
Methode générale et outils de calculs pour l'étude du potentiel en énergies renouvelables, de la Zone d'Aménagement Concerté de la Pompignane à Montpellier, dans le cadre de l'article de loi L 300-1 du code de l'urbanisme Français.

Auteur : Orliaguet, Robin

Promoteur(s) : Ernst, Damien; 2539

Faculté : Faculté des Sciences

Diplôme : Master en sciences et gestion de l'environnement, à finalité spécialisée en énergies renouvelables

Année académique : 2016-2017

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/3252>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative"(BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.



Département des Sciences et
Gestion de l'environnement.

Faculté des Sciences, de la
Technologie et de la
communication.

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Année académique 2017/2018

Méthode générale et outils de calculs pour l'étude du potentiel d'énergies renouvelables de la Zone d'Aménagement Concerté (ZAC) de la Pompignane à Montpellier, dans le cadre de la loi L300-1 du code de l'urbanisme Français.

Robin ORLIAGUET

Mémoire présenté en vue de l'obtention des grades de :

Master Sciences et Gestion de l'Environnement à finalité spécialisée en énergies renouvelables (ULg).

Master Développement Durable, finalité Energie et Environnement

Promoteur de l'université de Liège : **Damien ERNST**

Promoteur de l'université de Luxembourg : **Manfred GREGER**

Remerciements

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance au bureau d'étude l'ENCIS-Environnement d'avoir pu me laisser développer un domaine qui m'intéresse. Je remercie plus spécifiquement M. CANTEGRIL Valérian et M. LEROUX Sylvain, de l'encadrement, des conseils et des connaissances qu'ils ont su m'apporter tout au long de ce mémoire. J'aimerais également remercier l'ensemble de l'équipe d'ENCIS-Environnement pour l'aide qu'ils m'ont parfois apporté et la gentillesse dont ils ont fait preuve à mon égard.

J'adresse mes sincères remerciements à M. ERNST Damien enseignant chercheur à l'université de Liège, du temps qu'il a su me consacrer pour m'encourager, m'éclairer et me conseiller malgré son emploi du temps chargé.

Je désire aussi remercier les professeurs, dont M. CLAUDE Fabien et M. HENNAUT Samuel pour l'aide qu'ils m'ont fourni dans la récupération du Logiciel TRNSYS.

Je souhaiterais également témoigner ma gratitude aux universités de Liège et de Luxembourg pour l'encadrement, les connaissances et les moyens mis à disposition durant ces deux années d'études, participant ainsi indirectement à la construction de ce mémoire.

Enfin, j'exprime ma reconnaissance à l'ensemble des personnes qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire. Pour la relecture (O. Marie, C. Valérian, S. Audrey), pour leur soutien (O. Joel, B. Clément, C. Pierre, D. Colas, B. Maud), et tant d'autres.

Table des matières

Remerciements	2
Table des matières	3
Table des illustrations	5
Résumé & Abstract	7
Liste des abréviations	8
Introduction	9
1 Cadre politique, réglementaire et environnemental	10
1.1 Défis énergétiques globaux	10
1.2 Dépendance énergétique nationale aux ressources fossiles et nucléaire	11
1.3 Des objectifs européens et nationaux ambitieux.....	13
2 Evaluation du potentiel d'énergies renouvelables et de récupération disponible localement 15	
2.1 Présentation de la zone d'étude	15
2.2 Contexte énergétique territorial du Languedoc-Roussillon	17
2.2.1 Documents de référence	17
2.2.2 Emission de gaz à effet de serre et qualité de l'air.....	21
2.2.3 Consommation d'énergie.....	21
2.2.4 Production d'énergies renouvelables	22
2.3 Potentiel de développement de la production des énergies renouvelables	23
2.3.1 L'énergie solaire	23
2.3.2 L'énergie éolienne	33
2.3.3 L'énergie hydraulique	37
2.3.4 La biomasse	38
2.3.5 La géothermie.....	44
2.4 Potentiel de développement des réseaux de distribution.....	48
2.4.1 Réseau de chaleur	48
2.4.2 Réseau électrique.....	50
2.5 Synthèse.....	52
2.5.1 Différentes sources d'énergie.....	52
2.5.2 Coût des différentes énergies.....	54
2.5.3 Recommandations générales d'implantation	55
3 Etude de faisabilité des énergies renouvelables	56
3.1 Etude de la consommation énergétique de la ZAC de la Pompignane.....	56
3.1.1 Description des aménagements prévus	56
3.1.2 Consommation énergétique des bâtiments : chaud/froid, éclairage, eau chaude	57
3.1.3 Consommation des équipements des bâtiments	58
3.1.4 Consommation de l'éclairage public.....	60
3.1.5 Conclusion	62

3.2	Scénario référence	63
3.2.1	Performances techniques	63
3.2.2	Performances environnementales	64
3.2.3	Performances économiques	65
3.3	Scénario 1 : 50 % énergies renouvelables	66
3.3.1	Performances techniques	66
3.3.2	Performances environnementales	68
3.3.3	Performances économiques	68
3.4	Scénario 2 : 75 % énergies renouvelables	69
3.4.1	Performances techniques	69
3.4.2	Performances environnementales	71
3.4.3	Performances économiques	72
3.5	Scénario 3 : 100 % énergies renouvelables	73
3.5.1	Performances techniques	73
3.5.2	Performances environnementales	74
3.5.3	Performances économiques	75
3.6	Synthèse et conclusion	76
3.6.1	Comparaison environnementale	76
3.6.2	Comparaison économique	76
3.6.3	Recommandations sociales écocitoyennes	77
3.6.4	Conclusion générale	79
	Bibliographie	80
4	Annexes	82
4.1	Evaluation simple des pertes d'une installation photovoltaïque d'un kWc en intégration au bâti par rapport en surimposition.	82
4.2	Données relatives à la ZAC de la Pompignane	84

Table des illustrations

Figure 1 : Production d'électricité par filière en France	12
Figure 2 : Principaux objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte	14
Figure 3 : Localisation du site d'étude au sein de la commune de Montpellier	15
Figure 4 : Périmètre de l'aire d'étude de la ZAC de la Pompignane	16
Figure 5 : Plan 4U2-2 du plan de zonage, correspondant au parc industriel et technologique de la Pompignane Source : Qgis	20
Figure 6 : Carte de l'irradiation solaire du site	24
Figure 7 : Flux lumineux annuel capté en fonction de l'orientation et de l'inclinaison	25
Figure 8 : Incidence des masques sur la production Source : photovoltaïque.info	25
Figure 9 : Relevé de masques lointains du parc industriel et technologique de la Pompignane	26
Figure 10 : Modes de montages des chauffe-eau solaires	27
Figure 11 : Installation solaire thermique combinée (chauffage + eau chaude)	28
Figure 12 : Les systèmes de concentration	29
Figure 13 : Schéma d'une installation photovoltaïque (vente du surplus)	30
Figure 14 : Photographie d'éoliennes à axe vertical (gauche) et éolienne à axe horizontal (droite)	34
Figure 15 : Carte extrait de l'atlas éolien régional	35
Figure 16 : représentation de l'effet tunnel par des lignes de courants d'un fluide	36
Figure 18 : Profil vertical de vent lors d'un effet colline avec pente « douce »	36
Figure 17 : Profil vertical de vent lors d'un effet colline avec une pente "raide"	36
Figure 19 : Chauffage au bois et lutte contre les gaz à effet de serre	39
Figure 20 : Panorama des usages du bois énergie	40
Figure 21 : Exemple d'unité de méthanisation	41
Figure 22 : Capteurs horizontaux / Sondes géothermiques verticales / pompe à chaleur sur nappes ou sur aquifères	44
Figure 23 : Carte du gisement géothermique Français	46
Figure 24 : potentiel géothermique de la commune de Montpellier	47
Figure 25 : Schéma simplifié d'un réseau de chaleur	48
Figure 26 : Schéma du réseau électrique de la ZAC de la Pompignane	51
Figure 27 : Plan de masse du projet du nouvel aménagement de la ZAC de la Pompignane	56
Figure 28 : Répartition de la consommation énergétique final de la ZAC de la Pompignane	62
Figure 29 : Emissions CO2 des différents scénarios	76
Figure 30 : Coût énergétique des différents scénarios	76
Figure 31 : Simulation du productible d'un kWc en surimposition sur le secteur de la Pompignane	82
Figure 32 : Simulation du productible d'un kWc en intégration au bâti sur le secteur de la Pompignane	83

Tableau 1 : Tarif d'achat photovoltaïque	31
Tableau 2 : Coût énergétique de différentes filières de production d'énergies.	54
Tableau 3 : Consommation des bâtiments en projet (Source : TECTA, Légifrance)	57
Tableau 4 : Ratio de puissance de différents appareils électriques (Sources : EnergiePlus)	58
Tableau 5 : Tableau de la consommation de l'éclairage public de la ZAC de la Pompignane	61
Tableau 6 : répartition des consommations, scénario référence	63
Tableau 7 : émissions CO2, scénario de référence	64
Tableau 8 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario référence	65
Tableau 9 : Cout énergétique du scénario de référence	65
Tableau 10 : Emissions CO2 du scénario 1	68
Tableau 11 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario 1	68
Tableau 12 : Coût énergétique du scénario 1	68
Tableau 13 : Emissions CO2 du scénario 2	71
Tableau 14 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario 2	72
Tableau 15 : Cout énergétique du scénario 2	72
Tableau 16 : Emission CO2 du scénario 3	74
Tableau 17 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario 3	75
Tableau 18 : Coût énergétique du scénario 3	75

Résumé & Abstract

Résumé

Ce mémoire réalisé en collaboration avec le bureau d'étude ENCIS-environnement à Limoges (France) est une étude de faisabilité sur le potentiel en énergies renouvelables rapportée sur un cas concret : le projet de création d'une zone d'aménagement concerté, sur le parc industriel et technologique de la Pompignane à Montpellier. L'article L 300-1 du code de l'urbanisme Français impose la réalisation d'une étude de faisabilité sur le potentiel en énergies renouvelables pour toute opération d'aménagement initiée par une collectivité territoriale.

Ainsi, après avoir étudié le potentiel de chaque énergie renouvelable sur la zone, nous développerons la faisabilité des énergies potentiellement intéressantes à travers trois scénarios. Ces scénarios, feront l'objet d'une comparaison environnementale et économique. Dans l'objectif d'inscrire ces scénarios dans une démarche écocitoyenne et durable, nous formulerons diverses recommandations sociales destinées à compléter l'implantation d'énergies renouvelables.

Destinée à orienter la politique énergétique de la municipalité de Montpellier, nous avons construit cette étude avec l'objectif de la rendre pertinente afin de convaincre cette municipalité de l'intérêt de l'implantation des énergies renouvelables.

Mots clefs : zone d'aménagement concerté, ZAC, énergies renouvelables, L 300-1

Abstract

This master thesis carried out jointly with ENCIS-environnement located in Limoges(France), is a feasibility assessment looking into renewable energies potential applied o a specific case : the advent of the designing urban improvement, on the industrial and technologic park of Pompignane in Montpellier. The article L300-1 inside French town planning code inflict an obligation to make a feasibility study regarding renewable energies potential for any operation initiated by public authority, that changes urban improvement.

Thus, after studying every renewable energy potential on site, we will develop the renewable energies which might be interesting for our project through three concrete scenarios. These scenarios will be compared on an environmental and economic basis. In order to integrate those scenarios in a sustainable and eco-friendly process, we will formulate several concrete social recommendations which are designed to complete renewable energies implementation.

This assessment should guide the energy politicly of Montpellier. Therefore we have crafted this study with the aim of making it relevant to coax the city of Montpellier about the importance of renewable energies implantation.

Keys words : ZAC, renewables energies, L 300-1

Liste des abréviations

ADEME	: Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AFPAC	: Association Française pour la Pompe A Chaleur
ALME	: Agence Locale de la Maîtrise de l'Energie
BRGM	: Bureau de Recherche Géologique et Minière
CAM	: Communauté d'Agglomération de Montpellier
CCGT	: Combined Cycle Gas Turbine
CdTe	: Cadmium Telluride
CESI	: Chauffe-Eau Solaire Individuel
CLIP	: Club d'Ingénierie Prospective énergie et environnement
COP	: Coefficient Of Performance
COPth	: Coefficient de Performance thermique
CRE	: Commission de Régulation de l'Energie
CREDOC	: Centre de Recherche pour l'Étude et l'Observation des Conditions de Vie
DREAL	: Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement
EDF	: Electricité De France
ENEDIS	: Anciennement ERDF (Electricité Réseau Distribution France)
ENGIE	: Anciennement GDF (Gaz De France)
GES	: Gaz à Effet de Serre
IBM	: International Business Machines
IPSOS	: Institut de sondages d'opinions
LCOE	: Levelized Cost Of Energy
LR	: Languedoc-Rousillon
MEEM	: Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer
MERRA	: Modern Era Retrospective-analysis for Recherche and Applications
MMM	: Montpellier Méditerranée Métropole
MUSE	: Midi Utility Service Energy
ORE	: Observatoire Régional de l'Energie
PAC	: Pompe A CHALEUR
PCET	: Plan Climat Energie Territorial
PCI	: Pouvoir Calorifique Inferieur
PLU	: Plan Local d'Urbanisme
POS	: Plan d'Occupation des sols
PVSyst	: Logiciel de dimensionnement photovoltaïque
QGIS	: Logiciel SIG (système d'information géographique) libre
R&D	: Recherche & Développement
RTE	: Réseau de Transport d'Electricité
SER	: Syndicat des Energies Renouvelables
SRCAE	: Schéma Régionaux Climat Air Energie
ZAC	: Zone d'Aménagement Concerté

Introduction

Ce mémoire de fin d'étude a comme objectif de répondre à la problématique suivante : Comment réaliser une étude pertinente cadré par l'article L 300-1 du code de l'urbanisme à partir d'un projet concret. Pour ce faire, nous réaliserons l'étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables d'un projet de zone d'aménagement concerté du parc industriel et technologique de la Pompignane à Montpellier.

Premièrement nous étudierons le contexte politique, réglementaire et environnemental, permettant de comprendre l'origine de cet article de loi. En effet, l'accroissement de la crise énergétique nous oblige à prendre en considération les enjeux environnementaux majeurs comme le réchauffement climatique. L'article L 300-1 du code de l'urbanisme répond à cette exigence.

Dans un second temps nous évaluerons le potentiel de chaque énergie renouvelable de la zone considérée. Cette étape est indispensable afin de juger de l'efficacité de chacune de ces énergies. Par exemple est-il pertinent d'envisager une installation d'éolienne dès lors que la zone d'étude se situe dans l'agglomération de Montpellier ? Dès lors, nous étudierons plusieurs documents de référence fixant les objectifs et la politique territoriale en matière d'énergie. Puis sur la base des différents critères (potentiel de l'énergie étudiée sur la zone, maturité et coût de la technologie utilisée) nous donnerons notre évaluation sur la pertinence de l'implantation d'une énergie considérée.

L'étude de faisabilité sur le potentiel d'énergies renouvelables est la partie centrale de ce mémoire. Elle sera sous-divisée en deux parties importantes et indissociables qui sont « *l'évaluation des besoins énergétiques* » et « *propositions de différents scénarios* ».

En fonction du plan de masse de la zone étudiée et des données sur le projet construit, nous évaluerons les besoins énergétiques en étudiant la consommation du parc industriel et technologique de la Pompignane.

Lorsque toutes les données relatives au projet seront réunies, nous tenterons de dimensionner trois scénarios différents exploitant les énergies renouvelables afin de subvenir aux besoins énergétiques du site. En somme, trois scénarios correspondant à trois mixtes d'énergies renouvelables et/ou conventionnelles.

Premier scénario : 50% renouvelables – 50% conventionnel

Deuxième scénario : 75% renouvelables – 25% conventionnel

Troisième scénario : 100% renouvelables

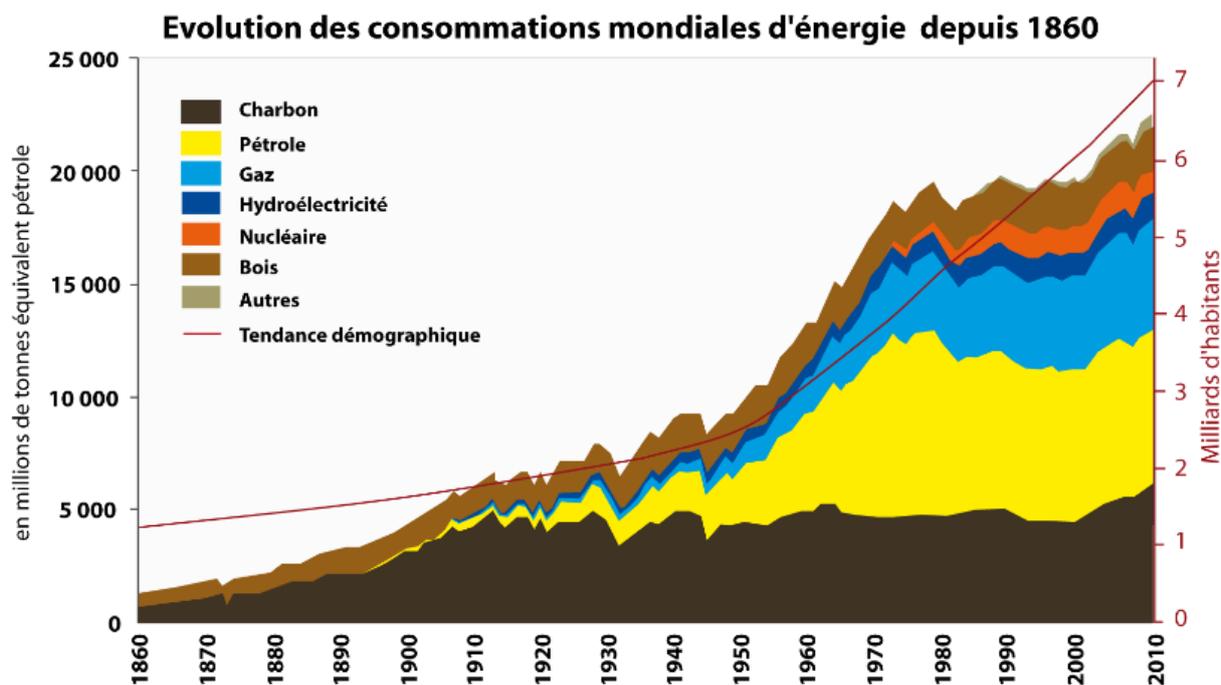
Ce travail de mémoire utilisera un fichier Excel permettant d'automatiser un grand nombre de calculs. Un certain nombre de paramètres d'entrées qualitatifs et quantitatifs (données vents, ensoleillement, superficie, nombre/type de bâtiments, orientations, surface de bâtiments, région, présence de biomasse, potentiel méthanogène présent, présence de cours d'eau, potentiel hydroélectrique, etc...) relatifs à une zone prédéfinie, permettent de calculer trois scénarios énergétiques et d'en retirer une évaluation environnementale et financière pour chacun d'entre eux.

1 Cadre politique, réglementaire et environnemental

1.1 Défis énergétiques globaux

Changement climatique, épuisement des ressources, renchérissement du prix du pétrole, pollution atmosphérique, marées noires, etc... autant de problématiques associées à l'utilisation de l'énergie qui rendent le contexte international fragile.

Et pour cause, l'énergie permet d'assurer le développement des sociétés. Elle joue incontestablement un rôle capital pour la vie humaine et son organisation socio-économique. Des avancées considérables ont été liées à la découverte de sources énergétiques à fort pouvoir calorifique comme le charbon, le pétrole et le gaz. C'est pourquoi ces ressources non renouvelables sont actuellement les plus utilisées dans le monde, qui selon l'agence internationale de l'énergie représentent plus de 77% des besoins mondiaux en énergie, loin devant les énergies renouvelables.

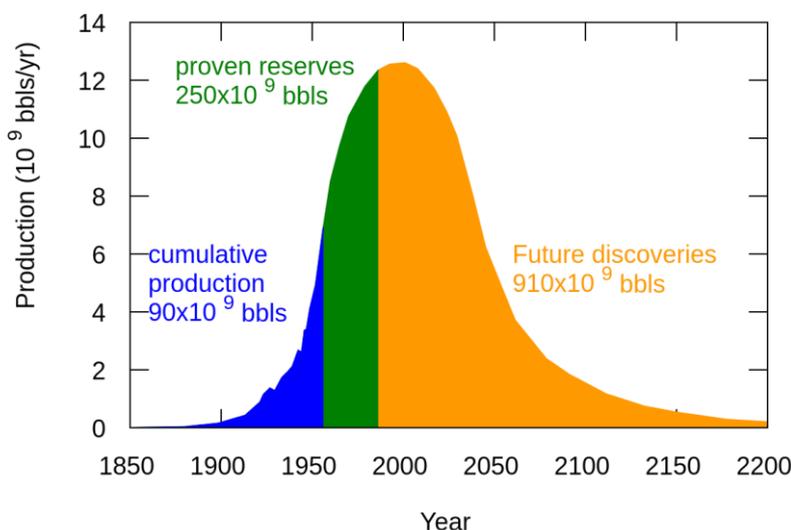


Graphique 1 : Evolution des consommations des énergies dans le monde

Or, l'utilisation massive d'énergies fossiles liée aux augmentations conjointes des besoins et de la population mondiale accélère leur épuisement. Bien que l'estimation qui est faite des quantités restantes soit discutée et controversée, leurs stocks s'épuisent. Selon BP, un groupe énergétique international, les réserves prouvées correspondent à l'équivalent d'environ 50 ans de pétrole ou de gaz (BP, 2016).

Le pic des découvertes de pétrole a été atteint en 1965. Les dernières découvertes de grands champs pétrolifères concernent les côtes brésiliennes, pour 33 milliards de barils, soit une année de production et l'Arctique : pour 90 milliards de barils (hors gaz), soit 3 années de production. Après le pic des découvertes s'en suit le pic des réserves de pétrole.

Depuis les années 80, la consommation de pétrole ou de gaz est plus importante que les découvertes. Nous avons donc déjà consommé près de la moitié des réserves. Si le débat d'expert est très « politisé », la question du pic n'est plus remise en cause. Toujours selon l'agence internationale de l'énergie, ce pic a été atteint en 2006.



Graphique 2 : Pic pétrolier¹

1.2 Dépendance énergétique nationale aux ressources fossiles et nucléaire

En 2014, la production nationale d'énergie primaire était de 139,1 Mtep, tandis que la consommation d'énergie primaire totale était de 249,6 Mtep. Le taux d'indépendance nationale est donc de 55,8 %.(MEDDE, 2015)

Les consommations d'énergie se répartissent entre trois sources principales : l'électricité primaire (45,4 %), le pétrole (30,1 %) et le gaz (14 %). Les énergies renouvelables thermiques (dont la valorisation des déchets) ainsi que le charbon représentent 10,4 % de cette consommation primaire.

Etant donné la dépendance de l'hexagone aux ressources fossiles importées, l'électricité est le mode d'énergie le plus produit en France (87,4 % de l'énergie primaire produite). Cette électricité est fournie à 77,5 % à partir de l'énergie nucléaire, 6,3 % à partir de l'énergie thermique et à 16,1 % à partir d'énergie renouvelable (hydraulique 12,0 %, éolien 3,1 % et photovoltaïque 1,0 %). (MEDDE, 2015)

¹ Source : https://en.wikipedia.org/wiki/Peak_oil

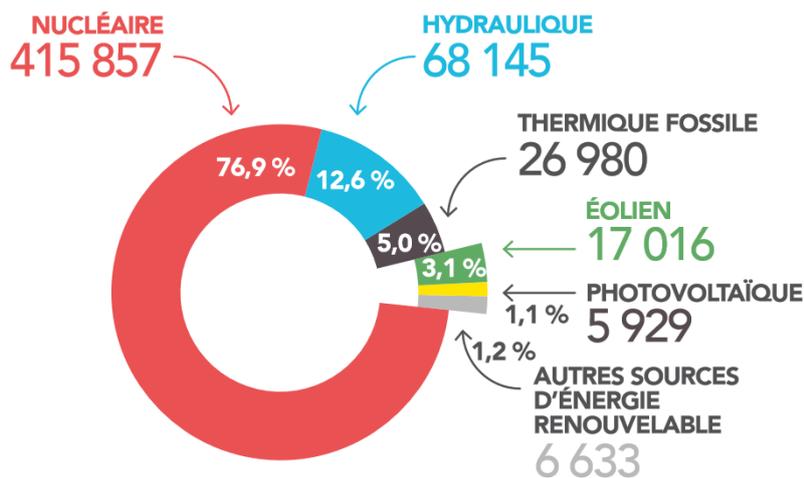
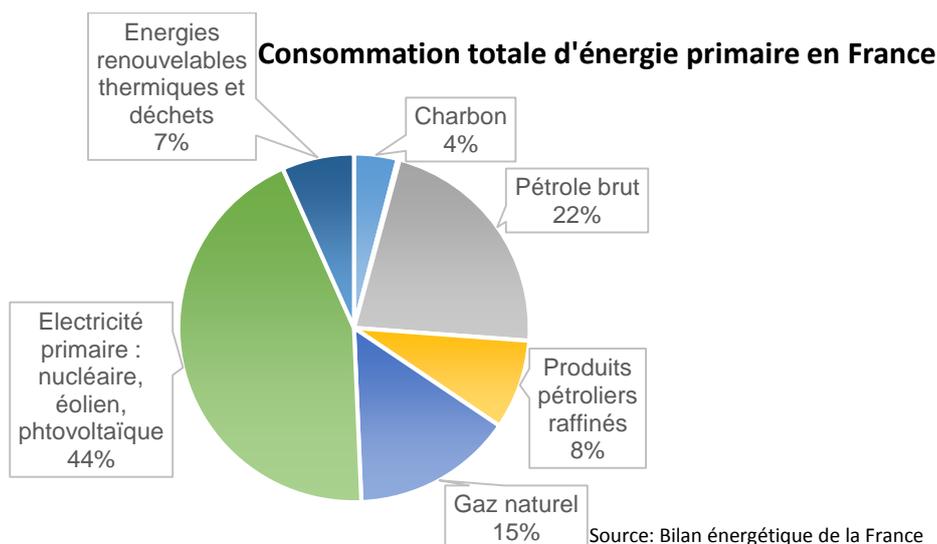


Figure 1 : Production d'électricité par filière en France²

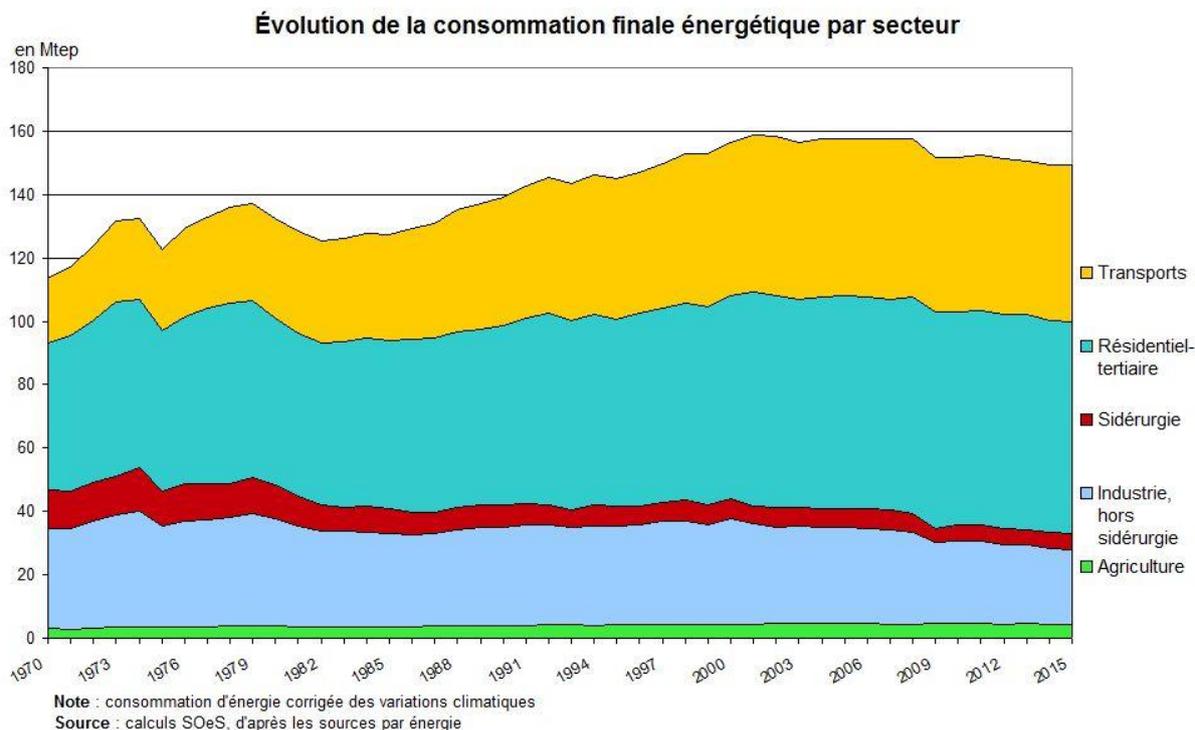
En France, la production totale d'électricité pour l'année 2014 s'établit à 540.6 TWh, ce qui correspond à une baisse de 1.8% par rapport à 2013. Cette évolution de la production, liée à la baisse d'électricité, conduit cette année à une forte hausse des exportations d'électricité. (RTE, 2014)



Graphique 3 : Consommation totale d'énergie primaire en France

En France toujours, les consommations d'énergie concernent majoritairement le secteur des **bâtiments (résidentiel et tertiaire) avec 44 %**, les **transports à 32 %**, **l'industrie à 21 %** et l'agriculture dans une très moindre mesure (3%). Alors que les consommations ont baissé dans le secteur de l'industrie en raison d'une meilleure efficacité énergétique du secteur mais aussi d'une « déprise » sur le territoire national, les besoins pour la mobilité et les bâtiments augmentent. (MEEM, 2016a)

² Source : Réseau de Transport de l'Electricité, 2014



Graphique 4 : Evolution de la consommation finale énergétique par secteur consommateur

1.3 Des objectifs européens et nationaux ambitieux

L'Union Européenne a adopté fin 2008 un « Paquet Energie-Climat » qui fixait trois grands objectifs à atteindre à l'horizon 2020. Il a été révisé en 2014 avec l'adoption le 23 octobre d'un nouveau texte fixant comme objectifs à l'horizon 2030 :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % par rapport au niveau de 1990 (pour 20 % à l'horizon 2020),
- Porter la part des énergies renouvelables à 27 % à horizon 2030 de la consommation d'énergie finale (pour 20 % à l'horizon 2020),
- Réduire de 27 % la consommation d'énergie par rapport aux scénarios de consommation estimée (pour 20 % à l'horizon 2020). (Commission Européenne, 2008)

En France, une feuille de route a été établie en 2009 au travers des lois Grenelle 1 et 2 qui proposent des mesures relatives à différents sujets tels que la lutte contre le réchauffement climatique, la préservation de la biodiversité et des milieux naturels, la mise en place d'une nouvelle forme de gouvernance et enfin la prévention des risques pour l'environnement et la santé. C'est la loi Grenelle 1 qui a introduit pour la première fois dans le code de l'urbanisme l'obligation de réaliser une étude de faisabilité du développement des énergies renouvelables pour toute action ou opération d'aménagement soumise à étude d'impact. (Assemblée nationale Française, 2009)

Cette obligation est aujourd'hui retranscrite dans l'article L.300-1 du code de l'urbanisme :

« Les actions ou opérations d'aménagement ont pour objets de mettre en œuvre un projet urbain, une politique locale de l'habitat, d'organiser le maintien, l'extension ou l'accueil des activités économiques, de favoriser le développement des loisirs et du tourisme, de réaliser des équipements collectifs ou des locaux de recherche ou d'enseignement supérieur, de lutter contre l'insalubrité et l'habitat indigne ou dangereux, de permettre le renouvellement urbain, de sauvegarder ou de mettre en valeur le patrimoine bâti ou non bâti et les espaces naturels.

L'aménagement, au sens du présent livre, désigne l'ensemble des actes des collectivités locales ou des établissements publics de coopération intercommunale qui visent, dans le cadre de leurs compétences, d'une part, à conduire ou à autoriser des actions ou des opérations définies dans l'alinéa précédent et, d'autre part, à assurer l'harmonisation de ces actions ou de ces opérations.

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. »³

La prise en compte des énergies renouvelables dans les aménagements doit également contribuer à atteindre les nouveaux objectifs fixés par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Cette dernière fixe les grands objectifs du nouveau modèle énergétique français et va permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique. Les énergies renouvelables doivent contribuer fortement à l'accomplissement des objectifs de cette loi qui sont résumés sur la figure ci-dessous.



Figure 2 : Principaux objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte⁴

L'objectif est d'obtenir une part des énergies renouvelables d'au moins 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et d'au moins 32% de la consommation énergétique finale et de 40% de la production d'électricité en 2030.

³ Source :

<https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000006074075&idArticle=LEGIARTI000006815155&dateTexte=&categorieLien=cid>

⁴ Source : Loi transition énergétique MEDDE

2 Evaluation du potentiel d'énergies renouvelables et de récupération disponible localement

2.1 Présentation de la zone d'étude

TECTA intervient comme bureau d'étude technique généraliste dans le cadre de la requalification de l'ancien site IBM à Montpellier (34), dans le département de l'Hérault.

La parcelle concernée se situe dans un secteur d'une superficie totale d'environ 28 ha.

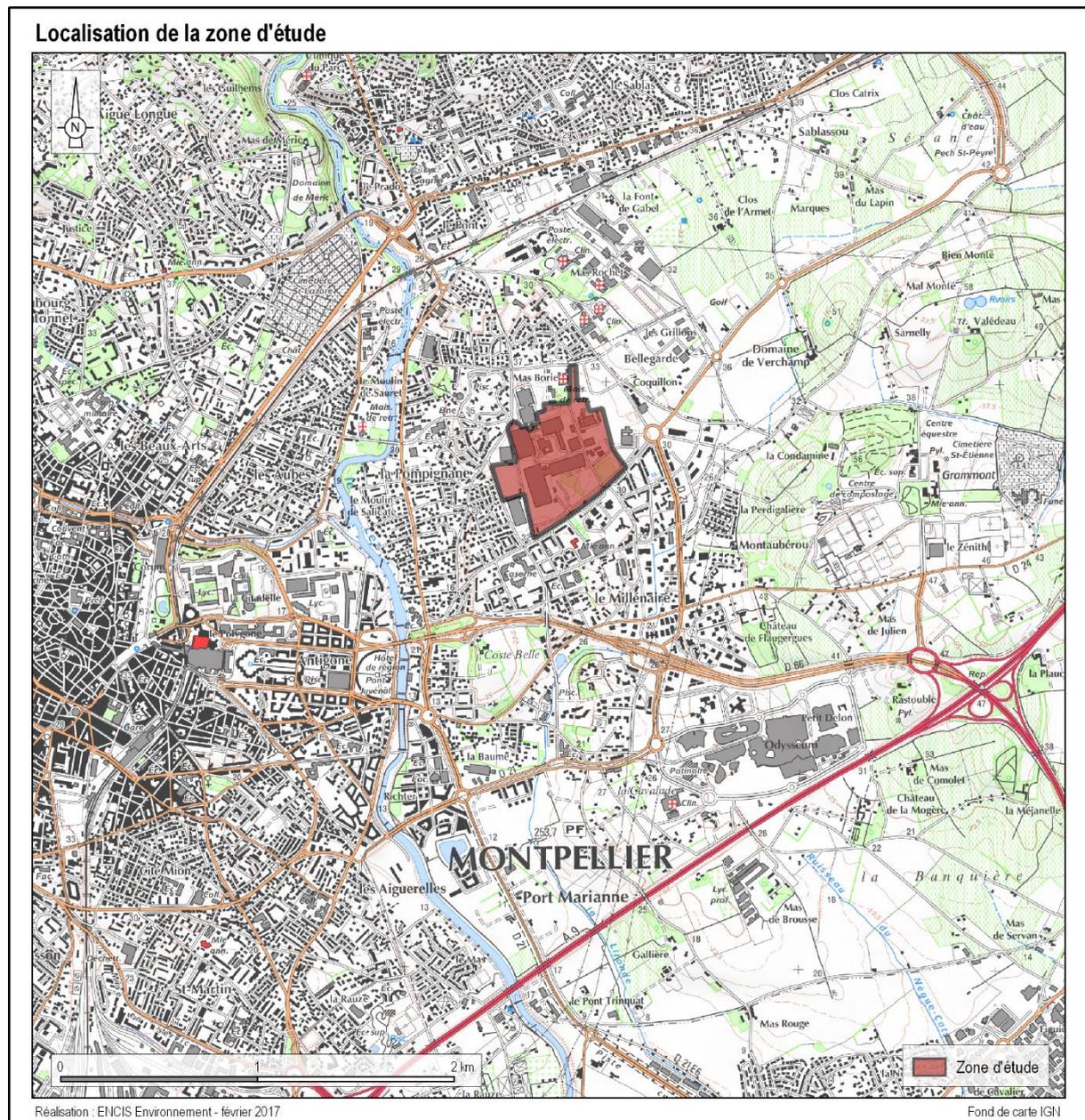


Figure 3 : Localisation du site d'étude au sein de la commune de Montpellier

Source : Qgis

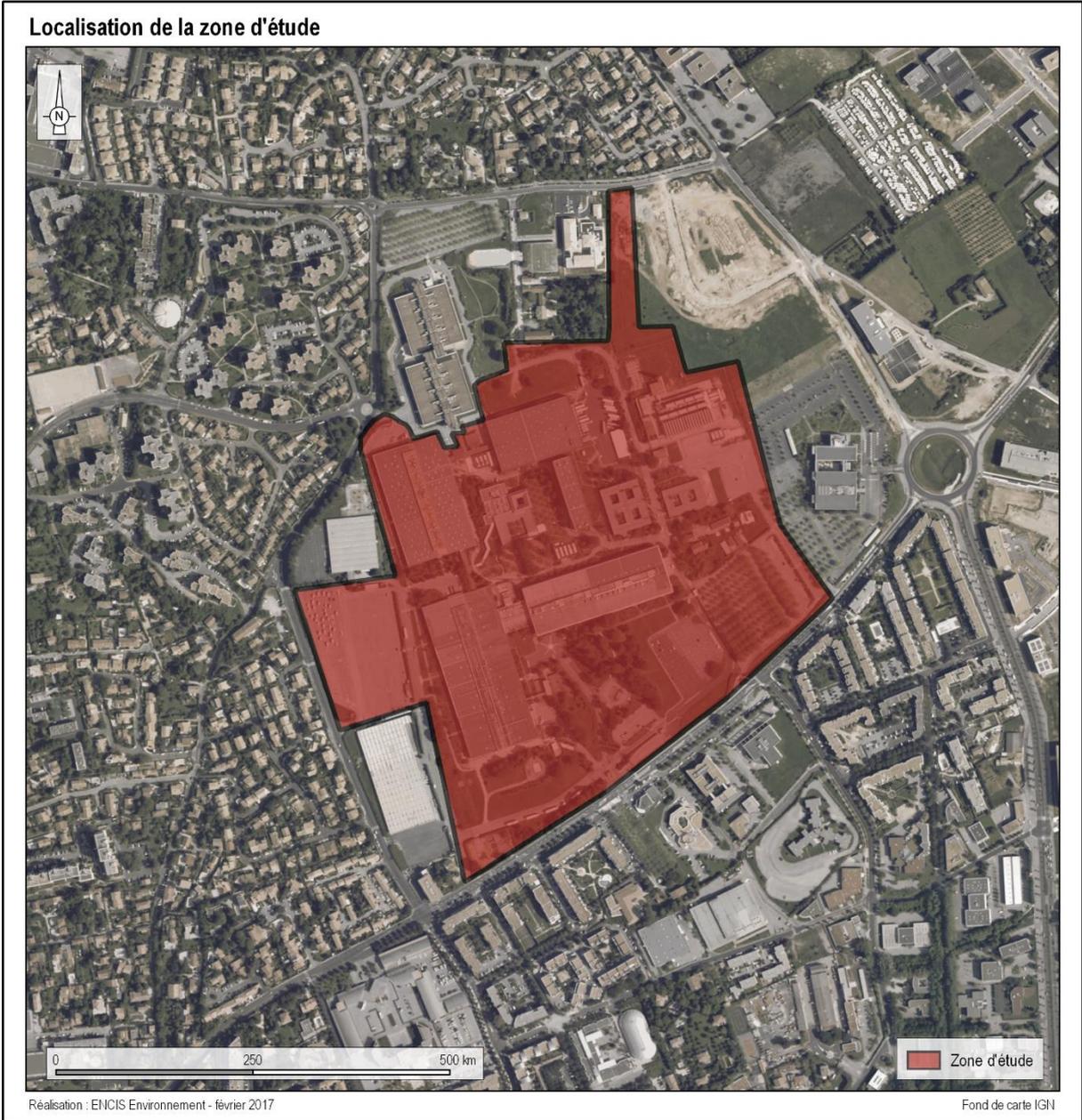


Figure 4 : Périmètre de l'aire d'étude de la ZAC de la Popmpignane

Source : Qgis

2.2 Contexte énergétique territorial du Languedoc-Roussillon

Cette partie précise le contexte énergétique dans lequel vient s'implanter le projet d'aménagement. Pour cela, les différents documents de référence en vigueur seront présentés, et un état des lieux des émissions de gaz à effet de serre, la consommation d'énergie et la production d'énergie renouvelable seront présentés.

Cela permet d'assurer la compatibilité entre les orientations fixées sur la zone aménagée, la politique qui a été fixée à différentes échelles, et de prendre en compte les données utiles qui ont pu être collectées ou référencées auparavant.

2.2.1 Documents de référence

Plusieurs documents de référence fixent les objectifs et la politique territoriale en matière d'énergie. Il est important de les prendre en compte dans l'étude du contexte énergétique dans lequel vient s'implanter le projet d'aménagement

2.2.1.1 Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie

Le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE) : prévu par la loi Grenelle 2, il est élaboré conjointement par l'état et la région. Il définit les grandes orientations et objectifs régionaux en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, maîtrise de la demande d'énergie, développement des énergies renouvelables, qualité de l'air et adaptation au changement climatique. Il fixe en particulier des objectifs quantitatifs de développement des énergies renouvelables et présentent les zones favorables à leur développement à l'échelle régionale.

Le SRCAE de l'ex-région Languedoc-Roussillon a été adopté par le conseil régional dans sa version définitive le 19 avril 2013 et arrêté par le Préfet de région le 24 avril 2013. Il a été conçu afin de faire face à deux enjeux majeurs : l'augmentation du coût des énergies et les effets du changement climatique. Il a permis l'élaboration d'un scénario, le scénario « SRCAE LR⁵ », construit à partir de l'analyse critique des tendances d'évolutions observées et prévisibles ainsi que des orientations et objectifs du Grenelle de l'environnement. Il fixe les objectifs suivants :

- Réduire les consommations d'énergie de 9% par rapport au scénario tendanciel à l'horizon 2020 (ce qui correspond à un retour au niveau de consommations de 2005) et de 44% à l'horizon 2050 ;
- Assurer une production d'énergies renouvelables représentant 29% de la consommation énergétique finale à l'horizon 2020 et 71% à l'horizon 2050 ;
- Réduire les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990 d'environ 34% en 2020 et 64% en 2050 par habitant ;

- Réduire les émissions de polluants atmosphériques entre 2007 et 2020 de 44% pour les oxydes d'azote (NO_x), de 24% pour les particules (PM 2.5), de 75% pour le benzène, de 31% pour les composés organiques volatils par habitant ;
- Définir une stratégie d'adaptation aux effets attendus du changement climatique.

Douze orientations ont été définies afin d'atteindre ces objectifs. Les énergies ont une place très importante dans ce schéma.(DREAL et ADEME, 2013)

2.2.1.2 Plan Climat Energie Territorial du département de l'Hérault

Le Plan Climat Energie Territorial (PCET) est un projet territorial de développement durable dont la finalité est la lutte contre le changement climatique et l'adaptation du territoire. Il définit le programme des actions à réaliser afin notamment d'améliorer l'efficacité énergétique, d'augmenter la production d'énergie renouvelable et de réduire l'impact des activités en termes d'émissions de Gaz à Effet de Serre.

Le conseil général de l'Hérault a voté son Plan Climat Energie Territorial en mars 2013. Ce PCET se compose de 16 actions dans les domaines du transport, de l'habitat, de l'aménagement du territoire, de l'urbanisme :

- Lutter contre l'étalement urbain
 - Accompagner la mise en œuvre de projets de développement durable dans les contrats de territoire
 - Faire du département de l'Hérault un territoire bas carbone
 - Lutter contre la précarité énergétique sous tous ses aspects
 - Conforter la qualité et les performances énergétiques des bâtiments durables sous maîtrise d'ouvrage du conseil général
 - Garantir la performance énergétique des logements avec de loyers toujours accessibles
 - Accompagner les partenaires publics et privés dans leurs projets de lutte contre le changement climatique
 - Construire un programme de sensibilisation des acteurs et du grand public aux impacts du changement climatique sur le département de l'Hérault
 - Adapter le cadre bâti aux effets du changement climatique
 - Rationnaliser les usages de la ressource en eau sur le territoire de l'Hérault
 - Adapter la stratégie touristique départementale aux effets du changement climatique
 - Impulser la démarche « *bâtiments durables méditerranéens* » dans les préconisations départementales
 - Favoriser les déplacements et la mobilité durable
 - Routes durables pour moins de gaz à effet de serre
 - Mise en place de télécentres départementaux
 - Optimiser l'occupation des bureaux départementaux
- (ADEME, 2013)

2.2.1.3 Plan Climat Energie Territorial de la municipalité de la Montpellier

Le document d'urbanisme, PLU en particulier, peut également donner des orientations à l'échelle communale en matière d'aménagement et d'énergies renouvelables.

Lors du Conseil Communautaire, le 6 février 2014 a été approuvé par Montpellier Agglomération le Plan Climat Energie Territorial, présentant le plan d'actions envisagé pour la période 2013-2018 afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de prévenir les effets du réchauffement climatique. (CAM⁶, 2014).

Ce PCET s'articule autour de deux volets :

- Un **volet territoire** où s'exerce 24 actions au travers 5 orientations stratégiques :
 - Vers un territoire plus économe : agir à l'échelle de l'habitat existant et de l'aménagement
 - Miser sur les mobilités post-carbone
 - Amplifier le recours aux énergies renouvelables sur le territoire
 - Accélérer localement les changements de modes de production et de consommation
 - Anticiper localement l'adaptation au changement climatique

- Un **volet interne** où s'exerce 5 actions au travers 3 orientations stratégiques :
 - Intensifier l'écomobilité et les nouveaux usages de la voiture dans les déplacements
 - Poursuivre et amplifier la gestion énergétique et climatique du patrimoine
 - Promouvoir des nouveaux modes de consommation et une politique d'achats durables

⁶ Communauté d'Agglomération de Montpellier

2.2.1.4 Plan Local d'Urbanisme de Montpellier

Anciennement appelé Plan d'Occupation des Sols (POS), le Plan Local d'Urbanisme est un document juridique, réglementaire, régissant l'urbanisme d'une commune et sa planification. Le PLU se compose de 5 parties distinctes :

- Le rapport de présentation
- Le Projet d'Aménagement et de Développement Durable
- Les Orientations d'Aménagements et de Programmation
- Le règlement
- Le plan de zonage

La municipalité de Montpellier dispose d'un Plan Local d'Urbanisme approuvé le 6 mars 2006. Sa première modification a eu lieu le 21 décembre 2006. Sa première modification simplifiée a été approuvée le 1^{er} octobre 2012. La dernière modification a eu lieu le 3 novembre 2015. (MMM, 2015c)

Mise à part l'installation d'une unité de méthanisation par la Communauté d'Agglomération, le PADD ne fait aucune référence au développement des énergies renouvelables. (MMM, 2015a)

Le plan zonage permet de cibler la pièce écrite correspondante au parc industriel et technologique de la Pompignane. Il est mentionné à l'article 11-b : « Pour les toitures en pente, les dispositifs techniques de captage de l'énergie solaire devront être intégrés dans le plan de la toiture sans débord » (MMM, 2015b)

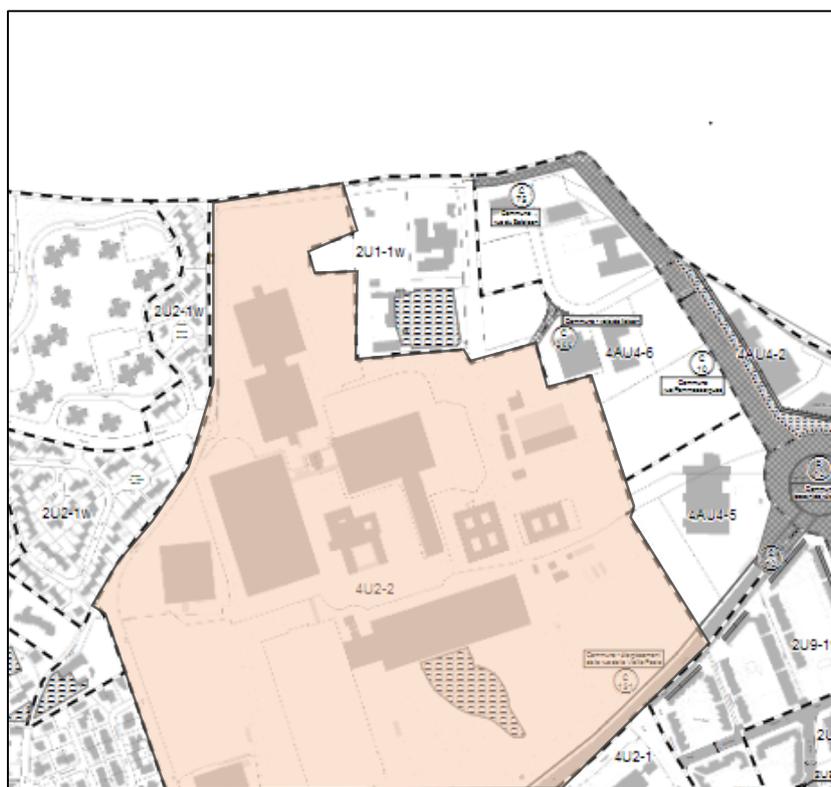


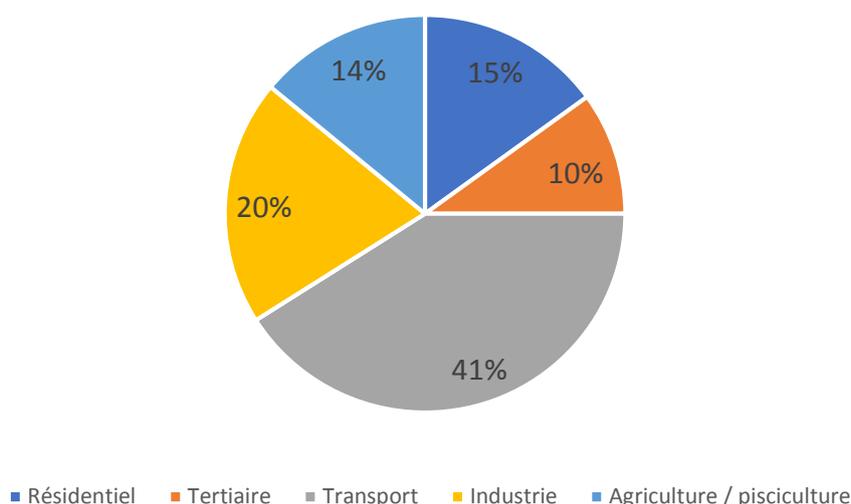
Figure 5 : Plan 4U2-2 du plan de zonage, correspondant au parc industriel et technologique de la Pompignane Source : Qgis

2.2.2 Emission de gaz à effet de serre et qualité de l'air

D'après le Schéma Régional Climat Air Energie, les émissions de GES de l'ex région Languedoc-Roussillon s'élevaient en 2007 à 15,6 millions de teqCO₂ (5,9 teqCO₂/hab. en moyenne contre 8 teqCO₂/hab. en France). Le résidentiel est à l'origine de 15% de ces émissions.

Concernant la qualité de l'air, le SRCAE définit des « zones sensibles pour la qualité de l'air » là où se superposent des niveaux de pollution importants en dioxyde d'azote (NO₂) et des enjeux humains ou écologiques vulnérables à la dégradation de la qualité de l'air (zones de concentration de populations, zones naturelles protégées). 128 communes en Languedoc-Roussillon sont qualifiées de sensibles, représentant 12 % de la superficie régionale et 54 % de sa population. La commune de Laudun-l'Ardoise en fait partie. (DREAL et ADEME, 2013)

Répartition des émissions de GES par secteur dans le Languedoc Roussillon

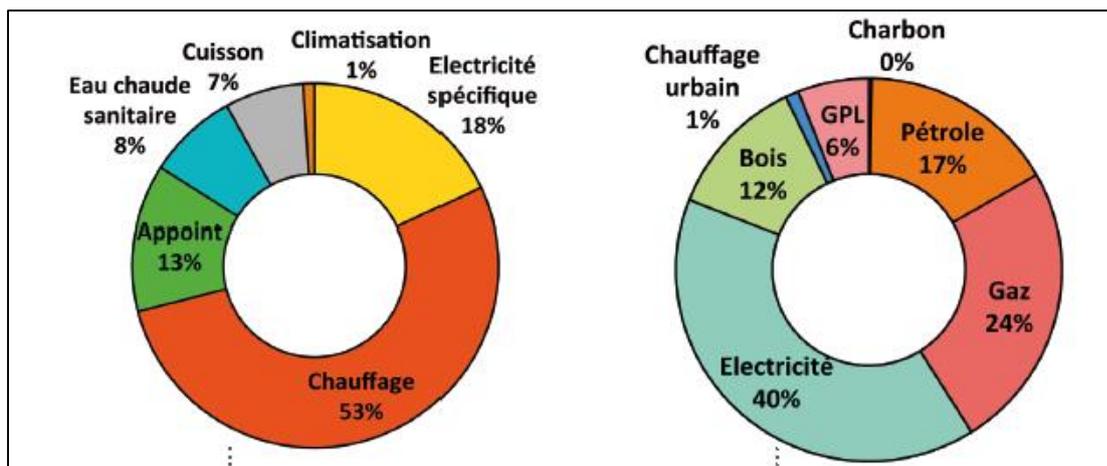


Graphique 5 : Emission de GES du Languedoc Roussillon⁷

2.2.3 Consommation d'énergie

D'après le SRCAE, la consommation énergétique finale par habitant de l'ex-région Languedoc-Roussillon était en 2006 la plus faible de la France, avec une consommation totale de 55 986 GWh, soit 22 MWh par habitant (1,9 tep par habitant contre 2,6 tep par habitant en France). Cette consommation est cependant en forte augmentation (1,2% par an en moyenne entre 1990 et 2008). Le bâtiment est le premier secteur consommateur d'énergie avec environ 43 % des consommations (24 225 GWh), dont les 2/3 pour du logement. Comme on peut le constater sur le graphe page suivante, plus de 50 % des consommations énergétiques sont liées au chauffage.(DREAL et ADEME, 2013)

⁷ Source : SRCAE



Graphique 6 : Usages et type d'énergie utilisée dans les logements en 2005⁸

2.2.4 Production d'énergies renouvelables

La production d'énergies renouvelables a très fortement augmenté ces dernières années en raison de l'essor de plusieurs filières. Ainsi, le SRCAE indique que 600 ktep étaient produits en 2010, soit 12 % de la consommation régionale, contre 432 en 2005 (9 % de la consommation régionale). Cette production était en 2010 en grande partie assurée par de la biomasse (42%) et l'hydraulique (41%). L'éolien ne représentait que 16 % de la production, cependant la région dispose d'un très bon gisement en vent. La puissance photovoltaïque installée était à cette époque plutôt faible (environ 210 MWc au 3^{ème} trimestre 2011) mais connaît une très forte croissance (539 MW en 2014).

Le bilan électrique RTE de l'ex-région Languedoc-Roussillon indique qu'en 2014, le taux de couverture de la consommation électrique de la région atteignait 30 % (contre 20 % en France) grâce notamment à l'hydraulique (16 %) et l'éolien (8 %). Le photovoltaïque ne représentait que 3,8 % de la consommation électrique totale de la région. (RTE, 2015)

⁸ Source : SRCAE

2.3 Potentiel de développement de la production des énergies renouvelables

Dans cette partie seront présentées les différentes techniques et technologies existantes permettant l'exploitation des différentes sources d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, biomasse, géothermie). Leur maturité et leurs coûts seront également rappelés. Le potentiel du site pourra alors être évalué.

2.3.1 L'énergie solaire

Trois technologies différentes permettent de valoriser l'énergie solaire :

- le **solaire thermique**,
- le **solaire thermodynamique**,
- le **solaire photovoltaïque**.

Des panneaux hybrides permettent également de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité.

2.3.1.1 Potentiel solaire du site

Le potentiel solaire d'un site dépend de nombreux paramètres qu'il est important de prendre en considération lors de la sélection d'un site. Ces paramètres seront étudiés brièvement dans les paragraphes suivants.

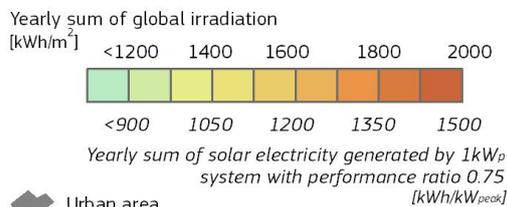
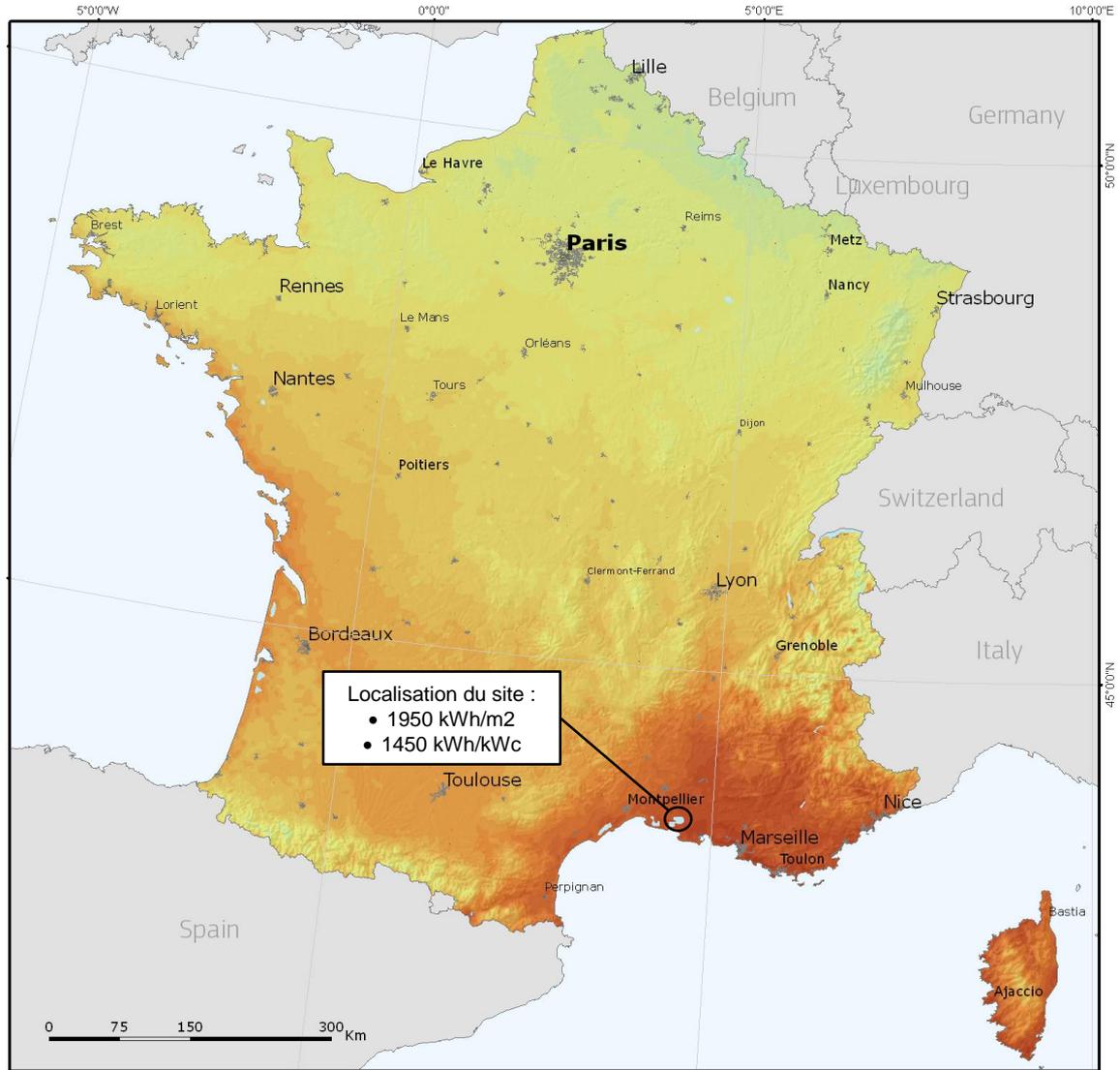
2.3.1.2 L'irradiation solaire du site

Le premier paramètre permettant d'évaluer le potentiel photovoltaïque d'un site est son irradiation solaire. Elle dépend de plusieurs facteurs tels que la latitude, l'altitude, le taux d'humidité (Riza, Ihtsham, & Aris, 2011) dans l'air et la durée journalière d'ensoleillement. La carte page suivante réalisée par la Commission Européenne (JRC's Institute for Energy and Transport) représente l'irradiation solaire en France ainsi que l'électricité annuelle générée par une installation de 1kWc optimalement orientée avec un ratio de performance de 75 %. Le site de la Pompignane à Montpellier se trouve sur un secteur où l'irradiation annuelle est d'environ 1 950 kWh/m² et le potentiel photovoltaïque d'environ 1 460 kWh/kWc dans les conditions précédemment énoncées.



Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

FRANCE



Urban area
Water body



Authors: Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua
European Commission - Joint Research Centre
Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit
PVGIS <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Figure 6 : Carte de l'irradiation solaire du site

2.3.1.3 Positionnement de l'installation

La production d'une installation solaire dépend également et de manière très significative du positionnement des modules, à savoir leur orientation et leur inclinaison. La figure ci-dessous présente le pourcentage du flux lumineux annuel récupéré en fonction de ces deux paramètres. Afin de produire de manière optimale, les panneaux devront donc être orientés plein sud et être inclinés d'environ 35°.

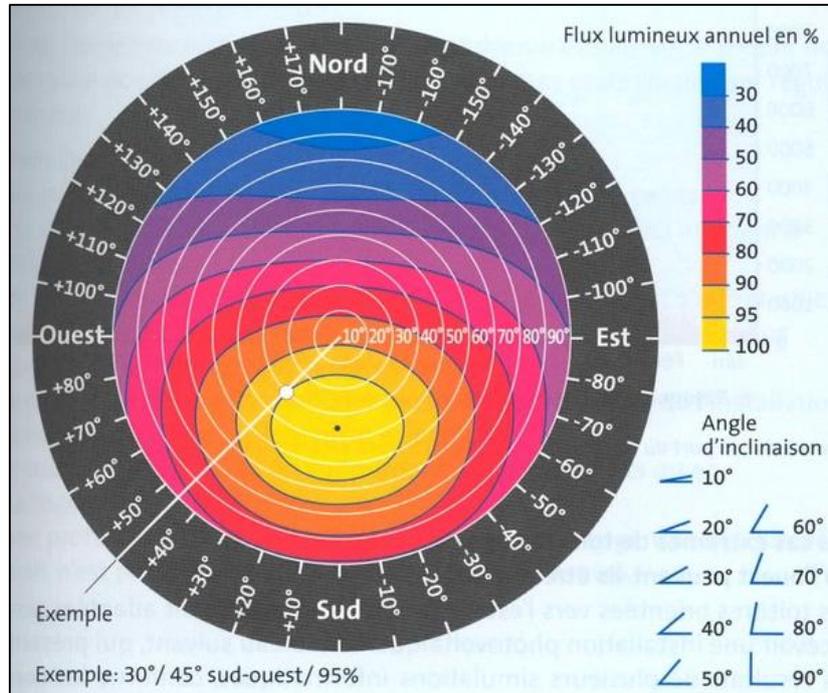


Figure 7 : Flux lumineux annuel capté en fonction de l'orientation et de l'inclinaison ⁹

2.3.1.4 Masques

Des masques sont des éléments de l'environnement susceptibles de générer un ombrage total ou partiel sur l'installation photovoltaïque. Il existe des masques lointains (ligne d'horizon) et proches (arbres, cheminées, antennes, bâtiments voisins, etc.). Ces ombrages génèrent des pertes de production plus ou moins importantes en fonction de leur localisation :

- Pour les obstacles lointains, on estime que la diminution de l'irradiation se répartit de manière égale entre tous les modules consécutifs de l'installation. Il est donc possible d'évaluer la production en effectuant un simple relevé de masques. (cf. figure page suivante).

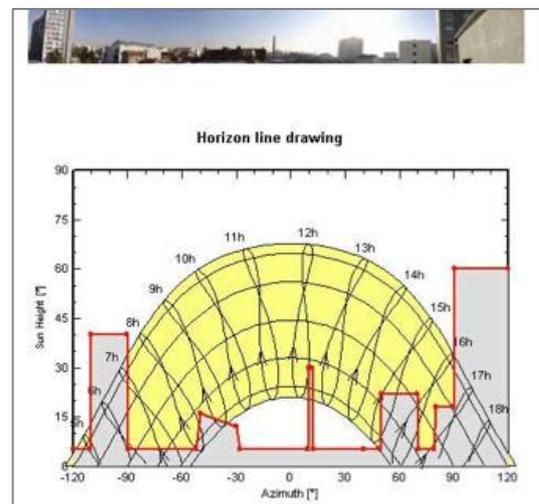


Figure 8 : Incidence des masques sur la production Source : photovoltaïque.info

⁹ Source : photovoltaïque.info

- Dans le cas d'un obstacle proche de l'installation photovoltaïque, l'ombre portée sur un seul module constitutif d'un champ photovoltaïque peut entraîner une diminution très marquée de la production du champ tout entier. En effet, les cellules d'un panneau photovoltaïque sont connectées en série et la cellule qui se trouve à l'ombre va impacter le reste des cellules de la chaîne. Pour les ombrages proches, il est donc nécessaire de modéliser le système photovoltaïque et le site à l'aide d'un logiciel spécialisé. Si les pertes sont trop importantes, des systèmes existent afin de limiter les pertes en rendant indépendants les panneaux solaires les uns par rapport aux autres : les optimiseurs et les micro-onduleurs. Leur coût n'est cependant pas négligeable et doit être pris en compte dans la modélisation économique du projet.

Ci-dessous un relevé du masque lointain du parc industriel et technologique de la Pompignane

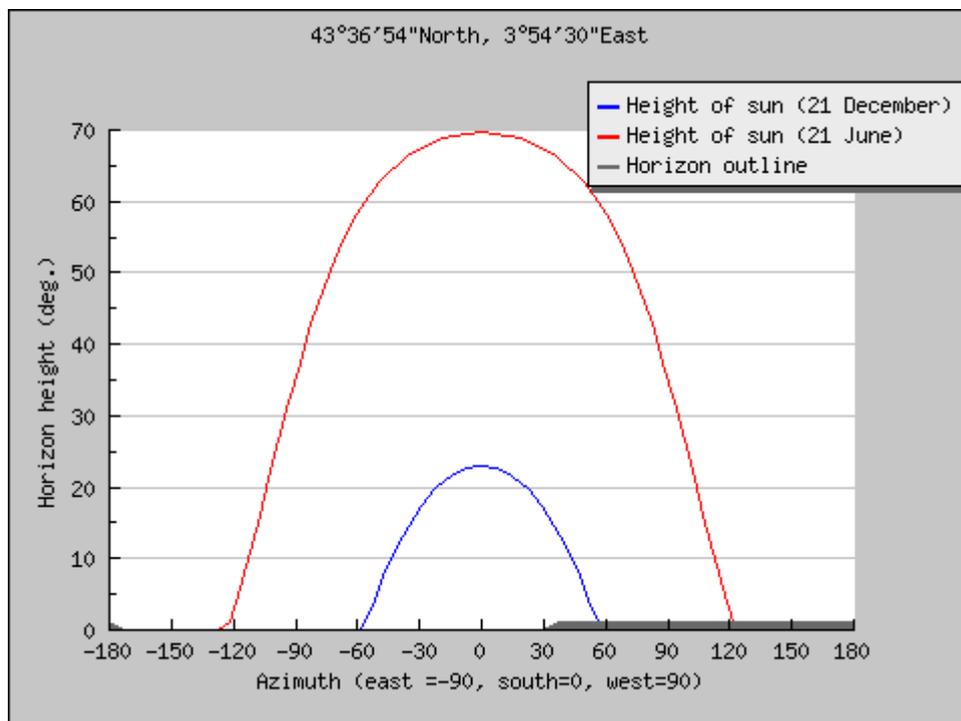


Figure 9 : Relevé de masques lointains du parc industriel et technologique de la Pompignane¹⁰

La poussière peut également être considérée comme un masque. En cas de zone sensible (bâtiment bas, passage de tracteurs, stockage de paille, etc.), il faut porter une attention particulière à l'entretien et au nettoyage des panneaux.

La configuration du site le rend potentiellement favorable à l'implantation de centrales permettant d'utiliser l'énergie solaire, que ce soit pour la convertir en chaleur, en électricité ou pour de la cogénération. Afin de favoriser leur implantation, il faudra privilégier une orientation sud des bâtiments, une inclinaison de 30° des panneaux par rapport à l'horizontal et limiter les ombres sur les toitures et éventuels parkings qui seront construits.

¹⁰ Source : PVSyst

2.3.1.5 Technologies existantes

Le solaire thermique

Présentation générale

Le solaire thermique permet de récupérer sous forme de chaleur l'énergie des rayons du soleil. Ces systèmes peuvent être utilisés pour générer de l'eau chaude et/ou du chauffage.

Pour la production d'eau chaude sanitaire, il existe des chauffe-eaux solaires individuels (CESI) ou collectifs. Deux modes de montages existent pour les CESI :

- Le montage en **thermosiphon**, sans pompe de circulation et avec un ballon placé directement au-dessus des panneaux, est particulièrement adapté aux climats méditerranéens et tropicaux (pas d'appoint).
- Le montage en **circulation forcée et chauffage d'appoint** permet de compléter la chauffe de l'eau par un système annexe (chaudière, résistance électrique, etc.). Il s'agit de la solution la plus courante en France où les CESI couvrent entre 50 % et 80 % des besoins en eau chaude sanitaire des foyers.

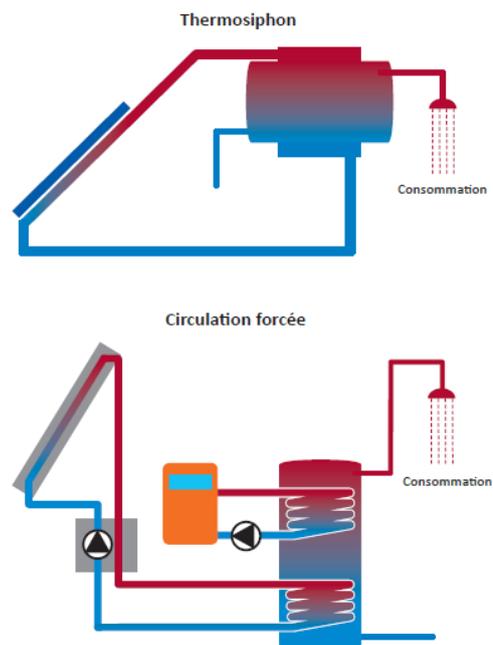


Figure 10 : Modes de montages des chauffe-eau solaires¹¹

Les chauffe-eaux solaires collectifs sont l'extension du système individuel à des structures consommant des quantités d'eau plus importantes (immeubles, gymnases, hôpitaux, etc.). Le fonctionnement est sensiblement le même que pour des CESI, avec différentes solutions techniques permettant différents degrés d'individualisation des charges.

En plus des besoins en eau chaude, l'énergie solaire peut également couvrir une partie des besoins en chauffage. Des systèmes appelés « systèmes solaires combinés » permettent, comme l'illustre la figure suivante, de réaliser ces deux missions. En France, les SSC peuvent couvrir entre 10 % et 50 % des besoins des foyers en fonction des dimensions de l'installation et de l'ensoleillement.

¹¹ Source : SER

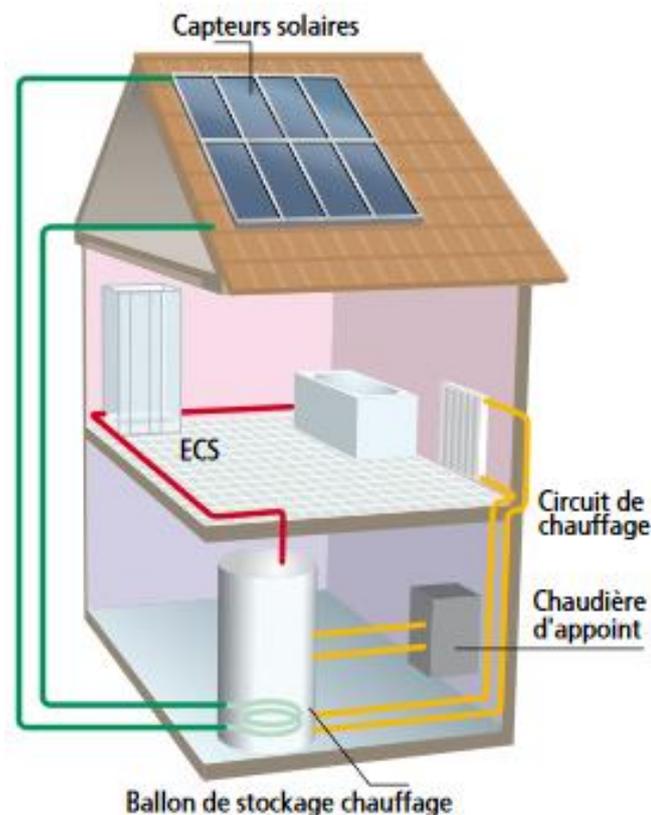


Figure 11 : Installation solaire thermique combinée (chauffage + eau chaude)¹²

Maturité

Les installations solaires thermiques se développent dans le monde depuis les années 1990. En France métropolitaine, d'après le Syndicat des Energies Renouvelables, le marché a progressé de près de 40 % par an entre 1998 et 2006, puis de 20 % en 2007 et 2008. Les technologies utilisées sont en constante amélioration depuis plus de 20 ans et permettent aujourd'hui d'avoir une technologie mature pour des coûts corrects. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2011)

Coûts

L'installation d'un chauffe-eau individuel coûte entre 4 000 € et 6 000 € en fonction de ses dimensions et permet d'économiser jusqu'à 75 % sur la facture en eau chaude avec une durée de vie de 20 à 30 ans.

Un système solaire combiné coûte entre 10 000 € et 15 000 €. Il permet d'économiser jusqu'à 75 % sur la facture de chauffage et eau chaude pendant 20 à 30 ans.

Le coût d'une installation solaire collective varie fortement en fonction du bâtiment concerné, entre 700 € et 1 100 € par m² de capteur environ, mais peut permettre également de réaliser de très fortes économies sur les factures de chauffage et d'eau chaude. (Agence Locale de la Maîtrise de l'Énergie, 2006)

¹² Source : ADEME

Malgré leurs ancienneté ces valeurs sont toujours d'actualité.¹³

Compatibilité avec le projet envisagé

La maturité et le cout de la technologie la rend intéressante pour le projet du Parc Industriel et Technologique de la Pompignane à Montpellier, en fonction des aménagements qui seront prévus. Les rendements de l'ordre de 45 %, permettent une énergie récupérée d'environ 850 kWh/m²/an. Cependant raison de l'irrégularité de la production, plus faible l'hiver lorsque les besoins énergétiques sont plus importants et inexistante la nuit, et en fonction des dimensions de l'installation, il faudra prévoir de coupler l'énergie solaire à une autre source d'énergie (pompe à chaleur réversible, biomasse, géothermique).

Le solaire thermodynamique

Fonctionnement

Le solaire thermodynamique concentre le rayonnement direct du soleil à l'aide de miroirs pour chauffer un fluide à haute température et produire de la vapeur pour faire tourner une turbine et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels :

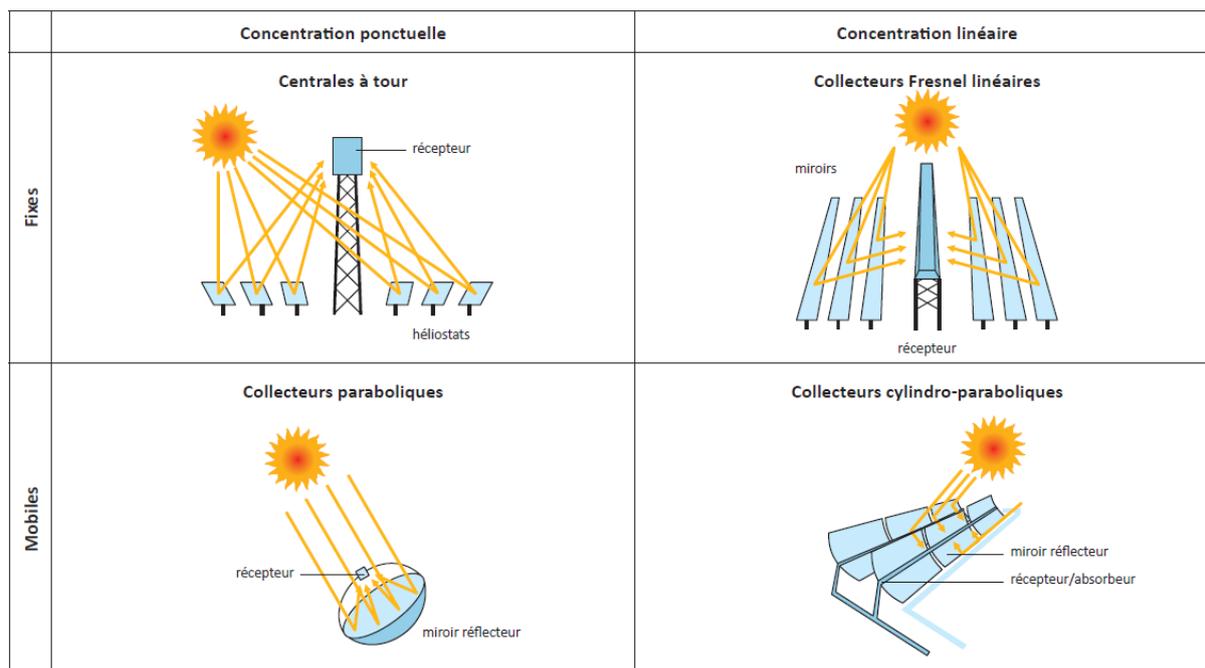


Figure 12 : Les systèmes de concentration¹⁴

Différents fluides peuvent être utilisés (eau, huiles, air, gaz, fluides organiques, sels fondus), déterminant la température maximale admissible et influençant le choix de la technologie, ces matériaux et la commodité de stockage. Les installations thermodynamiques sont généralement de grande taille et présentent pour principal avantage de pouvoir stocker l'énergie sous forme de chaleur afin de la

¹³ <https://www.queleenergie.fr/economies-energie/chauffe-eau-solaire/prix-economies>

¹⁴ Source : Agence Internationale de l'Energie (AIE)

réutiliser ultérieurement, permettant une production quasi-continue en fonction de la technologie utilisée. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012c)

Maturité

Les premières centrales solaires à concentration se sont développées à la fin des années 1970. Les technologies ont depuis évolué et des unités plus récentes de plusieurs dizaines de MW sont actuellement à l'étude ou en construction dans différents déserts. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012c)

Coûts

Seules les très grosses installations sont aujourd'hui rentables et compétitives par rapport aux autres sources d'énergie existantes. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012c)

Compatibilité avec le projet envisagé

La dimension et les caractéristiques du site étudié ne permettent a priori pas l'installation d'une centrale solaire thermodynamique à concentration. Le site n'a pas cette vocation.

Le solaire photovoltaïque

Fonctionnement

Il s'agit des installations les plus courantes en France aujourd'hui. Des panneaux photovoltaïques, permettant de convertir l'énergie solaire en énergie électrique, sont reliés entre eux. Ils peuvent être posés directement sur un bâtiment, mais également sur ou intégrés à des structures non-consommatrices d'électricité (ombrière de parking, couverture de passage public, etc.) ou encore au sol, sur des structures adaptées. L'électricité produite peut être autoconsommée et/ou injectée sur le réseau.

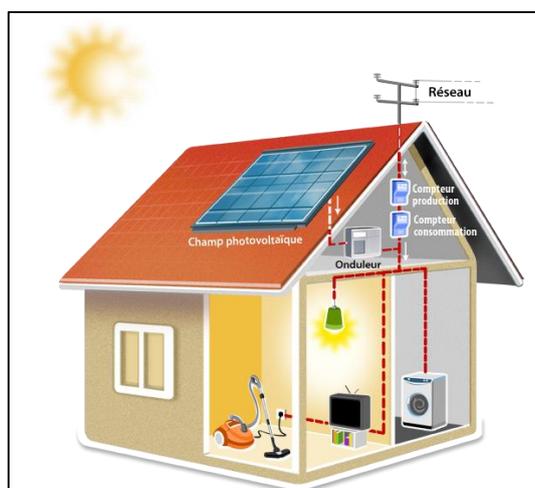


Figure 13 : Schéma d'une installation photovoltaïque (vente du surplus)¹⁵

¹⁵ Source : Hepsul



Photographie 1 : Ombrières photovoltaïques à St Aunès (Hérault)¹⁶

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

En effet, une valeur est fixée à 400 MW/an. Si le nombre de projets reçus par les gestionnaires de réseaux est conforme à cet objectif (200 MW/an concernant les toitures intégrées au bâti, et 200 MW/an pour des intégrations simplifiées au bâti) alors une baisse du tarif d'achat de 2,6 % chaque trimestre est appliquée.¹⁷ Si le flux de nouveaux projets est moins important, la baisse sera moins marquée voire nulle. Si le flux est plus important la baisse sera accentuée.

Depuis mai 2016, au-delà de 100 kWc, les tarifs sont octroyés par appels d'offres. Les derniers tarifs d'achats applicables se trouvent dans le tableau suivant :

Type de tarif	Type de l'installation	Puissance totale	Tarif d'achat (c€/kWh)			
			01/04/16 au 30/06/16	01/07/16 au 30/09/16	01/10/16 au 31/12/16	01/01/17 au 31/03/17
T1	Intégration au bâti (IAB)	[0-9 kWc]	24,63	24,2	23,9	23,5
T4	Intégration simplifiée au bâti (ISB)	[0-36 kWc]	13,27	12,7	12,4	12,3
		[36-100 kWc]	12,61	12,1	11,8	11,7
T5	Autres installations sur bâtiment	[0-100kW]	5,80	5,65	5,51	5,36
	Autres installations	[0-12MW]	5,80	0	0	0

Tableau 1 : Tarif d'achat photovoltaïque

Le tarif d'achat dont l'installation pourra bénéficier est bloqué à la date de la demande complète de raccordement. Le bénéficiaire a alors 18 mois pour mettre en service son installation.

Attention, une refonte des tarifs d'achats est en cours, les modalités pourraient être amenées à évoluer après la date de rédaction de ce mémoire.

¹⁶ Crédit photo : SUNVIE

¹⁷ Source : <http://www.grand-est.developpement-durable.gouv.fr/les-mecanismes-de-soutien-au-photovoltaïque-pour-a113.html>

Aération

Dans le cas du photovoltaïque, une hausse de la température des panneaux induit une baisse de leur production. Cette baisse de production est spécifiée dans les caractéristiques des panneaux et est généralement de l'ordre de 0,5 % / °C. C'est pourquoi il est important de privilégier les systèmes permettant une bonne aération des panneaux.¹⁸

Ainsi, dans le cas d'une installation intégrée au bâti sur une maison d'habitation ou l'isolation est importante et limite la circulation de l'air sous les panneaux on peut constater des pertes de production de l'ordre de de 5 % par rapport à une installation sur une grange ou en surimposition.¹⁹

Maturité

Les premières applications du photovoltaïque concernaient l'électrification rurale (sites isolés) à partir des années 1970. Ce n'est que dans les années 90 que les systèmes connectés au réseau sont devenus réalisables et compétitifs pour représenter, en 2007, plus de 90 % de la puissance photovoltaïque installée. Depuis, le rendement des installations ne cesse d'augmenter alors que leur cout décroît fortement.

Au 31 décembre 2016, la puissance raccordée représentant 6 772 MW, soit une progression de 9.3 % en 1 an.(RTE, 2016)

Il s'agit aujourd'hui d'une technologie mature et qui connaît un grand succès. De nombreux professionnels qualifiés ont développé leur activité autour de cette filière.

Coûts

Une étude de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) réalisée en Avril 2014 a étudié les couts des énergies renouvelables en France métropolitaine. D'après cette étude, le coût de production varie de **87,7 €/MWh** à **681,4 €/MWh** avec une moyenne de **386,4 €/MWh** pour les installations existantes et de **152,5 €/MWh** pour les installations en projets à l'époque. Ce cout a encore diminué de manière significative depuis grâce à de nouvelles avancées technologiques qui ont permis d'améliorer le rendement des panneaux tout en diminuant leurs prix.(Commission de Régulation de l'Energie, 2014)

A titre d'exemple, une installation de 9 kWc intégrée au bâti coute en moyenne 20 000 €, une installation de 36 kWc en surimposition coute environ 45 000 €.

Compatibilité avec le projet envisagé

La compétitivité de cette énergie et l'espace disponible sur les constructions envisagées rendent l'installation de panneaux photovoltaïques compatible avec le projet « Aménagement du Parc Industriel et Technologique de la Pompignane » de Montpellier. Compte tenu des rendements moyens des cellules PV (12%) et de la localisation du site, l'énergie récupérée est d'environ 234 kWh/m²/an. Une étude approfondie sera nécessaire afin de dimensionner les installations et de sélectionner la technologie (polycristallin, monocristallin, Cdte, etc.) la mieux adaptée aux aménagements prévus.

¹⁸ Source : <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16697#c20556>
¹⁹ Source : Etude succincte avec PCGIS, voir annexe 1

2.3.2 L'énergie éolienne

Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en énergie mécanique grâce aux pales qui font tourner le rotor.

Il est important de distinguer le grand éolien, qui correspond à des machines de plus de 50 m de haut, au petit éolien. D'un point de vue technologique, il existe aujourd'hui deux types de petites éoliennes : les éoliennes à axe vertical et celles à axe horizontal.

2.3.2.1 Le grand éolien

Le grand éolien consiste en l'installation de machines de plus de 50 m de hauteur et de plusieurs centaines de kW de puissance. Réglementairement, elles ne peuvent s'installer que dans des sites éloignés des habitations et des zones destinées à l'habitation (> 500 m). Il n'est donc pas approprié dans le cadre d'un projet d'aménagement tel que celui étudié ici, cerné par des logements.

2.3.2.2 Le petit éolien

Fonctionnement et maturité

Le petit éolien correspond à des machines plus petites, à axe horizontal ou vertical. Les puissances peuvent être comprises entre 0,1 W et 250 kW pour des hauteurs inférieures à 50 m. Avec un taux de charge optimiste de l'ordre de 5 à 10%, on obtient une production d'environ 8 760 kWh/an pour une micro éolienne de 10 kW.

Comme précisé précédemment, il existe deux grandes catégories d'aérogénérateurs : les aérogénérateurs à axe horizontal, et les aérogénérateurs à axe vertical.

Les premiers ont un rotor parallèle au sol et sont généralement munis de trois pales. Afin de suivre la direction du vent, la nacelle doit être équipée d'un dispositif de suivi. Afin d'optimiser la production, il est conseillé d'éviter les zones de turbulences (proximité de haies, bâtiments, etc.). Cette technologie est éprouvée et de nombreux modèles différents sont disponibles sur le marché.

Les secondes ont un rotor perpendiculaire au sol ce qui leur permet de capter le vent quel que soit sa direction. Ceci les rend plus modulables aux zones de vents irréguliers générant des turbulences. Cependant, leur rendement est moindre et il s'agit d'une technologie encore jeune. (ADEME, 2011)



Figure 14 : Photographie d'éoliennes à axe vertical (gauche) et éolienne à axe horizontal (droite) ²⁰

L'électricité produite peut être revendue et/ou autoconsommée.

Coûts

Les couts sont très variables en fonction des technologies et des puissances installées. Pour les éoliennes à axe horizontal, les couts vont **de 4 000 € à 10 000 € par kW** installé. Pour les éoliennes à axe vertical, les couts sont plus élevés. Le temps de retour sur investissement pour le petit éolien varie entre 15 et 25 ans.(Tiéole, 2011) (ADEME, 2011)

Potentiel éolien du site

Une éolienne capte l'énergie cinétique du vent et la convertit en énergie mécanique grâce aux pales qui font tourner le rotor. Trois facteurs déterminent le rapport entre l'énergie du vent et l'énergie mécanique récupérée par le rotor :

- la densité de l'air,
- la surface balayée par le rotor,
- et la vitesse du vent.

²⁰ Source : SER

Le potentiel éolien du territoire est déterminé dans le Schéma Régional Eolien de du Languedoc-Roussillon. Le site de Montpellier se trouve dans un secteur pour lequel la vitesse moyenne du vent est évaluée à 5,7 m/s à 50 m d'altitude (voir carte page suivante). Cette carte réalisée à l'aide de Qgis à permet d'avoir une idée globale du potentiel éolien de la région de Montpellier.

Avant le lancement d'un projet, une étude plus précise s'appuyant sur des données plus locales du potentiel du site (donnée météo (météo-France) ou satellitaire (MERRA), mât de mesure, etc.) est recommandée afin de valider sa viabilité.

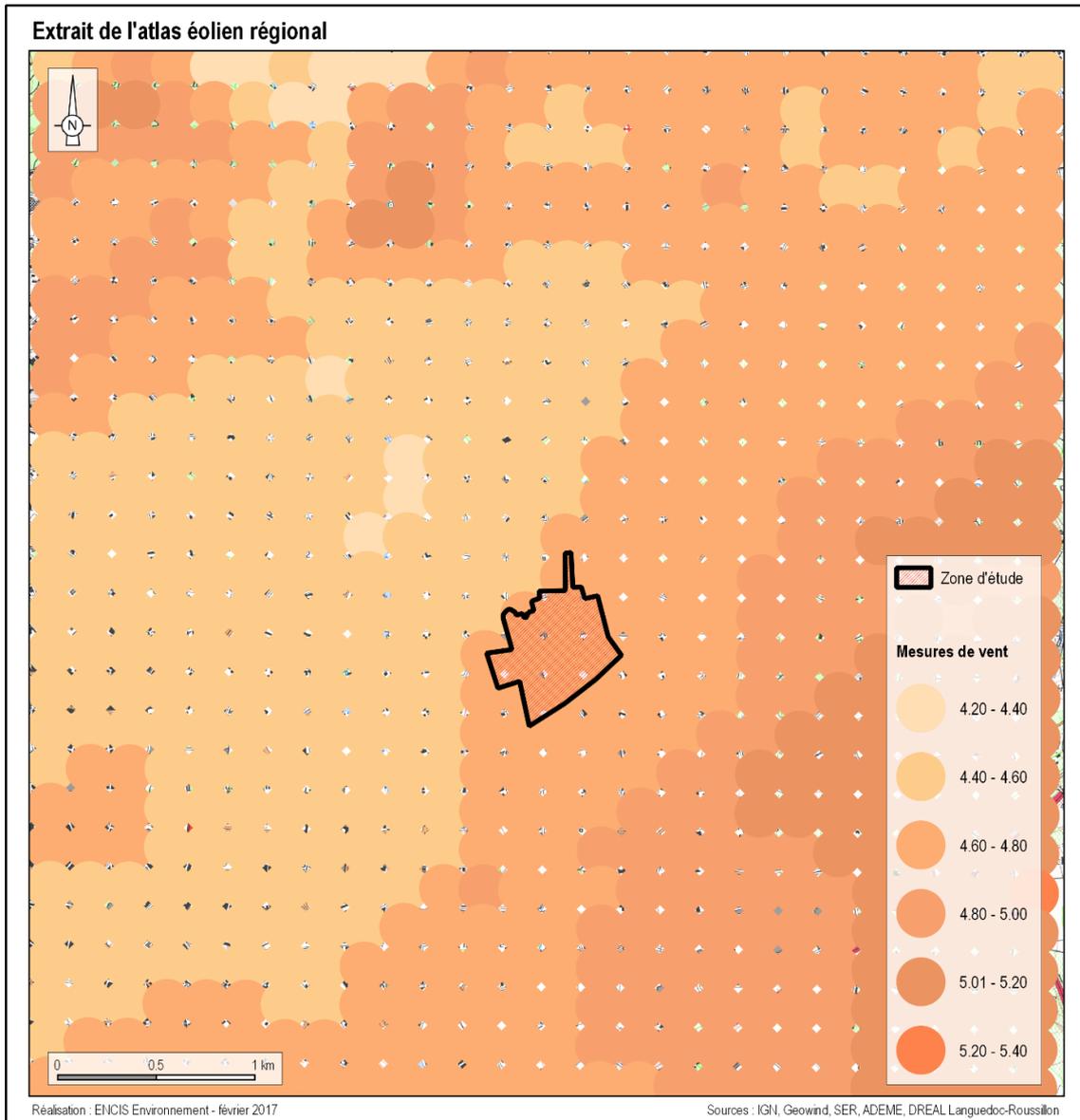


Figure 15 : Carte extrait de l'atlas éolien régional²¹

²¹ Source : réalisation avec Qgis

Effet Venturi (tunnel) :

Correspond à une augmentation de la vitesse d'un fluide lors du rétrécissement d'une conduite, d'après les lois de la conservation du débit et de Bernoulli. Cet effet relativement utilisé en l'implantation d'éoliennes dans certaines vallées.

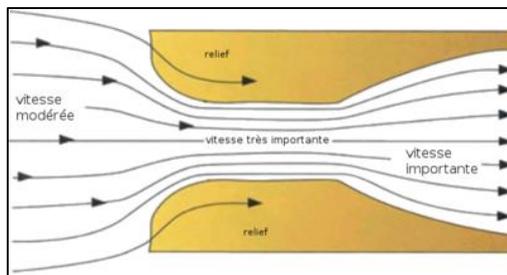


Figure 16 : représentation de l'effet tunnel par des lignes de courants d'un fluide²²

Effet de colline :

Autre effet accélérateur de fluide, engendrant une variation du profil de vitesse due à une différence de pression entre l'avant et l'arrière d'un relief.

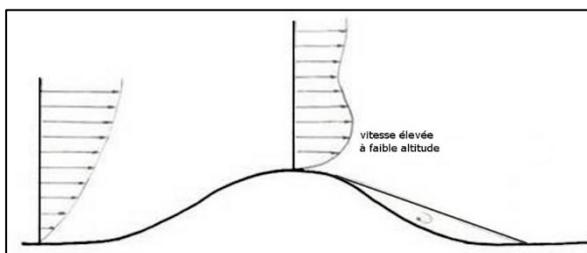


Figure 17 : Profil vertical de vent lors d'un effet colline avec pente « douce »

Source : http://eolienne.f4jr.org/effet_de_colline

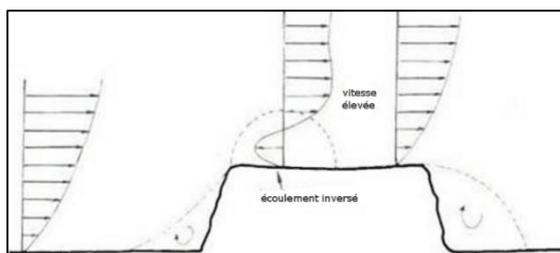


Figure 18 : Profil vertical de vent lors d'un effet colline avec une pente "raide"

Source : http://eolienne.f4jr.org/effet_de_colline

Compatibilité avec le projet envisagé

Les vitesses de vent à 50 m permettent d'envisager la viabilité d'un projet d'installation de grandes éoliennes, mais ces dernières sont inadaptées dans le cadre de ce projet. Des petites éoliennes peuvent être envisagées, cependant en milieu urbain, les obstacles générant des turbulences sont nombreux. C'est pourquoi les petites éoliennes à axe horizontal sont déconseillées. Les éoliennes à axe vertical pourraient être plus adaptées cependant le manque de maturité de cette technologie laisse présager des coûts importants et un retour sur investissement très faible voire nul ou négatif. Au cas où l'utilisation de cette technologie serait privilégiée par un porteur de projet, des études spécifiques s'appuyant sur des données plus locales devront être réalisées afin d'affiner le potentiel du site et de trouver l'éolienne la mieux adaptée au site. (ADEME, 2011)

Malgré le faible intérêt pour le petit éolien à l'heure actuelle, certaines configurations ou effets, peuvent permettre une augmentation de la production d'électricité non négligeable.

L'implantation d'une petite éolienne ou micro-éolienne peut être motivée par l'exploitation d'une façon ingénieuse des effets aéroaccélérateurs décrit précédemment.

²² Source : http://eolienne.f4jr.org/effet_tunnel

2.3.3 L'énergie hydraulique

2.3.3.1 Fonctionnement

Les centrales hydroélectriques permettent la production d'électricité en convertissant l'énergie générée par le courant. Elles se composent d'une prise d'eau équipée d'un seuil ou d'une retenue d'eau, et d'une installation de production (turbine, alternateur, transformateur). Il existe quatre grands types de centrales hydrauliques :

- **Les centrales de lac** : l'eau est captée par une série d'ouvrage dans les bassins en amont de la retenue puis stockée derrière un barrage. Elle est ensuite acheminée jusqu'aux turbines de la centrale en contrebas. Les centrales de lac permettent un stockage saisonnier de l'eau et d'assurer les surplus de la demande d'énergie en hiver.
- **Les centrales d'éclusée** : une retenue d'eau est créée grâce à un barrage. La réserve d'eau correspond à une période d'accumulation assez courte. Aux heures les moins chargées de la journée ou de la semaine, on reconstitue le stock. Ce type d'installation est utile durant les heures de plus forte consommation, en période de pointe.
- **Les centrales au fil de l'eau** : ce type de centrale ne nécessite pas de réservoir. Elle est placée directement sur le cours d'eau et produit une énergie de base, non modulable et non stockable injectée directement sur le réseau. L'électricité produite dépend du débit de l'eau qui traverse la centrale et varie donc en fonction de la météo et des saisons.
- **Les stations de transfert d'énergie par pompage** puisent, aux heures creuses, de l'eau dans un bassin inférieur, afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude). L'eau est ensuite turbinée en période de pointe.

(Le syndicat des énergies renouvelables, 2012a)

2.3.3.2 Maturité

L'hydroélectricité est la seconde forme de production en France derrière l'énergie nucléaire. D'après la RTE, elle représentant 12.6 % de la production électrique française en 2014 (voir figure 1, p.11). Il s'agit d'une des plus anciennes productions électriques développées, et bénéficie de ce fait d'une très grande maturité technologique. En effet, la première turbine a été construite dès le milieu du XIXème siècle, et de nombreux barrages ont commencés à être construits en France dès l'entre-deux guerres. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012a)

2.3.3.3 Coûts

Le cout de l'hydroélectricité varie, comme pour toutes les autres sources d'énergie, en fonction de la technologie utilisée et des dimensions de l'installation. En France, l'ADEME estime un coût de production de l'ordre de 115 € / MWh pour un taux d'actualisation à 8%.²³

23 <https://www.energystream-wavestone.com/2014/11/production-decentralisee-jusquou-se-developper/>

2.3.3.4 Potentiel hydroélectrique

Au sein de la zone d'étude, le cours d'eau du Lez ne permet pas d'envisager l'installation d'une centrale hydroélectrique.

Les données de la station hydrologique de Garigliano²⁴ à Montpellier, indique que le Lez a un débit interannuel de $2.3 \text{ m}^3 \cdot \text{s}^{-1}$. Ce faible débit est relativement insuffisant pour permettre exploitation de l'énergie hydraulique présent sur cette rivière.

Cependant, la DREAL a réalisé en janvier 2011 une évaluation du potentiel hydroélectrique mobilisable dans la région Languedoc-Roussillon. Il ressort de cette étude que le Lez n'est pas mobilisable car les enjeux environnementaux sont trop forts. (DREAL Languedoc-Roussillon, 2011)

2.3.3.5 Compatibilité avec le projet envisagé

Au sein de la zone d'étude, le seul cours d'eau disponible ne permet pas d'envisager l'installation d'une centrale hydroélectrique. De fait, il n'est pas possible d'envisager la production hydraulique d'électricité dans le cadre de ce projet d'aménagement.

2.3.4 La biomasse

La biomasse énergie correspond à la production d'énergie à partir du cycle de la matière vivante végétale ou animale. Il existe deux types de valorisation de la biomasse :

- la combustion : les matières (bois, déchets végétaux) sont directement brûlés en produisant de la chaleur, de l'électricité ou les deux.
- la méthanisation : les matières (fumier, boues de stations d'épuration, déchets ménagers, etc.) sont transformées en biogaz grâce à un processus de fermentation. Ce biogaz peut être ensuite utilisé directement, injecté sur le réseau de gaz ou brûlé afin d'être converti en chaleur et/ou en électricité.

A noter, que la biomasse est une énergie renouvelable, tant que sa consommation n'excède pas sa production.

2.3.4.1 Biomasse par combustion

Fonctionnement

Comme précisé plus tôt, le bois et/ou les déchets végétaux sont brûlés, générant ainsi de la chaleur. Cette chaleur peut être utilisée directement afin de chauffer une pièce, un bâtiment voire une zone de plus grande importance. Elle peut également être utilisée pour générer de l'électricité, en faisant tourner des turbines à l'aide de vapeur par exemple.

24 <http://www.rdbmrc.com/hydroreel2/station.php?codestation=171>

Cette énergie est considérée comme renouvelable car les gaz à effet de serre émis lors de sa génération avaient été préalablement consommés lors de la croissance des matières consommées :

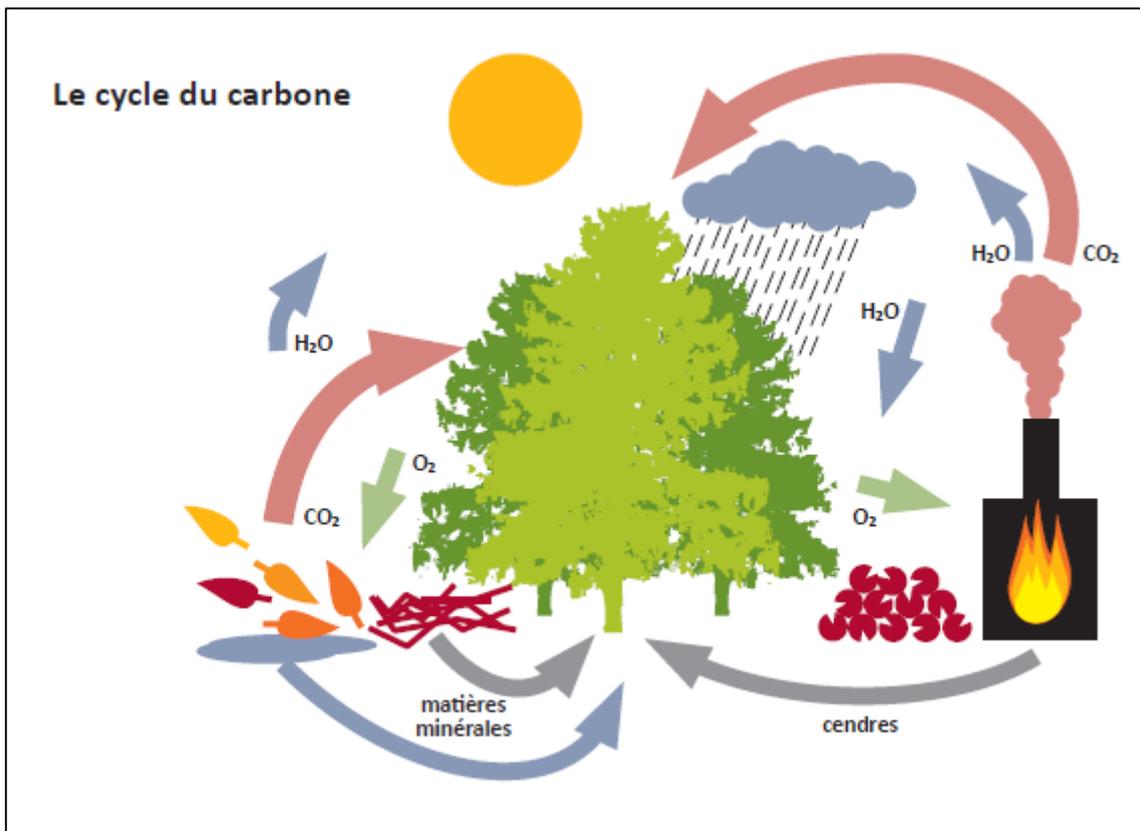


Figure 19 : Chauffage au bois et lutte contre les gaz à effet de serre²⁵

De l'énergie peut également être générée par l'incinération de déchets ménagers : l'énergie fatale. Compte tenu de la teneur biomasse des déchets incinérés, 50 % de l'énergie produite par une usine d'incinération d'ordures ménagères est considérée comme renouvelable en France. L'incinération des déchets génère de la chaleur qui peut être utilisée directement et/ou convertie en électricité. Généralement, un « réseau de chaleur » est mis en place à l'échelle d'un quartier ou d'une ville afin de transporter la chaleur produite par l'incinérateur vers les principaux sites énergivores à proximité (industries, immeubles, etc.).

Au niveau domestique, la cheminée de base a évolué depuis les années 80 et a permis depuis le développement de différents appareils (poêles, inserts, chaudières, cuisinières) adaptés aux besoins du consommateur. Aujourd'hui, les poêles et les chaudières sont les appareils les mieux développés et les plus adaptés à la production de chaleur.

En cas de construction d'immeubles ou de lotissements, des systèmes de chauffages collectifs peuvent être mis en place au travers de chaufferies bois énergie. L'ADEME définit la chaufferie bois énergie comme :

« Un local (bâtiment) dédié comportant une chaudière bois/biomasse dont la puissance est supérieure à 70 kW et un silo de stockage du combustible bois (plaquettes, granulés). Sous ces formes particulières, le bois a la faculté d'être transporté jusqu'au foyer de la chaudière de façon automatique et régulée. Les produits de combustion sont évacués par un conduit de fumée correctement dimensionné. »

²⁵ Source : ADEME

Ces systèmes collectifs permettent un approvisionnement direct et régulier ainsi qu'une réduction significative des coûts liés au chauffage. Des aides de l'état pour les porteurs de projets existent afin de favoriser le des systèmes de chauffages collectifs.

(Le syndicat des énergies renouvelables, 2012b)

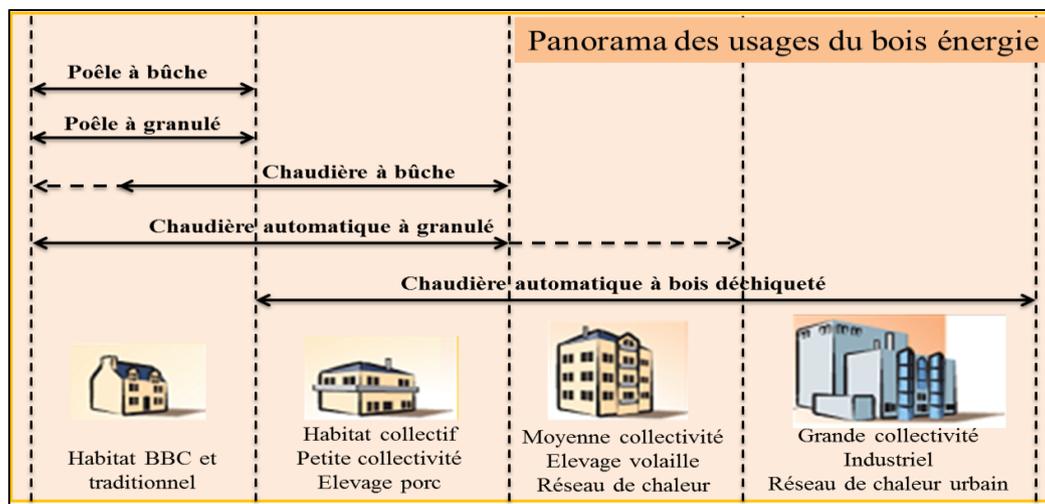


Figure 20 : Panorama des usages du bois énergie²⁶

La maturité

La **biomasse par combustion** est l'une des premières sources d'énergie utilisée par l'homme. Différentes technologies ont été développées au fil des ans et sont aujourd'hui commercialisées à très grande échelle. A titre d'exemple, en 2011, plus de 450 000 appareils de chauffage au bois individuels se sont vendus en France, dont plus de 50 % de poêles à bois et presque 45 % d'inserts, foyers fermés. Les chaufferies collectives ont commencé à se développer de manière significative dans les années 2 000, avec presque 4 000 chaufferies collectives/tertiaires ou industrielles fonctionnant au bois installées en 2000 et 2010 pour une puissance cumulée d'environ 2 800 MW.

(Le syndicat des énergies renouvelables, 2012b)

Le coût

Concernant les chaudières, une étude de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) réalisée en Avril 2014 a étudié les coûts des énergies renouvelables en France métropolitaine. Bien que l'étude ne permette pas d'évaluer le coût de production de l'électricité et de la chaleur fournie, elle montre cependant que les projets ont un TRI après impôts de 5,5 à 9 % sur 20 ans. (Commission de Régulation de l'Energie, 2014) Une étude du ministère de l'environnement de l'énergie et de la mer en 2016, montre que le coût énergétique de production de la filière biomasse en projet industrielle, revient entre **46 € / MWh** et **50 € / MWh**, qui de surcroît en fait l'une des filières en énergies renouvelables la moins chère. (MEEM, 2016b)

²⁶ Source : AILE

Potentiel sur la zone

Le potentiel de développement du **bois-énergie** est directement relatif aux bois et haies existants à proximité du site. Selon le SRCAE, les productions énergétiques régionales à partir de la biomasse correspondent à environ 3 000 GWh pour l'année 2010, soit près de la moitié de la production régionale d'énergies renouvelables. Plus des deux tiers de la production est issue de foyers alimentés par bois bûche. D'après le SRCAE, un gisement additionnel de 3 641 GWh / an est mobilisable à l'horizon 2020. De surcroît, plusieurs fournisseurs de bois énergie (granulés, bois dur, etc.) se trouvent dans un rayon de 10 km de Montpellier. (DREAL et ADEME, 2013)

Compatibilité avec le projet envisagé

La maturité des systèmes de chaudière, leur modularité et leur coût relativement réduit les rendent tout à fait adaptés au chauffage de logements individuels comme collectifs.

2.3.4.2 Biomasse par méthanisation

Fonctionnement

La méthanisation est un procédé de dégradation de la matière organique (lisier, fumier, purin, déchets verts, déchets agroalimentaires, cultures énergétiques...) en absence d'oxygène (fermentation dite anaérobie). Le processus de méthanisation permet la production de biogaz, composé de 50 à 70 % de méthane, grâce à un processus de fermentation des matières, appelées intrants. Ce biogaz peut être injecté directement sur le réseau de gaz, mais il peut également être brûlé afin de produire de la chaleur et/ou de l'électricité. Contrairement à la biomasse par combustion, la complexité du procédé et son coût empêchent son utilisation au niveau domestique, cependant la valorisation des intrants prend du sens dans le cadre de projets collectifs et/ou industriels.



Figure 21 : Exemple d'unité de méthanisation

Le développement en France est basé sur un développement progressif utilisant la codigestion de substrats différents (effluents d'élevage, déchets organiques et cultures) contrairement à d'autres pays, comme l'Allemagne, qui utilisent beaucoup de cultures énergétiques.

Maturité

La **biomasse par méthanisation** est une technologie beaucoup plus récente puisque d'après l'ADEME, en janvier 2016, la France comptait un peu plus de 450 unités de méthanisation, dont une majorité d'entre elles « à la ferme ». Elle est cependant très développée à l'étranger, notamment en Allemagne qui compte plus de 9 000 installations. La faible utilisation de cultures énergétiques en France provoque des difficultés dans la réalisation des projets non seulement au niveau des risques en termes de continuité de l'approvisionnement en intrants, mais également par rapport à leur qualité et à leur pouvoir méthanogène. C'est pourquoi aujourd'hui, d'après l'ADEME, les modèles les plus performants sont la méthanisation à la ferme et les petits collectifs. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012b)

Le coût

Le coût d'une unité de méthanisation est très variable. Il dépend à la fois de la technologie utilisée, du type de production attendue (biogaz, électricité, chaleur, cogénération) et de la dimension de l'installation. De plus, ces technologies étant relativement récentes, les coûts sont dégressifs avec le temps. L'étude du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer montre que la filière méthanisation offre un coût de production entre **95 € / MWh** et **167 € / MWh**. Comme pour le coût énergétique de la biomasse valorisée en combustion, cette plage de variation s'explique par le coût d'investissement, le productible, et le taux d'actualisation qui peuvent changer d'un projet à un autre. (MEEM, 2016b)

Potentiel sur la zone

Le potentiel de développement de la **méthanisation** dépend des entrants possibles et des besoins thermiques en aval. Les matières présentant un pouvoir méthanogène sont les suivantes :

- Les déchets de collectivités :
 - tontes, feuilles, bio déchets des ménages
 - boues des stations d'épurations
- Les déchets de l'industrie agroalimentaire :
 - déchets de restaurateurs privés ou collectifs
 - restes ou invendus des moyennes et grandes surfaces de distributions, marchés
 - déchets d'abattoir
 - farine et fond de silo
 - sucreries
 - déchets de brasseries, vinasses, marc de raisin
- Les déchets agricoles :
 - fumiers, lisiers, fientes,
 - les résidus de cultures (pailles, tourteaux, pulpes, fanes, ...)
 - les cultures (maïs ensilage, herbe ensilage, betterave, ...)
 - algues
 - Déchets de légumes ou de fruits, petit lait, huiles, graisses

(Le syndicat des énergies renouvelables, 2012b)

Plus difficile à mobiliser en raison d'un gisement hétérogène et épars, le SRCAE estime le gisement à 2 583 GWh/an pour la biomasse végétale agricole et issue de l'industrie agro-alimentaire. (DREAL et ADEME, 2013)

L'objectif de développement de la biomasse retenu par le SRCAE à l'horizon 2020 est une production de 5 822 GWh par an, soit environ, 2 822 GWh/an supplémentaires par rapport à 2010. Environ 1320 GWh par an, soit environ la moitié, devront être générés via des chaufferies collectives alimentées par du bois déchiqueté. Environ 1100 GWh par an proviendront de méthaniseurs qui valoriseront les déchets agricoles pour la quasi-totalité et une faible part d'ordures ménagères et de boues de STEP. (DREAL et ADEME, 2013)

Compatibilité avec le projet envisagé

Malgré la présence de station d'épuration, les coûts d'investissement, le manque de place, la durée des projets mais surtout la complexité de l'approvisionnement d'entrants rend l'utilisation de la biomasse par méthanisation dans le cadre de l'aménagement du Parc Industriel et Technologique de Pompignane, difficile.

En synthèse l'utilisation de la biomasse apparaît comme une solution adaptée à la production d'énergie dans le cadre du projet « Parc Industriel et Technologique de la Pompignane ». Si la méthanisation est un procédé complexe à mettre en œuvre dans ces zones d'aménagements, le chauffage individuel ou collectif par combustion de biomasse est particulièrement intéressant.

2.3.5 La géothermie

2.3.5.1 Description générale

Fonctionnement

Différents procédés permettent ainsi de récupérer la chaleur présente dans les sous-sols.

Les pompes à chaleur récupèrent l'énergie à **basse température (<30 °C)** afin de chauffer ou rafraîchir des installations. Des capteurs enterrés verticalement ou horizontalement dans le sol permettent de récupérer la chaleur présente dans ces sols ou dans les nappes phréatiques. Dans le cas de capteur horizontal, une profondeur très faible (entre 0,6 et 1.2 m) suffit, cependant la surface nécessaire est importante et doit représenter 1,5 à 2 fois la surface à chauffer. Dans le cas d'installations verticales, l'emprise au sol est très faible, cependant la profondeur peut atteindre plusieurs dizaines ou centaines de mètres. L'installation de plusieurs sondes géothermiques sur un même site est possible afin d'obtenir un plus grand potentiel de chaleur terrestre. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012d)

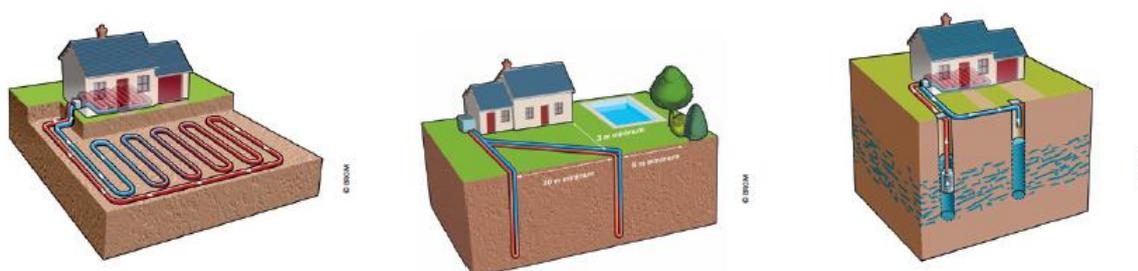


Figure 22 : Capteurs horizontaux / Sondes géothermiques verticales / pompe à chaleur sur nappes ou sur aquifères²⁷

Dans le cas de **températures basses et moyennes** (entre 30 et 150 °C), la chaleur contenue dans les aquifères profonds est directement utilisée afin de chauffer un quartier ou un ensemble de bâtiments. Un réseau de chaleur peut être utilisé afin de distribuer la chaleur dans les différents bâtiments. De la cogénération (électricité et chaleur) est possible, tout comme l'alimentation d'un réseau de chaleur. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012d)

²⁷ Source : BRGM, SER

Enfin, pour les **hautes températures** (>150 °C), la chaleur est utilisée afin de produire de l'électricité qui peut être utilisée localement ou injectée sur le réseau. En cas de source de vapeur, l'électricité est produite en injectant directement la vapeur dans une turbine. Si de l'eau suffisamment chaude est présente dans les sous-sols, elle est transformée en vapeur à l'aide d'un échangeur thermique. Sinon, un fluide (eau ou fluide secondaire organique) est chauffé à haute température avant de pouvoir générer la vapeur nécessaire au fonctionnement des turbines. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012d)

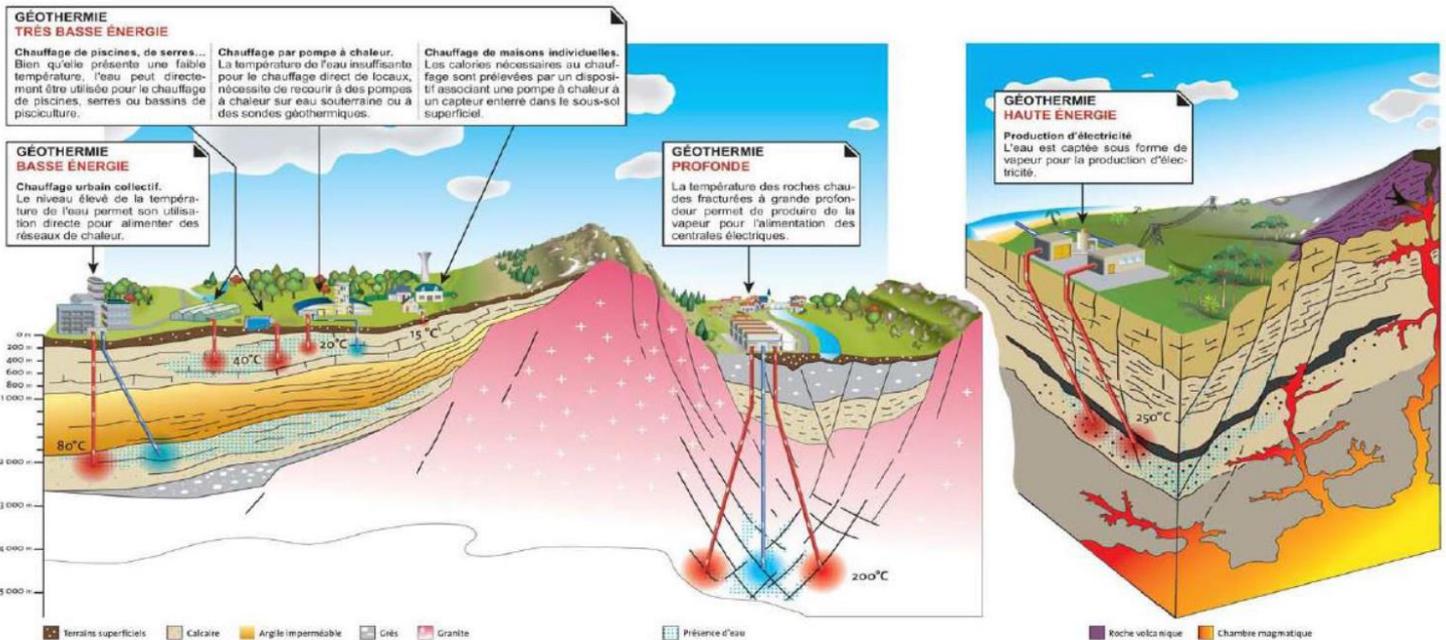


Figure 18 : Synthèse des techniques de géothermie²⁸

Maturité

En France, la géothermie représente une puissance installée de plus de 2 300 MW_{thermiques} et une production de chaleur géothermique de 3 592 GWh en 2009. D'après l'AFPAC²⁹, près de 130 000 pompes à chaleur se sont vendues entre 2002 et 2011. Ainsi, il s'agit d'une technologie mature et, depuis plus de 10 ans, de nombreux acteurs reconnus se sont développés sur tout le territoire. (Le syndicat des énergies renouvelables, 2012d)

Coûts

En France, selon le coût d'investissement, l'accès à la ressource, le coût du réseau de chaleur et du taux d'actualisation, le coût de production pour la géothermie profonde est estimé entre **66€/MWh** et **120€/MWh**.

Les pompes à chaleurs géothermique ont un coût de production sensiblement identiques, allant de **52 €/MWh** à **129 €/MWh** pour la géothermie sur aquifère superficiel, et entre **70€/MWh** et **135€/MWh** pour la géothermie superficielle sur champs de sondes. (MEEM, 2016b)

²⁸ Source : BRGM, SER

²⁹ Association Française pour la Pompe à Chaleur

Compatibilité avec le projet envisagé

La géothermie est une énergie très intéressante dans le cadre de la construction de nouveaux aménagements. Si la géothermie profonde peut se montrer couteuse et complexe dans le cadre d'un projet comme celui du parc industriel et technologique de la Pompignane, elle peut être envisagée si un besoin important en chauffage est prévu (réseau de chaleur par exemple).

Le projet se situant dans une région relativement chaude de la France, des besoins en climatisation peuvent également se faire sentir l'été. C'est pourquoi la géothermie peu profonde présente un très fort intérêt grâce à sa capacité à réguler la température (chaud en hiver et froid en été).

2.3.5.2 Potentiel sur la zone

D'après le BRGM et le SER, la France dispose d'un gisement géothermique très favorable. Notre pays se situait en 2010 au 3ème rang européen en termes de capacité installée pour la production de chaleur.

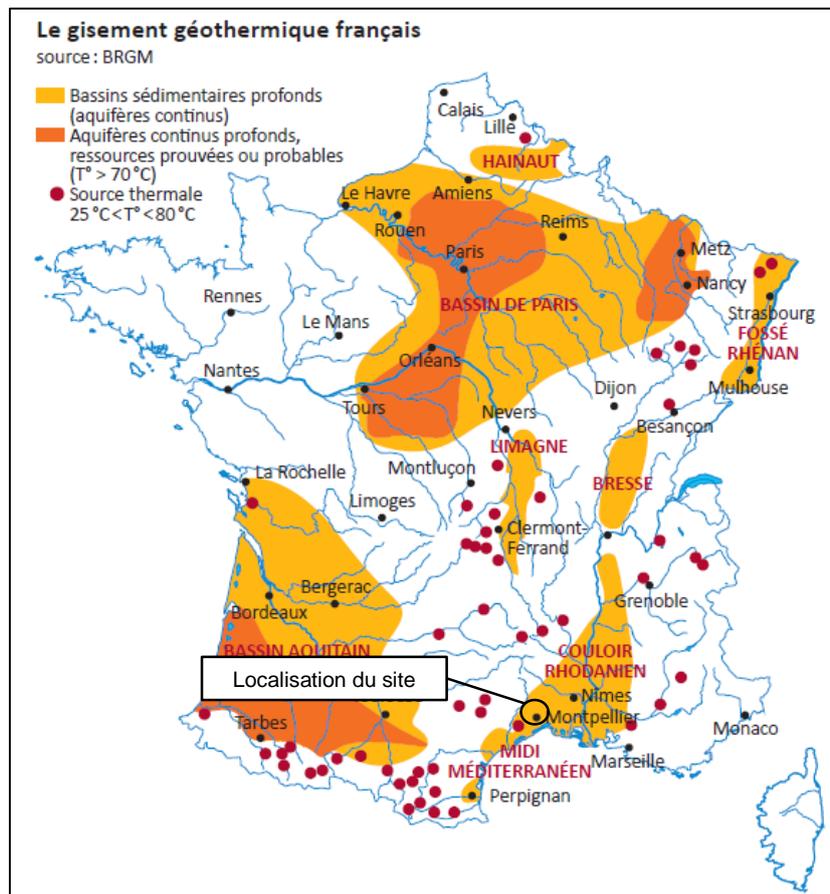


Figure 23 : Carte du gisement géothermique Français³⁰

30 Source : BRGM, SER

Le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM) met à disposition une carte de potentiel géothermique de la commune de Montpellier. On remarque que le site du parc industriel et technologique de la Pompignane se trouve en zone frontalière entre un potentiel fort et un potentiel faible.

De plus, le SRCEA recommande et encourage le développement local de projets géothermiques lors de nouveaux aménagements ou quartiers urbains afin de répondre à l'objectif du scénario SRCEA LR fixé à 30 GWh en 2020 et 150 GWh en 2050. Le SRCEA indique également que dans l'Hérault, de nombreux réservoirs superficiels³¹ et plus profond³² peuvent être exploitables comme récupération de chaleur.

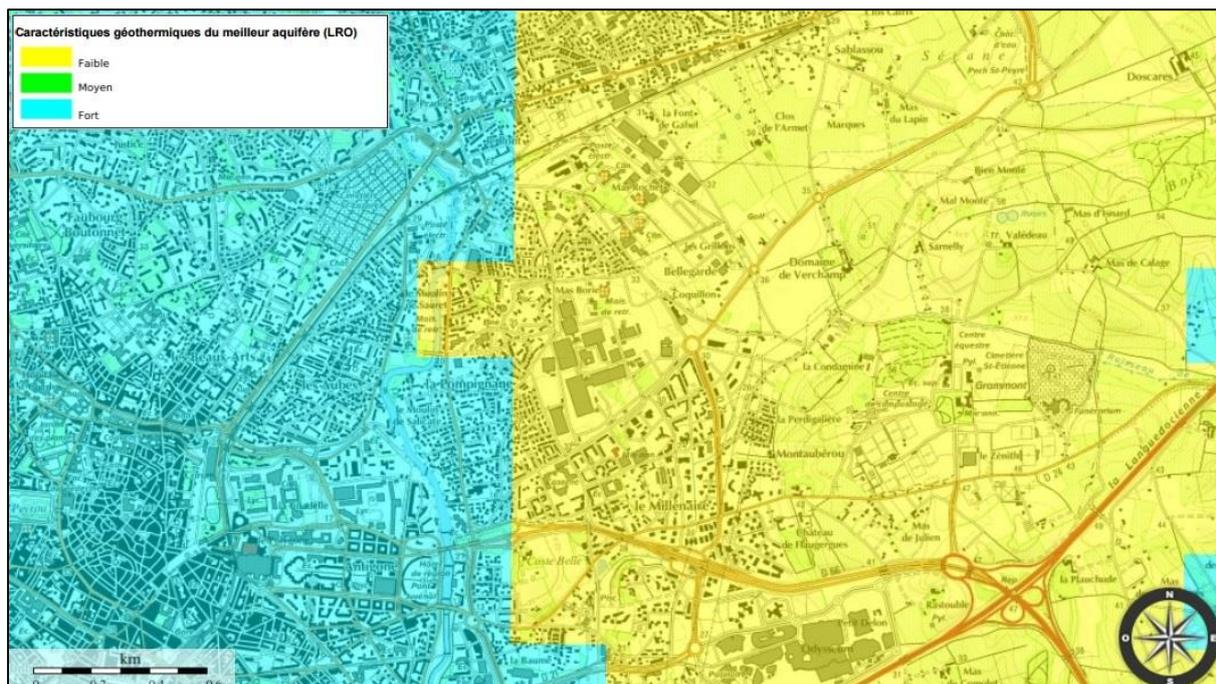


Figure 24 : potentiel géothermique de la commune de Montpellier³³

La géothermie très basse énergie est à envisager dans le cadre du projet étudié. Elle présente un très fort intérêt grâce à sa capacité à réguler la température qui prend tout son sens dans une région où l'on retrouve des besoins de chauffage en été et de refroidissement (climatisation) en hiver. Si cette technologie devait être utilisée, elle pourrait être avec d'autres systèmes d'appoint (pompe à chaleur, solaire thermique, etc.). Cependant la géothermie peu profonde, requière un espace au sol non négligeable.

31 (maximum 250m)

32 (de 250 à 1000m)

33 Source : <http://www.geothermie-perspectives.fr/>

2.4 Potentiel de développement des réseaux de distribution

2.4.1 Réseau de chaleur

Le réseau de chaleur ou de froid est un ensemble ou système, constitué d'un réseau de distribution dans lequel circule un fluide caloporteur, d'une unité de production centrale de chaleur vers des postes secondaires appelés sous-stations d'échanges. (Institut de la gestion déléguée, 2009)

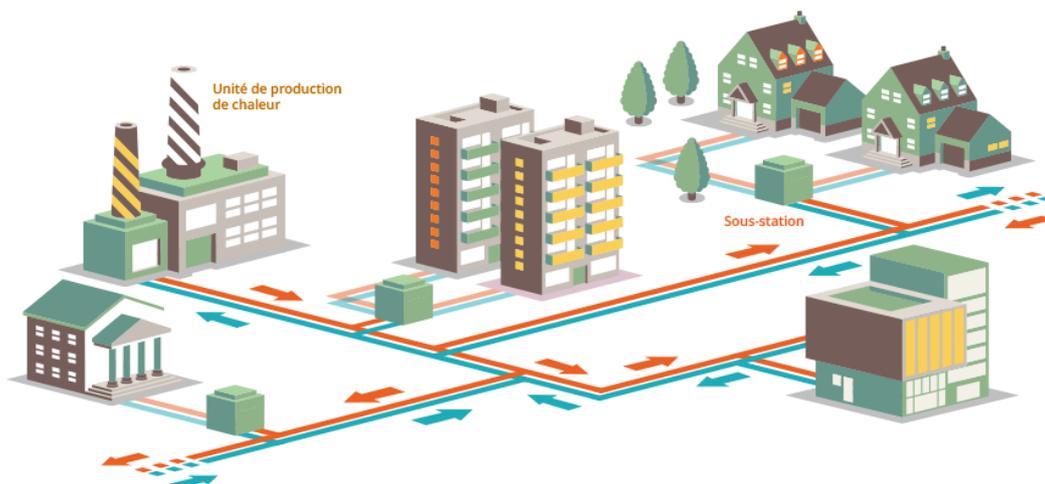


Figure 25 : Schéma simplifié d'un réseau de chaleur³⁴

2.4.1.1 Constitution des différents éléments d'un réseau de chaleur

L'unité de production de chaleur ou de froid

La chaleur ou le froid peuvent être générée à partir de différentes sources : conventionnelles, renouvelables, ou de récupération (industrielle le plus souvent). Afin d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement de la production, il peut y avoir plusieurs unités de production.

A l'heure actuelle, la chaleur et le froid produits à partir d'énergies renouvelables représentent 13% de la chaleur consommée en France (MEDDE, 2012). Dans l'objectif du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, afin de diminuer la part importante de la consommation énergétique du bâtiment, la mise en place d'un réseau de chaleur d'origine renouvelable, peut apporter une réelle plus-value.

³⁴ Source : <http://www.enrchoix.idf.ademe.fr/>

Réseau de distribution primaire

Le réseau de distribution primaire concerne le réseau en lui-même, et constitue une boucle fermée amenant un fluide caloporteur d'une unité de production à une sous-station. Plusieurs fluides peuvent être employés :

- L'eau chaude : d'une température allant de 60 à 110°C, permet d'alimenter en eau chaude les bâtiments résidentiels, les bureaux, etc...
- L'eau surchauffée : d'une température allant de 110 et 180°C, concerne les réseaux de très grandes échelles alimentant les industries nécessitant des températures d'eau plus élevées (laveries, certaines industries, abattoirs, etc...)
- L'eau sous forme vapeur : d'une température de 200 à 300°C. Réservé d'ordinaire pour des besoins en chaleur industriel conséquent, néanmoins le réseau de chaleur de Paris, utilise cette forme comme fluide caloporteur.

Sous-station d'échange

La sous station d'échange a un rôle de relais, permettant l'échange thermique entre le réseau primaire de distribution et le réseau interne dit « secondaire » d'un bâtiment. En plus d'un échangeur thermique, la sous station possède également un compteur de chaleur pour connaître la consommation énergétique prise sur le réseau de distribution.

2.4.1.2 Coûts

Relativement conséquents, les coûts d'installation sont de l'ordre de 1 MW par 1 million d'euros investis (chaufferie et réseau de distribution).³⁵ En production, cela revient à un coût de 67,5 € / MWh

Plusieurs possibilités existent afin de diminuer les coûts d'investissement :

- Mutualiser les coûts de génie civil durant la phase de la pose des canalisations, avec les travaux d'un réseau empruntant un tracé similaire.
- Utilisation de canalisations souples (en plastique pré-isolé). Sa livraison sous forme de touret, permet une pose plus rapide permettant une diminution des coûts d'installations.
- Un accompagnement par une AMO³⁶ compétente et expérimentée permet un cadrage plus rigoureux des coûts.(MEDDE, 2012)

³⁵ Source : <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/reseaux-de-chaleur-couts-et-aides-publiques>

³⁶ Assistance à Maîtrise d'Ouvrage

2.4.1.3 Aides publiques

Depuis 2009, le **fond chaleur** est un soutien financier aux projets de réseau de chaleurs dont l'énergie injectée a une provenance renouvelable. Ces aides financières doivent permettre une diminution de l'ordre 5% du prix de la chaleur renouvelable par rapport à la chaleur produite par une énergie conventionnelle. Ainsi il doit clairement apparaître sur la demande de subvention l'impact de l'aide du fond de chaleur sur le prix de la chaleur vendue aux abonnés du réseau. Les réseaux de chaleur pouvant bénéficier de ce soutien doivent remplir un des critères suivants :

- La chaleur injectée dans le réseau par le biais des unités de production devra être au minimum de 50 % en provenance d'énergies renouvelables ou de récupération.

- Engagement d'un maître d'ouvrage à atteindre au minimum une injection de chaleur de 50% d'origine renouvelable ou de récupération dans les années suivant la mise en service du réseau. (ADEME, 2012)

2.4.1.4 Compatibilité avec le projet envisagé

Compte tenu de la présence de nombreux bâtiment tertiaire, le potentiel dégagé par la mise en place d'un réseau de chaleur est important. De surcroît le plan des réseaux existants fournit par le bureau d'étude TECTA montrent l'existence d'un réseau de chaleur et de froid sur le site considéré. Au travers sa filiale MUSE³⁷, ENGIE est en charge de la gestion du réseau de chaleur et de froid. Afin de pallier à la demande de chaleur engendré par la création de ce parc industriel et technologique, un surplus de chaleur est réinjecté dans le réseau. Cette chaleur de récupération provient de la chaleur latente, d'une part des tours aéroréfrigérantes servant à refroidir les data center d'IBM, d'autre part de machines frigorifiques. Pour toute injection sur le réseau de chaleur ou de froid, se renseigner auprès de MUSE et de la commune de Montpellier.

2.4.2 Réseau électrique

Le réseau de distribution électrique appartient à ENEDIS (ex-ERDF). Ce réseau de distribution est connecté au réseau national. Ne s'agissant donc pas d'un micro-grid nous utiliserons des ratios nationaux.

Ci-dessous le plan du réseau existant et celui en projet.

³⁷ Midi Utilité Service Energétique

Mémoire de fin d'étude, étude du potentiel d'énergies renouvelables d'une ZAC

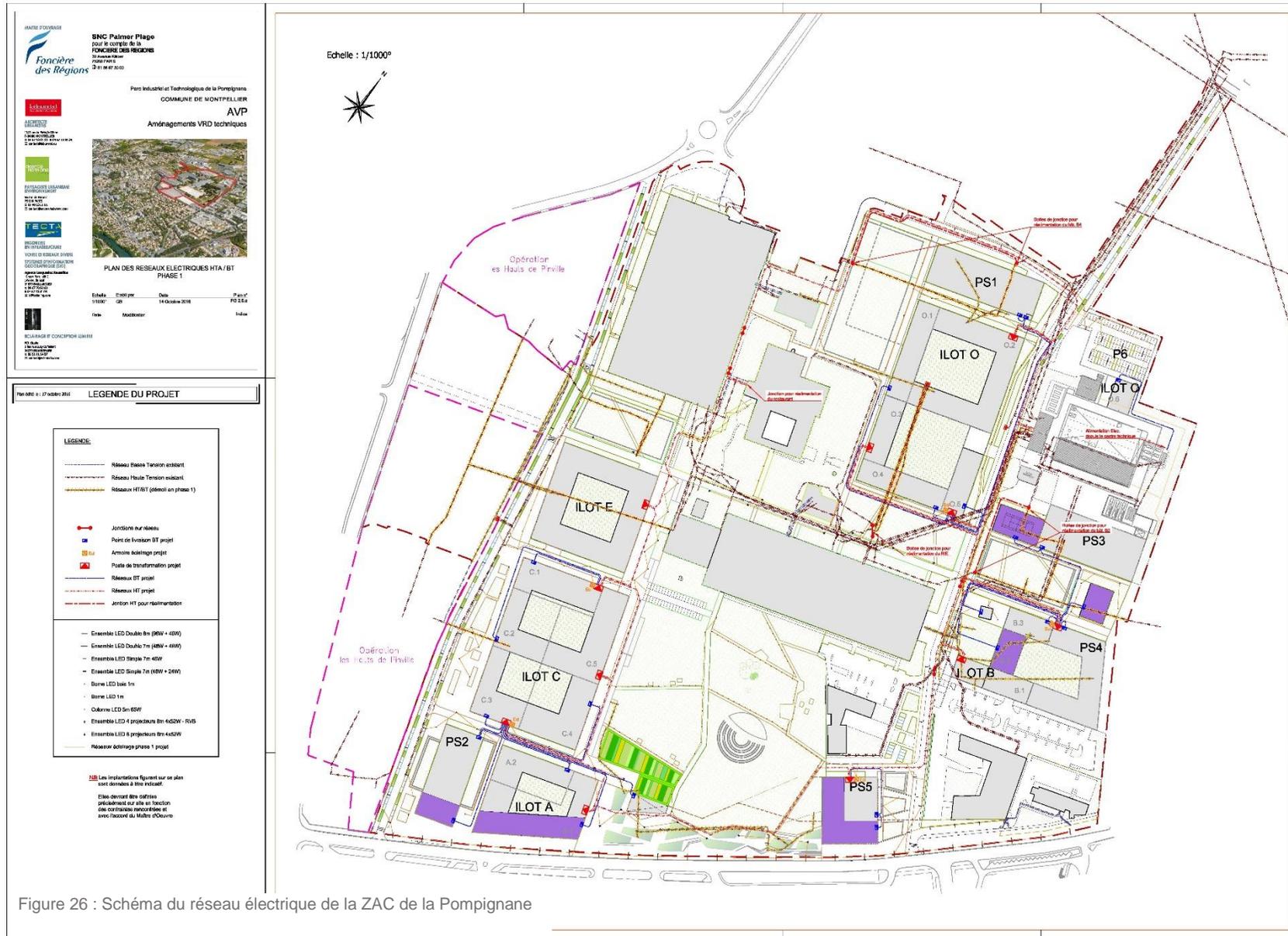
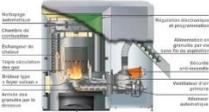
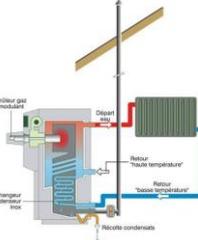
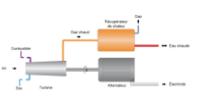


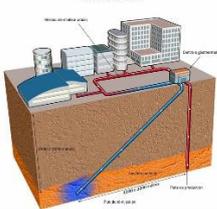
Figure 26 : Schéma du réseau électrique de la ZAC de la Pompi gnane

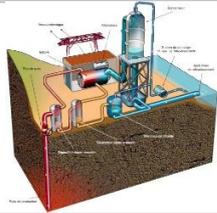
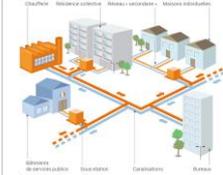
2.5 Synthèse

2.5.1 Différentes sources d'énergie

Energie	Illustrations	Avantages	Inconvénients	Potentiel de développement sur le site
Efficacité énergétique du bâtiment				
Mesures Passives		Ne consomment pas d'énergie directement, et est bon marché	Dépendent des conditions météo et doivent être pensées tôt dans le projet d'un bâtiment	Fort
Pompe à chaleur		Bonne performance, COP ³⁸ environ 4	Prix	Fort
Chaudière combustion bois		Bilan carbone quasiment neutre	Entretien important	Fort
Chaudière à condensation		Rendement élevé, fumées moins polluantes, économie de combustible.	Contraintes d'installations par rapport à une chaudière conventionnelle	Fort
Micro unité de cogénération		Rendement énergétique élevé, pertes thermique faibles	Investissement par kWh, plus élevé qu'une chaudière conventionnelle	Fort
L'énergie solaire				
Solaire thermique		Capacité de stockage dans un ballon d'eau chaude	Intermittente : fluctuations saisonnières, jour/nuit, et quotidienne selon la présence de nuage ou d'ombres	Fort
Solaire thermodynamique		Selon les technologies, des capacités de stockage de 0 à 12 heures		Nul
Solaire photovoltaïque		Production instantanée		Fort
L'énergie éolienne				
Grand éolien		Production instantanée ; Rentabilité ; Production importante	Intermittente : fluctuations saisonnières et quotidiennes ; Gros investissements	Nul

38 Coefficient de performance. Si = 4, pour 1kWh fournit au compresseur 4kWh en sortie du condenseur.

Energie	Illustrations	Avantages	Inconvénients	Potentiel de développement sur le site
Petit éolien		Production instantanée	Intermittente : fluctuations saisonnières et quotidiennes ; Rentabilité très faible	Faible
L'énergie hydraulique				
Centrale de lac		Capacité de stockage de quelques centaines d'heures ; rentabilité élevée	Investissements importants	Nul
Centrale d'éclusée		Capacité de stockage de quelques heures ; Bonne rentabilité	Investissements importants	Nul
Centrale au fil de l'eau		Production instantanée ; rentabilité variable	Intermittente : fluctuations saisonnières ; Rentabilité variable	Nul
La biomasse				
Biomasse par combustion		Capacité de stockage élevée (dépend de la dimension de l'entrepôt) ; Rentabilité élevée	Production continue ; besoin d'approvisionnement régulier	Fort
Biomasse par méthanisation		Capacité de stockage long ; Aides de l'état	Manque de maturité et de recul de la filière ; Complexité de l'exploitation (approvisionnement, main d'œuvre, etc.)	Faible
La Géothermie				
Géothermie basse température		Production instantanée ; chauffage & refroidissement ; Bonne rentabilité	Investissement important ; Peut connaître des variations saisonnières	Fort
Géothermie moyenne température		Bonne rentabilité si le gisement est présent ; Indépendant des conditions météo	Investissement important	Modéré

Energie	Illustrations	Avantages	Inconvénients	Potentiel de développement sur le site
Géothermie haute température		Bonne rentabilité si le gisement est présent ; Indépendant des conditions météo	Investissement important	Nul
Réseau de Chaleur				
Réseau de chaleur		Sureté ; Gestion efficace à grande échelle des énergies renouvelables.	Investissement à long terme	Fort

2.5.2 Coût des différentes énergies

Ci-dessous un tableau montrant le coût énergétique de différentes filières d'énergies. (MEEM, 2016b)

	Coût énergétique [€/MWh]
Cogénération biomasse	42,5
Photovoltaïque toiture tertiaire	100
Chaufferie biomasse	100
Ombrière	150
Solaire thermique	113
Electricité réseau	145
Chaleur réseau	67,5
Eolien Onshore	80
Eolien Offshore	150
CCGT (gaz)	90
Pompe à chaleur géothermique	90
Géothermie profonde	80

Tableau 2 : Coût énergétique de différentes filières de production d'énergies.

2.5.3 Recommandations générales d'implantation

Energies	Recommandations
Mesures passives	Favoriser au maximum les mesures passives dans les phases d'études génie climatiques des bâtiments. Mise en place d'une architecture bioclimatique efficace.
Pompe à chaleur	Utilisation de climatisation solaire avec des panneaux solaires thermiques. Et couplage en géothermie basse température pour un plancher chauffant basse consommation.
Chaudière à combustion bois et à condensation	L'utilisation de ces chaudières est une bonne solution à très haute performance environnementale) afin de répondre aux besoins d'eau chaude sanitaire et de chauffage des bâtiments.
Unité de micro-cogénération	La valorisation de la biomasse par combustion, comme combustible de la cogénération, est une solution intéressante.
Réseau de chaleur	Etudes techniques et financières approfondies. Profiter des aides du fond de chaleur, et des moyens afin de diminuer les coûts du réseau d'alimentation. Améliorer et mettre à jour le réseau, si existant.
Solaire thermique et photovoltaïque	Orientation Sud à 30° des panneaux pour une optimisation de la production.
Energie éolienne	Profiter des effets aéroaccélérateurs du vent. Faire des études de vent au préalable sur un site précis. Prévisions difficiles en milieu urbain.
Biomasse combustion	Utiliser des matières premières avec un PCI ³⁹ important et des appareils de combustions aux qualités environnementales reconnues. Prévoir un espace suffisamment important pour installer la chaudière, ainsi que des accès pour l'approvisionnement en matières premières. Faire attention à une gestion du bois durable.
Géothermie	Adapté le type de géothermie aux besoins : Par exemple une géothermie basse température en couplage avec une pompe à chaleur pour un plancher chauffant d'un bâtiment ; Haute température pour la mise en service d'un réseau de chaleur.

³⁹ Pouvoir Calorifique Inférieur

3 Etude de faisabilité des énergies renouvelables

3.1 Etude de la consommation énergétique de la ZAC de la Pompignane

Cette étape consiste à faire une étude succincte permettant de quantifier les besoins énergétiques de la ZAC.

3.1.1 Description des aménagements prévus

L'ensemble des données et des valeurs techniques qui vont suivre proviennent des documents fournis par TECTA.

Le projet de la ZAC de la Pompignane à Montpellier concerne la construction de **cinq bâtiments à usage de bureaux**. Suite aux nouveaux aménagements **7000 employés** seront attendu sur la zone. Les bâtiments en projets : îlots A, B, C, E et O sont composés respectivement de 2, 3, 5, 4, et 5 étages, rez-de-chaussée compris. Concernant le stationnement, est prévu six park-silos, deux parkings souterrains et quatre parkings extérieurs, pour un total de **3367 places**.



Figure 27 : Plan de masse du projet du nouvel aménagement de la ZAC de la Pompignane⁴⁰

L'ensemble de la surface disponible en toiture des îlots A, B, C, E, O est de **22 735 m²**.

⁴⁰ Source : BRGM, SER

3.1.2 Consommation énergétique des bâtiments : chaud/froid, éclairage, eau chaude

Selon la RT 2012 et son arrêté du 28 décembre 2012, pour des constructions neuves la consommation conventionnelle maximale d'énergie primaire du bâtiment est calculée comme suit :

$$(Cep)_{\max i} = 50 * M_{\text{ctype}} * (M_{\text{cgeo}} + M_{\text{calt}} + M_{\text{csurf}} + M_{\text{cGES}})$$

Où :

M_{ctype} : est le coefficient de modulation selon le type de bâtiment et de sa catégorie CE1 (sans utilisation de climatisation) / CE2 (avec utilisation de climatisation).

M_{cgeo} : est le coefficient de modulation selon la localisation géographique.

M_{calt} : est le coefficient de modulation selon l'altitude.

M_{csurf} : pour les bâtiments de commerce et les établissements sportifs, est le coefficient de modulation selon la surface du bâtiment.

M_{cGES} : est le coefficient de modulation selon les émissions de gaz à effet de serre des énergies utilisées.

Ce coefficient CEP prend en compte la consommation conventionnelle concernant le chauffage, le refroidissement, la production d'eau chaude sanitaire, la ventilation, l'éclairage artificiel des locaux, ainsi que les appareils auxiliaires intervenants dans l'ensemble des fonctions et services précédents.

Pour des bâtiments tertiaires à usage de bureaux, les valeurs de ces coefficients sont définies dans l'annexe VIII de l'arrêté du 26 octobre 2010. Ci-dessous se trouve la liste de la consommation de l'ensemble des constructions neuves de la ZAC de Pompignane. Pour ce faire nous avons appliqué les coefficients suivants : $M_{\text{ctype}} = 2.2$; $M_{\text{cgeo}} = 1.2$; $M_{\text{calt}} = 0$; $M_{\text{csurf}} = 0$; $M_{\text{cGES}} = 0$

La consommation du bâtiment est obtenue en multipliant sa surface par le coefficient cep.

	Nom bâtiment	SDP [m ²]	Cep [kWh/m ² /an]	Consommation bâtiments [MWh/an]
Projet	Ilot E	11 800	132	1 558
	Ilot O	25 000	132	3 300
	Ilot C	20 000	132	2 640
	Ilot A	10 000	132	1 320
	Ilot B	8 230	132	1 086

Total	9 904 MWh / an
--------------	-----------------------

Tableau 3 : Consommation des bâtiments en projet (Source : TECTA, Légifrance)

A noter que ces bâtiments étant des bureaux la dépense énergétique totale de **9 904 MWh/an** aura principalement lieu la journée et en semaine, en particulier le chauffage l'hiver et la climatisation l'été.

3.1.3 Consommation des équipements des bâtiments

Les bâtiments prévus étant exclusivement de bureaux, les équipements seront principalement des ordinateurs, imprimantes et distributeurs de boissons dont leurs puissances sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

Appareil	Nombre d'appareils	Puissance d'un appareil [W]	Consommation annuelle [MWh/an]
Ordinateur basse consommation	3150	35	600
Ordinateur moyenne consommation	3150	100	210
Ordinateur haute consommation	350	200	133
Distributeur boissons chaudes	70	800	56
Distributeur boissons froides	70	400	28
Imprimante professionnelle	233	5 (veille) / 300 (impression)	37

Tableau 4 : Ratio de puissance de différents appareils électriques (Sources : EnergiePlus)

Pour le calcul de la consommation des équipements de bureaux, nous avons pris en compte 3150 ordinateurs basse consommation (ordinateurs portables ordinaires de puissance 35W) 3150 ordinateurs moyenne consommation (ordinateurs de bureaux fixes avec une puissance de 100W) et 350 Ordinateur haute consommation (station de travail de puissance 200W) pour un totale de 7000 personnes.⁴¹

Concernant le nombre de distributeurs, nous avons choisis un ratio arbitraire d'un distributeur de boissons chaudes (800W) et un distributeur de boissons froides (400W) pour 100 personnes.⁴²

Il sera pris un ratio de 1 imprimante professionnelle pour 30 employés, soit un totale de 233 imprimantes chacune consommant 159 kWh/an.⁴³

41 Source : <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11455#c19156>

42 Source : <https://www.companeo.com/distribution-automatique-o-c-s/FAQ/consommation-electrique-distributeur-automatique>

43 <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=11454>

Pour obtenir la consommation mensuelle de l'ensemble de ces équipements nous avons appliqué la formule suivante :

$$Consommation_{mensuelle} = \frac{n * P * n_h * n_{j-o}}{100000} \text{ en MWh}$$

Où :

n_l est nombre d'appareils considérés

P est la puissance en Watt, d'un appareil

n_h est le nombre d'heures de travail par jours, nous avons fait le choix de 8

n_{j-o} est le nombre de jours ouvrés par mois. Basé sur l'année 2017

Puis, en sommant les consommations mensuelles sur une année :

$$Consommation_{annuelle} = \sum_{i=1}^{12} Consommation_{mensuelle}$$

Ce qui nous amène à estimer une consommation de **1064 MWh/an.**

A l'instar de la consommation énergétique des bâtiments, la consommation de l'équipement aura lieu en journée et en semaine, sur les horaires de travail conventionnels.

3.1.4 Consommation de l'éclairage public

Le tableau de la page suivante représente l'ensemble de la consommation électrique de l'éclairage public de la ZAC de la Pompignane. Le type d'éclairage et le nombre de chaque luminaire a été fourni par le bureau d'étude TECTA. La consommation mensuelle est obtenue de façon suivante :

$$Consommation_{mensuelle} = \frac{n_l * P * n_h * n_j}{1000}$$

Où :

n_l : est le nombre de lampadaire implantée dans la ZAC.

P : est la puissance d'un lampadaire.

n_h : est le nombre d'heures d'utilisation, correspondant au nombre d'heures de nuit en moyenne pour un mois considéré.⁴⁴

n_j : est nombre de jours dans un mois considéré.

Cette étude considère que l'ensemble des luminaires reste allumé toute les heures de nuits. Néanmoins les consommations peuvent-être fortement réduites en limitant l'éclairage en ciblant les zones qui doivent être éclairées la nuit, utilisant des détecteurs de mouvements, etc...

Une fois les consommations mensuelles de chaque type de luminaire obtenues, nous pouvons obtenir une consommation annuelle en sommant l'ensemble des mois. Ainsi, nous obtenons une consommation globale de l'éclairage public de **127 MWh/an**.

⁴⁴ Source : données météo-France pour l'année 2017

Type	Nombre	Puissance [W]	Janvier [kWh]	Février [kWh]	Mars [kWh]	Avril [kWh]	Mai [kWh]	Juin [kWh]	Juillet [kWh]	Aout [kWh]	Septembre [kWh]	Octobre [kWh]	Novembre [kWh]	Décembre [kWh]	Consommation annuelle [MWh/an]
Mât routier h=7 m 48w y/c GC	28	48	667	564	542	444	396	323	333	375	444	500	564	646	6
Mât routier h=7 m 48w+24w y/c GC	42	62	1292	1094	1049	859	767	625	646	727	859	969	1094	1251	11
Mât routier h=7m 2x48 ou 96w y/c GC	6	96	286	242	232	190	170	138	143	161	190	214	242	277	25
Mât routier h=8m 96w + 48W y/c GC	24	144	1714	1452	1393	1140	1018	829	857	964	1140	1286	1452	1661	15
Colonne h=5 m 65w y/c GC	165	65	5320	4505	4322	3539	3159	2574	2660	2992	3539	3990	4505	5153	46
Mât grands espaces h=8 m 4x52w RVB y/c GC	10	208	1032	874	838	686	613	499	516	580	686	774	874	999	9
Mât grands espaces h=8 m 4x52w y/c GC	10	208	1032	874	838	686	613	499	516	580	686	774	874	999	9
Bornes bois h=1 m 9w y/c GC	73	9	326	276	265	217	193	158	163	183	217	244	276	316	3
Bornes métal h=1 m 9w y/c GC	85	9	379	321	308	252	225	184	190	213	252	285	321	368	3
TOTAL	127 [MWh/an]														

Tableau 5 : Tableau de la consommation de l'éclairage public de la ZAC de la Pompignane

3.1.5 Conclusion

L'ensemble des consommations vues précédemment correspond à une consommation finale de :

$$Consommation_{finale} = C_m + C_e + C_{cep} = 127 + 1064 + 9904 = \mathbf{11\ 095\ MWh/an}$$

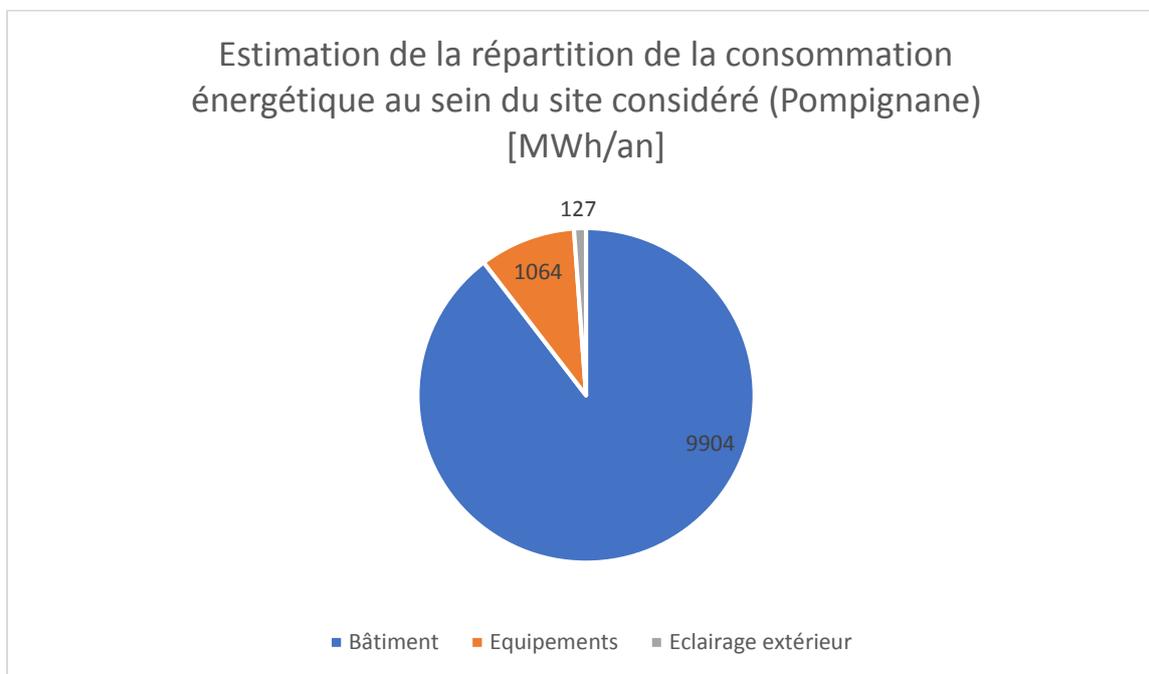


Figure 28 : Répartition de la consommation énergétique final de la ZAC de la Pompignane

3.2 Scénario référence

L'objectif de ce scénario est d'observer les comportements environnementaux, économiques et sociaux dans le cas où la solution de desserte énergétique la plus fréquente dans les quartiers voisins ou sur les autres aménagements récents sur le territoire était retenue. Dans le cas de la ZAC de Pompignane, sur laquelle existe déjà des réseaux de chaleur et de froid, ce scénario correspondrait à des consommations énergétiques en provenance exclusive des réseaux électriques conventionnels et des réseaux de chaleur et de froid existant à proximité.

3.2.1 Performances techniques

D'après une étude produite par l'Observatoire Régional de l'Energie (ORE, 2015) avec le soutien de l'ADEME, 60 % des consommations énergétiques des bureaux répondent à des besoins électriques et 40% à des besoins thermiques. Nous utiliserons ce ratio régional pour nos calculs concernant la répartition énergétique de ce scénario référence, ainsi que de l'ensemble des 3 autres scénarios étudiés. Cette démarche nous permettra de mieux cibler les besoins énergétiques de la zone en y adaptant le type d'énergies renouvelables souhaitée.

Ainsi, il est nécessaire d'apporter **6657 MWh/an d'électricité** ($11095 \text{ MWh/an} * 0.6$) et **4438 MWh/an d'énergie thermique** ($4438 \text{ MWh/an} * 0.4$).

Consommation totale [MWh/an]	11095
Besoins électriques [MWh/an]	6657
Besoins thermiques [MWh/an]	4438

Tableau 6 : répartition des consommations, scénario référence

La totalité des besoins électriques spécifiques seront couverts par le réseau électrique, et la totalité des besoins de chauds ou froid seront couverts par les réseaux de chaleur et de froid.

3.2.2 Performances environnementales

D'après une étude coordonnée par le Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie (MEDDE & Climat-Recherche, 2015), les émissions en CO₂ du système électrique français sont de 61 g eq. CO₂/kWh. De plus les données de Cerema⁴⁵ indiquent que les émissions de CO₂ moyen du réseau de chaleur en France est de 150 g eq. CO₂/kWh.

Notons également que le réseau conventionnel d'électricité est basé sur un système de production à 75 % nucléaire (RTE, 2016), que cela génère des risques technologiques et sanitaires contribuant à la problématique de la gestion des déchets.

Les émissions de la ZAC avec ce scénario référence se calculent de la façon suivante :

$$E_{zac} = (E_{ref(réseau\ élec)} * Besoins_{réseau\ élec} + E_{ref(RdC)} * Besoins_{RdC}) / 100000$$

$$E_{zac} = 406 + 666 = \mathbf{1072} \text{ [t eq. CO}_2 \text{ / an.]}$$

Pour une année, nous obtenons donc une quantité d'émission de **1072 t de eq CO₂ par an**.

	Emissions de CO ₂ du système envisagé [g eq. CO ₂ /kWh]	Besoins énergétiques [MWh/an]	Emission de la ZAC [t eq. CO ₂ /an]
Electricité par le réseau	61	6657	406
Thermique par RdC	150	4438	666
TOTAL [t eq. CO₂/an]	1072 [t eq. CO₂ par an]		

Tableau 7 : émissions CO₂, scénario de référence

⁴⁵ Centre d'Etude et d'expertise sur les Risques, l'Environnement, la Mobilité et l'Aménagement

3.2.3 Performances économiques

L'étude « *Coûts des énergies renouvelables en France* » éditée par le MEDDE en 2016 donne le coût énergétique de différentes énergies et nous permet d'évaluer la performance économique du mix énergétique étudié, en calculant un LCOE⁴⁶ moyen au prorata du % des énergies utilisées. (MEEM, 2016b)

Le LCOE (Levelized Cost Of Energy) ou coût actualisé de l'énergie est le prix complet (investissement initial, maintenance, exploitation, etc...) d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement produisant cette énergie.

Ce coût peut être calculé de la façon suivante :

$$LCOE = \frac{cost}{electricity} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t : Investissement à l'année t

M_t : Dépense en Opérations et maintenance à l'année t

A_t : Dépense de fioul à année t

E_t : Production énergétique à l'année t

i : Taux d'actualisation

n : Durée de vie de l'équipement

	Coût (LCOE) [€/MWh]	Mix énergétique
Cogénération biomasse	42,5	0%
Photovoltaïque toiture tertiaire	100	0%
Chaufferie biomasse	100	0%
Ombrière ⁴⁷	150	0%
Solaire thermique	113	0%
Electricité réseau ⁴⁸	145	58%
Chaleur réseau ⁴⁹	67,5	42%

Tableau 8 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario référence

	Coût énergétique du scénario de référence [€/MWh]
Coût du mix énergétique	112

Tableau 9 : Coût énergétique du scénario de référence

Le mix énergétique du scénario référence présente un coût de **112 euros par MWh**.

⁴⁶ Levelized Cost Of Energy : Coût actualisé de l'énergie,

⁴⁷ Source : <http://www.inelia.fr/realisations-projets/ombriere-photovoltaique-en-autoconsommation-de-340kwc-sur-le-parking-du-leclerc-langon/>

⁴⁸ Source : <https://www.kelwatt.fr/prix/tarif-bleu-edf>

⁴⁹ Source : <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/enquete-les-prix-de-vente-de-la-chaleur-en-2011-ademeamorice>

3.3 Scénario 1 : 50 % énergies renouvelables

L'objectif de ce scénario est de produire 50 % des besoins énergétiques de la ZAC par des installations d'énergies renouvelables installées sur site. Les consommations et les productions prises en compte dans le cadre de cette étude sont lissées sur une année complète. Ainsi, ces modélisations ne prennent pas en compte les variations journalières qui pourraient exister. Aussi, en cas d'implantation d'énergies renouvelables sur le site, des calculs dynamiques doivent être réalisés.

3.3.1 Performances techniques

Selon le même calcul du scénario référence, lors de ce scénario il est nécessaire d'apporter **3329 MWh/an d'électricité** et **2219 MWh/an d'énergie thermique** à la zone.

3.3.1.1 Electricité

Mesure 1 : Solaire photovoltaïque en toiture avec injection sur le réseau

Afin de permettre l'installation d'un champ photovoltaïque de 2058 kWc produisant **3329 MWh par an**, une surface de **13 316 m²** serait nécessaire.⁵⁰ Cette surface correspond à 58% de la surface totale disponible.⁵¹

3.3.1.2 Chaleur et froid

Mesure 1 : Chaudière bois avec injection sur le réseau de chaleur

L'énergie thermique sera produite par une chaudière biomasse (bois) permettant de produire **2219 MWh par an**. En estimant un rendement de 80% et un taux de charge de 0.22 (MEEM, 2016b), cette production pourra être obtenue avec une chaudière d'environ **1.4 MW** et un approvisionnement d'environ **530 t** de bois⁵² par an.

Le calcul pour déterminer la puissance de la chaudière est le suivant :

$$P_{chaudière} = \frac{Prod_{chaudière} *}{T_c * \eta * 8760}$$

$$P_{chaudière} = \frac{2219}{0.22 * 0.8 * 8760}$$

$$P_{chaudière} = 1.4 \text{ MW}$$

⁵⁰ Etude faite avec simulation PVSyst

⁵¹ La surface totale disponible est la somme de la surface d'emprise du bâtiment au sol de chaque îlot, soit 22 735

⁵² PCI Bois : 4500kcal/kg

La quantité de bois nécessaire pour assurer une production d'énergie thermique de 2219 MWh pour un an est de :

$$Q_{bois} = \frac{Prod_{chaudière}^{**}}{PCI_{bois} * 1000} ; Q_{bois} = \frac{Prod_{chaudière}^{**}}{\eta * PCI_{bois} * 1000} ; Q_{bois} = \frac{1,908.10^9}{4500 * 1000}$$

$$Q_{bois} = 530 \text{ t par an}$$

Pour rappel 1 MWh = 859 845 kcal.

Où

- $P_{chaudière}$** : Puissance de la chaudière [MW]
 $Prod_{chaudière}$: Energie produite par an par la chaudière [MWh/an]* ou [kcal/an]**
 T_c : Taux de charge
 η : Rendement de la chaudière
8760 : Approximation du nombre d'heures dans une année [h]
 Q_{bois} : Quantité de bois nécessaire à la chaudière pour produire l'énergie souhaitée (2219MWh/an) [t/an]
 PCI_{bois} : Pouvoir calorifique inférieur du bois, ici 4500 [kcal/kg]

3.3.2 Performances environnementales

En utilisant la même méthode de calcul que précédemment, selon la proportion de chaque énergie consommée, nous pouvons calculer les émissions en t eq. CO₂ / an du scénario énergétique de la ZAC.

		Emission de la consommation [g eq. CO ₂ /kWh]	Mix des besoins énergétique [MWh/an]	Emission de la ZAC [t eq. CO ₂ /an]
50% énergies renouvelables	29% Electricité PV	46 ⁵³	3329	153
	21% Chaudière bois	36 ⁵⁴	2219	80
50% énergies traditionnelles	29% Réseau d'électricité	61	3329	203
	21% Réseau de chaleur et froid	150	2219	333
TOTAL	769 [t eq. CO₂ par an]			

Tableau 10 : Emissions CO₂ du scénario 1

Comme le montre le tableau ci-dessous, ce scénario permet d'obtenir une **diminution des émissions de CO₂ de 28 %⁵⁵** par rapport au scénario de référence.

3.3.3 Performances économiques

La performance économique de ce scénario est la suivante :

	Coût (LCOE) [€/MWh]	Mix énergétique
Cogénération biomasse	57,5	0%
Photovoltaïque toiture tertiaire	100	30%
Chaufferie biomasse	100	20%
Ombrière	150	0%
Solaire thermique	113	0%
Electricité réseau	145	30%
Chaleur réseau	67,5	20%

Tableau 11 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario 1

	Coût énergétique du scénario 50% [€/MWh]
Coût du mix énergétique	107

Tableau 12 : Coût énergétique du scénario 1

Nous obtenons un coût énergétique de **107 €/MWh** soit une **diminution de plus de 6%** par rapport au scénario de référence (114€/MWh).

53 Source : <http://www.lescledelenergie.com/assets/pdf/graph3b.pdf> (GIEC, 2011)

54 Source : (Bio intelligence Service, 2005)

55 Détails : % = ((1072-769) / 1072) * 100 = 28 %

3.4 Scénario 2 : 75 % énergies renouvelables

Selon le même calcul du scénario référence, lors de ce scénario il sera nécessaire de produire **8321 MWh/an** par les énergies renouvelables, soit 75% de la consommation étudiée précédemment, **4826 MWh/an** d'énergie électrique et **3495 MWh/an** d'énergie thermique

3.4.1 Performances techniques

3.4.1.1 Electricité

Mesure 1 : Solaire photovoltaïque en toiture avec injection sur le réseau

Afin de permettre l'installation d'un champ photovoltaïque de **2748 kWc** produisant **4226 MWh par an**, une surface de **16 904 m²** est nécessaire.⁵⁶ Cette surface correspond à 65 % de la surface totale disponible

Mesure 2 : Ombrières photovoltaïques avec injection sur le réseau

Une place de parking correspond à une installation de 2 à 2.5 kWc. Il y a 10 parkings extérieurs pour un total de 854 places. Cela correspond à une production maximale de **2623 à 3278 MWh/an**. Il est donc possible d'envisager une installation de **390 kWc** produisant de **600 MWh par an**.(Inelia, 2015)

3.4.1.2 Chaleur et froid

Mesure 1 : Solaire thermique pour climatisation solaire

La Climatisation représente 8% de la consommation énergétique d'un bâtiment tertiaire en Languedoc-Rousillon (DREAL et ADEME, 2013). L'ensemble des surfaces exploitables en toiture de la ZAC permet l'installation d'un champ solaire thermique produisant **888 MWh par an**, correspondant à une surface de 1965 m²(Andre, 2016)⁵⁷. Souhaitant coupler ces panneaux solaires thermiques avec une pompe à chaleur réversible à dessiccation, il nous faut prendre en compte le rendement de ce système. Choisissons un COP_{th}⁵⁸ de 0.8 (Andre, 2016). Dès lors, **1100 MWh par an** seront nécessaires. Cette nouvelle production correspond à une superficie de 2412 m².

Mesure 2 : Chaudière bois avec injection sur le réseau de chaleur

Le reste de l'énergie thermique pourra être produite par une chaudière biomasse (bois) produisant **2607 MWh par an**. En estimant un rendement de 80% et un taux de charge de 0.22⁵⁹, cette production pourra être obtenue avec une chaudière d'environ **1.63 MW** et un approvisionnement d'environ **623 t** de bois par an.

⁵⁶ Etude faite avec le logiciel PVsyst

⁵⁷ Energie récupérées pour 1 m² de panneaux solaires : environ 450 kWh

⁵⁸ Coefficient de Performance thermique

⁵⁹ D'après l'étude « Coûts des énergies renouvelables » de l'ADEME, avec une durée de fonctionnement annuelle de 2000h

Ainsi, le calcul de la puissance de la chaudière est le suivant :

$$P_{chaudière} = \frac{Prod_{chaudière} *}{T_c * \eta * 8760}$$

$$P_{chaudière} = \frac{2607}{0.22 * 0.8 * 8760}$$

$$P_{chaudière} = 1.63 \text{ MW}$$

Pour un PCI du bois que nous fixons à 4500 kcal par kg, nous obtenons la quantité de bois suivante :

$$Q_{bois} = \frac{Prod_{chaudière} **}{\eta * PCI_{bois} * 1000} ; Q_{bois} = \frac{Prod_{chaudière} **}{\eta * PCI_{bois} * 1000} ; Q_{bois} = \frac{2,242.10^9}{4500 * 1000}$$

$$Q_{bois} = 623 \text{ t par an}$$

Pour rappel 1 MWh = 859 845 kcal.

où

$P_{chaudière}$: Puissance de la chaudière [MW]

$Prod_{chaudière}$: Energie produite par an par la chaudière [MWh/an]* ou [kcal/an]**

T_c : Taux de charge

η : Rendement de la chaudière

8760 : Approximation du nombre d'heures dans une année [h]

Q_{bois} : Quantité de bois nécessaire à la chaudière pour produire l'énergie souhaitée (2607 MWh/an) [t/an]

PCI_{bois} : Pouvoir calorifique inférieur du bois, ici 4500 [kcal/kg]

3.4.2 Performances environnementales

En utilisant la même méthode de calcul que précédemment, selon la proportion de chaque énergie consommée, nous pouvons calculer les émissions en t eq. CO₂ / an du scénario énergétique de la ZAC. Néanmoins, notons que les émissions dues à la présence de la pompe à chaleur à dessiccation n'ont pas été prises en compte. De surcroît, n'ayant pas trouvé de ratio concernant les émissions eq. CO₂ des ombrières nous les avons approximés à celles du photovoltaïque en toiture. En effet les ombrières nécessitent une structure portante, ce qui aurait comme effet d'augmenter très légèrement leurs émissions eq. CO₂.

		Emission consommation [g eq. CO ₂ /kWh]	Mix des besoins énergétique [MWh/an]	Emission de la ZAC [t eq. CO ₂ /an]
75% énergies renouvelables	38% Pv toiture	46	4226	194
	5% Pv ombrière	46	600	28
	26% Thermique chaudière bois	36	2607	94
	6% Climatisation dessiccation	22 ⁶⁰	1100	20
25 % énergies traditionnelles	14,5% réseau d'électricité	61	1609	98
	10,5% réseau de chaleur	150	1165	175
TOTAL	608 [t eq. CO₂/an]			

Tableau 13 : Emissions CO₂ du scénario 2

Comme le montre le tableau ci-dessous ce scénario permet de **diminuer de 44 % les émissions de CO₂** par rapport au scénario de référence.

⁶⁰ Source : <http://www.lesclesdelenergie.com/assets/pdf/graph3b.pdf>

3.4.3 Performances économiques

La performance économique de ce scénario est la suivante :

	Coût (LCOE) [€/MWh]	Mix énergétique
Cogénération biomasse	57,5	0%
Photovoltaïque toiture tertiaire	100	39%
Chaufferie biomasse	100	22%
Ombrière	150	6%
Solaire thermique	113	8%
Electricité réseau	145	15%
Chaleur réseau	67,5	10%

Tableau 14 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario 2

	Coût du mix énergétique 75% [€/MWh]
Coût du mix énergétique	107

Tableau 15 : Coût énergétique du scénario 2

Nous calculons un coût du mix énergétique de **107 €/MWh** soit une **diminution de 6%** par rapport au scénario de référence (114€/MWh).

3.5 Scénario 3 : 100 % énergies renouvelables

L'objectif de ce scénario est une production de **11 095 MWh/an** par les énergies renouvelables, soit 100% de la consommation étudiée précédemment **6435 MWh/an** d'énergie électrique et **4660 MWh/an** d'énergie thermique.

3.5.1 Performances techniques

3.5.1.1 Electricité

Mesure 1 : Solaire photovoltaïque en toiture avec injection sur le réseau

L'ensemble de la surface exploitable en toiture des îlots E, C, A et B permettent l'installation d'un champ photovoltaïque de 2616 kWc produisant **4021 MWh par an**, ce qui correspond à une surface de 16 084 m², soit, 61 % de la surface totale en toiture des îlots.⁶¹

Mesure 2 : Ombrières photovoltaïques avec injection sur le réseau

Une place de parking correspond à une installation de 2 à 2.5 kWc. Il y a 10 parkings extérieurs pour un total de 854 places. Cela correspond à une production maximale de **2623 à 3278 MWh/an**. Il est donc possible d'envisager une installation de **455 kWc** produisant de **700 MWh par an**. (Inelia, 2015)

Mesure 3 : Part d'électricité d'une centrale de cogénération biomasse (bois)

Une unité de cogénération de biomasse (bois) avec une production totale de **6858 MWh** par an, et un rendement moyen de 80% (25% d'électricité et 55% de chaleur) (CLIP, 2004), permettrait de produire **1714 MWh par an** d'électricité.

3.5.1.2 Chaleur et froid

Mesure 1 : Part de chaleur d'une centrale de cogénération biomasse (bois)

Une unité de cogénération de biomasse (bois) avec une production totale de 6600 MWh par an, et un rendement moyen de 80% (25% d'électricité et 55% de chaleur) (CLIP, 2004), permettrait de produire **3771 MWh par an** de chaleur.

⁶¹ Simulation effectuée à l'aide du logiciel PVSystem

Mesure 2 : Solaire thermique pour climatisation solaire

La Climatisation représente 8% de la consommation énergétique d'un bâtiment tertiaire en Languedoc-Rousillon (DREAL et ADEME, 2013). L'ensemble des surfaces exploitables en toiture de la ZAC permet l'installation d'un champ solaire thermique produisant **888 MWh par an**, correspondant à une surface de 1965 m²(Andre, 2016)⁶². Souhaitant coupler ces panneaux solaires thermiques avec une pompe à chaleur réversible à dessiccation, il nous faut prendre en compte le rendement de ce système. Choisissons un COP_{th}⁶³ de 0.8 (Andre, 2016). Dès lors, **1100 MWh par an** seront nécessaires. Cette nouvelle production correspond à une superficie de 2412 m².

3.5.2 Performances environnementales

Comme le montre le tableau ci-dessous ce scénario permet de **diminuer de 76 % les émissions de CO2** par rapport au scénario de référence.

		Emission consommation [g eq. CO ₂ /kWh]	Mix des besoins énergétique [MWh/an]	Emission de la ZAC [t eq. CO ₂ /an]
100% énergies renouvelables	37% Pv toiture	46	4001	185
	36% Thermique par cogen	5 ⁶⁴	3772	19
	16% Electricité par cogen	5	1714	9
	5% Pv ombrière	46	700	32
	6% Climatisation dessiccation	22	884	20
0 % énergies traditionnelles	0% réseau d'électricité	90	0	0
	0% réseau de chaleur	150	0	0
TOTAL	264 [t eq. CO₂/an]			

Tableau 16 : Emission CO2 du scénario 3

⁶² Energie récupérées pour 1 m² de panneaux solaires : environ 450 kWh

⁶³ Coefficient de Performance thermique

⁶⁴ Source : (Dones, Heck, & Hirschberg, 2003)

3.5.3 Performances économiques

La performance économique de ce scénario est la suivante :

	Coût (LCOE) [€/MWh]	Mix énergétique
Cogénération biomasse	57,5	55%
Photovoltaïque toiture tertiaire	100	32%
Chaufferie biomasse	100	0%
Ombrière	150	6%
Solaire thermique	113	7%
Electricité réseau	145	0%
Chaleur réseau	67,5	0%

Tableau 17 : Coût de chaque énergie et mix énergétique du scénario 3

	Coût énergétique du scénario 100% EnR [€/MWh]
Coût du mix énergétique	80

Tableau 18 : Coût énergétique du scénario 3

Nous calculons un coût énergétique de **80€/MWh** soit une **diminution de 30%** par rapport au scénario de référence (114€/MWh).

3.6 Synthèse et conclusion

3.6.1 Comparaison environnementale

De façon générale, nous constatons qu'un scénario possédant une plus grande part d'énergies renouvelables, verra ses émissions eq. CO₂ diminuées. Ce résultat s'explique assez simplement par le fait que la majorité des énergies renouvelables ne rejettent pas de gaz à effet de serre durant la phase de production, et donc ont des émissions eq. CO₂ faibles durant leur cycle de vie.

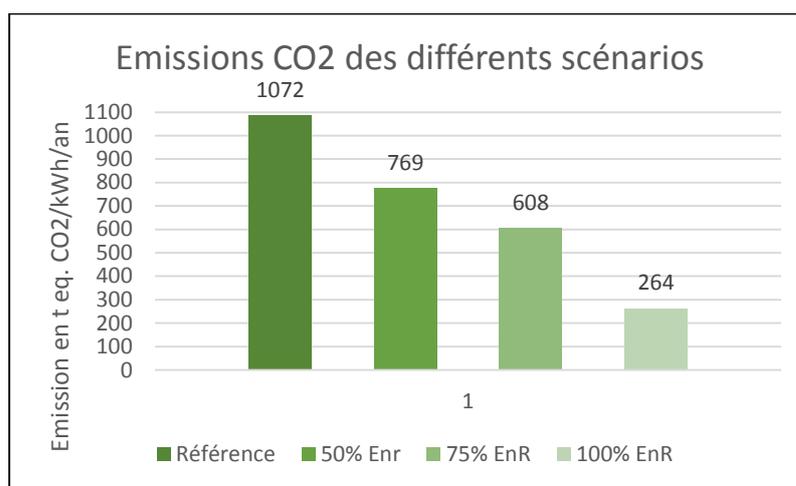


Figure 29 : Emissions CO2 des différents scénarios

3.6.2 Comparaison économique

Le second et troisième scénario ne voient leurs coûts que faiblement diminués à cause du bas prix de l'énergie en France dû au parc nucléaire important. Le faible coût énergétique de la biomasse pour la cogénération, permet d'atteindre un coût faible sur le dernier scénario. N'ayant pas réussi à connaître précisément ce qui a été pris en compte dans le calcul de chaque LCOE cette variation de coût énergétique reste néanmoins à relativiser.

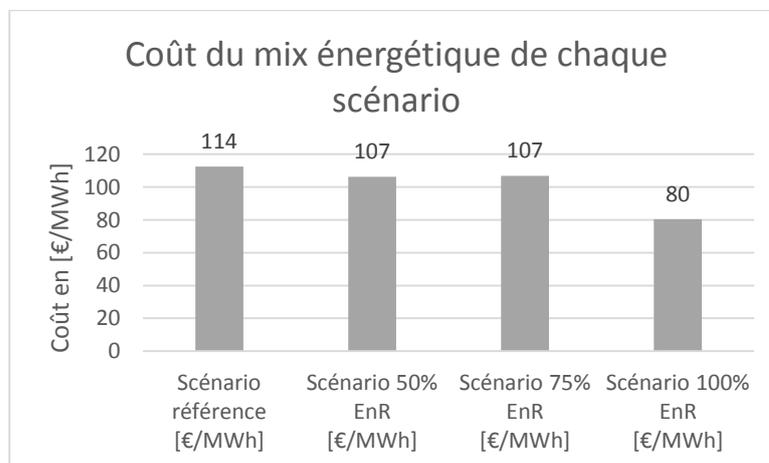


Figure 30 : Coût énergétique des différents scénarios

3.6.3 Recommandations sociales écocitoyennes

Dans l'objectif d'inscrire ces scénarios dans une démarche écocitoyenne et durable, nous proposons à titre informatif un ensemble de mesures environnementales et sociales destinées à compléter l'implantation d'énergies renouvelables.

3.6.3.1 Participation des entreprises locales

Permet des retombées économiques locales non négligeables. La durée de transport réduite durant les phases de chantiers, de maintenance et d'approvisionnement permet de limiter les émissions de gaz à effet de serre.

3.6.3.2 Incitation et communication sur l'importance de diminuer sa consommation énergétique

Première étape de la transition énergétique, nous avons vu précédemment l'importante consommation de certains appareils comme la lumière, les ordinateurs, la ventilation, etc...

Une étude du CREDOC⁶⁵ et EDF R&D montre que contrairement à une idée reçue, la performance énergétique visée par des dispositifs d'automatisations et de régulations de l'ensemble des systèmes énergétiques est moindre qu'escomptée. Pour cause, les salariés qui n'ont pas tous les mêmes critères de confort thermique et aérauliques vont court-circuiter les paramètres préalablement définis allant ainsi à contre-courant des économies d'énergies souhaitées.

A l'inverse, un comportement préventif cherchant l'adhésion et l'intéressement des salariés aux économies d'énergies (éteindre les veilles ; ne pas faire varier la température de consigne ; nomination d'une personne responsable des économies d'énergie, chargée d'anticiper les oublis ; etc...) permet de faire diminuer de façon plus significative la consommation énergétique d'un bâtiment tertiaire.

3.6.3.3 Importance d'une gestion durable du bois lors des scénario 2 et 3

Une énergie renouvelable est une énergie qui se renouvelle au moins aussi vite qu'elle n'est utilisée. L'utilisation de bois dans ces trois scénarios nécessite une gestion durable et raisonnée de la part des producteurs.

⁶⁵ Centre de Recherche pour l'Étude et l'Observation des Conditions de Vie

3.6.3.4 Valorisation sociale d'implantation d'énergies renouvelables

Indirectement, l'implantation d'énergies renouvelables permet des retombées économiques et sociales sur le site :

Comme le montre l'étude IPSOS « *Comprendre et améliorer le bien-être au travail* » (IPSOS, 2016), les occupants profitant d'un état de confort, c'est-à-dire un état de bien-être général et stable au travail, sont bénéfiques pour leurs entreprises à travers un engagement et une productivité accrus. Or, de par l'absence de pollution locale ou la bonne image des énergies renouvelables, ces dernières augmentent le sentiment de confort des occupants dans un bâtiment (Claude-Alain, 2010) et, est donc indirectement synonyme d'une productivité grandissante des salariés.

Les ombrières sont un parfait exemple de ce double bénéfice : d'un côté elles permettent la production d'une énergie propre (le photovoltaïque), de l'autre impliquent l'installation de zones d'ombres générées par la structure de l'ombrière rafraîchissant ainsi les voitures.

3.6.4 Conclusion générale

A travers un cas d'étude précis, l'objectif de ce mémoire était de montrer comment réaliser de manière pertinente une application directe de l'article L-300-1 du code de l'urbanisme. Pour ce faire nous avons choisi un cheminement de pensée qui nous paraissait le plus logique : étudier le contexte de la promulgation de la loi, évaluer sur la pertinence de l'implantation d'une énergie considérée, et enfin réaliser des études de faisabilités de mix d'énergies renouvelables. En ce sens l'objectif a été atteint.

Par ailleurs nous pouvons aisément penser que la finalité du texte de loi précédemment cité est d'inciter les collectivités territoriales à implanter des énergies renouvelables. Cette étude leur étant destinée, il serait intéressant d'observer l'éventuel l'impact de cet objectif sous-jacent. Indirectement, nous avons conduit ce mémoire dans ce sens. En étudiant les performances environnementales et économiques de chaque scénario proposé nous mettons en avant les critères qui nous semblent être les plus convaincants à leur proposer.

Ce mémoire a permis de mettre en évidence deux choses :

Premièrement, plus le taux d'énergies renouvelables augmente, moins il y a d'émission de gaz à effet de serre. Conclusion relativement simpliste et élémentaire, que nous trouvons important de rappeler. Pour rappel, une part de 50% d'énergies renouvelables permet une diminution de 30% des émissions eq. CO₂, surpassant ainsi deux des trois critères de la loi de la transition énergétique pour la croissance verte.

Deuxièmement, plus le taux d'énergies renouvelables augmente, plus le coût actualisé du mix énergétique de la zone diminue. Même si cette diminution reste à relativiser, ce résultat peut être un critère décisif quant à l'implantation d'énergies renouvelables.

En outre, il serait intéressant de poursuivre ce travail en développant un logiciel de dimensionnement de mix énergétiques à destination des collectivités territoriales qui initient des zones d'aménagements concertés. Ce travail de développeur informatique devra être conjointement réalisé avec des ingénieurs en urbanisme, en énergies renouvelables, et des représentants de collectivités. Dans un contexte de crise économique et environnementale sans précédent, une démarche citoyenne incitant la vente de ce logiciel à un prix abordable, permettrait aux plus grandes communes comme aux plus petites d'acquérir un outil didactique et abordable leurs permettant de remplir les objectifs environnementaux ambitieux.

Bibliographie

ADEME. (2011). Le guide du petit éolien.

ADEME. (2012). Fonds Chaleur Renouvelable, Méthode de calcul du niveau d'aide.

ADEME, D. l'Hérault et. (2013). Plan Climat Energie Territorial.

Agence Locale de la Maitrise de l'Energie. (2006). L'eau chaude solaire collective.

Andre, P. (2016). Technologies énergétiques non conventionnelles et valorisation des énergies renouvelables, cours n°5.

Assemblée nationale Française. (2009). LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en oeuvre du Grenelle de l'environnement 1.

Bio intelligence Service. (2005). Bilan environnemental du chauffage note de synthèse.

BP. (2016). BP Statistical Review of World Energy About this review.

CAM. (2014). Plan Climat Energie Territorial de Montpellier agglomération - diagnostic et orientations, 94.

Claude-Alain, R. (2010). Santé et qualité de l'environnement intérieur dans les bâtiments.

CLIP. (2004). Cogénération et émissions de CO2. Impact de la pénétration de la cogénération décentralisée de faible puissance sur les émissions de CO2 en France.

Commission de Régulation de l'Energie. (2014). Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine.

Commission Européenne. (2008). Paquet sur le climat et l'énergie à l'horizon 2020.

Dones, R., Heck, T., & Hirschberg, S. (2003). Greenhouse gas emissions from energy systems : Comparison and overview.

DREAL et ADEME. (2013). *Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie du Languedoc Roussillon*.

DREAL Languedoc-Roussillon. (2011). Evaluation du potentiel hydroélectrique mobilisable dans la région Languedoc-Roussillon.

Inelia. (2015). Présentation Inélia, ombrières.

Institut de la gestion déléguée. (2009). Indicateurs de performance pour les réseaux de chaleur et de froid.

IPSOS. (2016). Comprendre et améliorer le bien-être au travail.

Le syndicat des énergies renouvelables. (2011). Le solaire thermique dans le monde.

- Le syndicat des énergies renouvelables. (2012a). L'hydroélectricité : les chiffres en France et dans le monde.
- Le syndicat des énergies renouvelables. (2012b). Origines et usages de la biomasse.
- Le syndicat des énergies renouvelables. (2012c). Principe de fonctionnement du solaire thermodynamique.
- Le syndicat des énergies renouvelables. (2012d). Principes de fonctionnement et usages de la géothermie.
- MEDDE. (2012). Réseaux de chaleur.
- MEDDE. (2015). Bilan énergétique de la France pour 2014. Retrieved from <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Ref.pdf>
- MEDDE, & Climat-Recherche, C. (2015). Repères, chiffres clefs du climat en France et dans le monde.
- MEEM. (2016a). Bilan énergétique de la France pour 2015.
- MEEM. (2016b). Coûts des énergies renouvelables en France.
- MMM. (2015a). PADD du Plan Local d'Urbanisme de Montpellier.
- MMM. (2015b). Pièce écrite du règlement du PLU Montpellier.
- MMM. (2015c). Rapport de présentation du Plan Local d'Urbanisme de Montpellier.
- ORE. (2015). Bilans 2014 de consommation énergétique finale d'Occitanie / Pyrénées-Méditerranée.
- Riza, D. F. Al, Ihtsham, S., & Aris, S. (2011). Hourly Solar Radiation Estimation Using Ambient Temperature and Relative Humidity Data.
- RTE. (2014). Bilan électrique 2014.
- RTE. (2015). Bilan électrique 2014 du Languedoc-Roussillon, 105000.
- RTE. (2016). Panorama de l'électricité renouvelable en 2016.
- Tiéole. (2011). Le petit éolien : ce qu'il faut savoir pour se raccorder au réseau.

4 Annexes

4.1 Evaluation simple des pertes d'une installation photovoltaïque d'un kWc en intégration au bâti par rapport en surimposition.



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 43°37'22" North, 3°54'51" East, Elevation: 36 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.5% (using local ambient temperature)
Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%
Combined PV system losses: 24.2%

Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	2.63	81.4	3.26	101
Feb	3.64	102	4.57	128
Mar	4.51	140	5.79	179
Apr	4.50	135	5.94	178
May	4.78	148	6.41	199
Jun	5.02	151	6.85	206
Jul	5.17	160	7.14	221
Aug	4.87	151	6.69	208
Sep	4.49	135	6.08	182
Oct	3.36	104	4.44	138
Nov	2.66	79.7	3.39	102
Dec	2.38	73.8	2.97	92.2
Year	4.00	122	5.30	161
Total for year		1460		1930

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Figure 31 : Simulation du productible d'un kWc en surimposition sur le secteur de la Pompignane

Source : PVGIS

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 43°37'22" North, 3°54'51" East, Elevation: 36 m a.s.l.,
Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 14.4% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 28.3%

Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	2.50	77.7	3.26	101
Feb	3.45	96.5	4.57	128
Mar	4.26	132	5.79	179
Apr	4.24	127	5.94	178
May	4.50	140	6.41	199
Jun	4.74	142	6.85	206
Jul	4.87	151	7.14	221
Aug	4.58	142	6.69	208
Sep	4.22	127	6.08	182
Oct	3.17	98.4	4.44	138
Nov	2.53	75.8	3.39	102
Dec	2.27	70.5	2.97	92.2
Year	3.78	115	5.30	161
Total for year		1380		1930

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Figure 32 : Simulation du productible d'un kWc en intégration au bâti sur le secteur de la Ponpignane

Source : PVGIS

En conclusion, nous observons qu'il y a une différence de productible de $\frac{(1460-1380)}{1460} * 100 = 5.5\%$ entre un kWc installé en intégration au bâti par rapport à un kWc installé en surimposition.

4.2 Données relatives à la ZAC de la Pompignane.

I. VOLET URBAIN

PLAN D'AMÉNAGEMENT

SCÉNARIO - CONFIGURATION IBM ACTUELLE À TERME

	Bâtiment	Fonction	Emprise lot	Emprise bât (EB)	Surface brute totale (EB + n.étages)	SDP	TOTAL	Stationnement véhicules nécessaire PLU	Stationnement réalisé			Stationnement à retrouver sur le site
									Intérieur	Extérieur	Total	
E X I S T A N T	B2 - BM	Bureaux					18 929 m²	925				1153
	B3 - BM	Industrie					162 m²	3				
	B4 - BM	Industrie					11 723 m²	217				
	Solihenberg	Bureaux		879 m²			3 137 m²	0	73	61	134	
	Ba (Néol S&B)	Chambres		663 m²			2 025 m²	0	0	46	46	
	Bb (Egis)	Bureaux		2 176 m²			5 670 m²	0	35	73	108	
	RIE	Restaurant		3 100 m²			0 m²	0	0	0	0	
	Contrôle technique	Industrie		7 800 m²			0 m²	1	49		40	
	Total tertiaire existant				14 766 m²		41 675 m²	747	198	182	380	
	P R O J E T	lot E.1	Bureaux		1 130 m²		3 360 m²	2 950 m²		74		
lot E.2		Bureaux	6 900 m²	1 130 m²		3 360 m²	2 950 m²		74			
lot E.3		Bureaux		1 130 m²		3 360 m²	2 950 m²		74			
lot E.4		Bureaux		1 130 m²		3 360 m²	2 950 m²		74			825
lot O.1		Bureaux		1 200 m²		4 800 m²	4 170 m²		104			
lot O.2		Bureaux		1 600 m²		6 400 m²	5 550 m²		136			
lot O.3		Bureaux	13 800 m²	1 800 m²		7 200 m²	6 240 m²	25 000 m²		156		
lot O.4		Bureaux		1 200 m²		4 800 m²	4 170 m²		104			
lot O.5		Bureaux		1 400 m²		5 600 m²	4 870 m²		122			
lot C.1		Bureaux		900 m²		3 600 m²	3 132 m²		78			500
lot C.2		Bureaux		1 000 m²		4 000 m²	3 480 m²		87			
lot C.3		Bureaux	11 800 m²	900 m²		3 600 m²	3 130 m²	20 000 m²		78		
lot C.4		Bureaux		1 100 m²		4 400 m²	3 820 m²		96			
lot C.5		Bureaux		1 850 m²		7 400 m²	6 438 m²		181			
lot C.6		Bureaux		1 850 m²		7 400 m²	6 438 m²		181			
lot A.1		Bureaux	5 100 m²	1 700 m²		6 800 m²	5 900 m²	10 000 m²		148		250
lot A.2		Bureaux		1 200 m²		4 800 m²	4 100 m²		103			200
lot B.1		Bureaux	2 366 m²	1 145 m²		4 580 m²	3 945 m²		100	demande 200		
lot B.2		Bureaux		530 m²		2 120 m²	1 844 m²	8 230 m²		46		
lot B.3	Bureaux		690 m²		2 760 m²	2 401 m²		60			106	
Total tertiaire projet				39 566 m²	22 736 m²	88 426 m²	76 621 m²	75 030 m²	1878			1978
Total				37 444 m²	88 426 m²	76 621 m²	116 706 m²	2623			Total places véhicules	3178

Stationnement	Nombre places
Parking sous-sol (lots C et A)	630
Parking sous-sol (lot O)	100
Park silo 1 - R+3	620
Park silo 2 - R+3	500
Park silo 3 - R+3	380
Park silo 4 - R+3	450
Park silo 5 - R+3	278
Park silo 6 - R+3	150
Park 6 en surface	103
Park 7 en surface	10
Park 8 en surface	106
Park 9 en surface	40
Total stationnement	3367

