nécessite la consommation d'ECS connue et stable sur l'année.

La zone étant occupée par une activité hospitalière, l'usage d'Eau Chaude Sanitaire (ECS) est envisageable.

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

Ainsi, le gisement solaire thermique apparaît satisfaisant dans la zone du projet

Les points suivants ne sont pas à négliger pour cette technologie :

- Installé en toiture, le solaire thermique peut représenter un conflit d'usage avec le photovoltaïque en termes de surface disponible
- Installé en toiture, le solaire thermique entre en compétition avec la végétalisation

4.6. RACCORDEMENT RESEAU CHALEUR EXISTANT

Un recensement des réseaux de chaleur et de froid est disponible sur la plateforme cartagene du cerema ainsi qu'une représentation des zones représentants une densité importante en termes de besoins chaleur ou froid.

La figure ci-dessous est une extraction de cette plateforme, autour de la zone d'étude (source : <https://cartagene.cerema.fr/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=d1e7a5b177d14c83b3be4f3be6af85cf>).

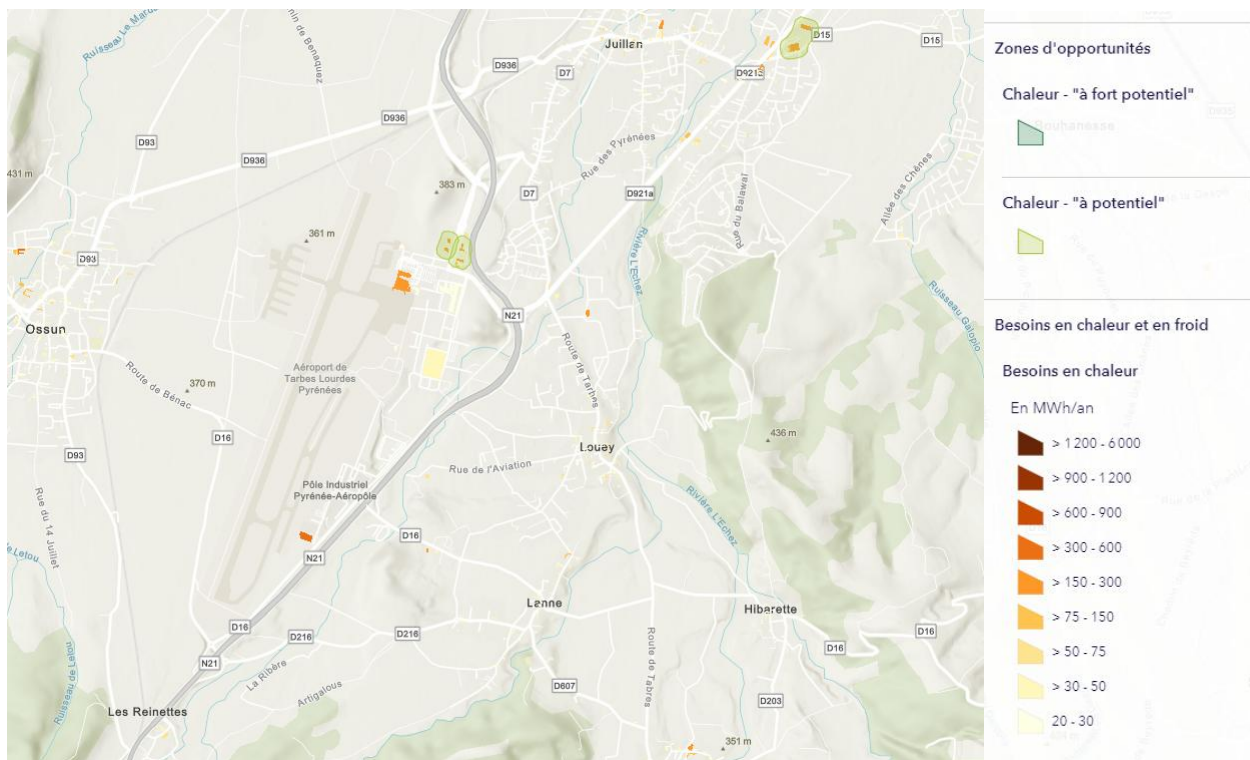


Figure 15 Carte des réseaux de chaleur et des besoins en chaleur existants autour de la zone d'étude (source : cerema).

Il n'y a pas de réseaux de chaleur recensés autour de la zone d'étude.

4.7. RECUPERATION

4.7.1. Eaux usées

La valorisation des eaux usées en sortie de station d'épuration est présentée dans cette partie. En effet, la récupération directe de chaleur des eaux usées est possible. Elle peut avoir lieu avant leur évacuation dans le réseau d'assainissement ou après en sortie de station d'épuration. Une pompe à chaleur est utilisée pour préchauffer ou chauffer l'eau chaude sanitaire.

Le site assainissement.developpement-durable.gouv.fr recense toutes les stations d'épuration sur le territoire. Il n'y a pas de stations d'épuration à proximité de la zone d'aménagement.

4.7.2. Unité de valorisation énergétique

L'incinération des déchets est comptabilisée en une part non renouvelable (incinération de la part non organique des déchets) et une part renouvelable (incinération des déchets organiques). La mise en service de centrales est à envisager dans les années à venir.

La zone considérée n'est pas à proximité d'une UVE.

4.7.3. Chaleur fatale

Les locaux techniques (serveurs, stations d'air comprimé en site industriel, etc.) émettent beaucoup de chaleur et il est nécessaire de ventiler ou de climatiser ces zones. Cette solution consiste à utiliser la chaleur issue des locaux techniques afin de préchauffer l'air neuf servant à ventiler les autres zones, à l'aide d'un échangeur de chaleur.

Ce système n'est pas une source d'énergie renouvelable, mais plutôt de la récupération de chaleur fatale. Il est à intégrer dans les locaux techniques à forte charge thermique non ventilés naturellement, soit pour les sites industriels avec process thermique.

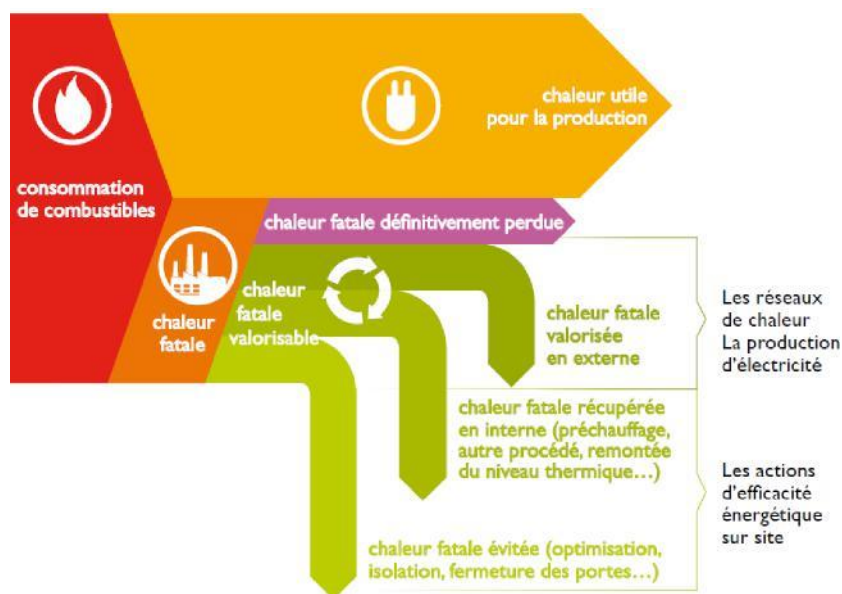


Figure 16 Répartition de la consommation de chaleur sur un site industriel (source : ADEME)

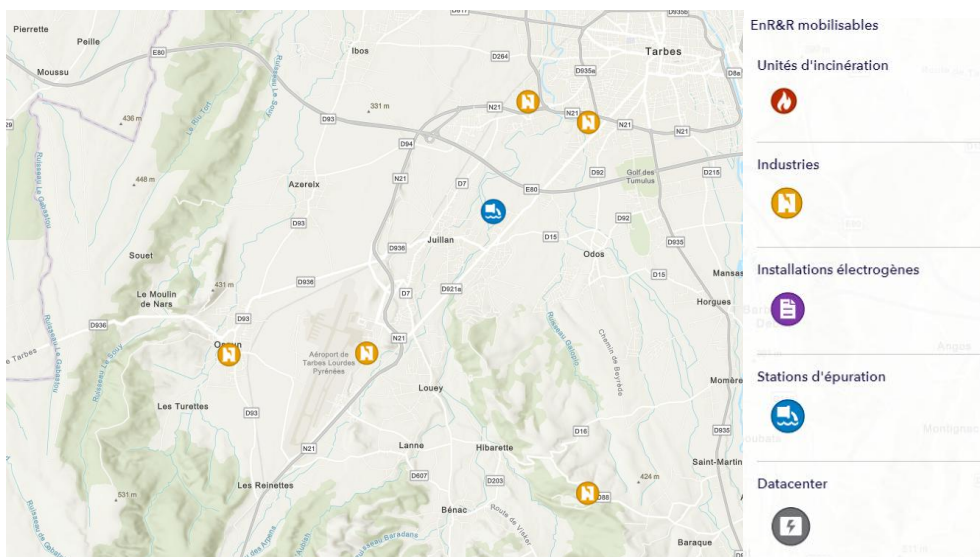


Figure 17 Sites potentiels produisant de la chaleur fatale autour de la zone d'étude (source : <https://cartagene.cerema.fr/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=d1e7a5b177d14c83b3be4f3be6af85cf>)

Les détails du site industriel recensé à côté de la zone sont les suivants :

Nom de l'établissement	DAHER SOCATA
Type d'activité	Matériaux, minerais et métaux
Potentiel_bas_BasseT° < 60°C (MWh/an)	1 800,00
Potentiel_haut_BasseT° < 60°C (MWh/an)	2 500,00
Commentaire_BT	
Potentiel_haut_HauteT° > 60°C (MWh/an)	52 000
Potentiel_bas_HauteT° > 60°C (MWh/an)	31 200

Cependant, ce site n'est pas à proximité immédiate de la zone d'étude. Sa chaleur fatale peut être éventuellement être utilisée si un projet de réseau de chaleur se développe sur la globalité de la zone.

La zone considérée n'est pas à proximité immédiate d'une source de chaleur fatale. Cependant, cette ressource peut faire partie d'une réflexion plus globale à l'échelle de la commune.

5. COMPARAISON ET SELECTION D'ENR

Le tableau ci-dessous présente les ENR écartées à partir des critères disponibilité du gisement/maturité du marché et de la technologie/atouts en région. En vert sont présentées les solutions les plus intéressantes, en rose les gisements ayant un faible intérêt et en rouge ceux ne pouvant être retenus car indisponibles ou non pertinents.

Il conviendra également pour la phase 2 de bien faire la distinction entre :

-les énergies qui vont directement contribuer à l'approvisionnement direct en énergie de la zone d'activités, en répondant aux besoins qui seront identifiés (solaire thermique, biomasse, photovoltaïque en autoconsommation...) ;

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



C. PHASE II : POTENTIELS MAXIMAUX ET SCENARII

Ressource énergétique		Type	Gisement exploitable localement		Faisabilité sur site		Potentiel	Potentiel de la ressource
Grand Eolien		E	Sous contrainte forte	1	Impossible	0	0	Préservation du patrimoine et urbanisation
Petit Eolien		E	Aléatoire et limité	1	Difficile	1	1	Productivité très faible
Biomasse agricole		C + E	Ressource non pertinente	0	Impossible	1	0	Ce type de production n'est pas compatible avec les caractéristiques du projet d'aménagement.
Méthanisation des déchets et/ou des sous-produits agro-alimentaires		C	Ressource insuffisante et/ou indisponible	1	Limité	1	1	Le potentiel de la valorisation des déchets dans la zone d'étude n'est pas connu à ce stade. La mise en place d'une solution de biogaz présente des enjeux complexes pour un gisement peu important. La valorisation des sous-produits agro-alimentaires n'est pas adaptée pour la zone d'étude de par les possibles activités. Le potentiel de cette ressource est donc faible.
Méthanisation des boues des stations d'épuration		C	Ressource insuffisante	0	Limité	0	0	Pas de STEP à proximité de la zone d'étude.
Bois énergie		C + E	Ressource potentiellement favorable	2	Possible	3	6	La ressource bois est très présente dans la région et favorable pour le projet. Point d'attention sur l'emprise foncière ainsi que sur les poids lourds pour l'acheminement de la ressource.
Solaire	Thermique	C (ECS)	Favorable	2	Pertinent	0	6	La ressource est disponible et pertinente pour répondre aux besoins en eau chaude sanitaire de l'hôpital.
	Photovoltaïque	E	Favorable	2	Pertinente	3	6	Zone géographique à fort potentiel : ensoleillement favorable Le potentiel peut être mobilisé sur certaines surfaces de toiture plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées vers le sud). Les surfaces de parking peuvent également être exploitées.
Géothermie	PAC sur nappe superficielle	C + F		2	A confirmer	1	2	Informations limitées sur le potentiel de la nappe mais à priori possible

Ressource énergétique		Type	Gisement exploitable localement		Faisabilité sur site		Potentiel	Potentiel de la ressource
			Ressource peu connue sans forage mais à priori bonne					La ressource ne pourra probablement pas alimenter toute la zone mais mérite d'être étudiée. Des forages devront être réalisés pour confirmer la disponibilité de la ressource.
	Sondes verticales/pieux	C + F		2	Difficile	1	2	Nécessite de nombreuses sondes pour couvrir les besoins de la zone : emprise au sol et investissement importants Une étude plus fine au niveau de la zone d'étude doit être réalisée afin de confirmer la possibilité de mettre en place de la géothermie sur sonde verticale. L'étude doit vérifier le respect des autres éléments du sous-sol, ainsi que la faisabilité du forage par rapport à la nature du sous-sol. La profondeur possible de forage ainsi que la puissance potentielle échangée doivent être évaluées.
	Haute / moyenne température	C		1	Impossible	0	0	Forage de grande profondeur Ces deux types de géothermie nécessitent des investissements importants, des forages de grande profondeur et sont réservés à des projets d'ampleur. Par ailleurs, ils demandent des contextes géologiques bien particuliers (présence d'une ressource à haute température). Ces solutions ne sont donc pas adaptées au projet étudié.
Hydroélectricité		E	Ressource non pertinente pour le projet	0	Difficile	1	0	Inexistence de dénivelé.
Récupération de chaleur fatale des entreprises		C+F	Ressource inexistante	1	Difficile	1	1	Ressource inexistante à proximité immédiate. Réflexion globale à avoir à l'échelle communale.
Récupération de chaleur des eaux usées STEP après traitement		C	Partiellement favorable	1	Difficile	1	0	Pas de STEP à proximité de la zone d'étude.
Récupération de chaleur des eaux usées du quartier		C	Ressource non pertinente pour le projet	0	Non rentable	0	0	Diamètres insuffisants des canalisations et nécessité de campagne de mesures sur débits en nuit d'hiver pour vérifier faisabilité

Ressource énergétique	Type	Gisement exploitable localement		Faisabilité sur site		Potentiel	Potentiel de la ressource
Récupération de chaleur des eaux grises des bâtiments	C	Ressource non pertinente pour le projet	0	Difficile	0	0	Peu de retour sur expérience mais ressource a priori non favorable
Récupération de chaleur de l'UVE	C	Ressource non pertinente pour le projet	0	Impossible	0	0	Pas d'UVE à proximité de la zone d'étude
Raccordement à un réseau de chaleur existant	C	Ressource non pertinente pour le projet	0	Impossible	0	0	Pas de réseau de chaleur existant à proximité

Légende :

Gisement	Faisabilité	
Inexistant	Impossible	0
Banal	Difficile	1
Important	Moyenne	2
Très important	Pertinente	3

C : chaleur ; E : électricité ; F : froid

La notation finale (échelonnée entre 0 et 9) est obtenue par le simple produit du critère « gisement » avec le critère « faisabilité ».

1. ANALYSE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

1.1. GENERATION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE PAR EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

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

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

Néanmoins, la visibilité des modules vis-à-vis du public peut être un atout en termes d'image de 'quartier durable' et de communication, de plus, l'obligation d'atteindre un certain ratio d'énergie renouvelable (dans l'optique de la « maison à énergie positive » citée par la RE2020) nécessite la mobilisation de tous les gisements possibles.

1.1.1. Comptabilisation des surfaces disponibles en toiture

Il est important de noter que l'objectif de cette partie est d'identifier le potentiel maximal de la ressource. Une modulation en fonction des choix architecturaux ou de programmation (notamment concernant le choix des typologies de toiture) pourra être faite lors de la phase suivante (« scénarisation »). Les hypothèses suivantes ont été retenues pour le calcul des surfaces favorables au solaire.

- La surface de toiture brute a été estimée selon les dernières données de programmation disponibles à ce jour (décembre 2024)
- Les surfaces favorables aux installations solaires ont été calculées en considérant un pourcentage de pertes (ombrage et typologie) de 5%.
- Un pourcentage de 30% d'encombrement a été considéré pour les toitures
- En tenant compte de ces restrictions et à partir des surfaces de bâtiments programmés, la surface totale en toiture favorable à l'installation de panneaux solaires serait d'environ **15 900 m²**
- Une orientation plein Sud pour les panneaux a été considérée comme hypothèse, qui sera à confirmer selon les possibilités architecturales. En effet, ces éléments permettent de maximiser le potentiel de production.

1.1.2. Montages opérationnels possibles

Deux mécanismes fixent les tarifs d'achat (bonifiés par rapport aux prix du marché) suivant les installations :

- Arrêté tarifaire du 6 octobre 2021 qui fixe les conditions pour bénéficier de l'obligation d'achat
- Appel d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour les installations de plus de 500 kWc

La demande de contrat d'achat est faite au même moment et au sein du même document que la demande complète de raccordement ou la réponse à l'appel d'offre CRE.

Zoom sur l'arrêté tarifaire du 6 octobre 2021

L'arrêté du 6 octobre 2021 fournit le tarif d'achat pour les installations photovoltaïques de puissance inférieure à 500 kWc implantées sur bâtiment ou ombrière en France métropolitaine. Ces tarifs sont révisés de manière trimestrielle.

A titre d'information, le tableau ci-dessous présente les tarifs d'achat pour la période du 01/11/2024 au 31/01/2025 en fonction de la puissance installée. Cette étude s'est basée sur ce tarif qui est le dernier connu. Pour les installations comprises entre 100 et 500 kWc, il est de 10,52 c€/kWh. Le tarif d'achat est révisé trimestriellement et indexé sur les volumes de projets photovoltaïques du trimestre, cela afin de prendre en compte les évolutions à la baisse du coût de construction des centrales photovoltaïques.

Puissance crête de l'installation	Tarif d'achat Vente totale	Tarif d'achat Vente du surplus
≤ 3 kWc	10,31	12,69
≤ 9 kWc	8,76	12,69
≤ 36 kWc	13,02	7,61
≤ 100 kWc	11,32	7,61
≤ 500 kWc	10,52	

Principales informations du dernier arrêté tarifaire :

- Des plafonds de production ont été ajoutés :
 - > **100kWc et < 500 kWc** : 1 100 kWh/kWc – au-delà la vente se fera à 4c€/kWc
 - < **100kWc** : 1 600 kWh/kWc – au-delà la vente se fera à 5c€/kWh
- Il est maintenant nécessaire de justifier d'un bilan carbone inférieur à 550kg eq CO2/kWc pour les centrales de plus de 100 kWc.
- Il est impossible de cumuler pour une même installation, les primes locales, régionales ou européennes et les tarifs d'achats prévus.
- Il est désormais possible de revendre le surplus de production provenant d'une installation photovoltaïque en autoconsommation collective.
- Il est aussi possible de passer de la vente totale à la vente en surplus. Un tel changement de contrat ne peut avoir lieu que deux fois sur la durée du contrat et avec un intervalle d'au moins deux ans entre deux modifications. A noter qu'il faudra rembourser la prime à l'autoconsommation en cas de passage de la vente au surplus à la vente totale.

Zoom sur les critères généraux d'implantation

- Depuis le 1^{er} octobre 2018, l'intégration au bâti ne bénéficie plus d'un tarif spécifique.
- Les critères généraux d'implantation sont définis dans l'annexe 2 de l'arrêté mentionné. Une installation photovoltaïque doit remplir l'une des conditions suivantes pour respecter les critères généraux d'implantation :
 - Le système est installé sur toiture et le plan du système photovoltaïque est parallèle au plan des éléments de couverture environnants
 - Le système est installé sur toiture plate (pente < 5%)
 - Le système remplit une fonction d'allège, de bardage, de brise-soleil, de garde-corps, d'ombrière, de pergolas ou de mur-rideau.

- Des révisions des tarifs d'achat de l'électricité sont prévues périodiquement en fonction des volumes de projets photovoltaïques du trimestre précédent, ils entreront en vigueur les 1ers février, 1er mai, 1er août et 1er novembre de chaque année.

Conditions de rachat des installations de PV

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

Zoom sur l'autoconsommation

L'autoconsommation est en plein essor, notamment grâce à l'avancée des technologies de type Smart Grid qui permettent d'obtenir de meilleurs taux d'autoconsommation, mais également à cause de l'augmentation du prix de l'électricité. Cette évolution est appuyée par la nouvelle réglementation RE2020, qui incite fortement à autoconsommer l'énergie produite sur sa parcelle en appliquant un coefficient nul à ce type de production dans le calcul des consommations énergétiques. Dans ce contexte, l'étude des possibilités d'autoconsommation devient un incontournable d'une étude d'approvisionnement en énergie renouvelable.

L'autoconsommation correspond à la possibilité d'un consommateur de produire lui-même toute ou une partie de sa consommation électrique. On peut distinguer deux types d'autoconsommation principales : l'autoconsommation individuelle (le consommateur produit et consomme) et l'autoconsommation collective (le consommateur s'associe à d'autres producteurs) :

- En autoconsommation individuelle, le producteur valorise la production photovoltaïque par la réduction de sa facture d'achat d'électricité.
- En autoconsommation collective, les économies d'énergie liées à la production locale d'électricité photovoltaïque sont partagées entre plusieurs consommateurs. Le cadre contractuel concernant l'autoconsommation collective est prévu par l'article D.315-9 du code de l'énergie. En effet, **une personne morale** doit regrouper les producteurs et consommateurs participant à l'opération d'autoconsommation collective. La réglementation concernant le périmètre de l'opération d'autoconsommation collective subit actuellement des modifications. Selon les données présentes à ce jour, le périmètre sera défini uniquement par des critères géographiques (2 km de rayon), alors qu'il devait auparavant inclure un même poste de distribution publique HTA-BT pour l'ensemble des acteurs.

Deux coefficients permettent d'évaluer les performances d'une installation d'autoproduction : le taux d'autoconsommation et le taux d'autoproduction. Leur signification est expliquée ci-dessous :

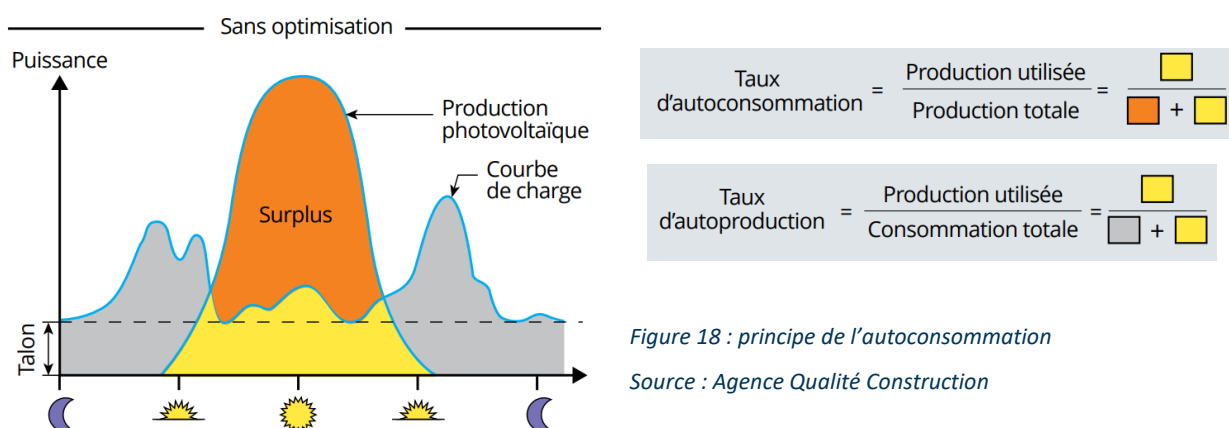


Figure 18 : principe de l'autoconsommation

Source : Agence Qualité Construction

Deux approches sont possibles pour le dimensionnement :

- Maximisation de l'autoconsommation : atteindre un taux d'autoconsommation idéal (jusqu'à 100%) revient à minimiser la taille de l'installation. Ainsi il n'existe pas de surproduction, mais le taux d'autoproduction va

drastiquement diminuer (ordre de grandeur : 1%). L'électricité PV couvre alors uniquement le « talon » électrique (la consommation minimale sur une période donnée). L'intérêt économique est au final limité.

- Maximisation de l'autoproduction : dans ce cas, la part de surproduction va augmenter, et le modèle économique va être très dépendant de la revente du surplus.

Il est donc nécessaire d'étudier la demande en électricité horaire de la zone pour déterminer le meilleur montage économique possible. En effet, nous ne disposons pas de retour sur expérience nous permettant d'évaluer la courbe de charge associée aux espaces médicaux. Une analyse plus fine de la consommation électrique horaire serait nécessaire afin de pouvoir approfondir le potentiel du projet en autoconsommation.

Zoom sur la loi d'accélération des énergies renouvelables

La loi d'accélération des énergies renouvelables est une nouvelle loi en vigueur visant à accélérer le développement des énergies renouvelables, notamment pour le photovoltaïque. Cette loi prévoit notamment la mise en place d'un guichet unique pour simplifier les démarches administratives liées à l'installation de panneaux solaires, ainsi que des mesures incitatives pour encourager les investissements dans ce domaine. Cette loi a été adoptée par le Sénat le 07/02/23 et promulguée le 10/03/23. Elle prévoit l'obligation d'équiper :

1. Les **parkings extérieurs**, au sol ou silo (à étage), neufs et existants, de superficie > à 1500m² ou 500m² (voir ci-après) d'ombrières solaires photovoltaïques ou de dispositifs végétalisés (arbres) ;
2. Les **bâtiments** non résidentiels **neufs et existants** de superficie > 500m² de production EnR ou de végétalisation

Cette loi est **applicable** aux acteurs publics et privés.

Parkings et ombrières photovoltaïques¹

L'obligation d'installation d'ombrières photovoltaïques ou d'un dispositif d'ombrage végétalisé (arbres) sur 50% de la surface de parking s'applique à :

- **Parking surface > 500m² :**
 - Parkings de type stationnements extérieurs associés aux bâtiments auxquels s'applique l'obligation prévue à l'article L.171-4 du code de la construction et de l'habitation ;
 - Parkings de type extérieurs ouverts au public.

Sont concernés les parkings neufs, ou existants en cas de rénovation lourde, nouveau ou renouvellement de contrat de concession de service public, prestation de service ou bail commercial (*applicable dès le 1^{er} Juillet 2023 pour le privé et le 1^{er} Juillet 2025 pour le public*).

Est considéré comme une rénovation lourde le remplacement total du revêtement de surface au sol sur 50% de la superficie du parc de stationnement. La somme des superficies des rénovations lourdes sur une période de 15 ans est considérée.

- **Parking surface > 1500m² :**
 - Parkings non assujettis au code de construction et de l'habitation ni au code de l'urbanisme
 - Attention, les dates d'application varient :
 - Parkings neufs (*applicable dès le 1^{er} octobre 2023*) ;
 - Parkings existants > 10.000m² (*applicable dès le 1^{er} juillet 2026*) ;
 - Parkings existants < 10.000m² et > 1.500m² (*applicable dès le 1^{er} juillet 2028*) ;



¹ Liens vers les articles de loi :

Parking > 500 m²: https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000043963627/2022-12-06

Parking > 1500m²: https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/article_jo/JORFARTI000047294291

La superficie est déterminée à partir de :

- Les emplacements de stationnement. Ne sont pas compris les emplacements de stationnement ayant une fonction alternative temporaire
- Les voies et les cheminements de circulation, les aménagements et les zones de péage permettant l'accès à ces emplacements, situés dans le périmètre compris entre la ou les entrées et la ou les sorties du parc
- Ne sont pas compris dans la superficie du parc les espaces verts, les aires de repos, les zones de stockage, les espaces logistiques, de manutention et de déchargement

Cette disposition étant très ambitieuse, une liste d'exception est prévue lorsque l'installation est entravée par des contraintes techniques, de sécurité, architecturales / patrimoniales, ou économiques du fait de contraintes techniques. Dans ce cas, la demande d'exonération comprend une étude technico-économique réalisée par une entreprise disposant d'une qualification définie par arrêté.

1.1.3. Hypothèses économiques

Les hypothèses économiques sont issues de retours d'expérience de l'équipe Photovoltaïque d'ARTELIA :

Puissance MAX installée	3 kWc	9 kWc	36 kWc	100 kWc	500 kWc	AO
Investissement € HT/kWc	4200	2350	1400	1200	1025	825
Exploitation € HT/kWc/an	83	47	37,5	18	23	22

1.1.4. Potentiel technique

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

Hypothèses considérées :

- Production de 1 308 kWh/kWc (source : global solar atlas)
- Puissance surfacique de 210 Wc/m²
- Irradiation globale annuelle : 1 328 kWh/m².an (source : global solar atlas)

Il est important de rappeler les points suivants pour les considérations de cette filière énergétique :

- Le solaire photovoltaïque apparaît adapté au projet : il pourra être mobilisé sur certaines surfaces de toitures plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées).
- Il subsiste une incertitude importante quant au futur tarif d'achat au moment où les projets sortiront réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté, etc.)
- Les panneaux solaires peuvent être installés de manière complémentaire à la stratégie énergétique de la zone d'aménagement, puisque les panneaux n'ont pas d'impact sur le dimensionnement des autres systèmes thermiques.

La fiche suivante synthétise le potentiel maximal de cette énergie au regard du tarif d'achat approprié par toiture.

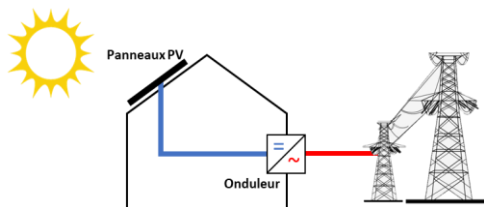
Les surfaces pouvant être équipées comptabilisées pour cette estimation

- Toitures terrasses du bloc principal (toitures terrasses du niveau 06 bloc sud, toitures LT CTA Est et Sud) avec prise en compte d'éventuels équipements à installer sur la toiture et la végétalisation d'environ 10 113 m²
- Toitures terrasses au-dessus de l'internat
- Ombrières sur 50% du parking sud
- Panneaux sur 50% de la surface du parking silo (environ 2500 m², sans prise en compte d'équipements pouvant être encombrants)

LE PHOTOVOLTAÏQUE

En revente

1/ Principe



Production d'électricité à partir d'énergie radiative issue du soleil :

Son fonctionnement repose sur l'association de panneaux photovoltaïques, jouant le rôle de capteurs solaires, d'onduleurs transformant le courant continu en courant alternatif, et du réseau électrique dans lequel la production sera injectée.

+ Technologie envisagée ?

2/ Avantages & inconvénients

- + Production locale d'électricité verte
- + Affichage (visibilité des panneaux) et valorisation pédagogique
- + Production relativement prévisible

- Coût élevé (prise en charge par la collectivité possible)
- Procédures administratives complexes
- Ne permet pas de répondre directement aux besoins d'énergie du bâtiment (énergie réinjectée)
- Nécessité d'un raccordement au réseau
- Mobilise les toitures (conflits d'usage avec la végétalisation et avec l'installation solaire thermique)

3/ Disponibilité

Irradiation globale annuelle	Favorable
Surface utile capteurs	12 626 m ²
Production annuelle d'électricité	3 225 MWh/an
Durée de vie	30 ans

4/ En chiffres

- Investissement	2 820 300 €
- Frais d'exploitation	24 500 €/an
+ Recettes annuelles	287 300 €/an
- Emissions de CO2 en ACV	139 tCO2eq/an
+ Emission de CO2 évitées	167 tCO2eq/an

(Construction recyclage ...)



Figure 19 Description du potentiel photovoltaïque en revente

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

1.2.1. Gisement

La zone d'étude présente des besoins en ECS réguliers sur l'année. Ainsi, l'exploitation des toitures pour la mise en place de panneaux solaires thermiques est envisageable.

Les surfaces de toiture de chaque lot ainsi que les hypothèses associées sont les mêmes que celles présentées dans la partie précédente :

- Toitures terrasses du bloc principal (toitures terrasses du niveau 06 bloc sud, toitures LT CTA Est et Sud) avec prise en compte d'éventuels équipements à installer sur la toiture et la végétalisation d'environ 10 113 m²
- Toitures terrasses au-dessus de l'internat

1.2.2. Hypothèses économiques

Les hypothèses économiques sont issues de l'étude de l'ADEME sur les *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* (éditions 2019) :

Type de panneaux	Chauffe-Eau Solaire Individuel (CESI)	Chauffe-Eau Solaire Collectif (CESC)
Investissement € TTC/m ²	1125	980
Exploitation € TTC/m ² /an	8.5	10

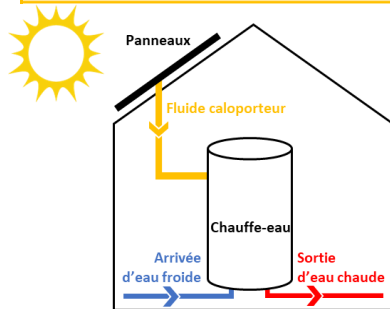
1.2.3. Potentiel technique

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

Pour chaque lot, le taux de couverture des besoins d'ECS par énergie solaire est limité à 60% (cette limite sert à éviter les surdimensionnements pouvant provoquer des phénomènes de surchauffe). La présentation ci-dessous synthétise le potentiel maximal de cette énergie calculé dans la zone d'étude

LE SOLAIRE THERMIQUE

1/ Principe



Production d'Eau Chaude Sanitaire à partir d'énergie solaire :

Les panneaux captent les rayons du soleil pour réchauffer un fluide caloporteur. Ce fluide chaud rejoint ensuite le ballon de stockage dans lequel il réchauffe l'eau chaude sanitaire. Ce système permet de couvrir en moyenne 60% des besoins en ECS, un appoint est nécessaire.

Il peut s'agir de Chauffe-Eau Solaire Individuel (CESI) pour les maisons individuelles, ou de Chauffe-Eau Solaire Collectif (CESC) pour les logements collectifs et le tertiaire.

2/ Avantages & inconvénients

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> + Meilleure maîtrise des charges (ressource gratuite) ; coût du kWh connu sur durée de vie de l'installation + Production locale d'énergie verte, en réponse à un besoin notamment pour les logements + Facilitation d'obtention du niveau de performance (RE2020) + Faibles émissions de CO2 associées + Affichage (visibilité des panneaux) | <ul style="list-style-type: none"> - Conflits d'usage pour l'occupation des toitures (photovoltaïque, végétalisation) - Non rentable dans lots à usage non régulier d'ECS (écoles ...) - Nécessité d'une implantation au plus près du consommateur |
|---|---|

3/ Disponibilité

Irradiation globale annuelle	Favorable
Surface utile capteurs	368 m ²
Production annuelle d'ECS	196 MWh/an
Couverture des besoins en ECS	60%
Durée de vie	30 ans

4/ En chiffres

Investissement	361 000 €
Frais d'exploitation	3 718 €/an

- + Emissions de CO2 évitées 10 tCO2eq/an par rapport à une solution électrique



Figure 20 Description du potentiel solaire thermique

1.3. PAC GEOTHERMIQUE SUR CHAMPS DE SONDE

1.3.1. Gisement

Le gisement géothermique doit être confirmé par des études de faisabilité plus précises sur site. Etant donné l'absence d'information sur la nappe située en dessous du site, nous proposons ici de se concentrer uniquement sur le potentiel en champ de sonde (géothermie fermée) étant donné qu'il est plus facile à mettre en œuvre même si faible potentiel.

Selon l'étude comparative des solutions de production de chauffage réalisées pour le groupe Hospitalier Tarbes-Lourdes (Otès et Indigo) : la solution de chauffage ayant recours aux sondes géothermiques comprend 78 sondes géothermiques avec 1 thermofrigopompe de 800 kW en chaud et 606 kW en froid. Ils sont associés à 6 chaudières gaz dont 3 dédiées au chauffage, 2 à la production ECS et 1 au secours (puissance unitaire de 1 150 kW), ainsi que 3 groupes froids pour la production frigorifique (puissance unitaire de 1 150 kW) et 4 dry adiabatique en toiture terrasse. Selon cette étude, la solution par sonde peut couvrir 37% des besoins en chaleur et en froid de la zone. Le potentiel développé ci-dessous suit les recommandations de l'étude en termes de couverture des besoins.

Attention, le dimensionnement présenté ci-dessous ne comprend pas les coûts des installations de secours et appoint. Ces derniers seront comptabilisés dans les scénarios énergétiques (dernier chapitre du présent rapport).

1.3.2. Hypothèses économiques

Les hypothèses économiques sont issues de deux études de l'ADEME, la première sur les *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* (éditions 2019) et la seconde sur *Les réseaux de chaleur et de Froid – Etat des lieux de la filière de 2019* :

- Investissement
 - PAC sur sonde géothermique : 1 625 € HT/kW
- Coûts d'exploitation :
 - PAC sur sonde géothermique : 8 € HT/MWh
- Prix de l'électricité : 210 € HT/MWh

1.3.3. Potentiel technique

Pour rappel, la géothermie très basse énergie comprend habituellement des consommations d'énergie fossile ou d'électricité du réseau (énergie nécessaire pour la PAC ainsi que le pompage) afin de couvrir de manière totale et en permanence les besoins de chaleur. Le contenu CO2 de cette solution reste moins élevé qu'une solution classique de chauffage thermique.

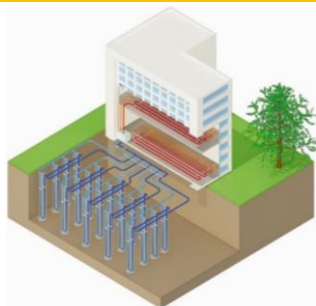
Cette étude est fondée sur une analyse technico-économique basée sur des valeurs moyennes issues des retours d'expérience et de projets similaires. La solution géothermique, au vu du gisement brut favorable, sera proposée pour le chauffage, l'ECS et la climatisation dans un des scénarii de combinaisons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

A ce stade d'avancement du projet, la faisabilité technique de cette solution devra être approfondie (si besoin de réaliser un forage de reconnaissance). En ce qui concerne les émissions de GES évitées par rapport à la solution de référence, la valeur présentée ci-dessous correspond aux émissions liées à la solution de référence (Energie électrique pour les besoins en ECS et l'usage d'aérothermes pour la chaleur, le détail de cette solution est présenté ci-après). Ces émissions sont évitées suite à la mise en place d'une solution renouvelable. Les consommations électriques des PACs sont soustraites de ces émissions évitées (malus).

LA GEOTHERMIE

Sur champs de sondes

1/ Principe



Production de chaleur (chauffage et Eau Chaude Sanitaire) et de froid à partir de l'énergie du sous-sol :

Un fluide caloporteur circule dans un réseau de sondes d'une centaine de mètres de profondeur. Cela permet d'échanger de l'énergie par transfert de chaleur puis de l'acheminer jusqu'à une PAC géothermique. En mode chauffage, celle-ci transfère la chaleur puisée dans le sol vers le bâtiment. En mode refroidissement, elle injecte la chaleur du bâtiment dans le sol.

Image : geothermies.fr

2/ Avantages & inconvénients

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> + Meilleur rendement des PAC géothermiques que les PAC (Air/Air) + Performances constantes tout au long de l'année + Entretien très limité + Valorisation d'une ressource renouvelable sur site + Facilitation d'obtention du niveau de performance (RE2020) + Faibles émissions de CO2 associées + Aides possibles (Fonds de Chaleur) | <ul style="list-style-type: none"> - Foncier nécessaire (parking, espaces verts) - Rentabilité à vérifier avec une étude de faisabilité (forage sur site) - Investissement important - Réglementation lourde |
|--|--|

3/ Disponibilité

Température du sous-sol	10-30°C (géothermie de Très Basse Energie)
Profondeur des forages	100 m
Nombre de forages nécessaires	78
soit une surface minimale de	1 005 m ²
Coefficient de Performance de la PAC	4
Consommation d'électricité annuelle	260 MWh/an
Durée de vie de la PAC	20 ans
Durée de vie du système de captage	50 ans

	Production annuelle	Couverture des besoins
Chauffage	649 MWh/an	40%
ECS	130 MWh/an	40%
Froid	219 MWh/an	40%

4/ En chiffres

Investissement	1 474 800 €
Frais d'exploitation	62 600 €/an
Achat d'électricité	54 600 €/an
- Emissions de CO2 dues à la consommation d'électricité	14 tCO2eq/an
+ Emissions de CO2 évitées	55 tCO2eq/an

par rapport à une solution électrique classique

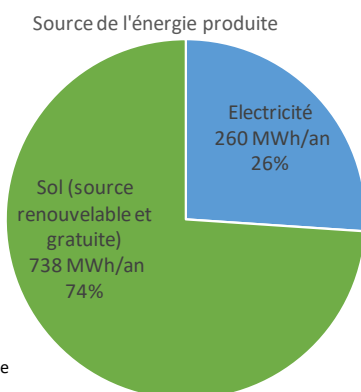


Figure 21 : Description du potentiel géothermique sur champ de sonde

1.4. LE BOIS ENERGIE

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

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

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

Il s'agit là de répondre aux besoins de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, via une production sur site.

1.4.1. Limites

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

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

Puissance de dimensionnement évaluée (MW)	Combustibles (t)	Nombre de rotations annuelles
0.975	637	25

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

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

- Espace nécessaire pour la mise en place de la solution bois-énergie : 29 m² pour l'ensemble de la zone
- La combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air.

Les émissions liées à la combustion du bois doivent être suivies et contrôlées.

1.4.2. Hypothèses économiques

Les hypothèses économiques sont issues de l'étude de l'ADEME sur les *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France* (éditions 2019) ainsi que de l'étude du prix des combustibles bois en 2019/2020 de l'ADEME :

Gamme de puissance de la chaudière [kW]	<500	<1000	<3000	>3000
Investissement chaudière €HT/MWh	466	372	368	187

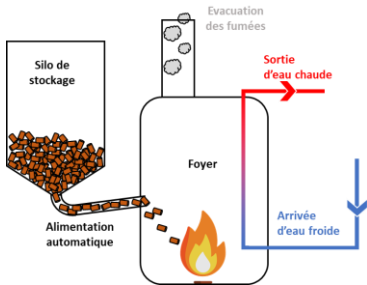
En ce qui concerne les coûts liés à l'exploitation (OPEX), les hypothèses sont les suivantes :

- Coûts du combustible (P1) : 40 € HT/MWh PCI
- Coûts d'exploitation de la chaudière (P2) : 22 € HT/MWh/an

Il est important de noter qu'à ce stade de l'étude, nous étudions le potentiel maximal de la ressource bois-énergie sur la zone du projet (soit une couverture de 100% des besoins en chaleur). Au vu de ces contraintes et limites que présente cette filière, les scénarios qui seront proposés dans la phase de scénarisation pourront moduler ce taux de couverture et proposer des mix énergétiques avec des sources de chaleur variées (moins contraignantes).

LE BOIS-ENERGIE

1/ Principe



Production de chaleur (chauffage et Eau Chaude Sanitaire) à partir de biomasse :
Une chaufferie biomasse est composée de 4 éléments principaux :
- stockage du combustible ;
- alimentation automatique en combustible ;
- générateur de chaleur ;
- système d'épuration des rejets gazeux et d'évacuation des cendres.

2/ Avantages & inconvénients

- + Facilité d'obtention du niveau de performance (RE2020)
- + Faibles émissions de CO2 associées
- + Baisse des pointes électriques en hiver qui menacent la sécurité d'alimentation électrique et font appel à des ressources de production polluantes (si chauffage électrique en base)
- Ressources bois-énergie à valider (distance entre la ZAC et le lieu de production de la ressource ; mode de transport envisagé)
- Foncier nécessaire (local technique et stockage)
- Mode d'approvisionnement qui demande plus d'organisation qu'un chauffage électrique et qui implique des rejets carbone (transport)

3/ Disponibilité

Type de combustible	Plaquettes forestières	Production annuelle	Couverture des besoins
Coût du combustible livré [c€ HT/kWh]	4	Chauffage 1 624 MWh/an	100%
Source d'approvisionnement à proximité	Très proche	ECS 326 MWh/an	100%
Consommation de biomasse	600 t/an		
Volume de stockage nécessaire	88 m3		
Emprise au sol envisagée (hauteur du silo 3m)	29 m²		
Puissance de la chaudière	970 kWth		
Durée de vie de la chaudière	20 à 30 ans		

4/ En chiffres

Investissement	725 300 €
Frais d'exploitation	64 300 €/an
Achat du combustible	78 000 €/an
- Emissions de CO2	47 tCO2eq/an (transport du combustible ...)
+ Emissions de CO2 évitées	114 tCO2eq/an par rapport à une solution 100% électrique

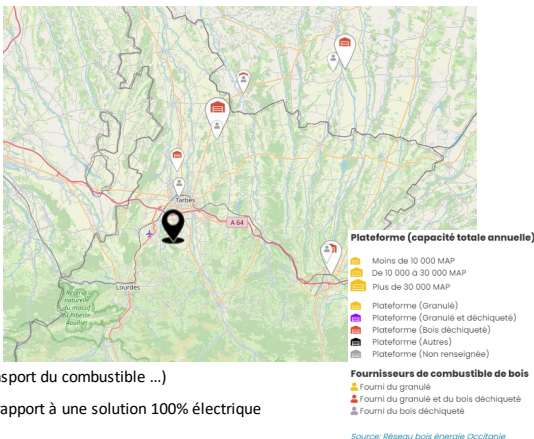


Figure 22 : Description du potentiel bois-énergie

1.5. PAC AÉROTHERMIQUES

1.5.1. Gisement

Les Pompes à Chaleur (PAC) récupèrent les calories ambiantes (dans l'air, le sol ou l'eau), augmentent leurs niveaux de température et les restituent dans le logement. Dans le cas des PAC aérothermiques, la chaleur provient directement de l'air ambiant. Le système est d'autant plus efficace que la différence entre la température du milieu où est puisée la chaleur et celle des émetteurs de chaleur du logement est réduite.

Plusieurs typologies de PAC aérothermiques peuvent être considérées :

- La PAC air extérieur/air intérieur qui chauffe directement l'air du logement

Les PAC aérothermiques (air extérieur/air intérieur) sont souvent munies d'un système de chauffage d'appoint pour pallier une éventuelle insuffisance de la PAC quand il fait froid. La diminution des températures entraîne généralement une diminution de l'efficacité de la pompe, jusqu'à son arrêt (en général entre -10° et -20° selon les modèles). Le chauffage d'appoint est assuré par une résistance électrique intégrée à la machine. Cependant, les modèles récents de PAC réversibles peuvent fonctionner sans appoint.
- La PAC air extérieur/eau qui chauffe l'eau d'un circuit de chauffage (plancher chauffant, radiateurs basse température et/ou des ventilo-convecteurs)
- PAC air extrait / air neuf : la PAC récupère l'air extrait par la VMC et préchauffe l'air neuf soufflé dans les pièces à vivre. Ce système n'est pas préconisé dans notre cas car ne peut pas couvrir la totalité des besoins de chauffage (et nécessite systématiquement un chauffage complémentaire)

Au regard des besoins de ce projet, **le choix de PAC Air/Eau a été fait** car contrairement aux PAC Air/Air, celles-ci peuvent subvenir aux besoins en ECS en plus des besoins en chauffage. De plus les PAC Air/Eau sont éligibles aux aides de l'Etat pour la rénovation énergétique, contrairement aux PAC Air/Air jugées insuffisamment performantes.

Les points de vigilance soulevés par l'ADEME concernant ces systèmes sont les suivants :

- Les performances des PAC aérothermiques sont très variables en fonction des températures extérieures et nécessitent souvent un système d'appoint, généralement électrique et intégré au système.
- Un entretien régulier nécessaire.
- Les pompes à chaleur nécessitent une consommation électrique afin de pouvoir fonctionner. Cette consommation doit être prise en compte dans leur bilan énergétique et économique : le compresseur est le principal consommateur mais à cela s'ajoutent les consommateurs auxiliaires (circulateurs, organe de dégivrage, ventilateurs, etc.).
- Un point de vigilance doit être porté sur la nuisance sonore : en effet, certaines PAC aérothermiques peuvent être bruyantes : si elle est installée à l'extérieur des logements, il sera peut-être nécessaire d'installer des dispositifs pour limiter la nuisance (écran anti-bruit par exemple).

1.5.2. Hypothèses économiques

Les hypothèses retenues, issus de retours d'expérience de l'équipe PAC aérothermiques d'Artelia, de données de l'ADEME ainsi que de l'étude de *Suivi du marché et des prix 2021 des pompes à chaleurs individuelles* de l'Observatoire des Energies Renouvelables, sont les suivantes :

- Investissement pour la PAC + pose :

- 116 € HT/kW pour une PAC de plusieurs centaines de kW (collectif et tertiaire)
- Investissement pour le matériel secondaire (ballon ECS + thermostat et accessoires de régulation + vase d'expansion + vannes et liaisons hydrauliques + pompe de circulation) :
 - 30% de l'investissement PAC+pose soit 35 € HT/kW pour une PAC de plusieurs centaines de kW (collectif et tertiaire)
- Coûts d'exploitation annuels :
 - 7 € HT/kW/an pour une PAC de plusieurs centaines de kW (collectif et tertiaire)
 - Prix de l'électricité : 210 € HT/MWh

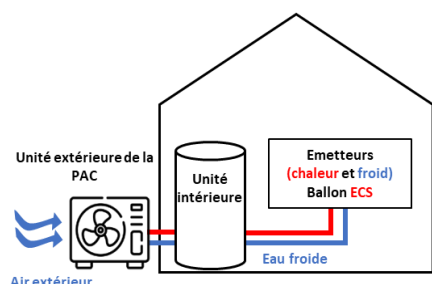
1.5.3. Potentiel technique

Les PAC consomment de l'électricité pour produire de la chaleur et du froid, ce qui signifie que leur consommation électrique doit être prise en compte, en plus des besoins thermiques auxquels elles répondent. Les bilans énergétiques finaux des scénarios sont donc supérieurs aux besoins initiaux de la zone.

L'AÉROTHERMIE

Pompe à Chaleur Air/Eau

1/ Principe



Production de chaleur (chauffage et Eau Chaude Sanitaire) et rafraîchissement à partir de l'énergie de l'air extérieur :

En mode chauffage, la PAC Air/Air capte les calories contenues dans l'air extérieur, qui réchauffent un fluide frigorigène (circuit primaire). Le circuit de chauffage du bâtiment (circuit secondaire) est alors chauffé via un échangeur.

En mode rafraîchissement, le cycle du fluide frigorigène est inversé : la PAC puise des calories dans le logement et les rejette à l'extérieur.

2/ Avantages & inconvénients

- + Valorisation d'une ressource renouvelable sur site
- + Facilitation d'obtention du niveau de performance (RE2020)
- + Faibles émissions de CO2 associées
- + Réversibilité du système (chaud/froid) et production d'ECS
- + Aides possibles
- Nuisance sonore
- Réserver au climat doux
- Investissement plus élevé que pour des PAC Air/Air

3/ Disponibilité

		Production annuelle	Couverture des besoins
Nombre de PAC sur l'ensemble de la ZAC	18		
Coefficient de Performance	4.53	Chauffage 1 624 MWh/an	100%
Coefficient d'efficacité frigorifique	3	ECS 326 MWh/an	100%
Consommation d'électricité annuelle	613 MWh/an	Froid 548 MWh/an	100%
Durée de vie	15 à 20 ans		

4/ En chiffres

Investissement PAC + pose	164 300 €
Investissement autre matériel (diffusion)	45 800 €
Frais d'exploitation	9 800 €/an
Achat d'électricité	128 700 €/an
+ Emissions de CO2 évitées	100 tCO2eq/an par rapport à une solution électrique classique

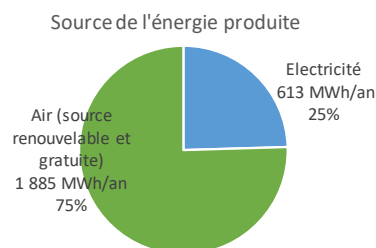


Figure 23: Description du potentiel aérothermie. Pompe à chaleur Air / Eau

2. ELABORATION DE SCENARII INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES

Les scénarios énergétiques proposés pour la suite de l'étude sont les suivants :

Scénario 1 : bois-énergie pour besoin en chaleur, PAC aérothermiques pour besoin en froid, panneaux photovoltaïques en vente totale

Scénario 2 : bois-énergie pour une partie des besoins en chaleur, géothermie sur sonde pour partie des besoins en froid et en chaleur (78 sondes comme l'indique l'étude transmises sur les moyens de production de chaleur) + panneaux photovoltaïques en vente totale

Scénario 3 : PAC aérothermiques pour besoins en froid et en chaleur + solaire thermique pour partie des besoins en Eau Chaude Sanitaire + panneaux photovoltaïques sur toiture restantes en vente totale après mise en place du solaire thermique

2.1. HYPOTHESES GENERALES

2.1.1. Recours aux « énergies traditionnelles » pour l'appoint

Les scénarios proposés ci-dessous ne sont pas tous constitués à 100% d'EnR&R. Afin de les comparer de manière complète et juste, les besoins non-couverts par des EnR&R (y compris en appoint d'une solution EnR&R) sont couverts par une solution « traditionnelles » : l'électricité ou le gaz.

Les hypothèses économiques pour les énergies traditionnelles sont issues de l'ADEME.

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

Les hypothèses économiques considérées proviennent de REX Artelia :

- Pour le chauffage à base électrique :
 - Investissement : 14 €TT/m² (ramené au prix sans TVA)
 - Coût de l'énergie (P1) : 10 c€/kWh_{EF}
- Pour l'ECS électrique :
 - Investissement : 52 €TTC/m² (ramené au prix sans TVA)
 - Coûts de l'énergie (P1) : 10 c€/kWh_{EF}
- P2-P3 pour chauffage et ECS inclus : 0,31 €TTC/m² (ramené au prix sans TVA)

2.1.2. Hypothèses économiques des scénarios énergétiques

La durée d'étude a été considérée à 20 ans pour pouvoir comparer toutes les énergies entre elles. Il est à noter que les installations après cette période posséderont une valeur résiduelle non nulles (durée de vie considérée à 30 ans pour une partie des équipements solaires thermiques et photovoltaïques par exemple).

- Le taux d'actualisation appliqué est de 4%.

- Les calculs ne prennent pas en compte une actualisation des coûts de l'énergie, néanmoins le taux d'actualisation élevé retenu peut compenser en partie ce point. Par ailleurs, les évaluations proposées sont prudentes, et une inflation des coûts de l'énergie pourrait augmenter la rentabilité des investissements effectuées dans les énergies renouvelables.
- Enfin, les coûts globaux sont déterminés hors subventions possibles.

2.1.3. Hypothèses environnementales

Les émissions de CO₂ ont été comptabilisés à partir des hypothèses suivantes, d'après les facteurs d'émission réglementaires de la RE2020 :

Type d'énergie	Emission de CO2 kgCO2e/kWh d'Ef en PCI
Bois énergie – type de combustible	0.024
Electricité	0.064

Pour l'énergie aérothermie ou la géothermie, les émissions CO₂ comptées sont dues uniquement à la consommation d'électricité (par les PAC et le pompage).

2.1.4. Interprétation des résultats concernant la projection du taux de couverture énergétique de la zone

Un point de vigilance doit être formulé concernant l'interprétation des résultats concernant la projection du taux de couverture énergétique de la zone du projet. Ce dernier est un exercice comportant des limites.

En effet, l'approche menée a été réalisée sur la base de ratios réglementaires (les consommations prises en compte correspondent aux consommations d'énergie issues des travaux en la Réglementation la RE2020). Ainsi, les consommations retenues ici pourront présenter quelques décalages avec celles qui seront réellement consommées / mesurées durant les phases d'exploitation des logements. Les facteurs entrant en ligne de compte seront les usages précis, le nombre d'usagers et le niveau de confort thermique souhaité par chaque usager, etc.

2.2. SCENARIO N°1 : BOIS ENERGIE + PAC AEROTHERMIQUE + PV

2.2.1. Description du scénario

Pour le scénario n°1 :

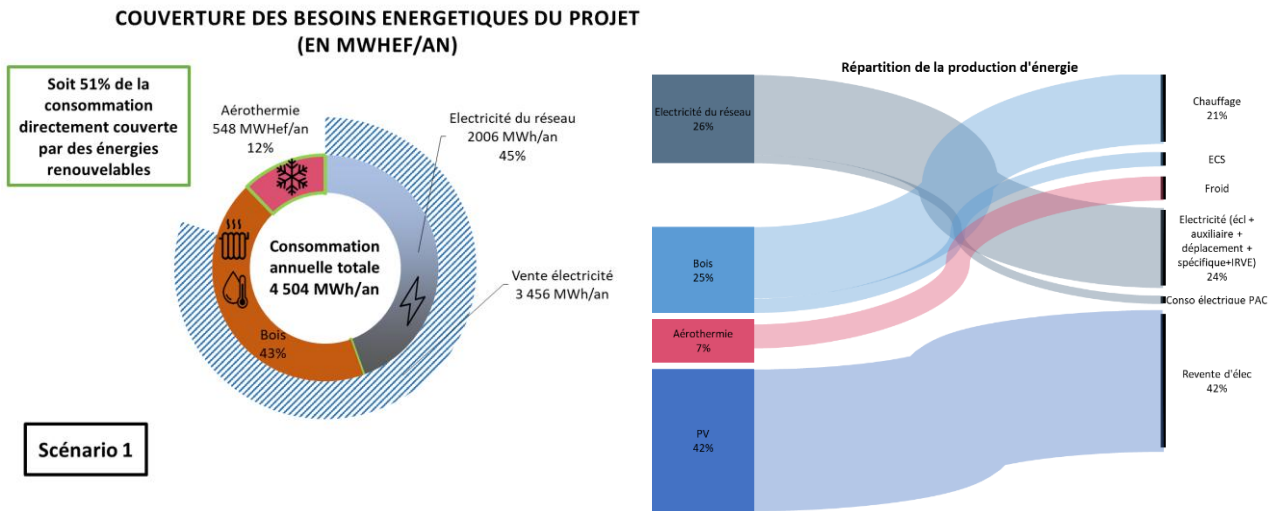
- 100 % des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire sont couverts par le bois énergie ;
- 100 % des besoins de rafraîchissement sont couverts par l'aérothermie (PAC air/eau) ;
- PV en revente totale.

Remarque : Une chaufferie bois et adaptée à tous les niveaux de température et peut être intégrée à tous types de chaufferie dédiée à un bâtiment ou un réseau de chaleur.

En France en 2019, 1/3 des ENR (pour usages de chaleur) produites sont issues du bois énergie.

2.2.2. Résultats

SCENARIO 1 Moyen de production de l'énergie		PV revente	Bois énergie	PAC aérothermique	Electricité du réseau	Total
Consommation d'énergie associée :						
Production	MWhef/an	3 225 MWh/an	1 950 MWh/an	548 MWh/an	2 006 MWh/an	7 729 MWh/an
Investissement	€ HT	2 294 103 €	934 788 €	89 504 €	0 €	3 318 396 €
Frais d'exploitation Maintenance + Coût du combustible (pour les PAC : dans colonne électricité du réseau)	€ HT/an	23 524 €	111 141 €	6 724 €	419 797 €	561 186 €
CGA sur 20ans sans recette	€	2 613 800 €	2 445 200 €	180 900 €	5 705 200 €	10 945 100 €
Recettes PV	€/an	287 257 €				287 257 €
Emissions de CO2	tCO2/an		47 tCO2/an	10 tCO2/an	94 tCO2/an	151 tCO2/an



Les besoins totaux de la zone en énergie finale sont de 4504 MWh/an. L'énergie majoritairement utilisée est le bois énergie via un raccordement à une chaufferie bois centralisée. Les besoins en chaleur sont intégralement couverts par le bois énergie.

Les besoins en rafraîchissement sont couverts par des PAC Air/eau, complétés par l'électricité.

Aucune production d'électricité renouvelable n'est proposée dans ce scénario (de même pour les suivants). 100% des besoins en électricité sont couverts par le réseau.

Le scénario 1 permettrait de couvrir 51% des besoins totaux de la ZAC avec des énergies renouvelables. Ces résultats sont à interpréter dans les limites énoncées au chapitre 3.2 du présent rapport.

L'analyse ci-dessous donne une première indication du respect de la RE2020 selon le scénario EnR envisagé, mais seule l'étude thermique réglementaire permettra de valider le respect des indicateurs RE 2020.

Indicateurs RE2020				Validation des exigences de la RE2020 ?
Valeur de la ZAC		Seuil de performance règlementaire		
Cep	MWhep/an	Cep_max	10388	✓
Cep,nr	MWhep/an	Cep,nr_max	8695	✓
Icénergie	tCO2	Icénergie_max	13653	✓

2.3. SCENARIO N°2 : BOIS ENERGIE + GEOTHERMIE SUR SONDE + PV

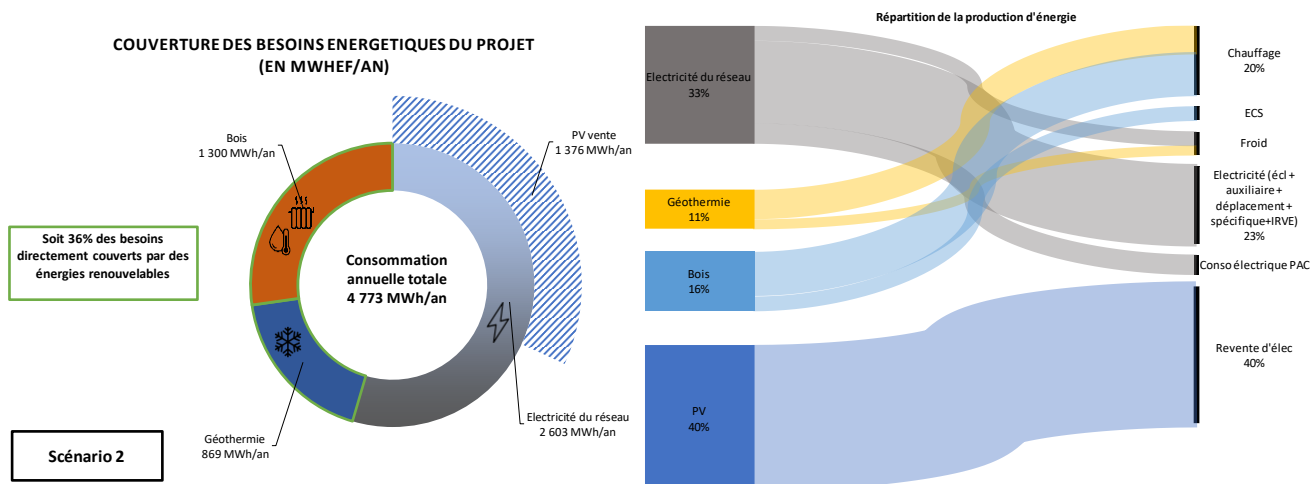
2.3.1. Description du scénario

Pour le scénario n°2 :

- 60 % des besoins en chauffage sont couverts par le bois énergie complété par la géothermie sur sonde (par l'intermédiaire de PAC) ;
- 100% des besoins en Eau Chaude Sanitaire sont couverts par le bois énergie ;
- 40% des besoins en rafraîchissement sont couverts par la géothermie sur sondes, complétés par l'électricité du réseau ;
- PV en revente totale.

2.3.2. Résultats

SCENARIO 2 Moyen de production de l'énergie		PV revente 	Bois énergie 	Géothermie sur sonde 	Electricité du réseau 	Total
Consommation d'énergie associée :						
Production	MWhef/an	3 456 MWh/an	1 300 MWh/an	869 MWh/an	2 603 MWh/an	8 228 MWh/an
Investissement	€ HT	2 457 968 €	483 731 €	2 798 580 €	- €	5 740 279 €
Frais d'exploitation Maintenance + Coût du combustible (pour les PAC : dans colonne électricité du réseau)	€ HT/an	24 647 €	74 120 €	43 072 €	545 325 €	687 164 €
CGA sur 20ans sans recette	€	2 792 900 €	1 491 000 €	3 383 900 €	7 411 100 €	15 079 100 €
Recettes PV	€/an	307 775 €				307 775 €
Emissions de CO2	tCO2/an	0 tCO2/an	31 tCO2/an	12 tCO2/an	112 tCO2/an	155 tCO2/an



L'énergie majoritairement utilisée est l'électricité, suivi par le bois énergie complété par la géothermie pour assurer besoins en climatique.

Le scénario 2 permettrait de couvrir 36 % des besoins totaux de la ZAC avec des énergies renouvelables. Ces résultats sont à interpréter dans les limites énoncées au chapitre 3.2 du présent rapport.

L'analyse ci-dessous donne une première indication du respect de la RE2020 selon le scénario EnR envisagé, mais seule l'étude thermique réglementaire permettra de valider le respect des indicateurs RE 2020.

Indicateurs RE2020				Validation des exigences de la RE2020 ?
Valeur de la ZAC	Seuil de performance règlementaire			
Cep	MWhep/an	Cep_max	10388	✓
Cep,nr	MWhep/an	Cep,nr_max	8695	✓
Icénergie	tCO2	Icénergie_max	13653	✓

2.4. SCENARIO N°3 : PAC AEROTHERMIQUES + SOLAIRE THERMIQUE + PV

2.4.1. Description du scénario

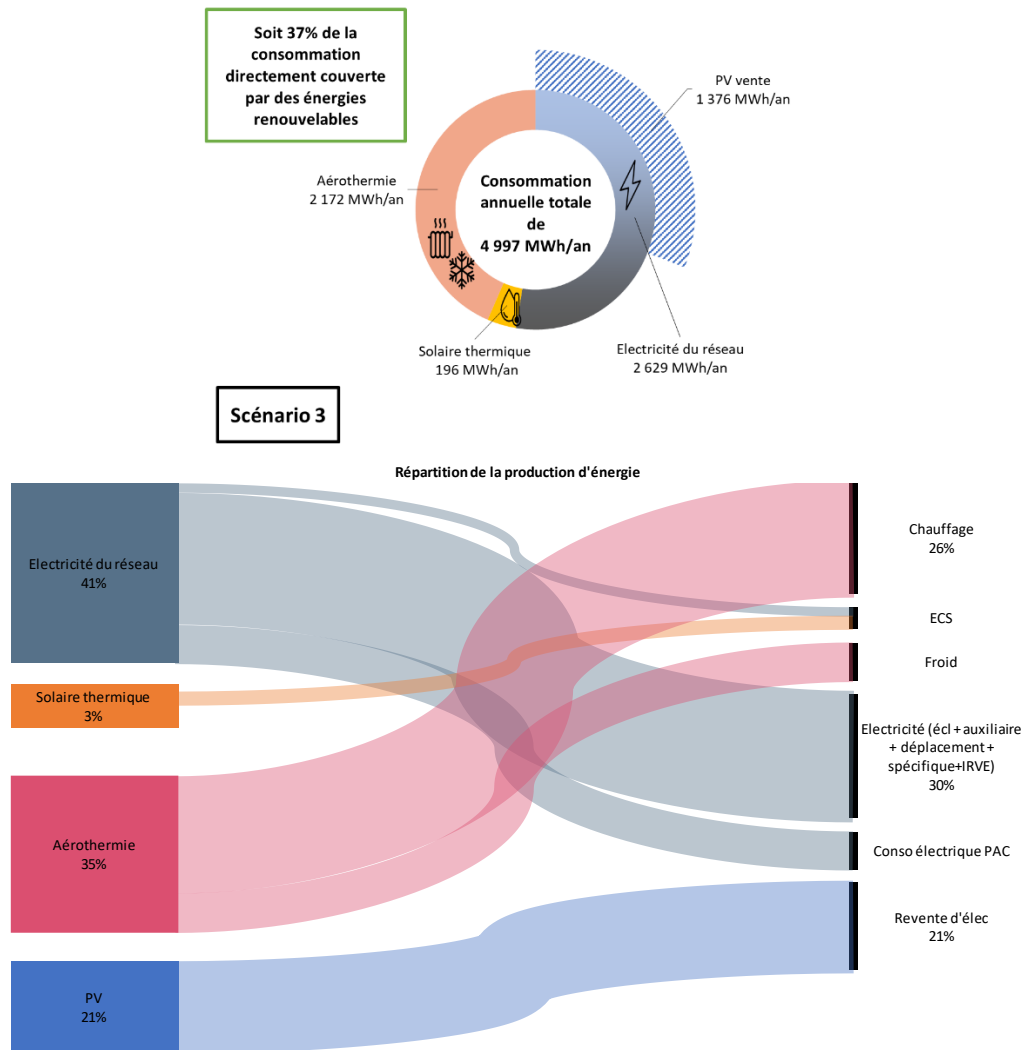
Pour le scénario n°3 :

- 60 % des besoins d'eau chaude sanitaire sont couverts par des installations solaires thermiques et les 40% restants par l'électricité (pour les lots présentant des usages réguliers);
- 100 % des besoins de chauffage et de rafraîchissement sont couverts par des PACS Aérothermiques centralisées, complété par l'électricité du réseau pour alimenter les compresseurs des PAC ;
- PV en revente totale sur les toitures restantes après avoir mis en place du solaire thermique.

2.4.2. Résultats

SCENARIO 3 Moyen de production de l'énergie		PV revente	Solaire thermique	PAC aérothermique	Electricité du réseau	Total
Consommation d'énergie associée :						
Production	MWhef/an	1 376 MWh/an	196 MWh/an	2 172 MWh/an	2 629 MWh/an	6 372 MWh/an
Investissement	€ HT	1 047 218 €	387 684 €	201 379 €	- €	1 636 281 €
Frais d'exploitation Maintenance + Coût du combustible (pour les PAC : dans colonne électricité du réseau)	€ HT/an	20 147 €	4 305 €	125 921 €	550 656 €	701 028 €
CGA sur 20ans sans recette	€	1 321 000 €	446 200 €	1 912 700 €	7 483 600 €	11 163 500 €
Recettes PV	€/an	130 966 €				130 966 €
Emissions de CO2	tCO2/an			28 tCO2/an	108 tCO2/an	136 tCO2/an

COUVERTURE DES BESOINS ENERGETIQUES DU PROJET (EN MWHEF/AN)



L'énergie majoritairement utilisée est l'électricité, suivi par l'aérothermie via l'utilisation de pompes à chaleur. La consommation globale de la zone est plus importante que dans les autres scénarios car de l'électricité supplémentaire est utilisée pour le fonctionnement des PAC aérothermiques.

La partie « air » de l'Aérothermie est considérée comme renouvelable. La part d'énergie renouvelable est donc de 24% pour le scénario 3.

Le scénario 3 permettrait de couvrir 37 % des besoins totaux de la ZAC avec des énergies renouvelables. Ces résultats sont à interpréter dans les limites énoncées au chapitre 3.2 du présent rapport.

L'analyse ci-dessous donne une première indication du respect de la RE2020 selon le scénario EnR envisagé, mais seule l'étude thermique réglementaire permettra de valider le respect des indicateurs RE 2020.

Indicateurs RE2020					Validation des exigences de la RE2020 ?
Valeur de la ZAC			Seuil de performance règlementaire		
Cep	MWhep/an	3860	Cep_max	10388	✓
Cep,nr	MWhep/an	3860	Cep,nr_max	8695	✓
Icénergie	tCO2	4626	Icénergie_max	36480	✓

2.5. COMPARAISON DES SCENARIOS ET CONCLUSIONS

Nous proposons dans cette partie **une comparaison de scénarios** qui s'appuie sur **un système de notation**. La notation proposée repose sur trois critères majeurs : critères **technique, économique et environnemental**, subdivisés en sous-critères quantitatifs - investissement en € par exemple - ou qualitatif - risque de variation du prix de l'énergie par exemple. Chaque critère possède une pondération, adaptables aux objectifs du projet (accent mis sur l'environnement, sur le planning ...). Les critères ainsi que leurs pourcentages de pondération sont les suivants (détail des critères disponible en annexe) :

Critère	Pondération critère	Sous-critère	Pondération sous-critère	Type
Critère technique	30%	Contrainte de mise en œuvre et d'exploitation	20%	Qualitatif
		Autonomie locale	10%	Qualitatif
		Planning de mise en œuvre	30%	Qualitatif
		Mutualisation des moyens de productions	40%	Qualitatif
Critère économique	20%	Investissement	25%	Quantitatif
		Coût Global Actualisé dans 20 ans (sans recettes)	25%	Quantitatif
		Recettes PV dans 20 ans	15%	Quantitatif
		Facilité d'obtention de subventions	20%	Qualitatif
		Risque de variation du prix de l'énergie	15%	Qualitatif
Critère environnemental	50%	Quantité de CO2 émis	35%	Quantitatif
		Taux de couverture des besoins par EnR	30%	Quantitatif
		Cep	20%	Quantitatif
		Impact environnemental indirect	15%	Qualitatif

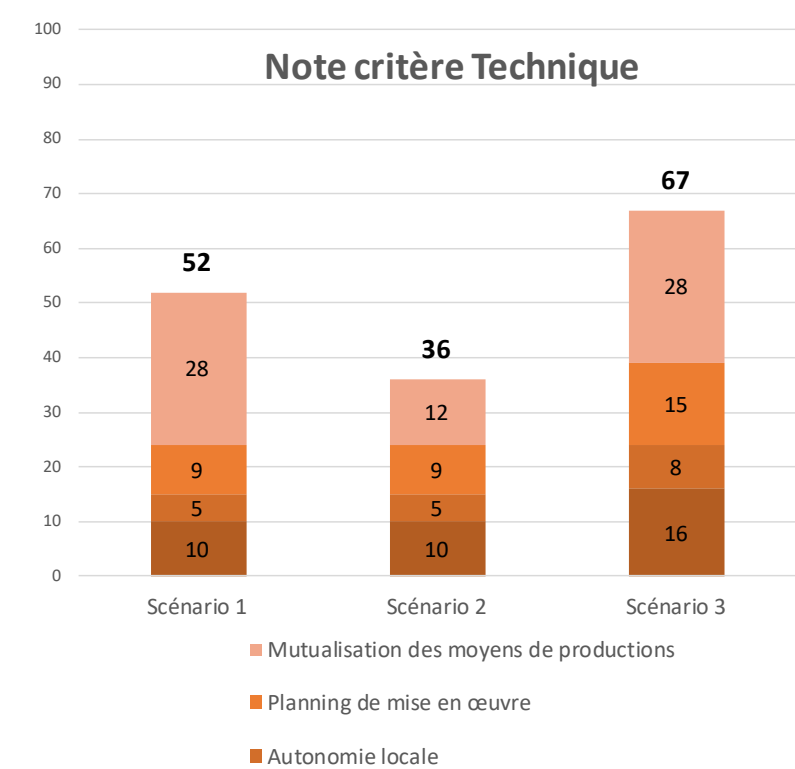
Tableau 4 - Critères de notation pour la comparaison des scénarios

2.5.1. Critère technique

Voici les notes qualitatives attribuées à chaque scénario ainsi que leurs justifications :

	Critères techniques		Niveau	Justifications
Scénario 1	Contrainte de mise en œuvre et d'exploitation	Contraintes modérées		Approvisionnement en biomasse dans un contexte urbain (circulation de poids lourds), nuisances sonores des PAC
	Autonomie locale	Autonomie partielle		Approvisionnement en biomasse
	Planning de mise en œuvre	Plus de 3 ans		Lié au planning de mise en œuvre d'une chaufferie biomasse
	Mutualisation des moyens de productions	Mutualisation partielle		Bois énergie, PAC
Scénario 2	Contrainte de mise en œuvre et d'exploitation	Contraintes modérées		Approvisionnement en biomasse dans un contexte urbain (circulation de poids lourds)
	Autonomie locale	Autonomie partielle		Approvisionnement en biomasse
	Planning de mise en œuvre	Plus de 3 ans		Lié au planning de mise en œuvre d'une chaufferie biomasse
	Mutualisation des moyens de productions	Multiplication des moyens de production		Bois énergie, Géothermie
Scénario 3	Contrainte de mise en œuvre et d'exploitation	Peu de contraintes		Nuisance sonores des PAC aérothermiques
	Autonomie locale	Très bonne autonomie		La majorité des besoins sont couverts par une seule technologie de production (PAC)
	Planning de mise en œuvre	Moins de 3 ans		
	Mutualisation des moyens de productions	Mutualisation partielle		PAC collective pour couvrir les besoins de chaleur et rafraîchissement à l'échelle de chaque et solaire thermique

La note technique obtenue est présentée ci-dessous :

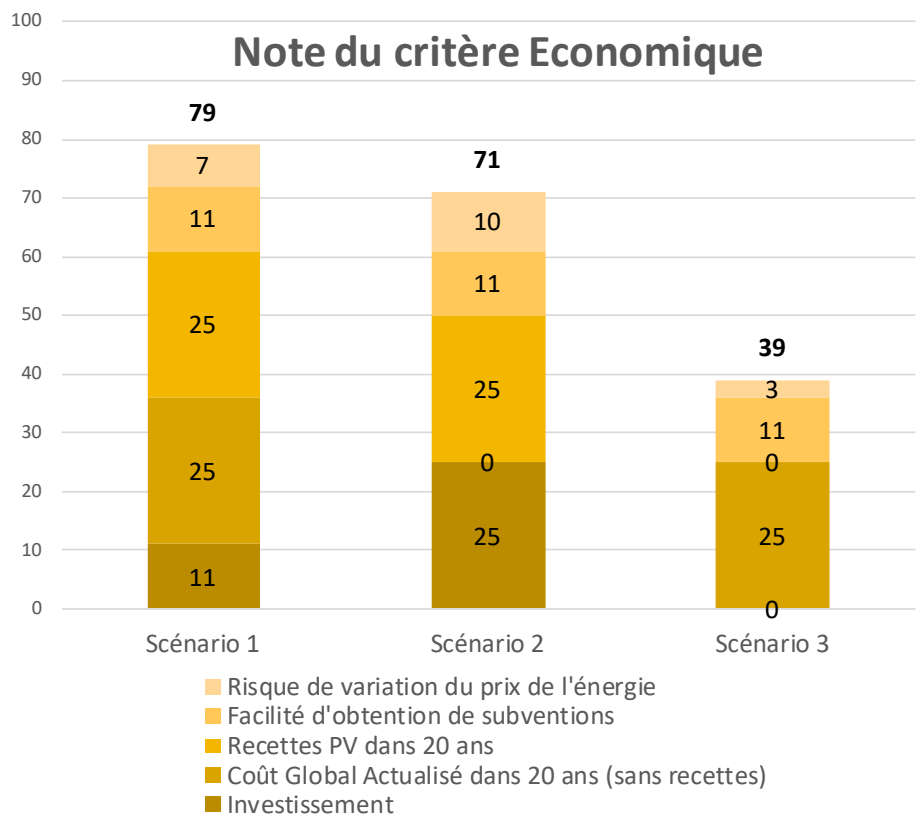


Les scénario 1 et 3 obtiennent une note supérieure à 50. Ils sont avantagés par rapport au scénario 2 par leurs faibles contraintes de mise en œuvre et d'exploitation.

2.5.2. Critère économique

	Critères économiques	Niveau		Justifications
Scénario 1	Facilité d'obtention de subventions	Subventions assez courantes		Fonds chaleur, CEE pour la biomasse
	Risque de variation du prix de l'énergie	Risque moyen		Disponibilités et prix des plaquettes forestières
Scénario 2	Facilité d'obtention de subventions	Subventions assez courantes		Fonds chaleur, CEE pour la géothermie et la biomasse (bonification)
	Risque de variation du prix de l'énergie	Risque faible		Moins de dépendance au réseau électrique
Scénario 3	Facilité d'obtention de subventions	Subventions assez courantes		CEE pour les PAC (bonification)
	Risque de variation du prix de l'énergie	Risque fort		Dépendance au réseau électrique

Ci-dessous les notes obtenues pour les critères économiques :



Le scénario 1 arrive 1^{ère} position. La facilité d’obtention de FONDS Chaleur ainsi que son coût global actualisé l’avantage particulièrement.

Le scénario 2 et 3 se distinguent par des coûts investissements importants.

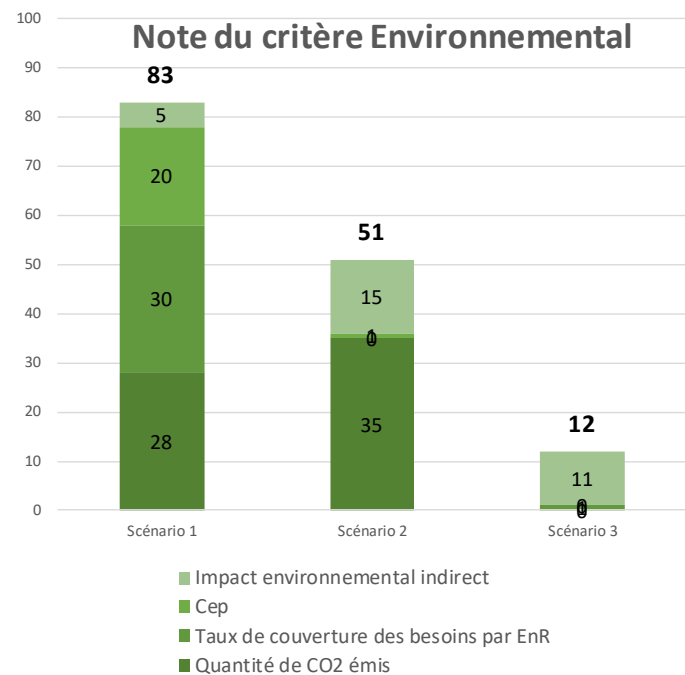
Les coûts considérés pour comparaison entre les différents scénarios sont calculés tel que :

Coût global dans 20 ans = investissement initial + (coût d’exploitation - recettes générées) *20 ans
--

2.5.3. Critère environnemental

	Critère environnemental	Niveau	Justifications
Scénario 1	Impact environnemental indirect	Impact indirect fort	Ressource bois énergie et passage des poids lourds en secteur urbain Enjeu de retrofit des PAC
Scénario 2	Impact environnemental indirect	Impact indirect faible	
Scénario 3	Impact environnemental indirect	Impact indirect moyen	Enjeu de retrofit des PAC

Ci-dessous les notes obtenues pour les critères environnementaux :



Le scénario 1 arrive en 1^{ère} position. Il est principalement avantage par la quantité de CO2 émise et le taux de couverture des besoins par des énergies renouvelables. L'impact environnemental le désavantage, à cause du trafic lié à l'approvisionnement en plaquettes forestières.

Les scénario 2 et 3 arrivent respectivement en 2^{ème} et 3^{ème} position, avantage par le taux de couverture des besoins par des énergies renouvelables.

2.5.4. Récapitulatif

Pour donner suite à la pondération des différentes notes pour les trois critères présentés ci-dessus, les notes globales associées à chaque scénario sont récapitulées ci-dessous :

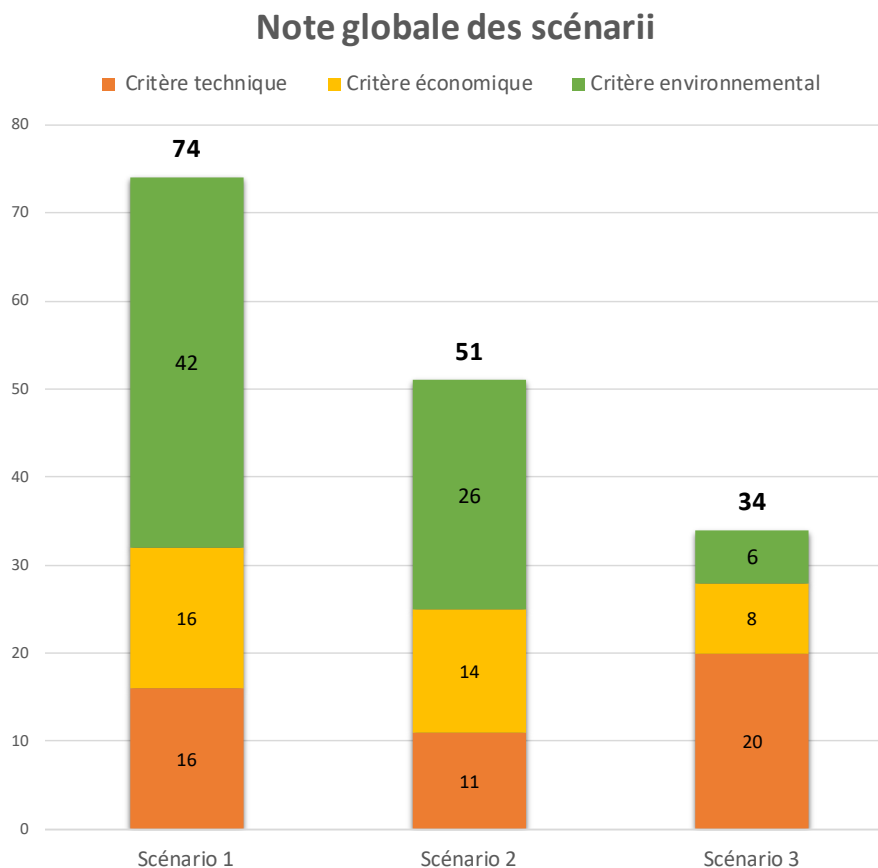


Figure 24 Notes globales associées aux différents scénarios

Avant toute considération des résultats des notes finales, il est important de rappeler que le présent exercice de comparaison de scénarios s'appuie sur un système de notation lui-même adossé à une définition de critères pondérés qui sont à ce stade, une proposition méthodologique. Ce préalable étant énoncé, les interprétations de résultats pourraient être les suivantes :

Le scénario 1 se détache avec la meilleure note parmi l'ensemble des scénarios considérés pour ce projet. Son faible impact environnemental associé à un mix énergétique vertueux l'avantage du fait de l'existence d'un réseau de chaleur à proximité. Ce système est adapté à une forte demande en eau chaude.

Toutefois, cette solution de chaleur renouvelable est à dimensionner en intégrant les futures réductions des consommations à venir.

Au regard du système de notation lui-même adossé à une définition de critères pondérés, les scénario 1 et 2 semblent présenter un intérêt.

Il appartiendra à la maîtrise d'ouvrage de réévaluer ces différents scénarios dans le cadre des échanges et des travaux préparatifs permettant d'en apprécier leurs contours opérationnels et leur faisabilité dans le cadre du projet de CHU.

2.6. LIMITES ET POINTS DE VIGILANCE

Il est important de rappeler que :

- Avant toute mise en œuvre des énergies renouvelables, il est nécessaire de travailler sur l'enveloppe du bâtiment et sur orientation pour consommer le moins possible. Ces paramètres sont aujourd'hui bien repris dans la RE2020.
- Les hypothèses de conception prises sont plutôt prudentes, cependant ces résultats sont à prendre avec précaution : cette projection reste indicative, les besoins des futurs preneurs peuvent entraîner des modifications de surfaces et éventuellement de répartition des usages. Des changements significatifs pourraient nécessiter une mise à jour de la stratégie énergétique présentée ici.
- L'orientation et l'inclinaison définitive des toitures des bâtiments. Ces éléments entrent en ligne de compte pour faciliter ou non la mise en œuvre de certaines énergies renouvelables (solaire).
- Les hypothèses prises en compte pour l'actualisation et les coûts des énergies et de la maintenance sont, par nature, discutables. Il serait intéressant de compléter cette étude par une analyse de sensibilité économique de chaque solution en faisant varier une à une chaque hypothèse. En effet, il peut être intéressant de voir si le « classement » des solutions évoluerait avec des hypothèses différentes d'indexation du coût des énergies.

Cette étude est une étude d'opportunité et un document d'aide à la décision mais nécessitera des études de faisabilité complémentaires avec des données de programmation plus avancées (typologie d'activité précises des bâtiments, toiture et orientation, besoins spécifiques, ...).

3. CONCLUSION ET SUITES

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

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