

Envoyé en préfecture le 13/12/2024

Reçu en préfecture le 13/12/2024

Publié le 13/12/2024

ID : 083-248300493-20241210-C_2024_301-DE



Étude sur le potentiel de développement en Energies Renouvelables ZAC des Cadenades



— écoquartier —
LES CADENADES

L'avenir en développement durable



Sommaire

INTRODUCTION	4
1. LES DOCUMENTS D'ORIENTATION STRATEGIQUES LOCAUX DE L'ENERGIE	5
1.1. Le schéma régional du climat, de l'air et de l'Energie (SRCAE)	5
1.2. Plan Climat Air Energie Territorial de la DPVa (PCAET)	7
2. CARACTERISTIQUES DU SITE	8
2.1. Présentation du site	8
2.2. Présentation de la zone d'aménagement	9
2.3. CLIMATOLOGIE.....	10
a) Zonage climatique	10
b) Stations météo et données recueillies	12
2.4. LES RESSOURCES ENERGETIQUES MOBILISABLES	17
a) L'électricité.....	17
b) Le gaz naturel	17
c) Le solaire	17
d) Le bois énergie	19
e) La géothermie	21
f) L'éolien.....	26
g) L'hydroélectricité	28
h) Méthanisation	30
i) La récupération de chaleur sur eaux usées	32
2.5. SYNTHESE DES ATOUS ET DES CONTRAINTES DU SITE VIS-A-VIS DE L'ENERGIE	34
3. ANALYSE THERMIQUE – ETUDE DES BESOINS	35
3.1. CONTEXTE ENERGETIQUE – REGLEMENTATION	35
a) La Règlementation Energétique (RE2020)	35
b) Le contexte énergétique de la zone d'aménagement	38
3.2. DEFINITION DES BESOINS	39
a) Besoins d'énergie globaux.....	39
b) Logement type, variables, calcul réglementaire	39
c) Répartition des besoins théoriques estimés du projet selon la RE 2020.....	40
d) Cas du réseau de chaleur	42
e) Cas de l'éclairage extérieur	44
4. ANALYSE TECHNIQUE DES SOLUTIONS ENVISAGEES.....	45
4.1. LE SOLAIRE	45
a) Le solaire photovoltaïque.....	45
b) Le solaire thermique	49
4.2. LE BOIS ENERGIE	52
a) Contexte et ressource locale	52
b) Chaudière à bois déchiqueté sur réseau de chaleur	53
c) Chaudière à bois déchiqueté par bâtiment	54
4.3. LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX USEES.....	55
5. AIDES MOBILISABLES	56

5.1. POUR LE BATIMENT COLLECTIF 56

- a) ADEME..... 56
- b) Fonds chaleur 57
- c) Fonds européen de développement régional (FEDER) 57

6. RECAPITULATIF ET COMPARATIF DES SOLUTIONS ENVISAGEES 58

7. CONCLUSION 60

8. SOMMAIRES DES TABLEAUX ET FIGURES 61

INTRODUCTION

Ce document présente l'étude du potentiel de développement des énergies renouvelables pour l'opération d'aménagement d'une zone future définie : **ZAC des Cadenades** située sur la commune du **Muy**, dans le Département du **Var (83)**. L'opération consiste à la construction de logements collectifs et individuels. Cette étude entre dans le cadre de la première loi issue du Grenelle de l'Environnement adoptée par l'Assemblée nationale le 29 Juillet 2009 définissant 13 domaines d'actions visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans ce cadre, il est précisé à l'article L 300-1 du code de l'urbanisme :

« [...] Toute action ou opération d'aménagement faisant l'objet d'une évaluation environnementale doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération. »

Cette étude vise à dresser un état des lieux des énergies renouvelables qui pourraient être utilisées sur le projet et à définir notamment les possibilités d'implantation de systèmes centralisés permettant de fournir l'énergie nécessaire aux fonctionnements des bâtiments. L'analyse du bilan carbone, au vu de la nouvelle Règlementation Environnementale (RE2020), est effectuée à part de ce rapport.

Les objectifs de l'étude sont les suivants :

- Analyser le potentiel en énergie renouvelable du site en cohérence avec le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) de la Région Provence Alpes Côte d'Azur (PACA) - le Plan Climat Energie Territorial de (PCET) de la Dracénie Provence Verdon Agglomération n'est pas élaboré.
- Analyser les besoins en énergie du site.
- Déterminer les énergies renouvelables valorisables sur le périmètre de la zone d'aménagement.
- Proposer des solutions techniques adaptées au contexte et aux possibilités qu'offre le site.
- Découvrir les aides mobilisables selon les solutions techniques envisagées.

1. LES DOCUMENTS D'ORIENTATION STRATEGIQUES LOCAUX DE L'ENERGIE

1.1. Le schéma régional du climat, de l'air et de l'Energie (SRCAE)

Le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) de La Région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) a pour objectif de définir des orientations stratégiques permettant de lutter contre la dégradation de la qualité de l'air et les effets du changement climatique sur le territoire régional.

En application du décret n°2011-678 du 16 juin 2011 relatif aux schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), le préfet de région et le président du Conseil Régional ont co-élaboré le SRCAE de la région PACA. Il est l'aboutissement d'une démarche concertée avec les acteurs du territoire, suivie d'une phase de consultation du public et de divers organismes et institutions. Il a été approuvé par l'assemblée plénière du Conseil Régional le 28 juin 2013 et arrêté par le préfet de région le 17 juillet 2013.

Depuis 2013, de nombreuses évolutions ont eu lieu dans le domaine de l'énergie qui ont conduit à la nécessité de dresser le bilan du SRCAE afin de mettre à jour ses objectifs au vu du nouveau contexte énergétique mais également législatif.

En aout 2015 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (TECV) a redéfini les objectifs nationaux en matière de gaz à effet de serre, de production énergétique et de qualité de l'air en fixant de nouveaux paliers à atteindre qui doivent être pris en compte dans les différentes politiques énergétiques.

En parallèle, la loi portant Nouvelle Organisation Territoriale pour la République (NOTRe) adoptée également en Août 2015 est venu modifier les compétences des collectivités en plaçant la Région comme chef de file des questions d'énergie, d'air et de climat. Elle décline également le rôle des autres échelons locaux en leur conférant des missions propres parfois en lien avec la question énergétique (mobilité pour les intercommunalités, etc). Elle crée par ailleurs le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) qui a pour but de rationaliser le nombre de documents existants en prévoyant la fusion de plusieurs schémas sectoriels dont le SRCAE afin de permettre une meilleure coordination des politiques publiques régionales pour l'aménagement du territoire.

Le SRCAE actuel est issu du schéma approuvé par arrêté préfectoral le 15 octobre 2019. Il est intégré en annexe du SRADDET.

Les objectifs stratégiques du SRCAE ont été donc redéfinis aux horizons 2020, 2030 et 2050 traduisent la volonté de la région PACA de s'inscrire dans une perspective de transition énergétique permettant l'atteinte du facteur 4 en 2050, c'est-à-dire la division par 4 des émissions de GES par rapport à leur niveau de 1990, à savoir :

Consommation	2007	2010	2012	2013	2020		2030	
Consommation Totale /2007	-	- 12,8 %	- 13,4 %	- 12,7 %	-	-	-	-
Consommation Totale hors industrie /2007	-	+ 0,50%	- 1,94%	- 0,76%	-	-	-	-
Objectif SRCAE	-	- 3 %	- 5 %	- 6 %	- 13 %	- 25 %	-	-

Production

Puissance ENR* En MW	4 106	6 513	7 498	7 888	-	-	-	-
Puissance ENR* (Hors PAC – en MW)	3 894	4 151	4 626	4 808	-	-	-	-
Objectif SRCAE* En MW	3 185	4 475	5 335	5 765	8 772	14 800	-	-

**Hors bois énergie et méthanisation des déchets : du fait de la versatilité des sources de données de puissance autour des filières bois énergie et méthanisation des déchets, ces secteurs ont été extraits du bilan présenté ici pour permettre une cohérence entre les années*

Climat

Tonnes eq.CO2 /2007	-	-7,20 %	-12,28 %	- 10 %	-	-	-	-
Objectif SRCAE	-	-3,45 %	-5,75%	-7%	-15 %	- 27 %	-	-

Air

Objectif 2015

Particules PM2,5	-	-10,55 %	- 17,85 %	- 22,95 %	-	-	-	-
Objectif SRCAE	-	-11,25 %	-18,75 %	-22,5 %	-30 %	-	-	-
Particules PM10	-	-10,75 %	-15,70 %	-18,50 %	-	-	-	-
Objectif SRCAE	-	-11,25 %	-18,75 %	-22,5 %	-30 %	-	-	-

Figure 1 : Objectifs chiffrés du SRCAE de la Région PACA. Source : Connaissance du territoire PACA – Annexe SRCAE

En ce qui concerne la production d'énergies renouvelables, la production d'hydroélectricité demeure la première source de production d'énergie primaire en 2014 de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur principalement grâce aux grandes installations de la Durance et du Rhône.

L'aérothermie est la deuxième source de production énergétique du territoire régional. Elle concerne les pompes à chaleur air-air et air-eau.

Elle est suivie en troisième position par l'énergie solaire (photovoltaïque et thermique) est la source de production qui a connu le plus fort dynamisme ces dernières années faisant de Provence-Alpes-Côte d'Azur la première région solaire de France depuis 2009.

8 orientations concernant les énergies renouvelables figurent dans le PCAET :

- ENR1 - Développer l'ensemble des énergies renouvelables et optimiser au maximum chaque filière, en conciliant la limitation des impacts environnementaux et paysagers et le développement de l'emploi local
- ENR2 - Développer la filière éolienne
- ENR3 - Développer les filières géothermie et thalassothermie
- ENR4 - Conforter la dynamique de développement de l'énergie solaire en privilégiant les installations sur toiture, le solaire thermique pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage, ainsi que les centrales au sol en préservant les espaces naturels et agricoles
- ENR5 - Développer des réseaux de chaleur privilégiant les énergies renouvelables et de récupération
- ENR6 - Développer et améliorer les conditions d'utilisation du bois énergie dans l'habitat et le

tertiaire

- ENR7 - Préserver et optimiser le productible hydroélectrique régional tout en prenant en compte les impacts environnementaux (milieux, populations, ...)
- ENR8 - Améliorer l'accompagnement des projets d'énergies renouvelables

1.2. Plan Climat Air Energie Territorial de la DPVa (PCAET)

Actuellement, le PCAET de l'Agglomération Dracénie Provence Verdon (DPVa) est en cours d'élaboration (marché public attribué en juin 2022). Les phases du projet sont les suivantes :

1. Diagnostic en février / avril 2023
2. Stratégie en avril / juillet 2023
3. Plan d'action en juillet 2023 / mai 2024



Figure 2 : Périmètre du Plan Climat Energie Territorial de la Dracénie Provence Verdon Agglomération au niveau du département

Depuis 2010, la CAD, puis la DPVa, s'est engagée de façon volontaire dans la définition d'une stratégie énergétique de territoire. Cette étape a permis d'établir un bilan énergétique de l'agglomération :

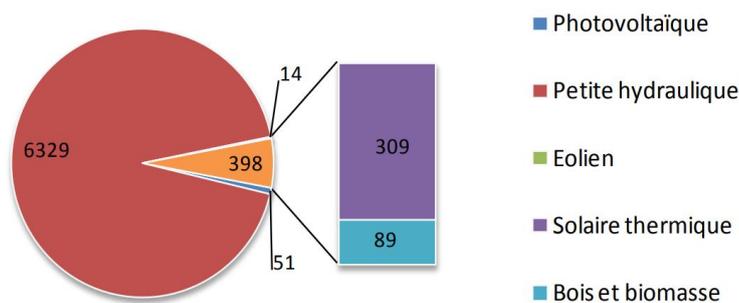


Figure 3 : Production d'électricité et de chaleur à partir de sources renouvelables (en MWh) en 2007 pour la CAD – site : dracenie.com

N'ayant pas d'autres données ou de PCAET, nous nous basons sur ces données de production.

2. CARACTERISTIQUES DU SITE

2.1. Présentation du site

La Ville du Muy, associée à la Communauté d'agglomération Dracénie Provence Verdon, envisage de répondre aux besoins de la population en logements, équipements et espaces publics par l'urbanisation du secteur des Cadenades et de réaliser ainsi une opération d'aménagement d'ensemble mixant différentes typologies urbaines et sociales d'habitat, des équipements publics paysagers mais également un système circulatoire incluant les modes doux.

Le projet est situé à la transition entre la zone d'extension du centre et la zone d'étalement urbain moins dense à l'Ouest du centre-ville du Muy.

La collectivité a décidé que cette opération devait être mise en œuvre sous la forme d'une Zone d'Aménagement Concerté.

La procédure de zone d'aménagement concerté dans le quartier des Cadenades permettra de maîtriser le développement de cet espace, situé en continuité du centre-ville.

L'objectif visé à travers cette procédure sera de réaliser une opération d'aménagement d'ensemble ayant pour vocation de répondre aux besoins en logement de la population et pour enjeu une intégration urbaine, sociale et environnementale forte, par la création d'habitat individuel, intermédiaires et collectifs, et d'espaces publics paysagers. La prise en compte des caractéristiques environnementales et durables sera le fil conducteur de ce projet d'écoquartier.

2.2. Présentation de la zone d'aménagement

Superficie totale : 109 560 m² soit environ 11 ha

- **Surface de plancher de logements collectifs** : 9 045 m²
- **Surface de plancher de logements intermédiaires** : 18 180 m²
- **Surface de plancher de logements individuels** : 6 260 m²

Nombre de logements : 378 logements

- **Collectifs (R+2)** : 95
- **Intermédiaires (entre R+1 et R+5)** : 217
- **Individuels (maximum R+1)** : 66

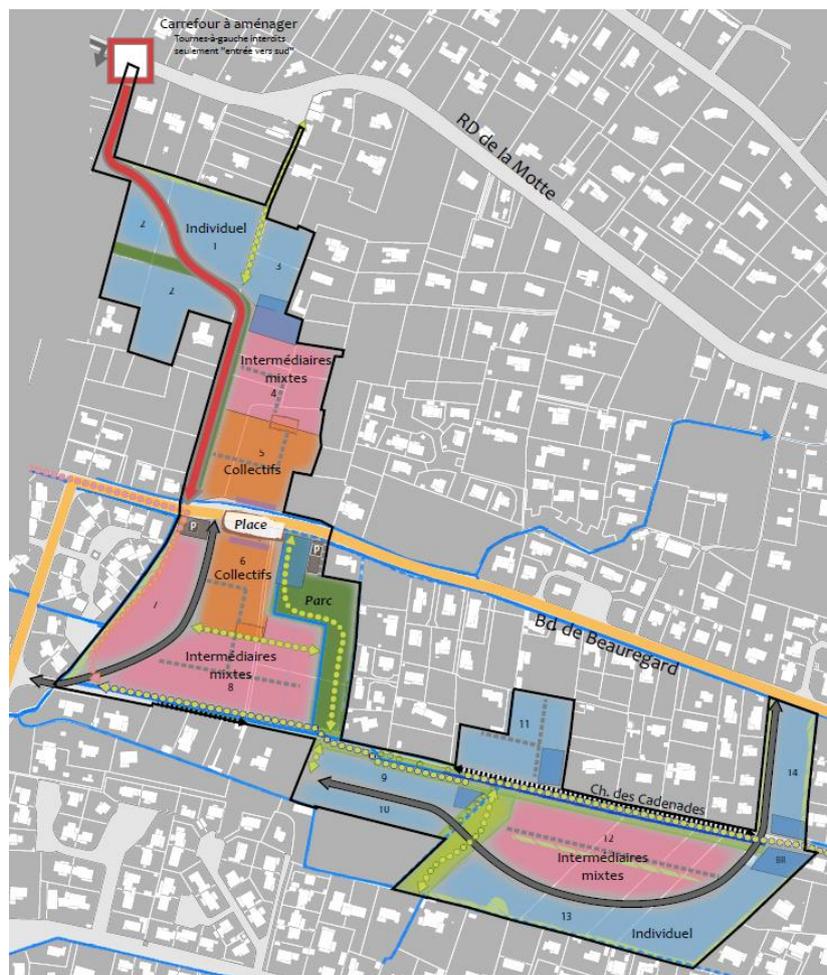


Figure 4 - Découpage en lots et schéma théorique d'implantation des bâtiments

2.3. CLIMATOLOGIE

a) Zonage climatique

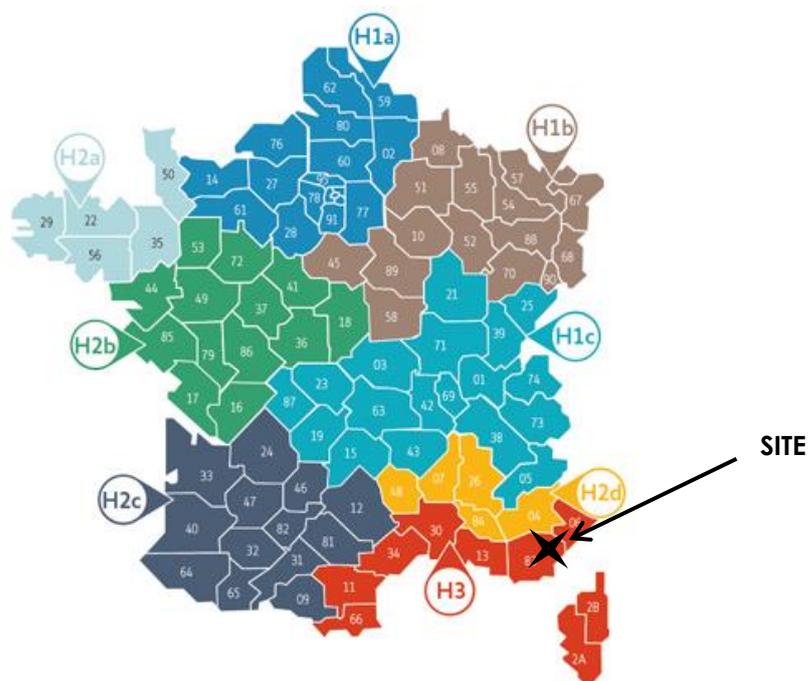


Figure 5 - Zones climatique en France métropolitaine selon la RE2020

La zone d'aménagement est située en zone H3, couleur rouge ci-dessus, départements allant des Pyrénées-Orientales (66) aux Alpes-Maritimes (06), au sens du zonage climatique de la Réglementation Environnementale 2020.

Le dimensionnement des puissances de chauffage doit se faire selon le zonage ci-dessous dépendant de l'emplacement géographique et de l'altitude du lieu.

Tranche d'altitude	Zone (voir carte ci-dessus)				
	A	B	C	D	E
0 à 200m	-2	-4	-5	-7	-8
201 à 400m	-4	-5	-6	-8	-9
401 à 600m	-6	-6	-7	-9	-11
601 à 800m	-8	-7	-8	-11	-13
801 à 1000m	-10	-8	-9	-13	-15
1001 à 1200m	-12	-9	-10	-14	-17
1201 à 1400m	-14	-10	-11	-15	-19
1401 à 1600m	-16		-12		-21
1601 à 1800m	-18		-13		-23
1801 à 2000m	-20		-14		-25
2001 à 2200m			-15		-27

Tableau 1 – Carte et températures extérieures de base selon la zone climatique et l'altitude permettant le dimensionnement des puissances de chauffage

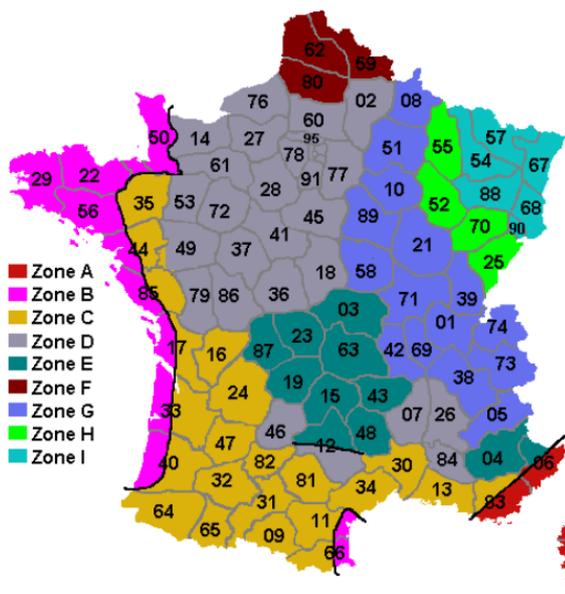


Figure 6 : Zone climatique pour l'évaluation des températures extérieures de base en France métropolitaine – Source rt-re-batiment.fr



Selon le tableau et la figure précédente, on remarque que l'aire d'étude est située en zone C. Pour une altitude comprise entre 0 et 200 m, la température extérieure de base à prendre en compte est de -5 °C. Pour rappel, la température extérieure de base est censée être représentative d'une température extérieure rencontrée en moyenne une à deux fois par an pour un site.

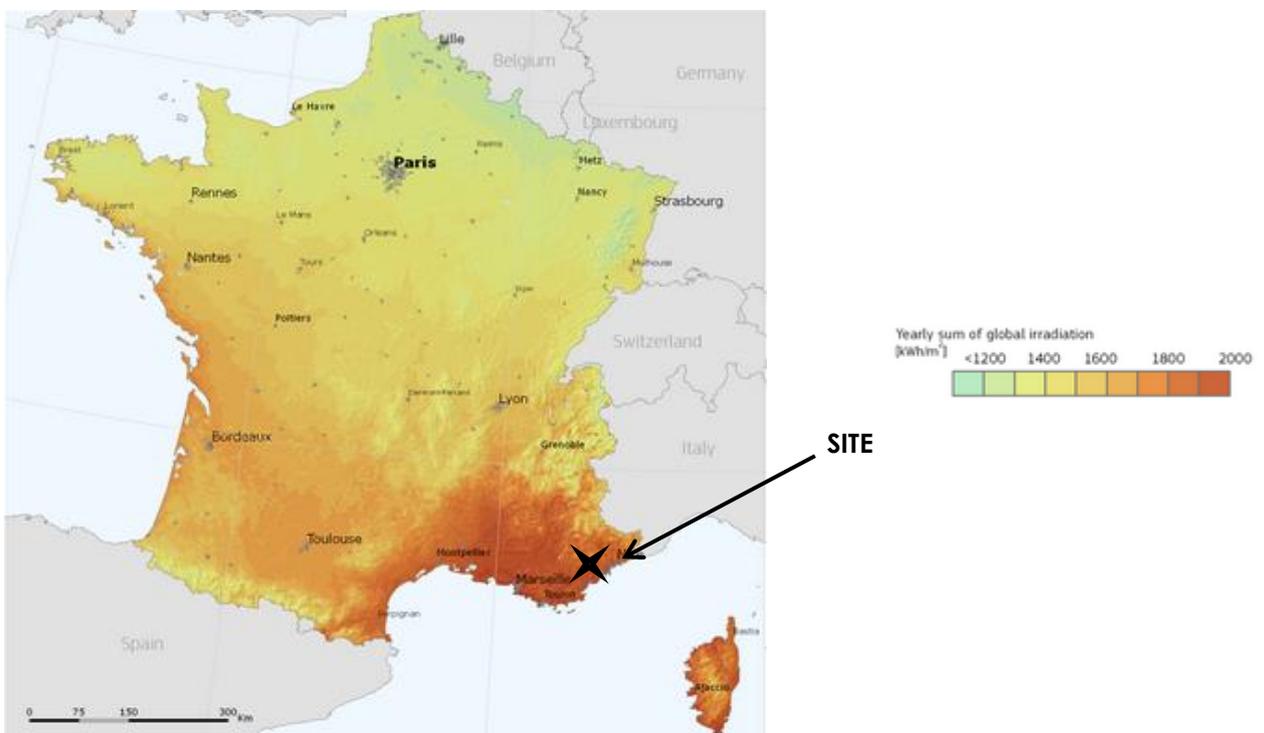


Figure 7 : Carte de la répartition du rayonnement solaire annuel moyen au sol en France métropolitaine, en kWh/m².an – Source PVGIS European Communities 2001-2008

On remarque, sur la figure précédente, une répartition inégale du rayonnement solaire entre le sud et le nord de la France, avec un bon potentiel sur le Département du Var, valorisation de manière passive par une conception bioclimatique des bâtiments ou active pour une production de chaleur et/ou d'électricité.

b) Stations météo et données recueillies

Nous utiliserons les données météorologiques issues du logiciel Meteonorm qui permet de caractériser l'évolution sur une année moyenne de différentes variables climatiques nécessaires à l'évaluation des besoins énergétiques et du gisement en énergie renouvelable.

Températures

Le graphique ci-dessous illustre les évolutions mensuelles des températures moyennes, minimales et maximales ainsi que les extremums mensuels.

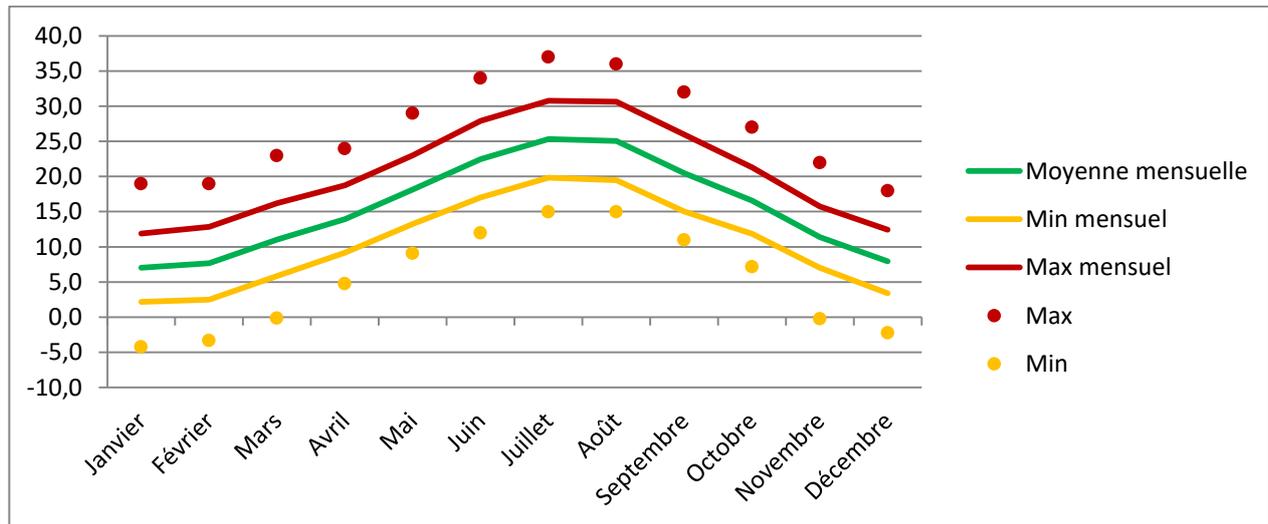


Figure 8 - Graphique des températures mensuelles moyennes pour le site – Source Meteonorm

On remarque sur la figure précédente que la température moyenne annuelle rencontrée sur cette station est de 14,8°C avec une température moyenne minimale qui se situe en janvier avec 7°C et une température moyenne maximale en juillet de 25,3°C.

La température maximale moyenne est atteinte en juillet avec 30,8°C et la température minimale moyenne est atteinte en janvier avec 2,2°C. Les extremums, situés aux mêmes périodes sont respectivement de 37°C et -4,2°C.

Les données officielles de la réglementation environnementale 2020 pour la zone H3 sont considérées pour la station météo de Nice et font apparaître une moyenne annuelle de 16,1°C pour une minimale moyenne mensuelle de 5,9°C en plein hiver. L'extremum hivernal est de 2,6°C. En été, le maximum moyen mensuel est de 28,4°C et l'extremum de 31,3°C.

Globalement, les données météorologiques réglementaires sont moins contraignantes que les données réelles (moins froid l'hiver, moins chaud l'été).

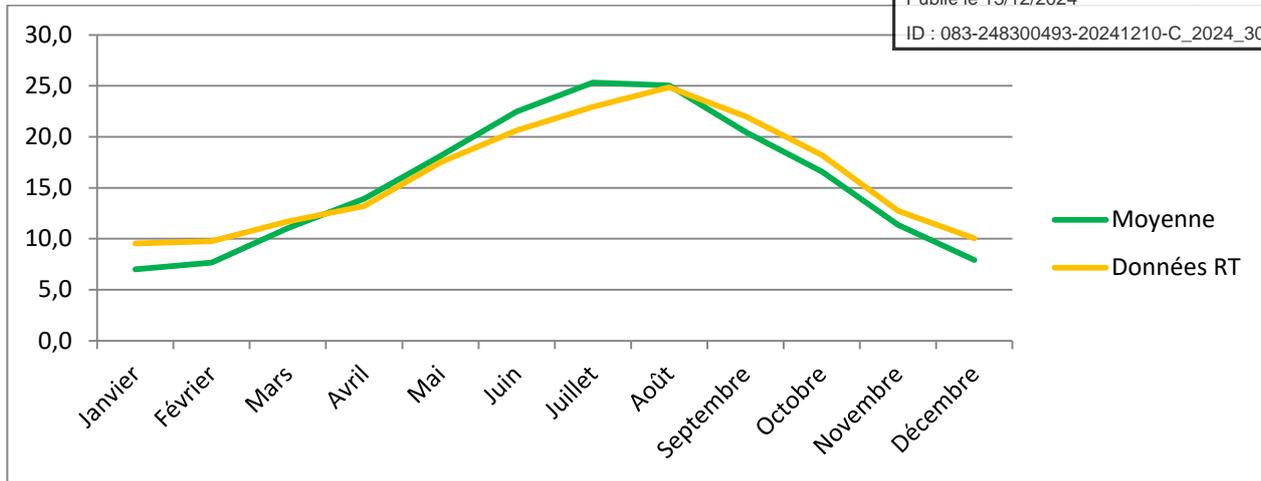
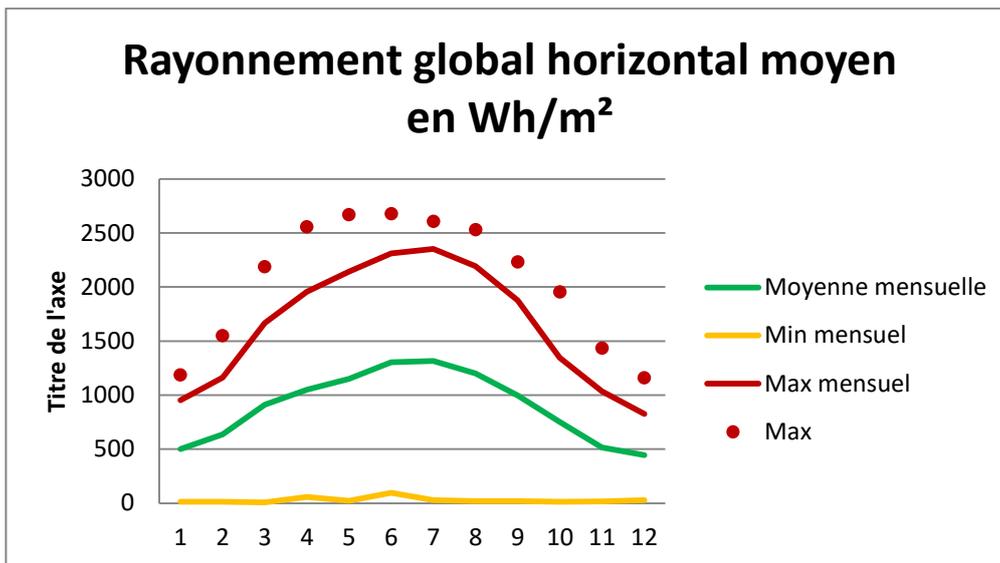


Figure 9 - Comparatif des données météo utilisées pour le calcul réglementaire des bâtiments neufs et Meteonorm utilisées pour cette étude

Données d'irradiation solaire sur un plan horizontal

La figure ci-dessous illustre l'évolution du rayonnement solaire cumulé mensuel ainsi que le minimum et maximum mensuel.



Les Degrés Jours Unifiés (DJU)

Les données météorologiques disponibles nous permettent également d'évaluer les Degrés Jours Unifiés, jour par jour, de la commune. Les degrés jours unifiés caractérisent la rigueur climatique d'un lieu. En effet, ils représentent la différence de température entre la température extérieure journalière moyenne et une température intérieure de référence.

Les DJU Chauffage

Les DJU base 18 indiquent que la température de référence est de 18°C : les DJU 18 sont la référence en termes de besoins en chauffage pour un lieu et un bâtiment dans notre Pays. C'est pourquoi en France, lorsque la base des DJU n'est pas mentionnée, il s'agit de la base 18°C. Cette base sera utilisée dans la suite du rapport.

Le nombre de DJU de chauffage sur l'année est de **1 633 DJU** sur le site française, ce qui confirme le climat doux et méditerranéen sur la commune Le Muy.

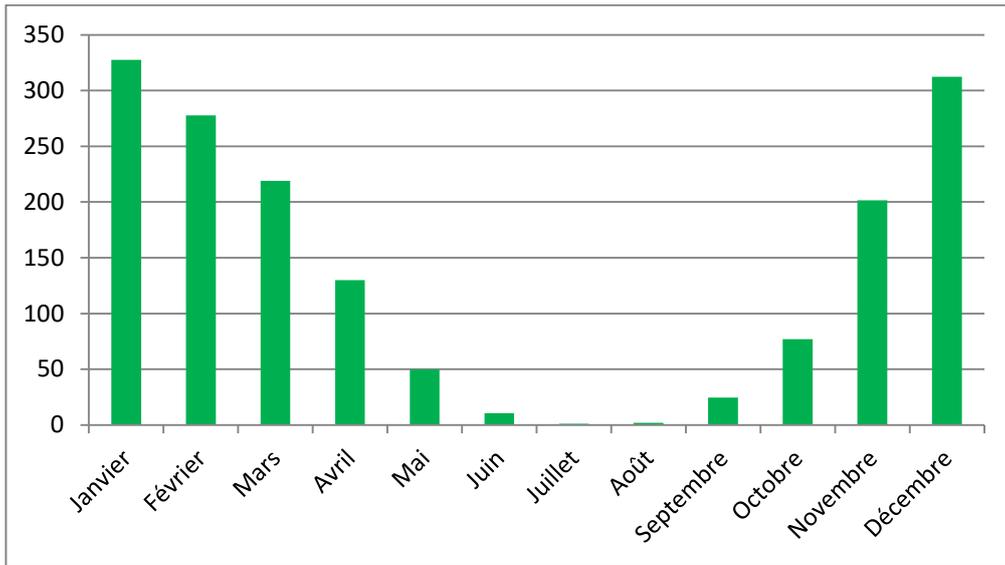


Figure 10 - DJU chauffage base 18°C mensuels de la ZAC des Cadenades

On distinguera cependant les DJU18 sur l'année et sur la période de chauffe, car il est fréquent d'avoir des DJU18 en été alors que le chauffage n'est pas en fonctionnement. En écartant les mois concernés, nous obtenons le graphique suivant et un DJU18 annuel de 1658.

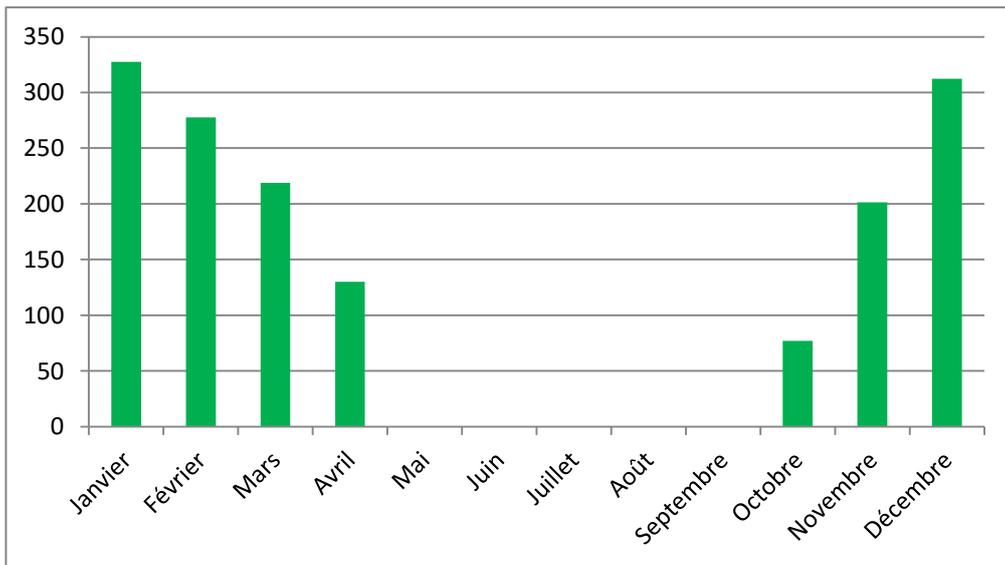


Figure 11 - DJU chauffage base 18°C pour la ZAC des Cadenades et période de chauffe

Nota : Il est important de noter que les DJU moyens sont obtenus sur une période de plus de 40 ans et peuvent être assez variables d'une année sur l'autre. Par conséquent, les variations annuelles des consommations en chauffage pourront donc être importantes et dans les mêmes proportions.

Les DJU Climatisation

Les besoins en climatisation sont établis grâce à une référence en termes de Degrés-Jours sur une base climatisation qui est généralement considérée pour une température seuil de 24°C à 26°C.

Nota : En France, le Décret n° 2007-363 du 19 mars 2007 interdit l'usage de climatiseur quand la température intérieure d'un bâti est inférieure à 26°C. Ce décret n'a jamais été suivi d'aucune sanction en cas de non-respect. Il est donc considéré plutôt comme une recommandation.

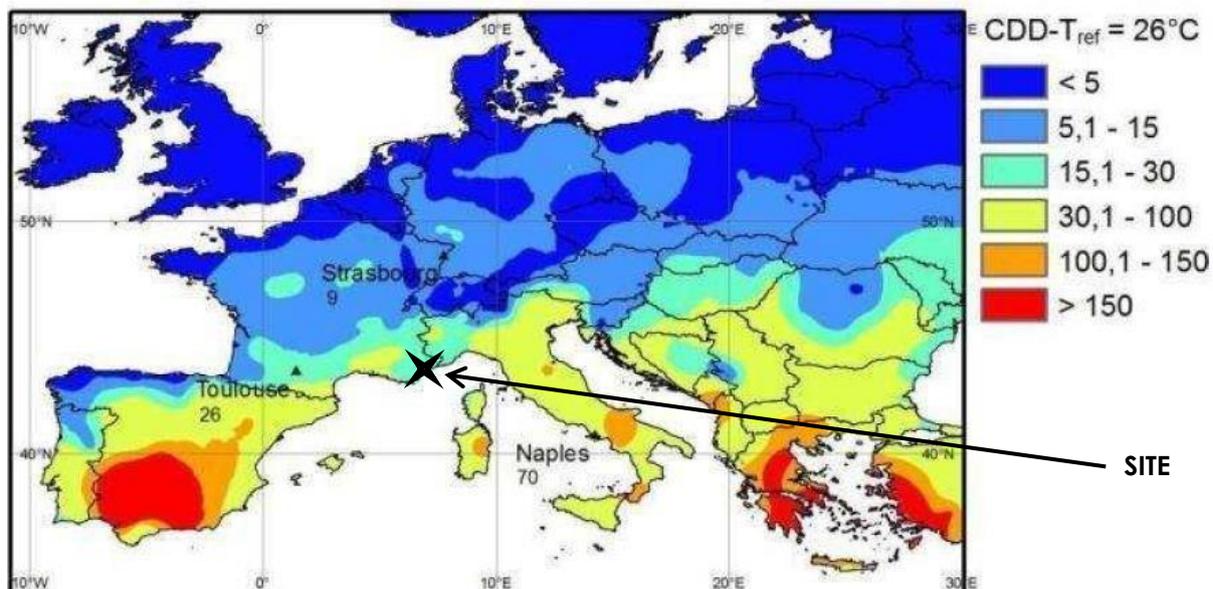


Figure 12 - DJU climatisation Base 26°C pour l'Europe – source : Climatheque¹

Comme nous le constatons sur la Figure 14, le nombre de DJU26+ pour la région PACA et le département du Var se situerait entre 15 et 100.

Un calcul précis avec les données météorologiques du site donnerait un DJU26 de 22, un DJU24 de 100 et un DJU22 de 241.

Nous constatons donc que les besoins en refroidissement seront faibles en comparaison avec les DJU18 que nous avons évalués précédemment.

Concernant les zones de bruit, la ZAC ne se situe pas aux abords d'une route départementale ou autre : il serait donc possible de considérer des besoins en climatisation nuls. Cependant, en raison avec la RE2020, le nouveau mode de calcul Th-D prend en compte un forfait de refroidissement. Aussi, pour ne pas dépasser le niveau de consommation réglementaire cible de la RE2020 et pour parvenir au niveau de confort estival représenté par le DH dans le calcul réglementaire, il sera nécessaire de prévoir des éléments de construction et des systèmes adaptés (volets, brise-soleil, rafraîchissement nocturne, surventilation, etc.).

Afin de se placer dans un cas défavorable, nous considérerons que les bâtiments ont un droit à climatiser ce qui engendre une consommation d'énergie primaire supplémentaire.

Le vent

La rose des vents du site présentée ci-dessous atteste d'un vent dominant orienté selon l'axe Nord-Ouest//Sud-Est avec des vitesses faiblement importantes. En effet, l'occurrence des vitesses supérieures à 30km/h est de 3%, compris entre 20 et 30km/h de 9%, compris entre 10 et 20km/h de 28% et 61% inférieur à 10 km/h.

Ce gisement est potentiellement intéressant pour le développement de l'éolien, mais surtout pour permettre une stratégie de ventilation naturelle.

¹ La RE 2020 définit trois zones de bruit : BR1 = zone calme ; BR2 = zone moyennement bruyante ; BR3 = zone très bruyante pour lesquelles, suivant le zonage climatique, la climatisation peut être un droit à consommer.

Rose des vents

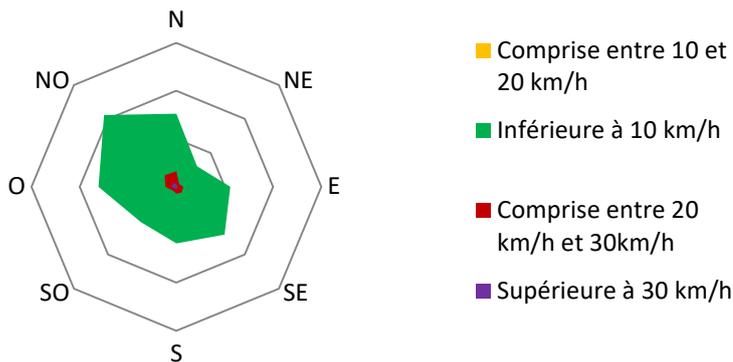


Figure 13 – Rose des vents sur le site de Le Muy

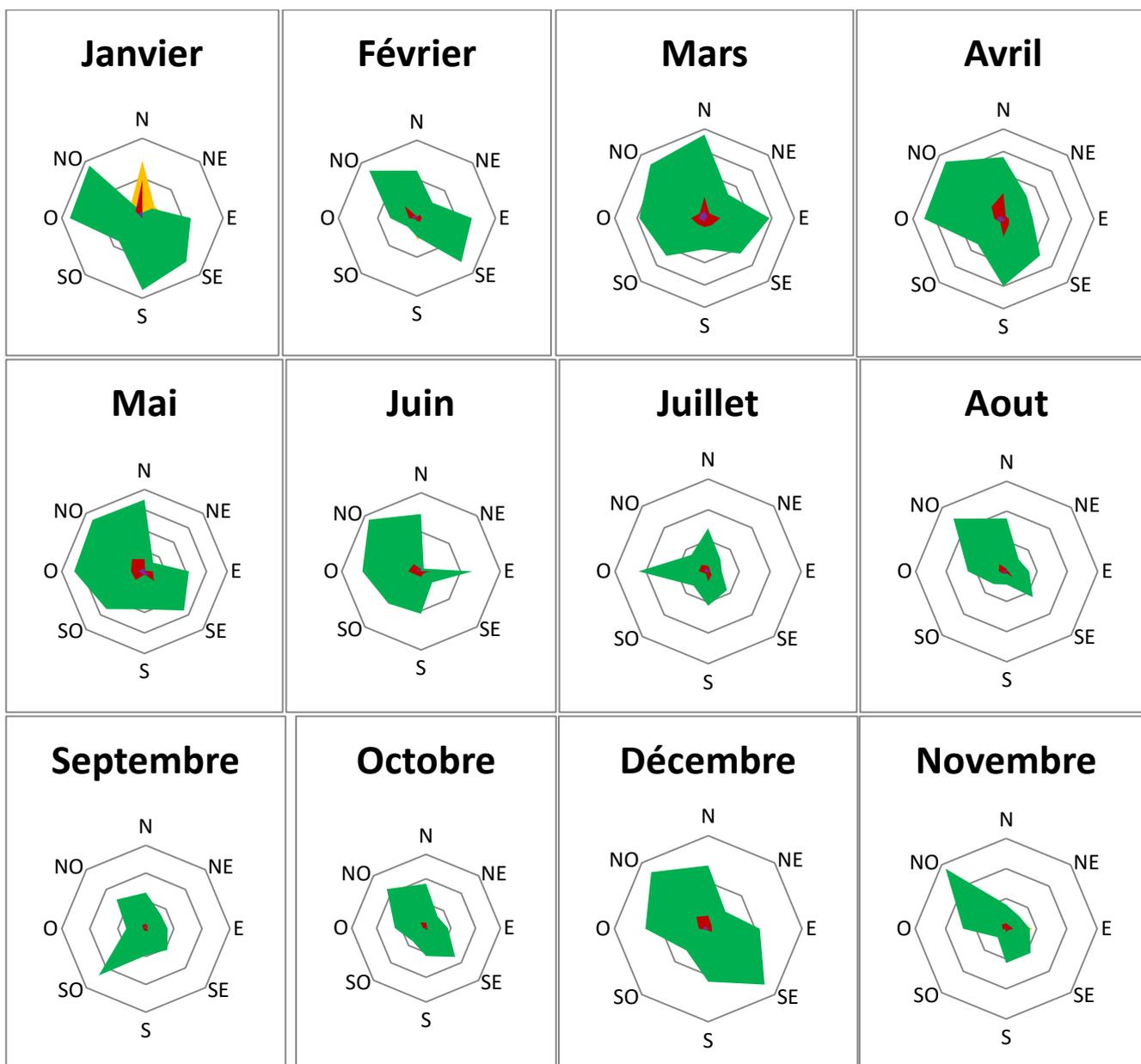


Figure 14 – Rose des vents sur le site de Le Muy

2.4. LES RESSOURCES ENERGETIQUES MOBILISABLES

a) L'électricité

Une telle zone d'aménagement est généralement alimentée par le réseau ENEDIS depuis le poste source le plus proche. L'usage de l'électricité doit être réservé exclusivement aux usages spécifiques afin de limiter au maximum le recours à cette énergie onéreuse et polluante : éclairage, auxiliaires, bureautique, électroménager, etc. L'impact de l'électricité sur l'environnement est principalement lié au mauvais rendement de production des centrales. Ce mauvais rendement conduit l'électricité à être une grande consommatrice de ressources minières et fossiles (uranium, gaz, charbon, fioul).

b) Le gaz naturel

Le réseau de gaz naturel est présent à proximité de la zone. Bien que Le gaz naturel soit une énergie de plus en plus utilisée puisqu'elle est maintenant facile d'accès, non encombrante, sans contrainte d'odeur, etc. son usage dans le cadre du projet peut être envisagé. A noter qu'avec la RE2020, son utilisation est ou sera restreint d'utiliser cette énergie et de poser des chaudières à gaz (sauf dérogation possible) :

- Pour les logements individuels et depuis le 1^{er} janvier 2022, les chaudières à gaz sont restreintes uniquement pour toutes les constructions neuves individuelles.
- Pour les logements collectifs, cette restriction sera effective pour 2024.

Cette énergie ne sera pas étudiée ici mais dans notre rapport carbone.

c) Le solaire

L'énergie solaire est une énergie inépuisable et gratuite. Cette énergie peut être exploitée sous deux formes :

- L'énergie solaire passive est la plus efficace à valoriser dans le cadre d'une approche bioclimatique de la conception du bâti. Ceci est facilement envisageable dans le cadre du projet puisqu'il suffit d'implanter intelligemment les bâtiments et de concevoir en amont la récupération passive de calories solaire par un fort degré d'isolation et une classe d'inertie élevée.
- L'énergie solaire active se décline sous la forme thermique (production d'eau chaude, chauffage) et photovoltaïque (production d'électricité). Ces deux types d'énergies pourront être utilisés sur le projet dans le respect des enjeux paysagers et urbanistiques et en veillant à leur intégration paysagère.

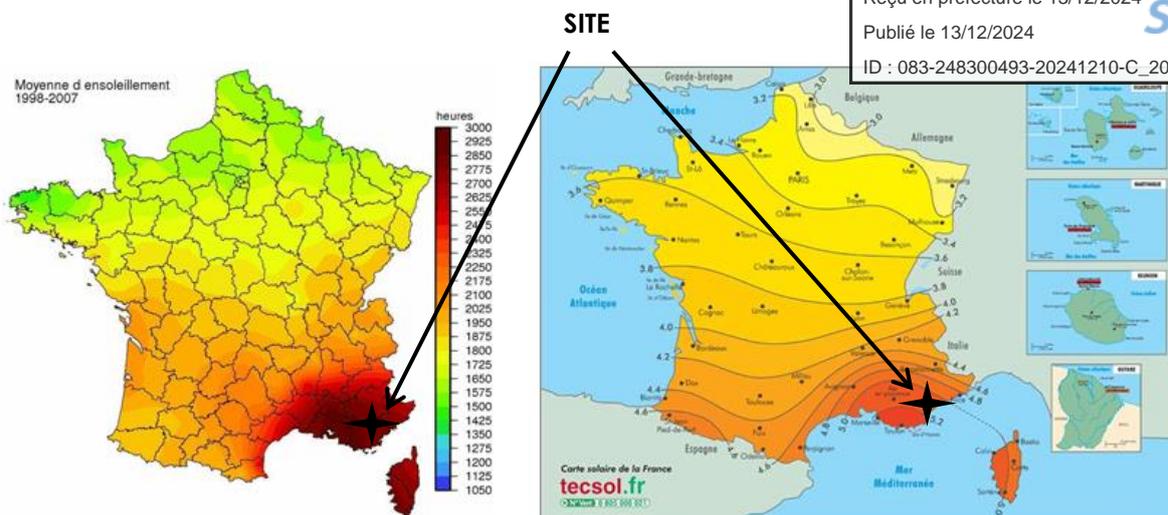


Figure 15: Nombre d'heures d'ensoleillement et ensoleillement en kWh/m²-jour au niveau du sol, en France

On remarque sur les figures ci-dessus que le site bénéficie d'un ensoleillement très intéressant avec environ 2 900 heures d'ensoleillement par an et entre 5 et 5.2 kWh/m² - jour. Si la valorisation sous forme passive doit être systématique, la mise en place de panneaux solaires thermique pour la production d'ECS et/ou la mise en place de panneaux photovoltaïques assurant une production électrique serait bien adaptée. Cependant, il est important de veiller à l'intégration architecturale et paysagère de ces technologies. Par ailleurs, ces ressources représentent aujourd'hui une part importante du mix renouvelable de la région. En vue de la diversification souhaitée de ce mix énergétique, d'autres solutions peuvent être envisagées, malgré le fort potentiel de cette ressource.

Les orientations du SRCAE sur le solaire photovoltaïque

Le SRCAE estime un potentiel de production d'électricité photovoltaïque à hauteur de :

Horizon 2020 : 2 760 GWh/an – 2 300 MWc

Horizon 2030 : 5 280 GWh/an – 4 450 MWc

Les objectifs vont donc vers une augmentation d'un facteur 4 de la puissance photovoltaïque installée entre 2020 et 2050 ce qui est considérable.

Le SRCAE estime qu'en 2050, le solaire photovoltaïque (sur bâti et au sol) pourrait devenir la première source de production d'électricité primaire du territoire régional devant l'hydroélectricité et l'éolien flottant avec près de 17% de la production renouvelable globale de la Région PACA.

Le SRCAE estime que plus de 600 000 équivalents logements seront équipés d'installation solaire thermique en 2030 dans la Région PACA.

Les données de la DPVa sur le solaire photovoltaïque

Les données montrent une production à près de 1% sur le solaire photovoltaïque sur l'ensemble des sources d'énergies renouvelables de l'agglomération.

Les orientations du SRCAE sur le solaire thermique

Le SRCAE estime un potentiel de chaleur à base de solaire thermique à hauteur de :

- **Horizon 2020 : 620 GWh/an soit 1 200 000 m²**
- **Horizon 2030 : 1 400 GWh/an soit 2 800 000 m²**

- Horizon 2050 : 2 500 GWh/an

Les données de la CAD sur le solaire thermique

Les données montrent une production à près de 5% sur le solaire thermique sur l'ensemble des sources d'énergies renouvelables de l'agglomération.

d) Le bois énergie

La Figure suivante montre que le gisement en bois énergie est plutôt faible en PACA malgré une couverture forestière importante (48% de la surface régionale) :

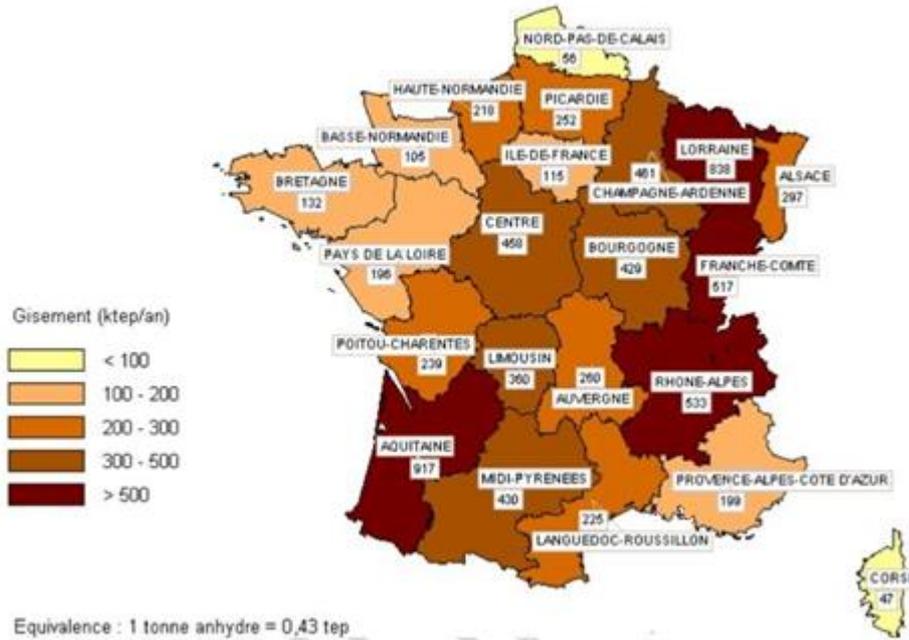


Figure 16: Carte des ressources forestières française (source : Inventaire Forestier National)

Néanmoins, selon le SRCAE, la filière bois-énergie dispose d'un potentiel local actuellement peu exploité. Ceci est illustré par la carte suivante représentative de la production des installations biomasse en France et du nombre d'installations :

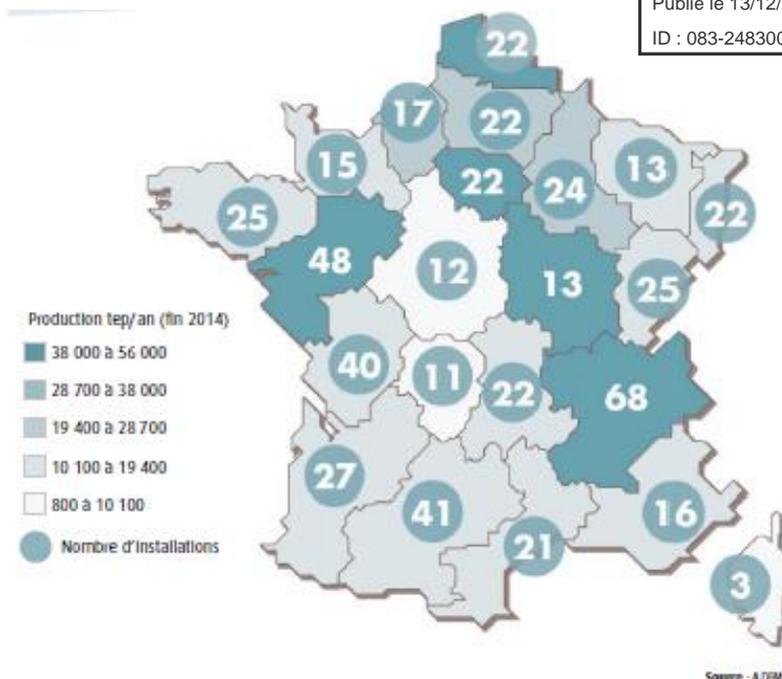


Figure 17: Répartition des installations biomasse fin 2014 financées par les aides régionales (source : ADEME)

L'exploitation forestière régionale a produit en 2009 une récolte d'environ 600 000 m³ soit seulement 1/6 de l'accroissement forestier annuel, parmi lesquels le bois énergie représente 150 000 m³ soit 380 GWh.

La contrainte la plus forte de cette énergie pour la zone d'aménagement sera l'approvisionnement en combustible.

Le bois énergie est un des secteurs énergétiques les plus actifs en région. Si le principal enjeu demeure la structuration de la filière, le domaine connaît une croissance régulière des installations mises en service. Après une période pionnière autour des années 1990, le nombre d'installations bois énergie a réellement pris son envol au début des années 2000 pour atteindre un rythme de croisière d'environ 8 à 9 MW installés par an.

Le SRCAE estime un potentiel de chaleur à base de bois énergie à hauteur de :

- **Horizon 2020 : 5 200 GWh/an – 2 600 MW**
- **Horizon 2030 : 5 600 GWh/an – 2 800 MW**

A noter que la production d'électricité à base de bois n'est pas intégrée dans les objectifs du SRCAE qui ne tiennent compte que de la production de chaleur à partir de ressources locales.

Il est important de noter également que le SRCAE se fixe les orientations stratégiques suivantes :

- AGR12 – Adapter les pratiques sylvicoles aux contraintes fortes exercées par le changement climatique, à la fois sur les volets atténuation et adaptation
- ENR5 – Développer des réseaux de chaleur privilégiant les énergies renouvelables et de récupération
- ENR6 – Développer et améliorer les conditions d'utilisation du bois énergie dans l'habitat et le tertiaire

Les données de la DPVa sur le bois énergie

Les données montrent une production à près de 1% sur le bois énergie sur l'ensemble des sources d'énergies renouvelables de l'agglomération.

e) La géothermie

Energie renouvelable puisée dans la chaleur naturelle de la Terre, la géothermie a des usages multiples, du chauffage par pompe à chaleur à la production d'électricité.

Exploitation de la chaleur naturelle de la terre, qui croît au fur et à mesure de la profondeur, la géothermie a deux vocations principales :

- La production de chaleur (via des pompes à chaleur ou par échange direct),
- La production d'électricité (via la production de vapeur, entraînant des turbines).

Ses usages sont multiples : chauffage urbain collectif par réseau de chaleur, chauffage de logements individuels, de piscines, de serres, usages industriels, chauffage par pompe à chaleur, production d'électricité, etc.

On distingue plusieurs types de géothermie, en fonction des caractéristiques de la ressource et de l'usage final :

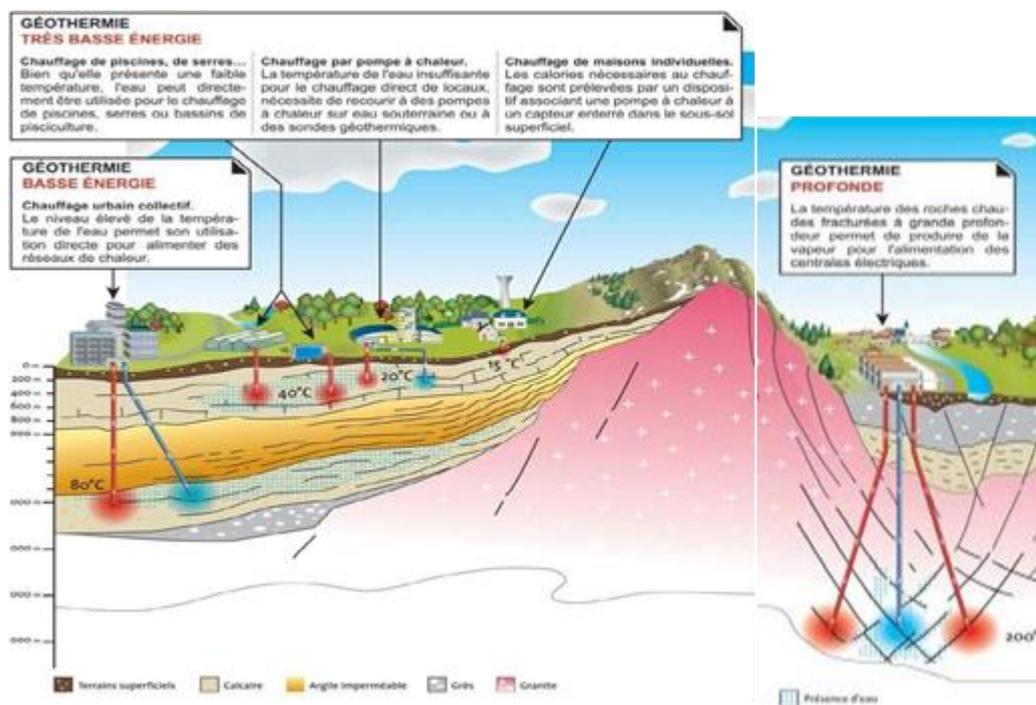


Figure 18 : Représentation graphique des différents types de géothermie (source BRGM)

La géothermie basse énergie (aquifère profond) ou la géothermie profonde ou haute énergie permettent l'utilisation d'une eau chauffée directement pour répondre aux besoins en chaleur sans cycle de Carnot, voire même la production d'électricité si la source chaude est supérieure à 200°C.

La géothermie très basse énergie concerne l'exploitation du sol ou du sous-sol soit :

- En puisant des calories dans une rivière ou un lac (à faible profondeur),
- En puisant des calories dans une nappe d'eau éocène superficielle (peu profonde),
- En puisant des calories directement dans le sol (profondeur < 100 m).

La géothermie de haute énergie (T°C > 150°C)

La géothermie haute enthalpie ou haute température concerne les fluides qui atteignent des températures supérieures à 150°C. Les réservoirs, généralement localisés au-delà de 1 500 m de profondeur, se situent dans des zones de gradient géothermique anormalement élevé. Lorsqu'il existe un réservoir, le fluide peut être capté sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.

La géothermie de moyenne énergie (T°C : 90 à 150°C)

La géothermie de moyenne température ou moyenne enthalpie se présente sous forme d'eau chaude ou de vapeur humide à une température comprise entre 90 et 150°C. Elle se retrouve dans les zones propices à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle se situe également dans les bassins sédimentaires, à des profondeurs allant de 2 000 à 4 000 m. Pour produire de l'électricité, une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire est nécessaire.

La géothermie de basse énergie (T°C : 30 à 90°C)

Elle consiste en l'utilisation de la chaleur, par extraction d'eau chaude contenue dans les aquifères profonds (1 500 – 2 000 m) des bassins sédimentaires et d'utiliser cette eau directement (via un échangeur de chaleur) pour le chauffage. En France métropolitaine, plus de 30 réseaux de chaleur urbains sont alimentés par ce type de géothermie. Ils permettent d'économiser plus de 160 000 TEP/an de combustibles fossiles. A ces profondeurs, l'eau étant fréquemment salée et/ou chargée en sulfures, donc corrosive, il est interdit de la rejeter en surface. Il est nécessaire de forer un second puits pour réinjecter l'eau dans l'aquifère originel. Cette réinjection dans le même aquifère permet de maintenir la pression dans le réservoir d'origine. Mais il convient d'implanter ce puits à environ 1 500 ou 2 000 m du puits de production afin que le recyclage de l'eau refroidie réinjectée ne soit pas trop rapide : c'est le concept de doublet géothermique très mis en pratique dans le Bassin Parisien.

La géothermie de très basse énergie (T°C < 30°C)

Elle concerne la production de chaleur et/ou de froid contenue dans les terrains ou les aquifères peu profonds (en général < 100 m). La température exploitée est inférieure à 30°C (généralement comprise entre 9 et 15°C). Pour exploiter cette gamme de températures, il est nécessaire de recourir à l'utilisation de pompes à chaleur (PAC). Les PAC peuvent fonctionner sur des dispositifs d'échange et d'extraction d'énergie avec le sous-sol (capteurs verticaux, profondeur généralement inférieure à 100 m) ou l'eau souterraine des aquifères peu profonds (puits de pompage). Les capteurs verticaux présentent un rendement bien inférieur (rapport de l'ordre de 1 à 5) par rapport à l'exploitation géothermique d'un aquifère.

Remarques sur la géothermie « très basse énergie » :

La valorisation de cette ressource nécessite le recours à une pompe à chaleur. Or, le fait de considérer les pompes à chaleur comme renouvelable est souvent remise en question puisque :

- *Les pompes à chaleur fonctionnent grâce à l'électricité, une énergie dont le rendement de production est faible. La réglementation thermique considère qu'il faut produire 2,58 fois l'unité de cette énergie pour que le consommateur dispose d'une seule unité utilisable ;*
- *Si le COP d'une PAC est inférieur à 2,58 (en moyenne annuelle) le rendement global de production sera moins performant qu'une chaudière récente ;*
- *Leur fonctionnement nécessite l'usage d'un fluide frigorigène dont l'impact sur l'effet de serre est important puisque les pompes à chaleur ont un taux de fuite de l'ordre de 1% à 3%/an (PRG² : ~ 1 300 à 1 900 kg de CO₂ par kg de fluide frigorigène).*

² PRG : Pouvoir de Réchauffement global

De ce fait, les PAC sont plutôt considérées comme de bons systèmes de climatisation, qui doivent présenter des COP supérieurs à 5 pour obtenir une « étiquette renouvelable ». Les PAC AIR/EAU et AIR/AIR dites aussi PAC Aérothermique sont à éviter de par les COP annuels très moyens qu'elles proposent de manière générale.

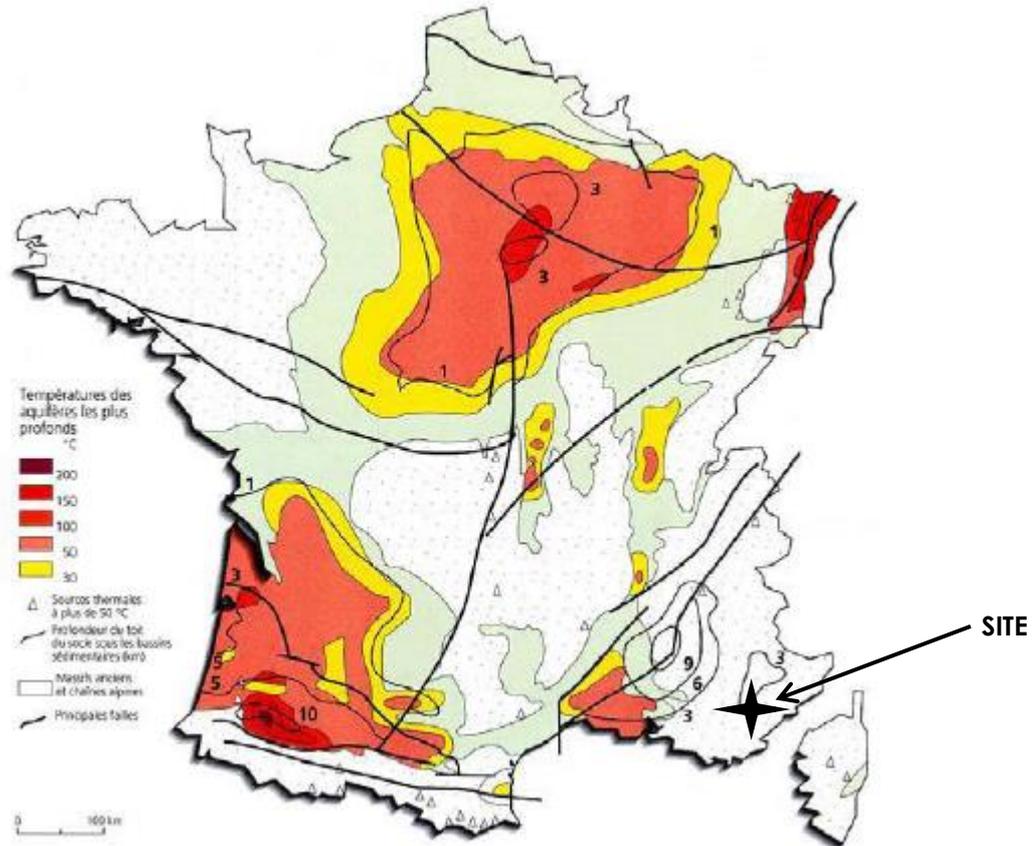
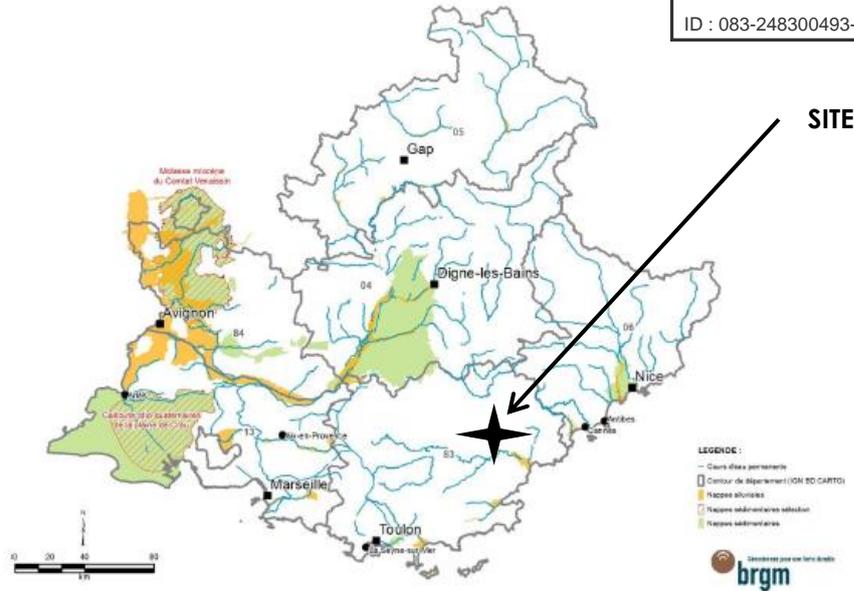


Figure 19 : Carte de températures des grands aquifères profonds en France (source : BRGM - Atlas des ressources géothermiques en région PACA – Notice explicative)

La Figure ci-dessus représente une carte des températures de l'eau dans les grands aquifères profonds en France, situés dans les bassins d'effondrement ou les grands bassins sédimentaires. On peut remarquer un très faible potentiel en aquifère profond à l'est de la Région PACA qu'il n'est, a priori, pas intéressant d'exploiter. De ce fait, Les géothermies dites profonde et haute énergie ne sont pas envisageable sur le site car la ressource chaude à plus de 200°C est inexistante ou trop profonde pour y accéder.

Par ailleurs, la figure suivante illustrant les principales nappes susceptibles de délivrer des débits importants en région PACA montrent que la zone en question en est dénuée. Par ailleurs, le site ne se situe pas à proximité directe du réseau hydrographique majeur.



La géothermie hors nappe ne pourra pas être envisagée. La figure suivante illustre le potentiel en région PACA. Le site en question se situerait dans une zone peu favorable pour une technologie hors nappe. Cette conclusion, obtenue à petite échelle, n'exonère en rien d'études locales menées à l'échelle d'un site :

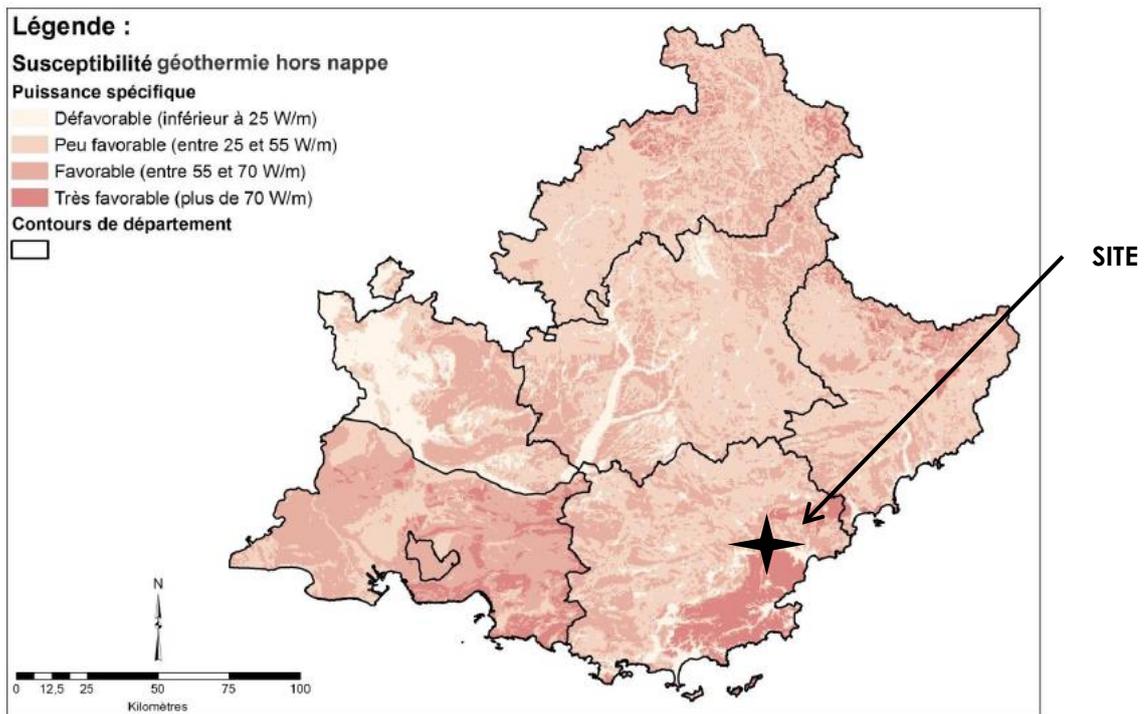


Figure 20 – Carte de représentation du potentiel géothermique hors nappe en PACA.

Un zoom sur la zone d'aménagement permet d'obtenir les mêmes conclusions (zone défavorable à peu favorable) :

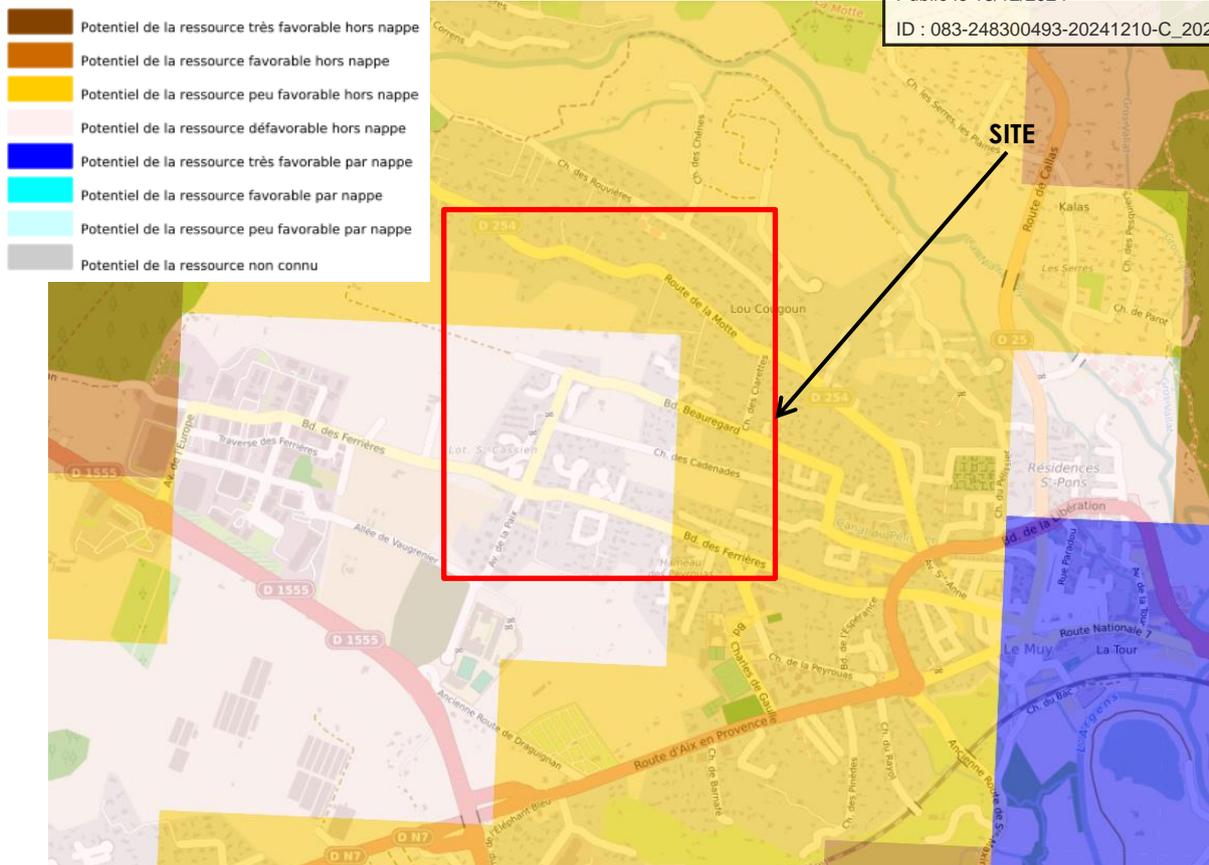


Figure 21 – Caractéristiques géothermiques du sous-sol (en et hors nappe) – zoom sur la zone concernée – source : géoportail.fr

Les orientations du SRCAE sur la géothermie

Le SRCAE estime un potentiel de chaleur à géothermie à hauteur de :

- **Horizon 2020 : 200 MW**
- **Horizon 2030 : 800 MW**

A noter que la production de chaleur à base de géothermie représenterait 45 000 équivalents logements équipés en 2030.

Il est important de noter également que le SRCAE se fixe l'orientation stratégique suivante : ENR3 – Développer les filières géothermie et thalassothermie.

Dans une optique de diversification des modes de productions en énergie renouvelable et dans la mesure où le gisement serait favorable, cette solution pourrait être envisagée.

Les données de la DPVa sur la géothermie

Nous n'avons aucune donnée concernant la production d'énergie par la géothermie de l'agglomération.

f) L'éolien

La carte suivante est représentative du gisement éolien en région PACA et donne une vitesse moyenne de vent à 80m entre 3.5 et 5.5 m/s sur le site concerné par l'étude.

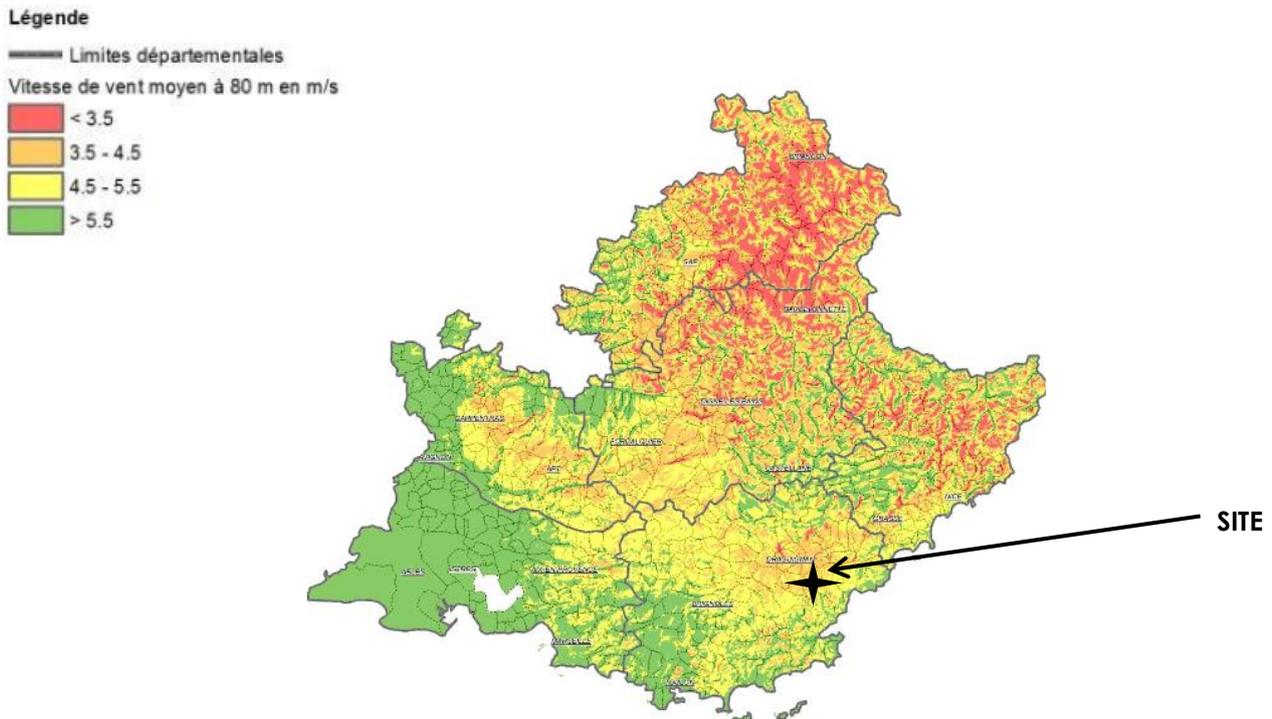


Figure 22 – Gisement éolien à 80 mètres

Cette figure, issue du Schéma Régional Eolien, montre que le Var peut bénéficier d'un certain gisement éolien et plus particulièrement la zone concernée par l'étude bénéficie d'un gisement moyen pour l'implantation d'éolienne.

Cependant, après études des contraintes techniques, des enjeux paysagers, patrimoniaux et environnementaux, de la proximité des zones d'habitation et du potentiel de raccordement électrique, il ressort du RSE les 2 cartes suivantes sur lesquelles il est possible de visualiser les zones propices à l'implantation d'éoliennes (petit et grand éolien). Il apparaît que le site concerné par l'étude ne s'y prête pas :

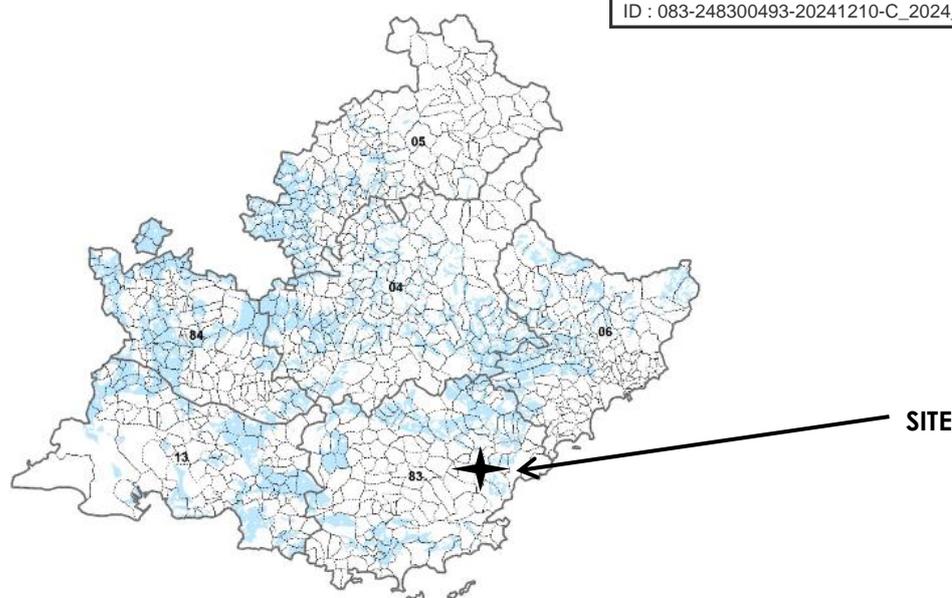


Figure 23 – Zone préférentielle de développement du petit éolien (zone en bleu sur la carte)

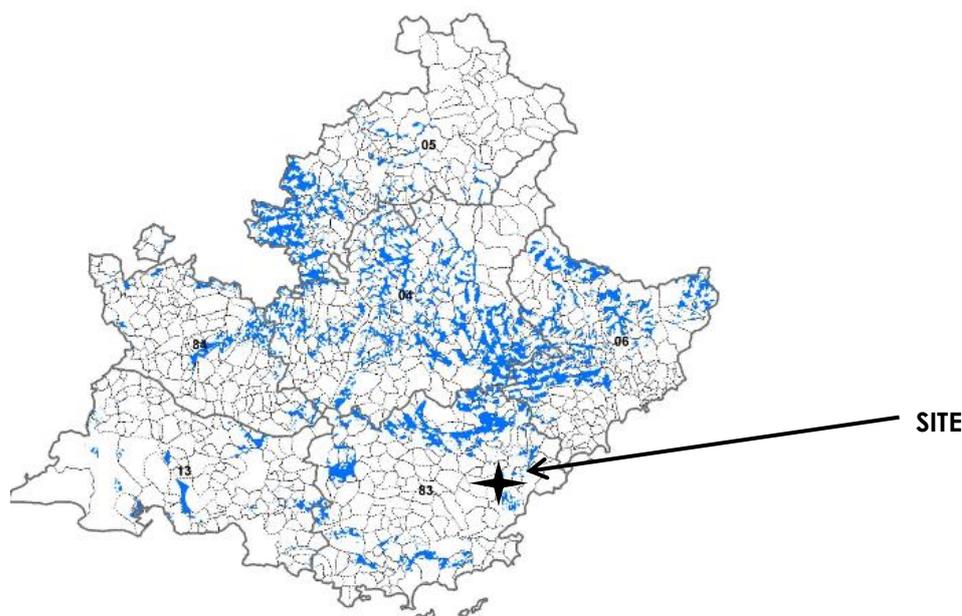


Figure 24 – Zone préférentielle de développement du grand éolien (zone en bleu sur la carte)

Il n'est donc pas envisagé d'implanter des éoliennes sur la future zone d'aménagement.

Les orientations du SRCAE sur l'éolien

Le SRCAE estime un potentiel de production d'électricité éolienne à hauteur de :

- **Horizon 2020 : 1 560 GWh/an – 645 MWc**
 - Eolienne terrestre : 1 300 GWh/an – 545 MWc
 - Éolien offshore flottant : 260 GWh/an – 100 MWc
- **Horizon 2030 : 4 420 GWh/an – 1 845 MWc**
 - Eolienne terrestre : 2 860 GWh/an – 1 245 MWc
 - Eolien offshore flottant : 500 GWh/an – 200 MWc

Les données de la DPVa sur l'éolien

Les données montrent une production presque nul (inférieur à 1%) de l'éolien sur l'ensemble des sources d'énergies renouvelables de l'agglomération.

g) L'hydroélectricité

L'hydraulique est une des premières énergies domestiquées par l'Homme avec les moulins au fil de l'eau notamment. L'hydroélectricité, c'est-à-dire la production d'électricité à partir de la force de l'eau, est apparue au milieu du XIX^{ème} siècle. Appelée la "houille blanche", elle a été synonyme d'un développement économique très important. L'hydroélectricité regroupe aussi bien les centrales utilisant la force gravitaire de l'eau (chute d'eau) que les centrales utilisant l'énergie des mers avec l'effet des marées, des courants, de la houle, de gradient de température et d'osmose.

L'hydroélectricité dite classique qui exploite la force de l'eau (hauteur de chute) pour générer de l'électricité regroupe la petite et la grande hydraulique que l'on peut classer ainsi :

La petite hydraulique

On parle de petite centrale hydraulique pour toutes les installations de puissance inférieure à 10 MW que l'on peut classer par tranche de puissance comme suit :

- Les pico-centrales dont les puissances sont inférieures à 20 kW,
- Les microcentrales dont les puissances sont comprises entre 20 kW et 500 kW,
- Les minicentrales dont les puissances sont comprises entre 500 kW et 2 MW,
- Les petites centrales dont les puissances sont comprises entre 2 et 10 MW.

Le principe est de capter l'eau et la forcer à entraîner une turbine reliée à une génératrice. Pour les faibles dénivellations, une petite digue oriente une fraction du débit vers les turbines. Pour les grandes dénivellations, des conduites suivent la pente de la montagne pour amener l'eau vers les turbines. Selon le débit et la vitesse de la veine d'eau, la turbine sera différente. Pour les faibles hauteurs d'eau avec des débits importants (une rivière de plaine alluviale), on fera appel à des turbines à axe vertical de type Kaplan ou Francis. Pour les chutes de grande hauteur et de faible débit (cascade ou torrent déviés en conduites forcées), des turbines à axe horizontal de type Pelton ou Francis donnent les meilleurs résultats.

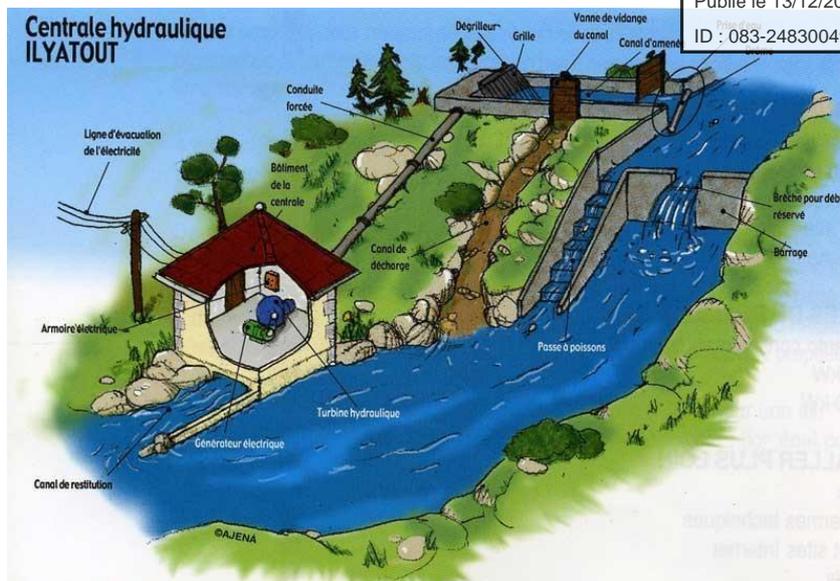


Figure 25 – Centrale hydroélectrique ILYATOUT – Source AGENA

La grande hydraulique

La grande hydraulique commence à partir d'une puissance de 10 MW et regroupe trois grandes familles de systèmes :

- **L'hydraulique au fil de l'eau** : elle ne comporte pas de barrage et donc pas de retenue d'eau. La puissance fournie par la centrale, proportionnelle au débit instantané du fleuve, fluctue donc au cours de l'année en fonction du climat. Cette technologie est utilisée sur les grands fleuves.
- **Hydraulique de barrage** : la présence d'une retenue d'eau permet de moduler la production en fonction de la demande. Cette technologie est la plus utilisée aujourd'hui, mais aussi la plus destructrice et impactante sur l'environnement puisque la création de retenues artificielles entraîne la mise en eau de vastes espaces naturels ou de zones habitées.
- **Pompage turbinage** : le pompage turbinage n'est pas une production d'énergie en soi mais une méthode de stockage largement utilisée en Europe. Une installation de pompage-turbinage nécessite deux retenues d'eau avec une dénivellation entre elles reliées par une conduite forcée. L'électricité est utilisée pour pomper l'eau de la retenue inférieure en période de surproduction (la nuit par exemple) et, quand la demande augmente, on turbine. Le rendement total est de 75% environ.

Les orientations du SRCAE sur l'hydroélectricité

Le SRCAE estime un potentiel de production d'électricité hydraulique à hauteur de :

- **Horizon 2020 : 10 100 GWh/an – 3 250 MWc**
 - Grande Hydraulique : 9 000 GWh/an – 3 000 MWc
 - Petite hydraulique : 1 100 GWh/an – 250 MWc
- **Horizon 2030 : 10 500 GWh/an – 3 370 MWc**
 - Grande Hydraulique : 9 000 GWh/an – 3 000 MWc
 - Petite hydraulique : 1 200 GWh/an – 270 MWc

Les données de la DPVa sur l'hydroélectricité

Les données montrent une production à près de 93% sur la petite hydraulique sur l'ensemble des sources d'énergies renouvelables de l'agglomération.

Dans les données de la DPVa, nous avons une production faite par la petite hydraulique, ce qui peut être envisagé mais notons que nous avons de très faibles objectifs de développement sur cette ressource. Nous pouvons l'écarter dans nos études.

h) Méthanisation

La méthanisation est un procédé biologique naturel de dégradation de la matière organique par une flore microbologique, qui se déroule en l'absence d'oxygène et qui, de ce fait, est aussi appelée « digestion anaérobie ».

Elle permet ainsi à partir de déchets et autres substrats fermentescibles de générer du biogaz. Ce biogaz contient une part importante de méthane et peut être valorisé pour la production d'électricité et/ou de chaleur.

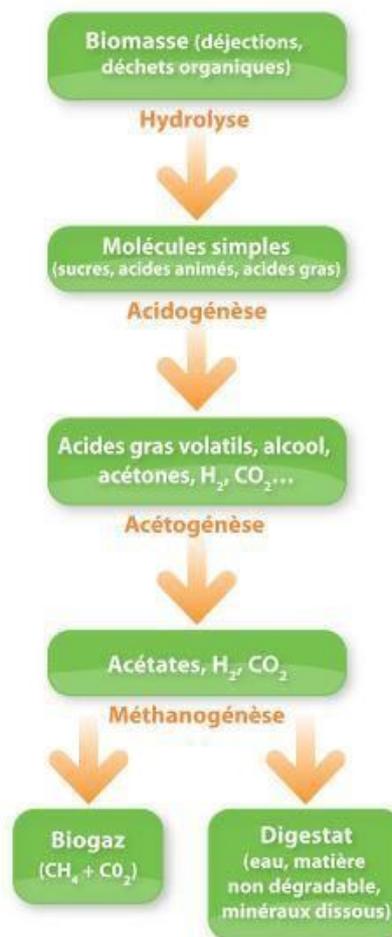


Figure 26 – Les étapes de la méthanisation – Source ADEME : Méthanisation à la ferme - Guide pratique (2011)

La méthanisation permet de traiter des rejets aussi divers que les eaux usées, les boues de stations d'épuration, les déjections animales, les déchets de l'industrie agro-alimentaire, les déchets de cuisine, les ordures ménagères, les déchets agricoles, etc.

La méthanisation avec valorisation du biogaz produit (production d'énergie thermique et/ou électrique par combustion directe du méthane ou dans des moteurs thermiques) a toute sa place parmi

l'ensemble des diverses solutions de production d'énergie renouvelable en complémentarité : produire de l'énergie, réduire la charge polluante des déchets et des effluents et également, selon la nature du produit de départ, produire un digestat stabilisé utilisable comme fertilisant ou amendement organique.

Cependant les apports en azote et en carbone se font, dans le cadre d'apports de digestats, sous une forme minéralisée. Le digestat contient encore des éléments minéraux et peut être comparé à un engrais minéral mais n'est plus composé de matière organique nutritive, c'est-à-dire décomposable par l'activité microbienne du sol, car elle a déjà servi à produire du méthane. En effet, la quantité d'énergie chimique contenue dans une matière organique ne peut servir qu'une fois. Ainsi l'azote issu du digestat est certes disponible immédiatement pour les plantes mais ne s'intègre pas à l'humus et tend à migrer dans le cadre de phénomènes de lessivages des sols (cf. mêmes propriétés que l'azote minéral industriel), et le carbone, déjà minéralisé lui aussi, ne rentre pas dans la dynamique organique ou humique du sol et peut avoir comme effet de ralentir la dynamique de la flore microbienne et entraîner un déplacement de celle-ci ainsi qu'un relatif blocage des qualités nutritionnelles du sol.

Ainsi, les effets d'apports massifs de digestats aux sols devraient bénéficier d'études complémentaires afin de préciser les conditions d'épandages de ces produits (quantités, qualités, fréquences, capacités liées aux différents types de sols, périodes plus ou moins favorables dans l'année, cultures associées, prétraitements éventuels, etc.)

Aujourd'hui les principales applications industrielles bénéficiant des apports de la méthanisation pour le traitement de leurs rejets sont identifiées par l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) comme étant : la digestion agricole, la digestion des déchets solides ménagers et assimilés (biodéchets), la digestion des boues d'épuration urbaines et la digestion des effluents industriels.

Limites de ce procédé dans le cadre de ce projet

Dans le cadre de ce projet, la ressource sur site en matière organique ne sera jamais suffisante pour alimenter une unité de production qui desservirait l'ensemble des besoins. Il serait donc nécessaire d'importer des déchets organiques de qualité fiable pour alimenter une éventuelle unité de production sur site, ce qui est plutôt contraignant et plutôt contraire au principe de la méthanisation qui consiste à transformer sur place une matière organique considérée comme déchet.

Dans une proportion moindre mais non négligeable, il serait nécessaire de prévoir une « filière » de valorisation des digestats produits sur site car le site lui-même ne pourra pas absorber l'épandage de l'ensemble de ces digestats. En outre, ces digestats sont des déchets soumis à la réglementation.

Une unité de ce type nécessite une place conséquente pour les éléments d'approvisionnement et de combustion du méthane mais principalement pour le digesteur. L'énergie produite sous forme de chaleur doit être distribuée par un réseau de chaleur à l'ensemble des bâtiments. Si cette production de chaleur est accompagnée d'une production d'électricité, celle-ci peut soit être directement autoconsommée sur site, soit injectée au réseau de distribution ENEDIS.

Les orientations du SRCAE sur le biogaz

Dans son scénario de développement des énergies renouvelables, le SRCAE estime un potentiel de production de chaleur et d'électricité grâce au biogaz issu de la méthanisation à hauteur de :

- Horizon 2020 : 550 GWh/an (~ 450 000 tonnes de déchets fermentescibles)
- Horizon 2030 : 1 100 GWh/an (~ 800 000 tonnes de déchets fermentescibles)

L'énergie produite pourra être valorisée sous différentes formes : chaleur, électricité, ou utilisation comme carburant dans les véhicules GNV. Ces chiffres viennent s'ajouter à l'objectif de valorisation

des déchets agricoles par méthanisation (environ un tiers de l'objectif en 2030).

Cette ressource paraît plus appropriée pour des opérations d'aménagement incluant des activités, agricoles ou industrielles, permettant de produire suffisamment de matières organiques valorisables, ce qui n'est pas le cas de la présente opération.

i) La récupération de chaleur sur eaux usées

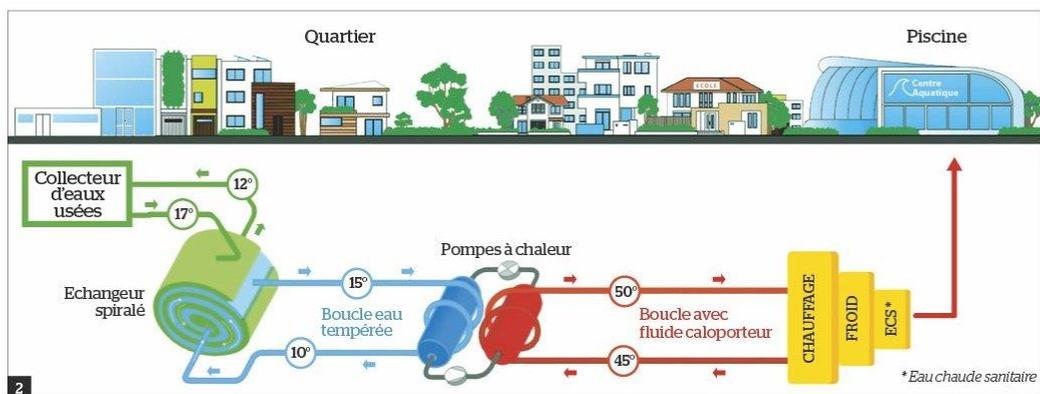


Figure 27 – Schéma de récupération des calories des eaux usées – Source Le Moniteur : Récupérer les calories des eaux usées

La récupération de chaleur sur eaux usées est un procédé d'économie d'énergie très peu exploité. En effet, les eaux usées sont souvent à une température quasiment constante tout au long de l'année et peuvent constituer une source de calorie pour une pompe à chaleur.

Il permet une récupération des calories des eaux usées chaudes ou tièdes (des douches, des cuisines, de l'industrie agro-alimentaire, etc.). L'énergie récupérée est le plus souvent utilisée, entre autres, pour chauffer partiellement ou totalement l'eau chaude sanitaire.

Les récupérateurs peuvent être utilisés dans les logements individuels, les logements collectifs, les établissements tertiaires ou autres industries, ou installation, utilisant de l'eau chaude.

La récupération de chaleur sur eaux usées : système passif

Le système, totalement passif, a pour but de transmettre par conduction, la chaleur des eaux usées à l'eau froide en préchauffage de la production d'ECS. La puissance totale échangée entre les deux fluides dépendra du débit d'eau grise et de sa température d'entrée.

La performance du système varie en fonction de la longueur du tube, de son diamètre et du débit d'eaux usées et de leur température. Il présente un taux de couverture entre 10 et 30% pour l'ECS qui nécessite donc un appoint.

La récupération de chaleur sur eaux usées : système actif

Les eaux grises domestiques ont une température moyenne constante sur l'année d'environ 30°C. Ce système permet de capter les calories des eaux grises et de les valoriser via une pompe à chaleur eau/eau pour la production d'eau chaude sanitaire.



Envoyé en préfecture le 13/12/2024
 Reçu en préfecture le 13/12/2024
 Publié le 13/12/2024
 ID : 083-248300493-20241210-C_2024_301-DE



Figure 28 – Principe de fonctionnement de la PAC sur eaux grises – Source : Biofluides

La PAC sur eaux grises fonctionne à l'électrique et présente un COP performant et stable sur l'année. La couverture des besoins en ECS varie de 50 à 80% en fonction des installations.

Concernant les impacts environnementaux, la réduction des émissions de GES est plus ou moins importante en fonction de l'appoint mis en œuvre.

La maintenance de ce système est faible, notamment grâce au système de vidange/nettoyage automatique de la cuve.

Les orientations du SRCAE sur la récupération de chaleur

Dans son scénario de développement des énergies renouvelables, le SRCAE estime un potentiel de production de chaleur grâce à la chaleur sur les réseaux d'assainissement :

- Horizon 2020 : 110 MW soit 37 parcs d'installations
- Horizon 2030 : 330 MW soit 66 parcs d'installations

Cet objectif vise à mobiliser 40% du potentiel d'ici 2020 et 100% du potentiel à l'horizon 2030, soit 55 stations d'épuration, 11 collecteurs d'assainissement et 13 millions de m² de bâtiments équipés.

Cette solution peut être utilisée dans ce projet avec un milieu urbain assez dense aux alentours.

Les données de la DPVa sur la récupération de chaleur

Nous n'avons aucune donnée concernant la production d'énergie par la géothermie de l'agglomération.

2.5. SYNTHÈSE DES ATOUTS ET DES CONTRAINTES DE L'ÉNERGIE

Type d'énergie	Atouts / Avantages	Contraintes / Inconvénients
Electricité	Réseau existant, à réserver aux usages spécifiques	Faible rendement global, consommation d'énergie primaire importante. Inflation actuelle importante.
Gaz	Réseau existant	Bilan carbone élevée = problème impact avec la RE2020 Inflation actuelle importante.
Bois	Ressource renouvelable. Bon bilan carbone.	Risque de pollution locale. Contrainte d'approvisionnement, disponibilité de la ressource locale, en raison d'une nécessité de structuration de la filière
Solaire photovoltaïque	Potentiel intéressant, ressource renouvelable, parité réseau permettant le développement de l'autoconsommation, compétences locales	Secteur des ABF à éventuellement considérer
Solaire thermique	Potentiel intéressant, ressource renouvelable, compétences locales	Secteur des ABF à éventuellement considérer
Géothermie par nappe (très basse énergie)	Rendement énergétique bon, adapté pour des petites puissances COP générateur élevés.	Surcoût forage Peu ou pas de ressources disponibles sur place
Eolien	Non adapté	
Hydroélectricité (Adduction d'eau potable)	Energies très développées dans la communauté des communes	Pas de développement de la filière dans le SRCAE
Méthanisation	Production d'électricité et de chaleur possible par cogénération	Peu probable, intérêt limité de par le peu de ressources disponibles sur place
Récupération de chaleur sur eaux usées	Non adapté Capacité minimale non disponible	

3. ANALYSE THERMIQUE – ETUDE DES BESOINS

3.1. CONTEXTE ENERGETIQUE – REGLEMENTATION

a) La Réglementation Energétique (RE2020)

Le bâtiment est une source importante de consommation énergétique et donc de pollution. Les objectifs définis par le protocole de Kyoto, repris par le Grenelle de l'Environnement imposent de maîtriser ces consommations en particulier sur le poste chauffage qui représente en moyenne 65% des consommations dans le bâtiment. C'est pourquoi, depuis 1988 la réglementation thermique impose des niveaux de performance à atteindre lors de la construction de bâtiment. Cette réglementation s'est accentuée ces dernières années avec la mise en place dernièrement de la RE2020.

La philosophie annoncée de la RE2020 tourne autour de 3 grands objectifs :

- **Objectif 1** : des bâtiments qui consomment moins et utilisent des énergies moins carbonées – Volet **Energie** avec le besoin bioclimatique, la consommation d'énergie primaire et la consommation d'énergie primaire non renouvelable
- **Objectif 2** : ménager une transition progressive vers des constructions bas carbone, misant sur la diversité des modes constructifs et la mixité des matériaux – Volet **Carbone** avec l'impact énergie, l'impact construction
- **Objectif 3** : des bâtiments plus agréables en cas de forte chaleur – Volet **Confort d'été** avec le degré-heure d'inconfort

Energie	Bbio [points]	Besoins bioclimatiques	Evaluation des besoins de chaud, de froid (que le bâtiment soit climatisé ou pas) et d'éclairage.	EVOLUTION
	Cep [kWhep/(m².an)]	Consommations d'énergie primaire totale	Evaluation des consommations d'énergie renouvelable et non renouvelable des 5 usages RT 2012 : chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage, ventilation et auxiliaires +	EVOLUTION
	Cep,nr [kWhep/(m².an)]	Consommations d'énergie primaire non renouvelable	1. éclairage et/ou de ventilation des parkings 2. éclairage des circulations en collectif 3. électricité ascenseurs et/ou escalators	NOUVEAU
Carbone	Ic_{énergie} [kg eq. CO ₂ /m²]	Impact sur le changement climatique associé aux consommations d'énergie primaire	Introduction de la méthode d'analyse du cycle de vie pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre des énergies consommées pendant le fonctionnement du bâtiment, soit 50 ans.	NOUVEAU
	Ic_{construction} [kg eq. CO ₂ /m²]	Impact sur le changement climatique associé aux « composants » + « chantier »	Généralisation de la méthode d'analyse du cycle de vie pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre des produits de construction et équipements et leur mise en œuvre : l'impact des contributions « Composants » et « Chantier ».	NOUVEAU
Confort d'été	DH [°C.h]	Degré-heure d'inconfort : niveau d'inconfort perçu par les occupants sur l'ensemble de la saison chaude	Évaluation des écarts entre température du bâtiment et température de confort (température adaptée en fonction des températures des jours précédents, elle varie entre 26 et 28°C).	NOUVEAU

Figure 29 – Indicateurs de la RE2020 - Source : guide RE 2020

Volet Energie : L'efficacité énergétique du bâti

L'exigence d'efficacité énergétique minimale du bâti est définie par le **coefficient « Bbiomax »** (besoins bioclimatiques du bâti). Cette exigence impose une limitation simultanée du besoin en énergie pour les composantes liées à la conception du bâti (chauffage, refroidissement et éclairage), imposant ainsi son optimisation indépendamment des systèmes énergétiques mis en œuvre.

Bâtiments ou parties de bâtiments à usage...	Catégorie 1 (anciennement CE1)	Catégorie 2 (anciennement CE2)
d'habitation individuel	69,3	
d'habitation collectif	72,8	

Tableau 2 - Valeur Bbiomax (en nombre de points) selon catégorie CE1/CE2³ en zone climatique H3

Contrairement aux objectifs Bbiomax RT2012, les objectifs Bbiomax RE2020 d'un bâtiment de type Catégorie 1 sont alignés sur ceux d'un bâtiment de type Catégorie 2 (donc les Bbiomax sont identiques) que le bâtiment soit exposé ou bruit ou non et climatisé ou non.

Au vu des objectifs de performance énergétique et de l'approche de développement durable pour le projet, **les besoins de climatisation de l'ensemble des bâtiments devront être minimisés**. Il sera nécessaire de prévoir des éléments de construction thermiques et acoustiques adaptés (volets, brise-soleil, etc.) avec une prise en compte fort de la problématique de confort estival. Des études thermiques avancées telles que des Simulations Thermiques Dynamiques pourront être commandés afin de s'assurer du réel confort des usagers.

Volet Energie : La consommation énergétique du bâtiment

L'exigence de consommation conventionnelle maximale d'énergie primaire se traduit par le **coefficient « Cepmax »**, portant sur les consommations de chauffage, de refroidissement, d'éclairage, de production d'eau chaude sanitaire, d'auxiliaires (pompes et ventilateurs). Avec la nouvelle réglementation, nous prenons en compte : les consommations d'ascenseurs, des parkings et des circulations en collectif. La valeur du Cepmax est modulé selon la localisation géographique, l'altitude, le type d'usage du bâtiment, la surface moyenne des logements et les émissions de gaz à effet de serre pour le bois énergie et les réseaux de chaleur les moins émetteurs de CO₂.

Comme dit dans la partie efficacité énergétique du bâti, il est nécessaire d'avoir une conception bioclimatique des bâtis. En effet, les besoins en froid sont comptés en forfait froid dans le Cep si les seuils de degrés-heures ne sont pas respectés.

La nouvelle réglementation environnementale ajoute également un indicateur sur la consommation énergétique :

- La consommation en énergie primaire non renouvelable (Cep,nr) visant à privilégier le recours aux énergies renouvelables et de récupération. La modulation du Cep,nr_max est identique à celle du Cepmax ci-dessus.

³ Catégorie 1 (CE1) – Bâtiments pour lesquels la climatisation n'est pas un droit à consommer, Catégorie 2 (CE2) – Bâtiments pour lesquels la climatisation est un droit à consommer

La RE2020 définit, à titre indicatif, pour la zone H3, dans laquelle se situent les bâtiments suivants :

Type de bâtiment	Cepmax	Cep,nr_max
Bâtiment individuel	60 kWh/m².an	44 kWh/m².an
Bâtiment collectif	78,2 kWh/m².an	64,4 kWh/m².an

Tableau 3 - Indication des exigences de Cepmax et Cep,nr_max pour la zone climatique H3

Cette exigence impose, en plus de l'optimisation du bâti exprimée par le Bbio, le recours à des équipements énergétiques performants, à haut rendement.

Nota : EP = Énergie Primaire et EF = Énergie Finale

1 kWhEF ↔ 2,3 kWhEP
pour l'électricité

1 kWhEF ↔ 1 kWhEP
pour les autres énergies (gaz, réseaux de chaleur, bois, etc.)

Volet Carbone : Impact sur le changement climatique

La prise en compte de l'impact en émissions de carbone sur le cycle de vie du bâtiment, de sa fabrication à sa déconstruction, pour une durée de vie de référence égale à 50 ans. Ces impacts sont de deux types : d'une part les émissions de carbone liées aux consommations d'énergie, d'autre part les émissions de carbone des composants (enveloppe et équipements). Ces deux types d'impact peuvent être de niveau de valeur équivalent, ils sont exprimés en kg de CO₂/m².

- Concernant les impacts carbonés, ils sont de 2 types :
 - IC_{construction} visant à limiter l'impact carbone durant la construction (complément du Volet Energie).
 - IC_{énergie} visant à recourir à des énergies peu carbonées.
- Ces impacts sont considérés sur la durée de vie du bâtiment : 50 ans ;
- Ils peuvent être de même niveau selon l'énergie.

Un calcul d'Analyse du Cycle de Vie doit être réalisé avec une méthode dynamique lors de la phase d'études. Les deux indicateurs sont calculés respectivement depuis une valeur max (IC_{construction_max} et IC_{énergie_max}) avec une modulation comme l'indicateur Cep.

Pour le seuil 2022, IC_{construction} peut être respecté pour toutes les solutions constructives à condition de limiter le recours à des données environnementales par défaut.

➔ Cette partie sera traitée dans le rapport Etude Carbone.

Volet Confort d'été : Le confort d'été dans les bâtiments non climatisés

L'indicateur qui permet d'évaluer l'inconfort est DH qui illustre les degrés-heures d'inconfort et s'exprime en °C.h . Il représente le niveau d'inconfort perçu par les occupants.

Plus concrètement, cet indicateur s'apparente à un compteur qui cumule, sur la période estivale, chaque degré ressenti inconfortable de chaque heure. Les degrés inconfortables sont conventionnellement ceux qui dépassent les 26 ou 28 °C suivant les températures extérieures.

En zones H2d et H3, l'exigence est très contraignante (traversant, inertie, brasseurs d'air... sont nécessaires). Les exigences minimales demandent la mise en place de protections solaires minimales (type volets, stores extérieurs...) sur l'ensemble des baies d'un logement.

b) Le contexte énergétique de la zone d'aménagement

Afin de déterminer dans quelle mesure les ressources renouvelables locales permettent de satisfaire les besoins énergétiques du site, il nous faut maintenant estimer ces besoins, pour les différents usages des bâtiments :

- Chauffage
- Refroidissement ⁴
- Eau Chaude Sanitaire (ECS)
- Électricité spécifique (ventilation et auxiliaires ; éclairage)
- Commun : Ascenseurs/escalators, parkings, éclairage des circulations collectives

A ce stade de conception du projet, nous estimons les besoins énergétiques du projet en nous basant sur le programme d'aménagement et sur des ratios de consommation au mètre carré issus de la réglementation énergétique.

A ce stade de conception du projet, nous estimons les besoins énergétiques du projet en nous basant sur le programme d'aménagement et sur des ratios de consommation au mètre carré issus de la réglementation énergétique. Nous considérons également le cas où le projet se situe en zone de bruit BR2 ou BR3, ce qui place les bâtiments en catégorie 2 (anciennement CE2 - ce qui est un cas défavorable pour l'étude) et apporte un droit à climatiser (et un seuil de consommation en énergie primaire surélevé)

Sur la base des éléments disponibles, les niveaux de performances réglementaires pour les logements après le décret 29 juillet 2021 et des calculs en énergies conventionnelles seront les suivants :

Type de bâtiment	Surface de plancher	Nombre de lots	CEP_max au sens RE 2020 (kWhEP/m ² .an)	CEP,nr_max au sens RE 2020 (kWhEP/m ² .an)
Logements individuels	5 947 m ²	66	60 kWhEP/m ² .an	44 kWhEP/m ² .an
Logements collectifs (collectifs + intermédiaires)	19 832 m ²	312	78,2 kWhEP/m ² .an	64,4 kWhEP/m ² .an

Tableau 4 – Tableau du niveau de performance maximal réglementaire pour les équipements qui seront présents sur la zone

En moyenne sur l'ensemble de la zone d'aménagement, la consommation en énergie primaire est de :

- 60 kWhEP/m².an pour les logements individuels
- 78,2 kWhEP/m².an pour les logements collectifs

Ceci représente **une consommation totale de près de 1 907,7 MWhEP.**

⁴ En zone H3, nous prenons la valeur la plus défavorable en termes de consommation pour le rafraîchissement soit 10 kWh/m².an = prise en compte du forfait rafraîchissement dans le Cep. Nous faisons l'hypothèse d'une bonne conception bioclimatique et du respect du seuil maximum autorisé = 1850 pour un bâtiment individuel et 2100 pour un logement collectif de plus de 60m²

3.2. DEFINITION DES BESOINS

a) Besoins d'énergie globaux

Les besoins énergétiques de chaleur (chauffage + ECS) et d'électricité de la zone sont résumés dans tableau suivant. Ceux-ci sont obtenus d'une manière brute selon le niveau de performance définie par la RE 2020.

Nota : Ces besoins sont établis sur les scénarios référence de la réglementation énergétique et peuvent donc varier considérablement en fonction de la température intérieure moyenne choisie pour les bâtiments. Pour mémoire, 1°C supplémentaire en consigne de chauffage engendre une consommation 7% plus importante en moyenne.

b) Logement type, variables, calcul réglementaire

Au niveau de la réglementation énergétique en vigueur, plusieurs variables sont en fait relativement fixées par le calcul conventionnel réalisé par le moteur du CSTB.

Sur la base d'hypothèses de données ⁵, nous estimons les ratios et la consommation des besoins de chauffage, de rafraîchissement, d'eau chaude sanitaire, d'électricité spécifique et des usages communs suivants :

Usage	Logement collectif		Logement individuel	
Chauffage	48 %	27,5 kWhEP/m ² .an	67 %	30,2 kWhEP/m ² .an
Refroidissement		10 kWhEP/m ² .an		10 kWhEP/m ² .an
Eau chaude sanitaire	13 %	10,2 kWhEP/m ² .an	10 %	6 kWhEP/m ² .an
Electricité spécifique	23 %	18 kWhEP/m ² .an	23 %	13,8 kWhEP/m ² .an
Communs (ascenseurs + parkings + éclairages des parties communes) ⁶	16 %	13,3 kWhEP/m ² .an	Néant	
TOTAL	100 %	78,2 kWhEP/m².an	100 %	60 kWhEP/m².an

Tableau 5 – Répartitions de la consommation de chaque usage

Ces résultats ne prennent pas en compte d'usage particulier mais permet d'avoir une moyenne selon l'usage global en France métropolitaine.

La différence entre l'utilisation de l'électricité et des combustibles pour produire les besoins en énergie est donc très importante en Énergie Primaire. Cependant, cet écart peut être compensé par la performance de production des machines électrique fonctionnant sur le cycle de Carnot (Ballon

⁵ Données issus de : Données et études statistiques – Consommation par usage du résidentiel – Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires ; Calculs SDES, d'après bilan de l'énergie et Ceren

⁶ Hypothèses : 1000 kWh/Igt chaque année = consommation des parties commune en France (inclus parkings souterrains) - Source : iDEMU - Economies d'électricité dans les parties communes des logements collectifs

Thermodynamique ou Pompe à Chaleur (PAC) par exemple). Ainsi, dès que le COP dépasse le facteur 2,3, le bilan en énergie primaire devient avantageux pour ces machines par rapport à une production en énergie fossile pour l'établissement de ce ratio EP.

Le choix de cette énergie électrique engendrerait donc, soit une conception thermique beaucoup plus performante, soit des machines ayant un COP annuel supérieur à 3 pour atteindre le seuil cible réglementaire de la Réglementation Energétique.

Pour revenir à l'ECS, nous constatons que le bilan en énergie primaire sera identique entre une production par combustible et une production par électricité thermodynamique (cycle de Carnot). Celle-ci sera au minimum de 20 kWh_{EP}/m².an si les EnR ne sont pas utilisées.

Bien entendu, la production d'une partie de l'ECS par des EnR permettrait de réduire ce bilan EP mais cela nous permet de fixer en première approche la référence à une production par combustible.

c) Répartition des besoins théoriques estimés du projet selon la RE 2020

Les réflexions précédentes mènent aux répartitions de consommation moyenne suivante.

Type de bâtiment	Surface de plancher	CEP Max (kWh _{EP} /m ² .an)	Consommation cible totale (MWh _{EP})	Consommation cible chauffage (MWh _{EP})	Consommation cible refroidissement (MWh _{EP})	Consommation cible ECS (MWh _{EP})	Consommation cible électricité spécifique (MWh _{EP})	Consommation cible communs (MWh _{EP})
Logement collectif	19 832	78,2	1 545,5	544,2	60,2	200,9	355,5	247
Logement individuel	5 947	60	360,9	181,7	197,6	36,1	81,2	0
TOTAL	25 779	-	1906,4	983,7	257,8	237	438,5	247

Tableau 6 – Tableau récapitulatif des besoins énergétiques théoriques pour le projet avec un CEP fixe selon RE2020

Selon le programme d'aménagement et en considérant les exigences de la RE 2020, les besoins pour l'ensemble du site et toute énergie confondue devraient être d'environ **1 545,5 MWh_{EP}/an** pour les logements collectifs et de **360,9 MWh_{EP}/an** pour les logements individuels soit au total **25 779 MWh_{EP}/an**.

Nous estimons donc les besoins totaux « réglementaires » du site à environ 2 000 Mwh_{EP}/an avec des besoins fixes en électricité au minimum de 740 Mwh_{EP}/an et donc des besoins en chaleur d'environ 963 Mwh_{EP}/an, répartis entre le chauffage et l'ECS.

Nota : Il est important de rappeler que ces besoins ne doivent être considérés que comme une hypothèse de calcul pour cette étude, les besoins pouvant varier de manière importante en fonction des principes constructifs retenus et des modes d'usages.

Ils ne tiennent par ailleurs pas compte des consommations en électricité spécifique telles que l'électroménager, l'informatique

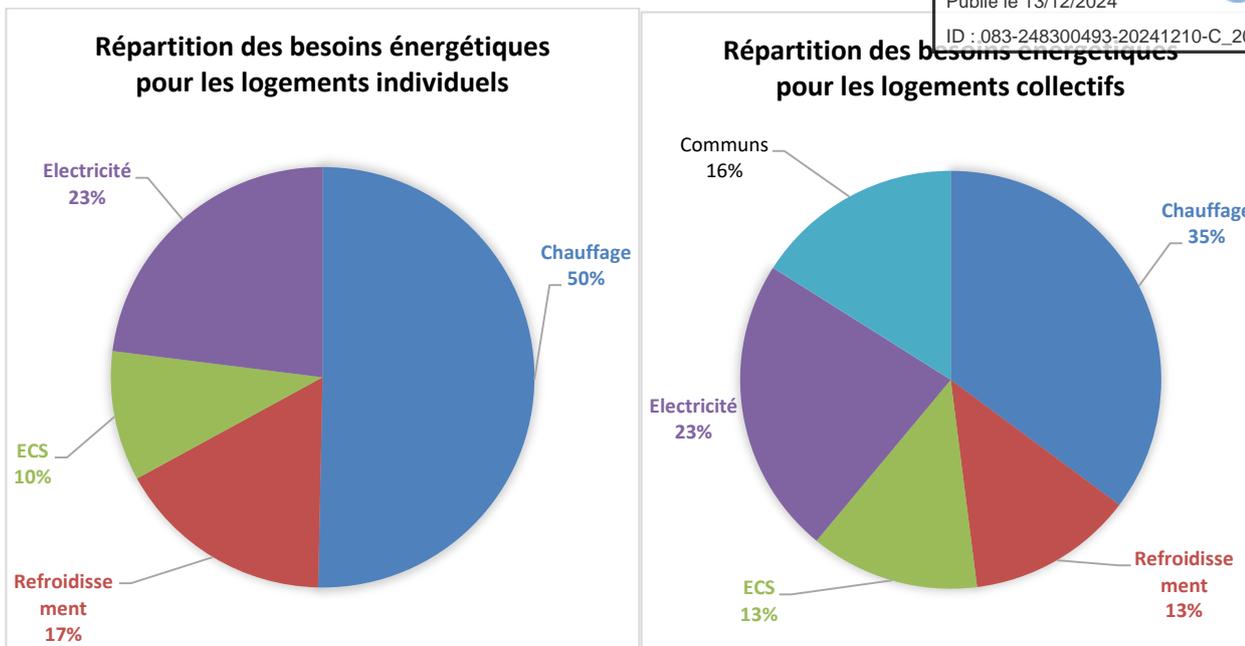


Figure 30 : Répartition des consommations en EP entre besoin d'électricité et de chaleur/froid avec production ECS avec électricité

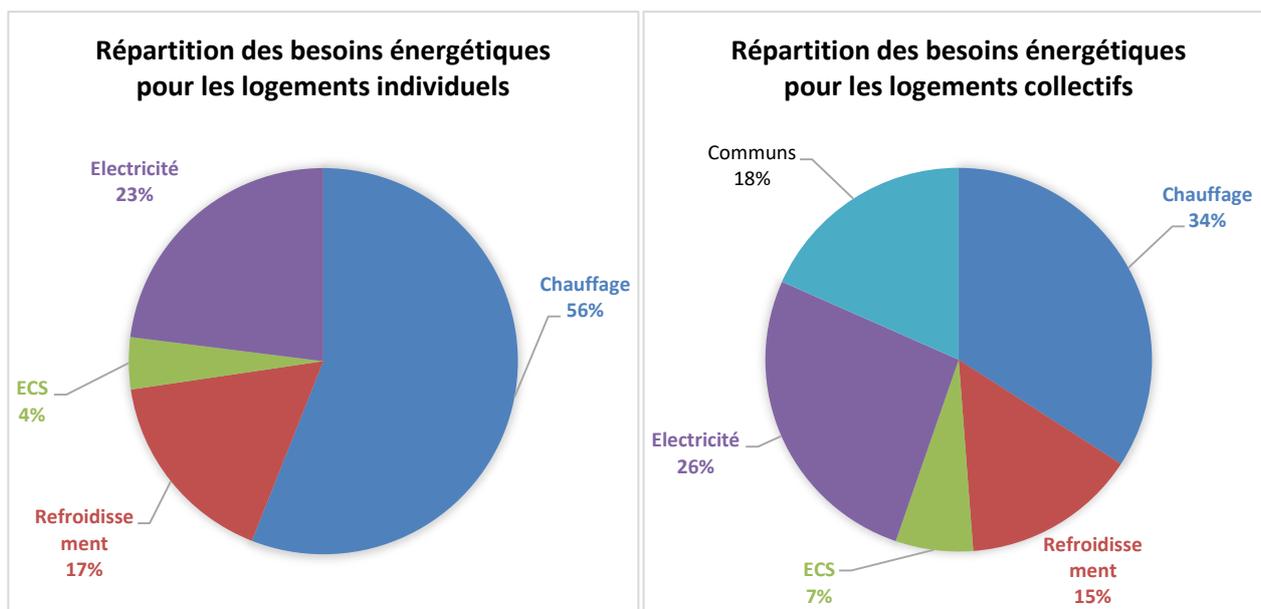


Figure 31 : Répartition des consommations en EP entre besoin d'électricité et de chaleur/froid avec production ECS sans électricité

d) Cas du réseau de chaleur

Comme il a pu être constaté sur le plan de masse, l'ensemble du projet couvre une surface de 12 ha environ.

L'opportunité de mutualiser la production se détermine en fonction de la densité énergétique. La densité énergétique correspond à la quantité d'énergie consommée par les bâtiments sur un an par unité de longueur du réseau (longueur de tranchée). Ce critère s'exprime en kWh/m de réseau de chaleur (ou MWh/m).

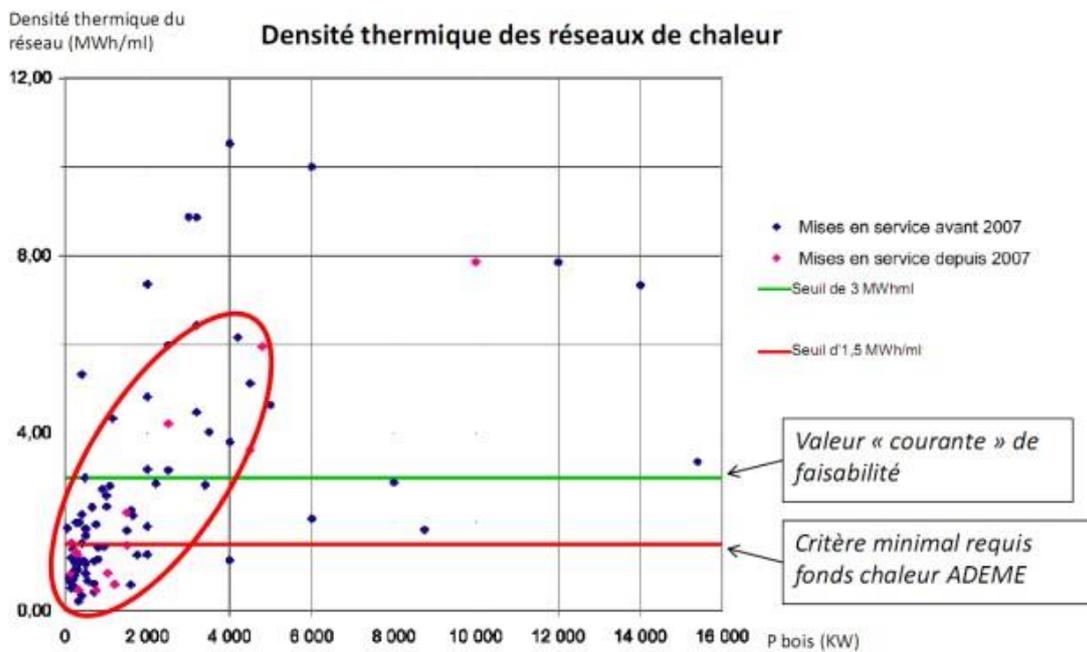


Figure 32 : Enquête du CIBE – densité thermique – caractéristiques des réseaux de chaleur

En milieu urbain, on considère généralement qu'un réseau de chaleur peut commencer à avoir de l'intérêt à partir d'une densité thermique de **3 000 kWh/m de réseau / an**.

Toutefois, lorsque le milieu urbain est malgré tout peu dense, la dispersion et le faible niveau unitaire de consommation rendent difficile l'atteinte de ce seuil de 3 000 kWh/ml.an. Sans subventions publiques, ces projets n'ont pas de viabilité économique à moyen terme, d'autant plus si le gaz est déjà implanté puisque son coût est encore particulièrement compétitif aujourd'hui.

C'est pourquoi, le critère retenu par **l'ADEME pour les aides est de 1 500 kWh/m.an** au minimum, ce qui permet de ne pas pénaliser les projets de plus petites tailles sur des territoires moins denses.

Pour savoir si les besoins énergétiques sont suffisamment importants pour envisager un réseau de chaleur avec une densité thermique correcte.

Le besoin en chaleur (chauffage + ECS) est de 963 MWh/an environ. Ainsi, en considérant une production centralisée et un réseau d'une densité thermique de 1,5 MWh/m, on constate que celui-ci ferait une longueur de 814 m environ. Un rapide calcul et une évaluation visuelle montre que du fait de l'étalement relatif des bâtiments sur la zone, une longueur de près de 820 m de réseau serait nécessaire pour connecter tous les bâtiments entre eux (cheminement en rouge sur la figure suivante), sans compter les distributions locales aux sous-stations. La densité thermique du projet paraît donc correcte pour permettre une bonne rentabilité du réseau. Cette distance engendrerait une densité thermique de moins 1 MWh/m.

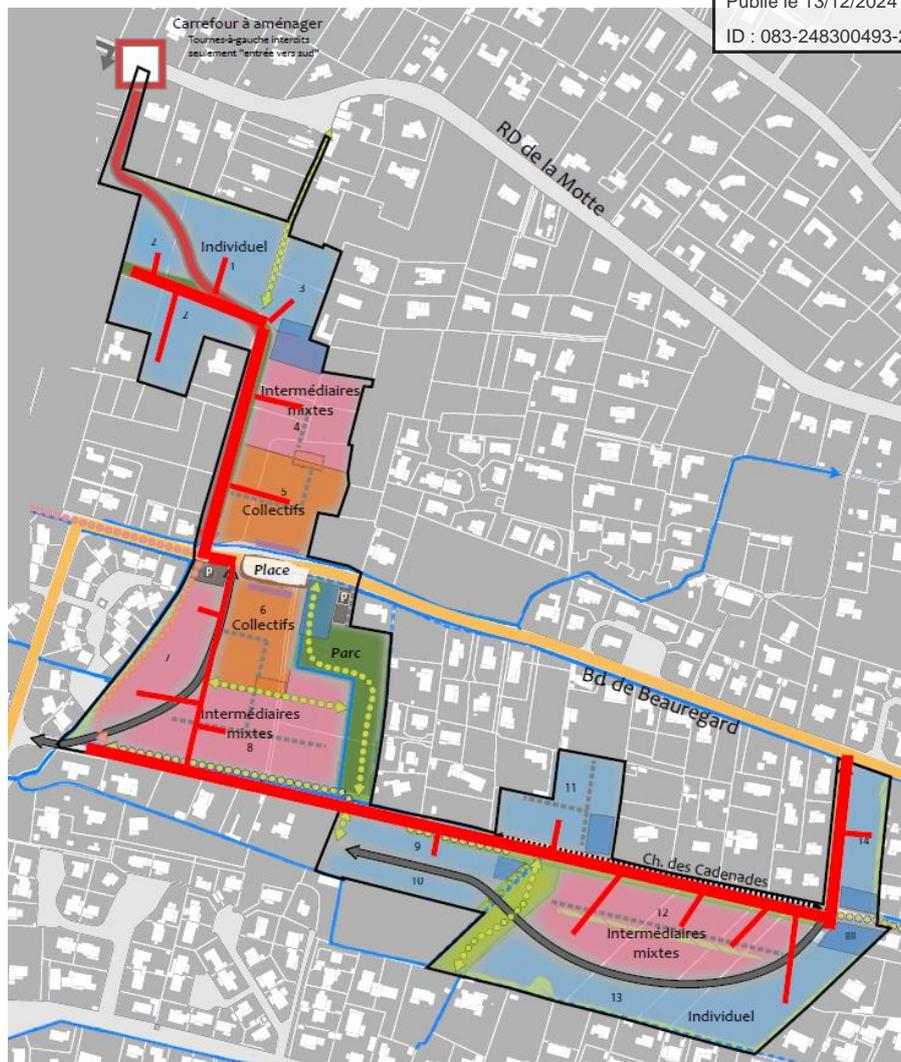


Figure 33: Exemple de tracé simplifié (en rouge) d'un réseau de chaleur

Un réseau desservant l'ensemble du site serait subventionné et présenterait une rentabilité.

Notons que pour l'implantation d'une chaufferie principale, il est nécessaire de disposer d'un emplacement sur le cheminement réseau et d'une place suffisamment importante pour l'ensemble des équipements et l'approvisionnement en combustible par des transporteurs lourds.

La solution biomasse, gaz ou bois peut être retenue comme solution de chauffage et production d'ECS collective par bâtiment ou groupe de bâtiments.

e) Cas de l'éclairage extérieur

L'éclairage extérieur participe à mettre en valeur l'espace public, l'ambiance lumineuse, le confort visuel et la sécurité piétonne, automobile et des déplacements de manières générales.

Toutefois l'utilisation excessive de la lumière artificielle peut devenir importune en matière de confort visuel et entraîne des consommations d'énergie importantes. C'est pourquoi, il est essentiel d'anticiper les besoins et de réfléchir aux modalités d'éclairage extérieur pour limiter les coûts de fonctionnement.

Les préconisations proposées (listes non exhaustives) donnent quelques pistes de réflexion pour limiter l'impact énergétique et environnemental de l'éclairage extérieur :

- Déterminer les besoins en matière d'éclairage des rues du site. Toutes les rues ne doivent pas forcément être éclairées de la même manière ;
- Avoir recours à des lampes basses consommations (Leds) ;
- Utiliser des réflecteurs à haut rendement avec émission direct pour éviter toute émission lumineuse vers le haut (perte de rendement et pollution lumineuse) ;
- Mise en place de ballasts électroniques (si luminaire non Led) ;
- Commande par horloge astronomique afin d'adapter les horaires d'éclairage aux levers et couchers du soleil de manière automatique ;
- Réduction de l'intensité lumineuse la nuit si l'extinction n'est pas possible ;
- Détection de présence pour les éclairages secondaires (chemin piéton).

L'éclairage extérieur est considéré dans les parties communes des bâtiments collectifs dans le RE 2020 (CEP commun) mais non dans les aménagements extérieurs public, celui-ci ne sera pas pris en compte dans cette étude.

4. ANALYSE TECHNIQUE DES SOLUTIONS ENVISAGEABLES

4.1. LE SOLAIRE

a) Le solaire photovoltaïque

Les modules photovoltaïques transforment directement le rayonnement solaire en électricité, sans pièce en mouvement. Le courant continu produit par les modules photovoltaïques est transformé en courant alternatif via l'onduleur (convertisseur de type électronique de puissance).

Ce courant alternatif peut être directement consommé par les équipements électriques du bâtiment ou être injecté sur le réseau électrique de distribution publique afin d'être valorisé dans les meilleures conditions économiques par le biais d'un contrat d'achat d'électricité photovoltaïque.

Injection complète sur le réseau public de la production photovoltaïque

L'injection complète de l'électricité solaire sur le réseau public de distribution nécessite de créer un branchement spécifique avec la pose de compteurs d'énergie (liaison électrique entre le système photovoltaïque et le point de livraison et ses compteurs d'énergie mis à disposition par le distributeur concernée). En cas d'absence de tension sur le réseau, l'onduleur se déconnecte automatiquement : aucune énergie électrique n'est alors échangée avec le réseau public.

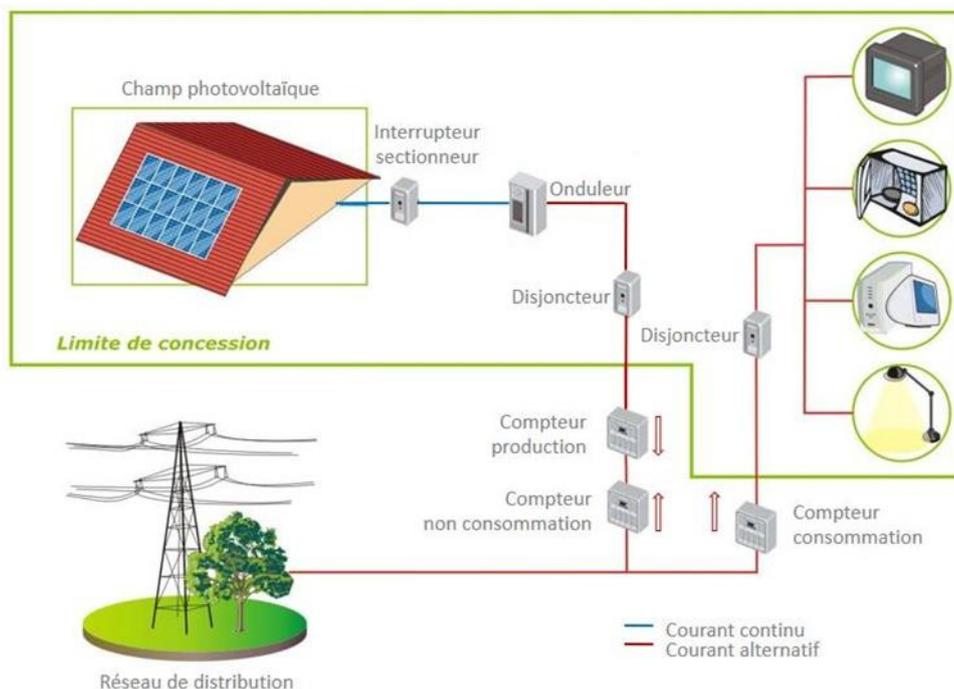


Figure 34 – Synoptique d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau

Le générateur photovoltaïque est raccordé au réseau public via un branchement « producteur » spécifique à créer - point de livraison comprenant notamment 2 compteurs d'énergie :

- 1 compteur pour l'électricité solaire injectée ;
- 1 compteur dédié à vérifier l'absence ou modeste soutirage.

L'électricité solaire, en totalité injectée sur le réseau public, est économiquement valorisée selon le tarif d'achat (contrat signé entre le producteur et le distributeur) ou complément de rémunération, avant d'être consommée tout ou partie par les récepteurs du bâtiment (l'électricité solaire vendue par le producteur au distributeur est ensuite achetée par le gestionnaire du bâtiment auprès de son fournisseur d'électricité au tarif en vigueur dans son contrat client « consommateur »).

Les solutions d'autoconsommation

Avec la baisse importante des coûts de production de l'énergie photovoltaïque (PV) et la tendance générale à l'augmentation du coût de vente de l'électricité, la parité réseau du PV devient un thème d'actualité dans beaucoup de régions.

Dans ce contexte, le concept d'autoconsommation de l'énergie PV, réservé jusqu'à présent aux sites isolés du réseau électrique (électrification rurale, etc.), est aujourd'hui un thème d'actualité pour tendre vers de nouveaux concepts des politiques énergétiques, où le consommateur devient également producteur, remettant en question le paradigme de la centralisation des moyens de production électrique.

Aussi, l'Autoconsommation a désormais un cadre légal en France (Code de l'énergie, Livre III, Titre 1^{er}, Chapitre V).

Le bâtiment, autrefois enveloppe passive, devient actif et producteur d'énergie. Ainsi, en période d'ensoleillement, une partie de l'électricité consommée par le bâtiment proviendra du système photovoltaïque (l'électricité photovoltaïque est consommée au plus près de la demande induite par les récepteurs, quel que soit le mode de raccordement au réseau du système photovoltaïque).

Plusieurs cas peuvent être considérés pour l'autoconsommation (flux d'énergie solaire) sur un bâtiment raccordé au réseau public de distribution électrique, principalement :

- Autoconsommation partielle de la production d'électricité solaire avec injection de l'énergie solaire excédentaire sur le réseau public sans ou avec valorisation via tarif d'obligation d'achat,
- Autoconsommation complète de la production d'électricité solaire sans ou avec parc de stockage.

L'autoconsommation nécessite de raccorder le système photovoltaïque sur l'installation privative électrique du bâtiment.

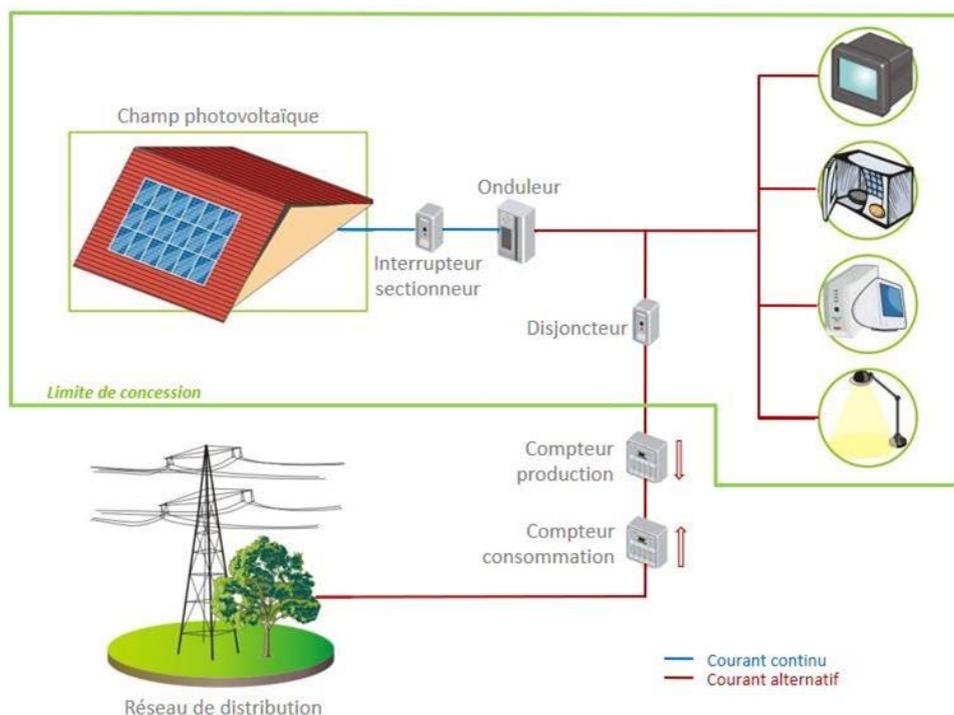


Figure 35 – Synoptique d'un générateur photovoltaïque en autoconsommation avec vente du surplus au réseau

RE2020 et la consommation en énergie primaire non renouvelable

Pour rappel, la nouvelle réglementation environnementale ajoute également un indicateur sur la consommation énergétique :

- La consommation en énergie primaire non renouvelable (Cep_{nr}) visant à privilégier le recours aux énergies renouvelables et de récupération. Il est important de prendre en compte cet indicateur qui permet de voir qu'une part de l'énergie consommée doit obligatoirement être renouvelable :

Type de bâtiment	Surface de plancher	Consommation cible totale Cep _{max} (MWh _{EP.an})	Consommation cible totale non renouvelable Cep _{nr} max (MWh _{EP.an})	Part des consommations d'origine renouvelable (MWh _{EP.an})
Logements individuels	5 947 m ²	360,9	264,7	96,24
Logements collectifs (collectifs + intermédiaires)	19 832 m ²	1 545,5	1 272,8	272,74

Tableau 7 – Part des consommations d'origine renouvelable obligatoire selon la RE 2020

Selon les données ci-dessus et en considérant les exigences de la RE 2020, la part des consommations d'origine renouvelable est de **96,24 MWh/an** pour les logements individuels et de **272,74 MWh/an** pour les logements collectifs soit au total d'environ **369 MWhEP/an**.

Le photovoltaïque sur la zone d'aménagement

Dans le cas de la zone d'aménagement, le solaire photovoltaïque peut s'envisager sur les toitures des bâtiments. Selon les données du projet et notamment des surfaces bâties, nous avons estimé que le potentiel photovoltaïque global de la zone d'aménagement était le suivant :

Hypothèses :

- Une surface de toiture d'environ 27 136 m²,
- Une surface photovoltaïque disponible équivalente à 25% de la surface bâtie, soit 2 850 m²,
- Un ratio de puissance d'un champ photovoltaïque de 100 Wc/m²,
- Coût d'installation estimé à **1,5 €/Wc**.

	Surface toiture	Surface PV	Puissance PV	Production PV
TOTAL	27 136 m²	6 784 m²	678,4 kWc	1 020 MWh/an

Tableau 8 -Potentiel photovoltaïque des futures toitures de la zone d'aménagement

La production PV a été calculée à l'aide du logiciel PVgis pour l'emplacement exact du site, une inclinaison des capteurs de 35°, orientés plein sud :

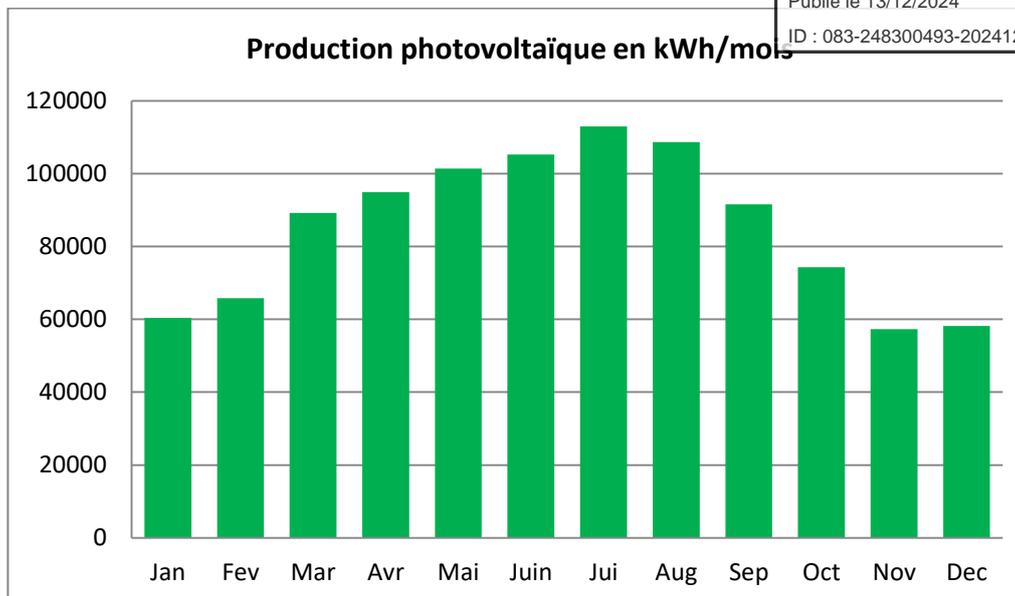


Figure 36 – Estimation de la production solaire photovoltaïque – source PVgis

On remarque que si toutes les toitures des futurs bâtiments s'équipent de photovoltaïques, la puissance photovoltaïque pourrait atteindre **environ 678,4 kWc** et **produire près de 1 020 MWh/an d'électricité** ce qui compenserait 53% de la consommation d'électricité spécifique évaluée précédemment. Il sera possible d'utiliser cette énergie pour répondre au besoin de la RE2020.

L'investissement total du générateur photovoltaïque s'élèverait à **1 806 567 € environ**. En première approche, avec un taux d'actualisation de 4%, des frais d'exploitation annuel d'environ 10 k€, une durée de vie de 20 ans, on obtient un coût actualisé de l'électricité produite par le générateur de **8,9 c€/kWh**.

Il est à noter que selon les données statistiques du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer (Base de données Pégase), le coût de l'électricité avec abonnement pour un client personnel dont la puissance souscrite est de 6 kVA était, en 2021, de 13,9 c€/kWh, soit **une diminution de 43% du prix de l'électricité qui serait produite par le générateur photovoltaïque sur la zone**.

Même avec un tarif de rachat de plus en plus faible les installations solaires photovoltaïques restent rentables et c'est notamment dû à une amélioration significative des rendements des modules et à une baisse des coûts d'achat du matériel.

D'un point de vue économique et environnemental, il paraît tout à fait opportun de développer des générateurs photovoltaïques en autoconsommation ou en revente pour générer des économies sur la facture d'électricité, consommer de l'électricité « verte » et locale. Les conclusions restent identiques pour une surface photovoltaïque plus faible.

Cependant, une attention toute particulière devra être portée sur l'intégration architecturale des modules.

Il est précisé que par délibération n°2023-081 du 13 décembre 2023 du conseil municipal du Muy relative à la mise en œuvre des directives de la loi du 10 mars 2023 sur l'accélération de la production des énergies renouvelables, la ZAC des Cadenades a été inscrite comme une zone d'accélération des énergies renouvelables avec une production d'énergie photovoltaïque développée uniquement en toiture

b) Le solaire thermique

Le solaire thermique est dimensionnée de telle manière que les panneaux puissent couvrir entre 40 et 60 % de la demande en annuelle en ECS.

Pour des besoins importants avec de nombreux points de puisages, un système de production ECS dispose généralement d'un bouclage qui engendre une augmentation de consommation jusqu'à 25% supplémentaires à cause des déperditions thermiques de ce bouclage.

La couverture escomptée en solaire thermique ne comprend pas les éventuelles pertes de bouclage. Ainsi, même si le besoin net est couvert à 50% par le solaire, la présence d'un bouclage pourrait ramener la couverture des consommations à moins de 30% du total.

Nota : Notre étude ne tiendra pas compte d'un éventuel système de bouclage, pénalisant quel que soit le type d'énergie ou de production retenu. En outre, la RE 2020 n'intègre pas le bouclage dans ses calculs.

Type de bâtiment	Surface de toiture	Consommation cible ECS (MWh _{EF})
Logements individuels	27 136 m ²	36,1 MWh _{EF} /an
Logements collectifs		200,9 MWh _{EF} /an

Tableau 9 - Tableau récapitulatif pour l'intégration de solaire thermique sur le projet – besoins en ECS hors bouclage

Ce sont donc environ **237 MWh_{EF}/an** de besoins en ECS qui seraient concernés par ce paragraphe selon la RE 2020.

Dans le cas du projet, nous avons plusieurs bâtiments dispersés sur la zone : chaque bâtiment individuel et collectif aura sa propre production d'ECS.



Figure 37 – Exemple d'une installation solaire thermique pour un usage résidentiel collectif

Pour une installation dimensionnée selon ces caractéristiques, la couverture solaire peut encore varier assez fortement selon plusieurs paramètres mais principalement en fonction de l'inclinaison et l'orientation des capteurs.

Hypothèses et étude simplifiée

- Besoins en ECS du permis d'aménager : environ 65 m³/j sur l'ensemble du parc (T3 en moyenne sur l'ensemble du parc avec 170 litres par jour – 378 logements au total)

- Installation envisagée : ~380 m² de capteurs solaires thermiques par logement (orientation Sud et inclinaison de 35°) ;
- 10 à 15 m² de surface disponible en locaux techniques pour les équipements techniques (ballons, échangeurs, régulation, etc..) ;
- Investissement estimé à 1 200 €/HT/m² capteur comprenant : matériel, pose et ingénierie (MOE) ;
- Couverture des besoins bruts hors bouclage estimée à 45%.
- Pour ce cas représentatif, l'investissement serait d'environ 456 000 € HT pour une couverture des besoins (hors bouclage) proche de 45%.

Une consommation de 237 MWhEF/an représente :

- un coût de 46 k€HT si cette énergie est produite par l'électricité effet joule direct
- un coût de 18 k€HT si cette énergie est produite par une pompe à chaleur avec un COP de 2.3
- un coût de 11,5 k€HT si cette énergie est produite par une chaudière bois, avec un rendement de 80% (en estimant un coût de 0.04€/HT/kWh – combustible bois déchiqueté)

Les Temps de Retour Brut pour cette installation en fonction de ces 3 systèmes sont les suivants :

- Environ 12,7 ans pour le système électrique à effet Joule Direct
- Environ 33,9 ans pour une pompe à chaleur
- Environ 50,7 ans pour le système de chaudière bois

Dans tous les cas, la durée de vie d'un système solaire étant d'environ 30 ans, l'opération serait bénéfique quel que soit le système substitué. Cependant, étant donné que le système à effet Joule direct est aujourd'hui désuet, on peut donc considérer que les TRB du solaire thermique est comprise entre 14 et 18 ans par rapport à une solution plus traditionnelle. Ce temps de retour est donné sans tenir compte du taux d'inflation et des augmentations très probables des coûts de l'énergie.

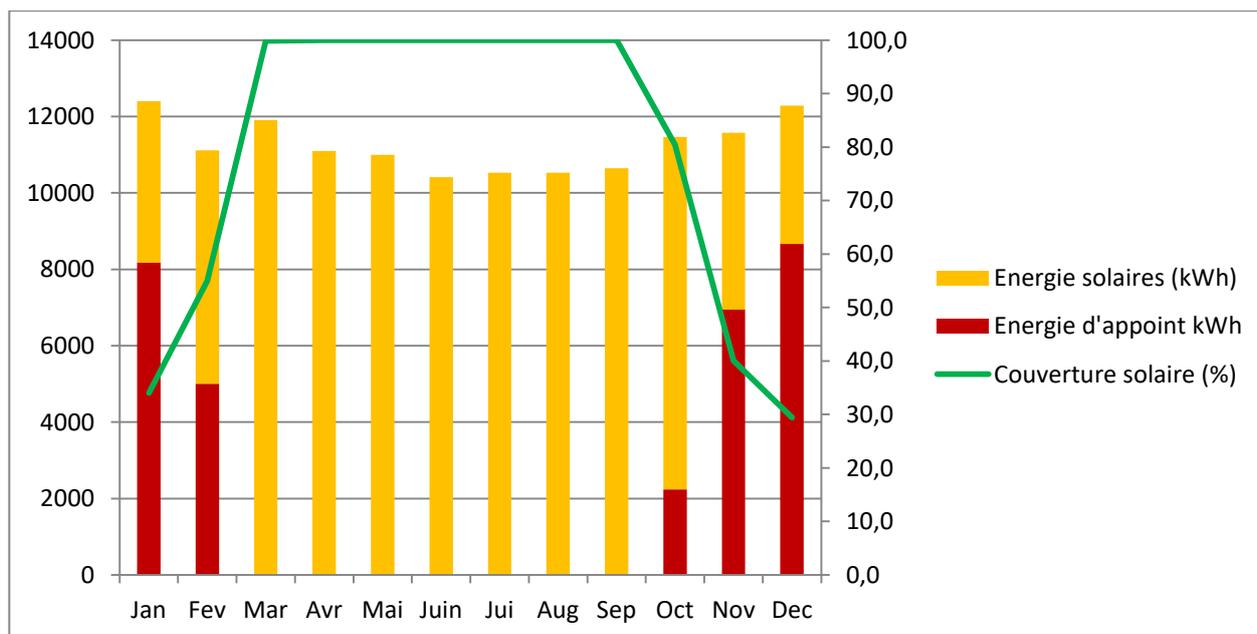


Figure 38 – Représentation graphique des quantités d'énergie mises en jeu et de la couverture solaire du système – source calsol

Nota : Deux facteurs principaux vont à l'encontre d'une bonne solaires thermiques collectives dans un cadre général :

- La réglementation anti-légionellose qui impose le maintien d'une température suffisante ou des chocs thermiques journaliers sur le réseau,
- Un système de bouclage ECS rendu nécessaire dans la majorité des installations collectives pour respecter la réglementation anti-légionellose et pour fournir une eau mitigée très rapidement au niveau des points de puisages.

Le scénario global envisagé pour atteindre 78% de la couverture solaire sur le besoin en ECS porterait donc sur une installation par bâtiment pour une surface totale capteur de 380 m² environ. Le coût total d'investissement pour ce scénario se porterait donc à environ 456 000 € HT dont il est envisageable d'obtenir des subventions (Fonds chaleurs), des crédits d'impôt ou des Certificats d'Economie d'Energie (CEE). Ce qui revient à un coût d'environ 1 207 € HT par logement.

Il est important de remarquer que ces 380 m² de capteurs solaires thermiques représentent moins de 2 % de la surface totale des toitures des futurs bâtiments de la zone.

4.2. LE BOIS ENERGIE

Le bois est la première source d'énergie renouvelable utilisée en France, où la ressource est présente en quantité. Le bois énergie est donc appelé à contribuer largement aux objectifs énergétiques et climatiques français.

Au-delà de sa contribution au développement des énergies renouvelables, la biomasse énergie, et principalement l'utilisation du bois, présente plusieurs avantages :

- Elle constitue une ressource abondante et locale : le taux de prélèvement de bois ne représente actuellement qu'environ la moitié de l'accroissement naturel de la forêt en France ;
- Elle émet peu de CO₂ par rapport aux énergies fossiles ;
- Elle est compétitive : pour le particulier, le prix du bois bûche est en moyenne deux fois moins cher que le gaz naturel et près de trois fois moins cher que le fioul ;
- Elle implique des acteurs locaux, et donc impulse une dynamique territoriale.

a) Contexte et ressource locale

Comme vu dans les parties précédentes, la part du bois énergie est envisagé pour un potentiel maximal de production de 141 GWh/an soit 13% des consommations totales d'énergie pour l'agglomération de la Cove. Le tertiaire, résidentiel collectif et industrie représenteront 80% de bois énergie dans les réseaux de chaleur et 30 % de logements collectifs chauffés au bois.

Cette ressource nécessite un réseau de chaleur avec une station principale et des sous stations aux abords de chaque bâtiment.

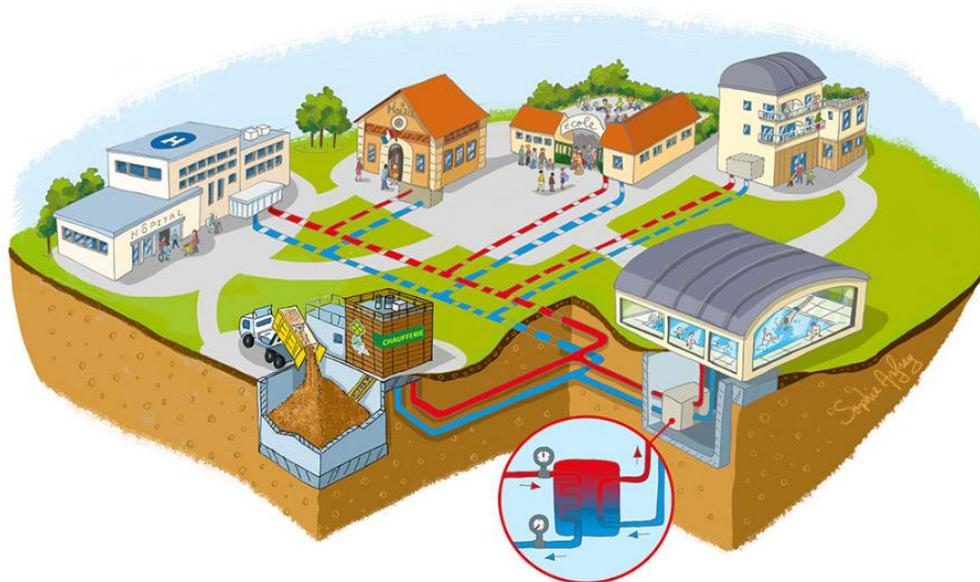


Figure 39 – Exemple d'une chaufferie bois-énergie avec son réseau de chaleur

b) Chaudière à bois déchiqueté sur réseau de chaleur

Le bois déchiqueté est très intéressant d'un point de vue économique ainsi qu'en termes de rejets environnementaux pour les utilisateurs possédant une place suffisante.

Hypothèses :

- Puissance estimée d'un ballon d'eau chaude = 2,2 kW pour 200 litres (1 par logement)
- Puissance estimée en chauffage = 30 W/m² pour une hauteur standard de plafond de 2,5 mètres
- Le rendement d'une chaudière bois est comprise entre 80% et 90% ;
- Le pouvoir calorifique du bois déchiqueté sec est compris entre 3,3 et 3,9 MWh par tonne ;
- La masse volumique du bois déchiqueté est de 300 kg/m³ ;
- Le prix moyen à la tonne du bois déchiqueté est de 120 € ;
- L'investissement global moyen de production de chaleur dépend de la gamme de puissance :
 - 1106 €/kW pour une puissance inférieure à 1000 kW
 - 940 €/kW pour une puissance comprise entre 1000 et 3000 kW
 - 611 €/kW pour une puissance supérieure à 3000 kW
- Le ratio moyen d'investissement pour un réseau de chaleur est le suivant :

	Longueur de réseau		Puissance souscrite	
	< 2000 ml	> 2000 ml	< 2000 kW	> 2000 kW
Ratio Moyen (€/ml)	330	566	298	483

Figure 40 – Ratio moyen d'investissement pour un réseau de chaleur – source : ADEME

- Le ratio moyen d'investissement pour les sous-stations est le suivant :

	Nombre de sous-stations		Puissance souscrite	
	< 10 sous-stations	> 10 sous-stations	< 2000 kW	> 2000 kW
Ratio Moyen (€/kW)	56	60	62	56

Figure 41 – Ratio moyen d'investissement pour les sous-stations – source : ADEME

- Pour estimer le cout d'investissement d'une chaudière bois (comprenant le process bois, le bâtiment principal de chaufferie, les équipements fluides en chaufferie et les études), nous estimons les puissances suivantes pour le chauffage et l'ECS :
 - Une puissance de 773,4 kW pour le chauffage
 - Une puissance de 831,6 kW pour l'ECS
 - Soit une puissance totale de 1 605 kW

Le cout d'investissement pour une installation d'une chaudière avec une zone de stockage serait d'environ 1 509 000 €.

- Le site doit avoir une sous-station pour chaque bâtiment : elles sont installées dans les bâtiments desservis, où arrive l'eau chaude en provenance de la chaufferie. Dans les faits, une-sous station remplace une chaufferie de bâtiment : ainsi, plus de problème de combustion ni d'entretien de chaudière. Nous comptons 6 logements collectifs/intermédiaires et 8 zones de type individuels ce qui correspond au total à 14 sous-stations.

Le cout d'investissement pour l'installation de plusieurs sous-stations serait d'environ 100 000 €.

- Le site doit distribuer les sous-stations avec un réseau de chaleur qui relie la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer. D'après la partie sur le réseau de chaleur, nous avons une longueur de réseau d'environ 820 m.

Le cout d'investissement pour l'installation d'un réseau de chaleur serait d'environ 271 000 €.

- Pour déterminer la consommation de bois, nous prenons les résultats des consommations ECS et chauffage de l'analyse des besoins faite précédemment :

Type de bâtiment	Surface de plancher	Consommation cible ECS (MWh _{EP})	Consommation cible chauffage (MWh _{EP})
Logements individuels	5 947 m ²	36,1 MWh/an	181,7 MWh/an
Logements collectifs (Collectifs + intermédiaires)	19 832 m ²	200,9 MWh/an	544,2 MWh/an

- Soit au total une consommation de **962 MWh_{EP}** pour tout le site

Nous arrivons à 139 tonnes de bois déchiqueté pour couvrir l'ensemble du site, ce qui correspond à un prix d'environ 21 000 € pour consommation de bois afin de réapprovisionner le silo de stockage pour alimenter la chaudière.

Au total, nous arrivons à un cout de 1 879 000 € pour l'ensemble du site avec un cout annuel d'approvisionnement de 21 000 € et un cout d'entretien annuel d'environ 26 000 €. Le cout d'installation par logement serait évalué à environ 5 000 € et le cout annuel serait d'environ 98 €. Le temps de retour brut de l'installation serait de 51 ans hors subventions, inflation et augmentation des coûts de l'énergie.

c) Chaudière à bois déchiqueté par bâtiment

Si le réseau de chaleur n'est pas réalisable. Il est possible de créer une chaufferie biomasse pour chaque bâtiment collectif et des chaudières pour chaque logement individuel. Les chaudières à bois à alimentation automatique à granulés sont aussi faciles d'utilisation que les chaudières au fioul ou au gaz naturel, mais nécessitent un espace de stockage du combustible.

Nous reprenons les mêmes hypothèses que ci-dessus en enlevant le réseau de chaleur et les sous-stations.

- Pour estimer le cout d'investissement de plusieurs chaudières bois (comprenant le process bois, le bâtiment principal de chaufferie, les équipements fluides en chaufferie et les études) est estimé à une puissance totale de 1 605 kW.

Le cout d'investissement pour une installation d'une chaudière avec une zone de stockage serait d'environ 1 509 000 €.

- Pour déterminer la consommation de bois, nous prenons les résultats des consommations ECS et chauffage de l'analyse des besoins faite précédemment, soit au total une consommation de **962 MWh_{EP}** pour tout le site

Nous arrivons à 139 tonnes de bois déchiqueté (soit une estimation moyenne de 170 kg par logement) pour couvrir l'ensemble du site, ce qui correspond à un prix d'environ 21 000 € pour consommation de bois afin de réapprovisionner le silo de stockage pour alimenter la chaudière.

Au total, nous arrivons à un cout de 1 509 000 € pour l'ensemble du site avec un cout annuel d'approvisionnement de 21 000 € et un cout d'entretien annuel d'environ 26 000 €. Le temps de retour brut de l'installation serait de 41 ans hors subventions, inflation et augmentation des coûts de l'énergie.

4.3. LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX USEES

Comme dit dans la présentation des énergies, la récupération de chaleur sur les eaux usées est très peu utilisée en France. Relié à une pompe à chaleur, elle permet de chauffer les locaux, l'ECS et également de faire du froid avec une pompe à chaleur réversible.

Notons que le débit doit être au minima de 54 m³/h soit 1296 m³/j pour que cette solution fonctionne.

Ce système dépend de données collectées depuis la station d'épuration pour dimensionner notre PAC.

La station d'épuration de la ville est celle de Ferrage de la Capo avec un débit minimal sortant en temps sec de 1083 m³/j⁷

Il n'est pas possible d'exploiter cette énergie car le débit minimal sortant en temps sec n'est pas suffisant.

⁷ Source : Bilan Annuel Sur le système d'assainissement- Agglomération : AG MUY - Véolia

5. AIDES MOBILISABLES

Le projet de la zone d'aménagement peut être éligible à des aides, dans la mesure du respect des différents critères d'éligibilité.

5.1. POUR LE BATIMENT COLLECTIF

a) ADEME

Engagement majeur du Grenelle Environnement, le Fonds Chaleur a pour objectif de développer la production de chaleur à partir des énergies renouvelables. Il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et à toutes les entreprises (agriculture, industrie, tertiaire). La gestion de ce fonds a été confiée à l'ADEME.

La grille ci-dessous présente l'articulation possible entre les aides Fonds Chaleur aux installations de production de chaleur solaire thermique et le dispositif des Certificats d'Economie d'Energie (CEE).

Typologie projet	Critère	Type d'aide Fonds Chaleur	CEE Fiche standardisée ou opération spécifique	Critère cible CEE	Articulation Fonds Chaleur / CEE
Résidentiel collectif Tertiaire	25 m ² < Surface capteurs < 500 m ²	Forfait	BAR-TH-102 BAT-TH-111	Voir fiche CEE	pas de délivrance de CEE possible
Industriel Agricole	25 m ² < Surface capteurs < 500 m ²	Forfait	/	/	pas de délivrance de CEE possible
Résidentiel collectif Tertiaire	Surface capteurs ≥ 500 m ²	Analyse économique	BAR-TH-102 BAT-TH-111	Voir fiche CEE	possibilité de délivrance de CEE
Industriel Agricole	Surface capteurs ≥ 500 m ²	Analyse économique (AAP Grandes Installations)	Opération spécifique	/	possibilité de délivrance de CEE
Réseau de chaleur	25 m ² < Surface capteurs < 1500 m ²	Analyse économique	Pas de délivrance de CEE possible sur l'unité de production solaire. CEE en revanche possible sur le volet "raccordement bâtiment à un réseau de chaleur" (fiche BAR-TH 137 et fiche BAR-TH 127)		
Réseau de chaleur	Surface capteurs ≥ 1500 m ²	Analyse économique (AAP Grandes Installations)			

Tableau 10 – Aides Fonds Chaleur et délivrance de CEE – source ADEME juin 2022

Le tableau ci-dessus présente deux types d'aides :

- Aide au forfait : Les aides forfaitaires concernent les opérations dédiées dont la surface de capteurs solaires thermiques est supérieure ou égale à 25 m² et inférieure à 500 m². Pour cette typologie de projet, le montant d'aide est défini par la grille ci-dessous :

Zone Géographique	Aide forfaitaire [€/MWh solaire utile] sur 20 ans
Nord	63
Sud	56
Méditerranée	50

Tableau 11 – Montant des types du type d'aide forfaitaire – source ADEME juin 2022

- **Aide calculée par analyse économique :** Afin d'éviter l'effet de seuil avec le système d'aide forfaitaire, le montant d'aide minimum par analyse économique est fixé à 180 000 €. Un regard critique sera apporté sur les coûts d'investissement liés à l'installation. Ces coûts seront plafonnés à 800 €/m2.

b) Fonds chaleur

Une collectivité ou une entreprise qui s'engage dans un projet bois énergie peut prétendre à différentes aides de la Région et de l'ADEME pour la réalisation de l'étude de faisabilité et pour l'investissement dans l'installation.

Les installations pour le secteur Collectif / Tertiaire ayant une production minimum de 1200 MWh/an d'énergie biomasse sortie chaudière sont éligibles à cette aide. Notre production sur ce projet est estimée à 1221 MWh/an.

Nota : Pour les installations inférieures à 1200 MWh/an peuvent être éligibles mais uniquement dans le cadre des Contrats Chaleur Renouvelable territoriaux et patrimoniaux

Modalités de calcul de l'aide pour les installations dans le secteur Collectif/Tertiaire :

- L'aide sera déterminée par forfait en fonction de la production de chaleur, pour les installations $\leq 20\ 000$ MWh/an d'énergie biomasse sortie chaudière
- L'aide sera déterminée par analyse économique pour les installations $>20\ 000$ MWh/an d'énergie biomasse sortie chaudière

Tranche (MWh)		aide collectif/tertiaire en € / MWhENR sortie sur 20ans	aide industrie/agricole** en € / MWhENR sortie sur 20ans
0	600	21	12
601	3 000	10	6
3 001	6 000	5	3
6 001	20 000	4	1

Tableau 12 – Aide forfaitaire par tranche marginale de MWh EnR produits

Pour notre cas, une chaufferie de 1 221 MWh EnR/an alimentant notre zone d'aménagement avec un réseau de chaleur :

- Aide forfait de 364 200 € : $(21*600 + 10*621) *20 = 364\ 200$ €

c) Fonds européen de développement régional (FEDER)

La transition énergétique est l'un des 11 domaines dans lesquels les fonds européens investissent dont la transition énergétique. En France, les projets cofinancés sur ce thème concernent notamment :

- **La production d'énergies renouvelables ;**
- L'amélioration de l'efficacité énergétique dans les entreprises, les bâtiments publics et le logement ;
- **La mise en place de stratégies bas carbone dans les zones urbaines ;**
- Le développement de transports urbains propres.

Le Fonds européen de développement régional (FEDER) vise à renforcer la cohésion économique et sociale au sein de l'Union européenne en corrigeant les déséquilibres régionaux. Les aides attribuées

par le FEDER se font sur candidatures selon plusieurs critères relatifs à durable mais aussi à des critères socio-économiques.

Pour chaque région, le FEDER définit des priorités et soutient les actions qui s'inscrivent dans le programme opérationnel.

6. RECAPITULATIF ET COMPARATIF DES SOLUTIONS ENVISAGEES .

Les deux tableaux suivants comparent les différentes énergies envisagées sur la ZAC par rapport à une énergie et utilisation tout électrique. Ils comparent le temps de retour sur investissement par rapport à une énergie électricité pure, ainsi que leurs avantages et inconvénients de chacun sur la ZAC :

Solutions envisagées	Etat de référence: tout électrique	Solaire photovoltaïque	Solaire thermique	Bois énergie
Coût d'investissement	-	1 018 000 €	456 000 €	1 880 000 €
Coût annuel	-	10 000 €	5 000 €	37 000 €
Temps de retour sur investissement	<i>Les temps de retour sur investissement sont comparés par rapport à une solution tout électrique</i>	11 ans	13 ans	51 ans

Type d'énergie	Avantages	Contraintes	Impact Environnemental
Solaire Photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> - Production d'énergie locale, diminution des coûts d'investissement, la parité réseau est atteinte - Temps de retour intéressant - Potentiel intéressant - Ressource renouvelable - Parité réseau permettant le développement de l'autoconsommation - Compétences locales - Possibilité de revente 	<ul style="list-style-type: none"> - Intégration architecturale et paysagère - Emplacement en toiture ou sur ombrière pour les parkings - Cout d'investissement élevé - Taux de production et d'autoconsommation ne sont pas les mêmes 	<ul style="list-style-type: none"> - Réduction de l'impact environnemental de l'ensemble de la zone d'aménagement puisqu'on utilise de l'électricité « verte ».
Solaire Thermique	<ul style="list-style-type: none"> - Permet de réduire significativement la consommation d'énergie liée à la production d'eau chaude (78%) 	<ul style="list-style-type: none"> - Intégration architecturale et paysagère 	<ul style="list-style-type: none"> - Solution à faible énergie grise, d'une durée de vie de 30 ans si bien entretenue, peu de consommation
Biomasse (bois énergie)	<ul style="list-style-type: none"> - Ressource locale, renouvelable à faible coût dont la filière est à structurer. - Faible consommation d'énergie - Rendement énergétique bon - Installation sans énorme travaux 	<ul style="list-style-type: none"> - Mauvaise rentabilité du réseau de chaleur, - Nécessite un emplacement de stockage - Entretien important et coûteux - Contrainte d'approvisionnement - Disponibilité de la ressource locale - Solution/chaufferie de secours obligatoire 	<ul style="list-style-type: none"> - Impact carbone faible, combustion locale entraînant potentiellement une dégradation de la qualité de l'air

7. CONCLUSION

L'étude a montré que les énergies renouvelables ayant le plus fort potentiel sur la zone sont :

- La production d'électricité photovoltaïque dont les coûts d'investissement ont beaucoup diminué ces dernières années en font une solution intéressante ; les rendements étant élevés, les tarifs de rachat intéressants et les possibilités d'autoconsommation en plein développement. L'étude a montré qu'il est possible et rentable de compenser tout ou partie des consommations d'électricité spécifique prévisionnelle par une production solaire ce qui permettrait une certaine indépendance énergétique de la zone. Suite au contexte actuel de l'augmentation des coûts de l'énergie ; il est envisageable d'utiliser cette solution.
- La mise en œuvre d'une chaufferie bois peut être une option intéressante surtout avec les aides mises en place qui permettent une économie d'énergie mais qui s'inscrit également dans une stratégie de réduction des gaz à effet de serre. Il peut être organisé par type de bâtiment ou avec le développement d'une chaufferie centrale, d'un réseau de chaleur et de sous-station.
- La production d'ECS par solaire thermique peut être une bonne initiative pour un coût d'investissement moins élevé. Elle peut être installée en corrélation avec les panneaux photovoltaïques pour avoir une énergie appoint locale si nous sommes en dehors de la couverture des 85%.

Pour rappel, les objectifs de développement du SRCAE de la région PACA sont fournis ci-dessous :

Production	[GWh/an]	2020	2030	2050
Production de chaleur	Bois-énergie dont exploitation forestière régionale	5200	5600	6900
		610	1 030	1886
	Biomasse agricole	230	660	1 300
	Chaleur sur réseaux d'assainissement	490	1 200	2 500
	Thalassothermie	50	420	1 300
	Aérothermie	1 400	2 200	4 100
	Solaire thermique	620	1 400	2 500
Chaleur et électricité	Géothermie	270	550	3 100
	Biogaz produit par méthanisation des déchets	550	1100	4 000
Production électrique	Photovoltaïque sur bâtiment	1 380	2 680	4 900
	Photovoltaïque au sol	1 380	2 600	4 700
	Grande hydraulique	9 000	9 300	9 300
	Petite hydraulique	1 100	1 200	1 200
	Éolien terrestre	1 300	2 860	4 000
	Éolien offshore flottant	260	1560	6 700
	Production totale	22906	33330	56500
Taux de couverture de la consommation finale		20%	30%	67%

Il apparaît que les taux de croissances visés à l'horizon 2050 par rapport à 2020 sont d'un facteur 11.5 pour la géothermie, facteur 4 pour le solaire thermique, facteur 3.5 pour le photovoltaïque et 1.3 pour le bois énergie.

Ainsi dans une volonté de diversification des ressources renouvelables du territoire et de respect des objectifs du Schéma Régional Climat Air Energie, le développement d'une chaudière bois peut s'avérer être une solution intéressante et le couplage avec les ressources solaires tout à fait pertinent dans le cadre de ce projet d'aménagement.

8. SOMMAIRES DES TABLEAUX ET FIGURES

Tableau 1 – Carte et températures extérieures de base selon la zone climatique et l'altitude permettant le dimensionnement des puissances de chauffage	10
Tableau 2 - Valeur Bbiomax (en nombre de points) selon catégorie CE1/CE2 en zone climatique H3.....	36
Tableau 3 - Indication des exigences de Cepmax et Cep,nr_max pour la zone climatique H3	37
Tableau 4 – Tableau du niveau de performance maximal réglementaire pour les équipements qui seront présents sur la zone.....	38
Tableau 5 – Répartitions de la consommation de chaque usage	39
Tableau 6 – Tableau récapitulatif des besoins énergétiques théoriques pour le projet avec un CEP fixe selon RE2020	40
Tableau 7 – Part des consommations d'origine renouvelable obligatoire selon la RE 2020	47
Tableau 8 -Potentiel photovoltaïque des futures toitures de la zone d'aménagement	47
Tableau 9 - Tableau récapitulatif pour l'intégration de solaire thermique sur le projet – besoins en ECS hors bouclage	49
Tableau 10 – Aides Fonds Chaleur et délivrance de CEE – source ADEME juin 2022.....	56
Tableau 11 – Montant des types du type d'aide forfaitaire – source ADEME juin 2022....	56
Tableau 12 – Aide forfaitaire par tranche marginale de MWh EnR produits	57
Figure 1 : Objectifs chiffrés du SRCAE de la Région PACA. Source : Connaissance du territoire PACA – Annexe SRCAE.....	6
Figure 2 : Périmètre du Plan Climat Energie Territorial de la Dracénie Provence Verdon Agglomération au niveau du département.....	7
Figure 3 : Production d'électricité et de chaleur à partir de sources renouvelables (en MWh) en 2007 pour la CAD – site : dracenie.com	7
Figure 4 - Découpage en lots et schéma théorique d'implantation des bâtiments	9
Figure 5 - Zones climatique en France métropolitaine selon la RE2020	10
Figure 6 : Zone climatique pour l'évaluation des températures extérieures de base en France métropolitaine – Source rt-re-batiment.fr	11
Figure 7 : Carte de la répartition du rayonnement solaire annuel moyen au sol en France métropolitaine, en kWh/m ² .an – Source PVGIS European Communities 2001-2008	11
Figure 8 - Graphique des températures mensuelles moyennes pour le site – Source Meteonorm	12
Figure 9 - Comparatif des données météo utilisées pour le calcul réglementaire des bâtiments neufs et Meteonorm utilisées pour cette étude.....	13
Figure 10 - DJU chauffage base 18°C mensuels de la ZAC des Cadenades	14
Figure 11 - DJU chauffage base 18°C pour la ZAC des Cadenades et période de chauffe	14
Figure 12 - DJU climatisation Base 26°C pour l'Europe – source : Climatheque.....	15
Figure 13 – Rose des vents sur le site de Le Muy	16
Figure 14 – Rose des vents sur le site de Le Muy	16
Figure 15: Nombre d'heures d'ensoleillement et ensoleillement en kWh/m ² -jour au niveau du sol, en France	18
Figure 16: Carte des ressources forestières française (source : Inventaire Forestier National)	19
Figure 17: Répartition des installations biomasse fin 2014 financées par les aides régionales (source : ADEME)	20
Figure 18 : Représentation graphique des différents types de géothermie (source BRGM)	21
Figure 19 : Carte de températures des grands aquifères profonds en France (source : BRGM - Atlas des ressources géothermiques en région PACA – Notice explicative)	23
Figure 20 – Carte de représentation du potentiel géothermique hors nappe en PACA.....	24

Figure 21 – Caractéristiques géothermiques du sous-sol (en et zone concernée – source : géoportail.fr	25
Figure 22 – Gisement éolien à 80 mètres.....	26
Figure 23 – Zone préférentielle de développement du petit éolien (zone en bleu sur la carte).....	27
Figure 24 – Zone préférentielle de développement du grand éolien (zone en bleu sur la carte).....	27
Figure 25 – Centrale hydroélectrique ILYATOUT – Source AGENA.....	29
Figure 26 – Les étapes de la méthanisation – Source ADEME : Méthanisation à la ferme - Guide pratique (2011).....	30
Figure 27 – Schéma de récupération des calories des eaux usées – Source Le Moniteur : Récupérer les calories des eaux usées.....	32
Figure 28 – Principe de fonctionnement de la PAC sur eaux grises – Source : Biofluides	33
Figure 29 – Indicateurs de la RE2020 - Source : guide RE 2020	35
Figure 30 : Répartition des consommations en EP entre besoin d'électricité et de chaleur/froid avec production ECS avec électricité	41
Figure 31 : Répartition des consommations en EP entre besoin d'électricité et de chaleur/froid avec production ECS sans électricité.....	41
Figure 32 : Enquête du CIBE – densité thermique – caractéristiques des réseaux de chaleur.....	42
Figure 33: Exemple de tracé simplifié (en rouge) d'un réseau de chaleur	43
Figure 34 – Synoptique d'une installation photovoltaïque raccordée au réseau	45
Figure 35 – Synoptique d'un générateur photovoltaïque en autoconsommation avec vente du surplus au réseau.....	46
Figure 36 – Estimation de la production solaire photovoltaïque – source PVgis.....	48
Figure 37 – Exemple d'une installation solaire thermique pour un usage résidentiel collectif	49
Figure 38 – Représentation graphique des quantités d'énergie mises en jeu et de la couverture solaire du système – source calsol	50
Figure 39 – Exemple d'une chaufferie bois-énergie avec son réseau de chaleur	52
Figure 40 – Ratio moyen d'investissement pour un réseau de chaleur – source : ADEME	53
Figure 41 – Ratio moyen d'investissement pour les sous-stations – source : ADEME	53