



ETUDE DE PREFIGURATION DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

Rapport Phase 2 V11

Section 1 / 3

Groupement

EGEE DEVELOPPEMENT – COHERENCE ENERGIES

E & E CONSULTANT – SOLAGRO

Cofinancée par :



Septembre 2018

Réalisée par :



PREAMBULE

Afin de faciliter la lecture du rapport de la phase 2 de la mission du groupement, ce document se divise en 3 sections indissociables :

-  La section 1 comprend le corps du texte, les figures et les tableaux
-  La section 2 comprend des fiches techniques, des graphiques et des tableaux au format A4
-  La section 3 comprend l'ensemble des cartes au format A3

Un « Memento » accompagne également ce rapport ; on y retrouve notamment :

- **Un glossaire** des principales définitions nécessaire à la bonne compréhension du présent rapport (mots accompagnés d'une « * » dans l'ensemble des documents de l'étude de préfiguration)
- La signification des **sigles et abréviations** utilisés
- Une sélection de **sites web**

SOMMAIRE (section 1/3)

1.	Contexte & Eléments de Cadrage	13
1.1.	CONTEXTE.....	13
1.2.	ELEMENTS DE CADRAGE.....	15
1.2.1	<i>Pourquoi réaliser une étude de préfiguration énergétique ?</i>	15
1.2.2	<i>Le territoire du Syndicat Mixte du SCoT Grand Douaisis.....</i>	20
2.	Eléments de synthèses et repères	21
2.1.	SYNTHESE DES POTENTIELS	21
3.	Analyse des énergies à enjeu territorial.....	24
3.1.	LE PHOTOVOLTAÏQUE	25
3.1.1	<i>Les technologies.....</i>	26
3.1.2	<i>Le cadre économique</i>	30
3.1.3	<i>Le cadre réglementaire.....</i>	31
3.1.4	<i>Autoconsommation individuelle et collective</i>	32
3.1.5	<i>L'évolution du marché.....</i>	33
3.1.6	<i>La production actuelle sur le territoire du SM du SCoT GD</i>	35
3.1.7	<i>Source des données, méthodologie et limites.....</i>	35
3.1.8	<i>Le potentiel</i>	36
3.2.	L'EOLIEN	39
3.2.1	<i>Panorama des technologies</i>	40
3.2.2	<i>Le cadre économique</i>	42
3.2.3	<i>Le cadre règlementaire.....</i>	42
3.2.4	<i>L'évolution du marché en région</i>	45
3.2.5	<i>La production actuelle.....</i>	47
3.2.6	<i>Source des données et méthodologie</i>	47
3.2.7	<i>Le gisement identifié.....</i>	47
3.3.	LA GEOTHERMIE.....	53
3.3.1	<i>Les technologies.....</i>	54
3.3.2	<i>Bases de faisabilité de géothermie verticale basse température assistée par Pompe A Chaleur</i>	58
3.3.3	<i>Règlementations.....</i>	62
3.3.4	<i>Contexte naturel</i>	70
3.3.5	<i>La production actuelle.....</i>	76
3.3.6	<i>Le potentiel</i>	77
3.4.	LE BIOGAZ.....	81
3.4.1	<i>Les technologies.....</i>	82
3.4.2	<i>Les typologies de projets.....</i>	84
3.4.3	<i>Contexte</i>	85
3.4.4	<i>Règlementation.....</i>	86
3.4.5	<i>La production actuelle.....</i>	95
3.4.6	<i>Source des données.....</i>	95
3.4.7	<i>Le potentiel de production de biogaz.....</i>	97
3.4.8	<i>Adéquation réseau de gaz / production biométhane</i>	99
3.5.	L'HYDRO-ELECTRICITE.....	107
3.5.1	<i>Les technologies.....</i>	108
3.5.2	<i>Cadre règlementaire</i>	109
3.5.3	<i>Contexte</i>	110
3.5.4	<i>La production actuelle.....</i>	111
3.5.5	<i>Source des données.....</i>	111
3.5.6	<i>Le gisement</i>	112
3.6.	LES ENERGIES DE RECUPERATION.....	119
3.6.1	<i>Les technologies.....</i>	120
3.6.3	<i>Règlementation.....</i>	122

3.6.4	La production actuelle.....	122
3.6.5	Le potentiel	124
3.6.6	Les stations de relevage des eaux : une énergie fatale ?.....	127
3.7.	LES RESEAUX DE CHALEUR.....	129
3.7.1	Du réseau de chaleur à la boucle locale tiède	130
3.7.2	Potentiel quantifié des réseaux de chaleur	132
3.8.	LE SOLAIRE THERMIQUE	139
3.8.1	Déterminants économiques et techniques	141
3.8.2	Les technologies considérées	143
3.8.3	Exemples entre 200 et 15 000 m ²	145
3.8.4	Quantification du potentiel solaire thermique	146
3.9.	LA BIOMASSE.....	149
3.9.1	Les différents combustibles.....	150
3.9.2	Les principales typologies d'installation.....	151
3.9.3	Réglementation.....	154
3.9.4	Source de données et méthodologie.....	158
3.9.5	Potentiel de bois énergie	161
3.10.	L'AGROFORESTERIE	165
3.10.1	Introduction	166
3.10.2	Description des formes agroforestières.....	166
3.10.3	Impacts agronomiques et environnementaux	168
3.10.4	État des lieux	170
3.10.5	Surfaces agroforestières	173
3.10.6	Acteurs agroforestiers et actions	175
3.10.7	Approche économique de l'agroforesterie.....	176
3.10.8	Freins et leviers pour le développement de l'agroforesterie.....	181
3.10.9	Perspectives de développement potentiel au plan national	182
3.10.10	Potentiel sur le territoire : bilan quantitatif	182
3.10.11	Bibliographie	183
4.	Prospective	185
4.1.	LA TRANSITION ENERGETIQUE S'IMPOSE EN FRANCE.....	185
4.2.	UNE REGION FORTEMENT CONSOMMATRICE D'ENERGIE FOSSILE.....	187
4.3.	LE CONTEXTE DES ENERGIES RENOUVELABLES.....	191
4.4.	EN PROSPECTIVE : LE TEMPS DES BOUCLES LOCALES	193

FIGURES

Figure 1 : Centrales photovoltaïques avec modules monocristallins	26
Figure 2 : Centrales photovoltaïques avec modules polycristallins.....	26
Figure 3 : Centrales photovoltaïques utilisant des cellules amorphes	27
Figure 4 : Classification des cellules photovoltaïques (source : ADEME).....	27
Figure 5 : Cadre économique français (source : Cohérence Energies)	30
Figure 6 : Cadre réglementaire pour les systèmes photovoltaïques en fonction de la puissance installée et de la typologie de l'installation (source : Cohérence Energie) * Zone urbaine soumise à des contraintes particulières par ses caractéristiques (site naturel, ou site classé, ou étant en périmètre de protection de monument historique (zone ABF))	31
Figure 7 : Schéma d'un système photovoltaïque connecté au réseau public de distribution (à gauche), et d'un système photovoltaïque en autoconsommation individuelle sans stockage (source : Cohérence Energies)	32
Figure 8 : Exemple d'opération d'autoconsommation collective sur bâtiments publics reliés par le même réseau de distribution Basse Tension (source : Cohérence Energies).	33
Figure 9 : Evolution trimestrielle des tarifs d'achats	33
Figure 10 : Représentation schématique des densités d'installation photovoltaïque	34
Figure 11 : Données nationales et régionales d'ensoleillement.....	36
Figure 12 : Nombre et surface par segmentation	37
Figure 13 : Variation de la vitesse du vent selon la rugosité du sol et l'altitude (source : W.A. Dalglish, D.W.Boyd, Le vent sur les bâtiments, mars 1964).....	41
Figure 14 : Organes composant la tête de mât d'une éolienne conventionnelle (source : EED et NORDEX).....	42
Figure 15 : Evolution de la taille des éoliennes et de la puissance (source : energythic.com)	45
Figure 16 : Rose des vents indicative sur le territoire du Grand Douaisis (source VORTEX)	48
Figure 17 : Les différentes géothermies – D'après un document BRGM -.....	54
Figure 18 : Schéma de fonctionnement d'une PAC.....	56
Figure 19 : La géothermie Haute température, la géothermie basse température et la géothermie de minime importance.....	62
Figure 20 : Différentes technologies de digesteur pour différents types de rations (liquide, solide continue, solide discontinue – de gauche à droite)	82
Figure 21 : Types d'intrants pour la méthanisation.....	83
Figure 22 : Différentes possibilités de valorisation énergétique du biogaz	83
Figure 23 : Typologies de méthaniseurs	84
Figure 24 : Nombre de méthaniseurs en France par typologie de projet (Observatoire du biogaz, Club Biogaz, 2017)	85
Figure 25 : Nombre de méthaniseurs en France par type de valorisation (Observatoire du biogaz, Club Biogaz, 2017)	85
Figure 26 : Tarifs d'achat du biométhane (Source : Panorama du biométhane 2017).....	94
Figure 27 : Potentiel de production de biogaz.....	97
Figure 28 : Profil journalier de consommation de gaz du territoire Grand Douaisis en 2015 – décomposition par secteur ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES)	100
Figure 29 : Profil journalier de consommation finale de gaz du territoire Grand Douaisis – décomposition par type de réseau – 2015 ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES).....	101
Figure 30 : Évolution de la consommation de gaz du territoire du grand Douaisis	103
Figure 31 : Profil journalier de consommation de gaz du territoire Grand Douaisis – 2050 - décomposition par secteur ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES)	103

Figure 32 : Comparaison du profil journalier de consommation finale de gaz du territoire Grand Douaisis sur le réseau de distribution – 2015 / 2050 ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES).....	104
Figure 33 : Répartition du parc (à gauche) et de la production moyenne (à droite) en fonction des types d'installations (source : ecologie-solidaire.gouv).....	110
Figure 34 : Typologies des ouvrages référencés sur le territoire du SM SCoT (source : Base obstacle à l'Écoulement)	112
Figure 35 : Typologies des ouvrages référencés présentant une hauteur de chute supérieure à 1 mètre sur le territoire du SM SCoT GD (source : Référentiel des obstacles à l'écoulement, Sandre).....	112
Figure 36 Réseau géré par Voies Navigables de France (VNF) dans le Douaisis et ses environs (source : Vents du Nord)	116
Figure 37 : Technique de récupération de chaleur.....	120
Figure 38 : Avantages et inconvénients. Source : (Azam et Horsin, 2017).....	121
Figure 39 : Caractéristiques du projet Logements Norévie et de la Piscine de Douai	122
Figure 40 : Caractéristique du projet de la mairie de Valenciennes.....	123
Figure 41 : Besoins totaux de chaleur BT et hypothèses de potentiel pour le scénario SRCAE.....	134
Figure 42 - Potentiel de récupération de chaleur élargie dans l'hypothèse tendancielle d'efficacité	135
Figure 43 : Densité des consommations et potentiel réseau de chaleur. Exemple de la ville de Douai.....	137
Figure 44 : Potentiel solaire - Source ADEME et Tecsol.....	140
Figure 45 : Exemple de système à circulation forcée de production d'eau chaude.....	142
Figure 46 : Rendement suivant la température pour trois types de capteurs solaires.....	143
Figure 47 : installations de stockage saisonnier de la chaleur en réservoir ou en aquifère.....	144
Figure 48 : Production solaire à Chateaubriant par panneaux-plans.....	145
Figure 49 : Centrale de Chateaubriant.....	146
Figure 50 : Schéma d'une chaudière individuelle à pellets.....	151
Figure 51 : Principe d'une chaufferie de petite puissance	151
Figure 52 : Schéma d'une chaudière collective de forte puissance	152
Figure 53 : Schéma de principe des principales configurations d'une chaufferie biomasse avec silo	153
Figure 54 : Schéma de la nomenclature ICPE 2910 – 2971 – 2771 (Source CIBE) avec prise en compte de la nouvelle directive MCP	156
Figure 55 : Répartition de la surface boisée par type de propriétaire sur le territoire du Grand Douaisis en 2018.....	161
Figure 56 : Répartition de la surface boisée publique sur le territoire du Grand Douaisis en 2018	162
Figure 57 : Evolution de la consommation d'énergie Nord pas de Calais projetée dans le SRADT et le SRCAE	189
Figure 58 - Le réseau centralisé traditionnel - d'après ABB	194
Figure 59 - Le réseau décentralisé futur - d'après ABB.....	194

TABLEAUX

Tableau 1 : Synthèse du potentiel énergétique par type d'EnR sur l'ensemble du territoire du SM du SCoT Grand Douaisis (*) la chaleur distribuée ne peut être additionnée aux autres ressources	21
Tableau 2 : Méthodologie et sources de données par type d'EnR	23
Tableau 3 : Descriptions des différentes typologies de panneaux photovoltaïque	29
Tableau 4 : Ratio de surface d'installation des modules par typologie.....	35
Tableau 5 : Potentiel de surface utile.....	36
Tableau 6 : Potentiel de production photovoltaïque.....	37
Tableau 7 : Synthèses des seuils réglementaires applicables à l'éolien en France (source : Cohérence Energies).....	43
Tableau 8 : Objectif et puissance éolien actuellement installé en région (source : RTE)	46
Tableau 9 : Panorama des typologies (source : Cohérence Energies)	46
Tableau 10 : Panorama des typologies de l'éolien	49
Tableau 11 : Potentiel de production par éolienne et part de la production éolienne par rapport à la consommation totale [électrique seul] du territoire du SCoT.....	50
Tableau 12 : Liste des capacités des postes sources selon le S3RenR NPDC– source : RTE/ENEDIS.....	51
Tableau 13 : Les différents secteurs d'applications en géothermie très basse énergie.....	55
Tableau 14 : Gammes de puissances indicatives des procédés pour le chauffage dans les secteurs habitats, tertiaire, complexe socio-culturel ou sportif.....	57
Tableau 15 : Régime administratif applicable en fonction du type de géothermie	64
Tableau 16 : Dispositions du SDAGE Artois-Picardie 2016-2021	67
Tableau 17 : Récapitulatif des installations en exploitation et des projets géothermiques sur le territoire du Grand Douaisis	76
Tableau 18 : Récapitulatif du potentiel géothermique sur sondes verticales mobilisable sur le territoire du	79
Tableau 19 : Récapitulatif des principales contraintes relatives à la géothermie.....	80
Tableau 20 : Nomenclature du régime ICPE pour la méthanisation	86
Tableau 21 : Principaux impacts du régime ICPE	86
Tableau 22 : Principaux impacts liés au substrat sur le régime ICPE	87
Tableau 23 : Principaux impacts liés au substrat sur le régime ICPE	89
Tableau 24 : Normes applicables au digestats	91
Tableau 25 : Principaux textes et contraintes réglementaires associés en fonction du statut ICPE de l'installation de méthanisation.....	92
Tableau 26 : Principales sources pour l'évaluation du potentiel biogaz	95
Tableau 27 : Potentiel de production de biogaz	97
Tableau 28 : Répartition du potentiel de production de biométhane par canton	98
Tableau 29 : Consommation gaz territoire Grand Douaisis, par secteur, par type de réseau (Source : SOES, Solagro)	100
Tableau 30 : Évaluation de la capacité d'injection et comparaison au potentiel de production de biométhane – 2015 (Sources : Solagro).....	102
Tableau 31 : Evolution de la demande de gaz 2015-2050 (Source : ADEME, traitement Solagro)	102
Tableau 32 : Évaluation de la capacité d'injection et comparaison au potentiel de production de biométhane – 2050 (Sources : Solagro).....	105

Tableau 33 : Aperçu des différentes technologies hydrauliques (Source : Etude Micro centrales hydrauliques sur le territoire de la Communauté d'Agglomération du Douaisis, par Vents du Nord réalisé pour la CAD, Image : Jahobr, Moulins de France).....	109
Tableau 34 : Liste des ouvrages hydrauliques présélectionnés sur le territoire du SCoT ..	113
Tableau 35 : Détail de caractéristiques techniques des centrales et rentabilité brute.....	114
Tableau 36 : Enjeux écologiques des cours d'eau associés aux ouvrages hydrauliques...	115
Tableau 37 : Etat du réseau à proximité des ouvrages (source : Enedis)	115
Tableau 38 : Gestionnaire des ouvrages hydrauliques	116
Tableau 39 : Synthèse du potentiel en hydroélectricité du territoire du Grand Douaisis en fonction des enjeux économiques, environnementaux et techniques.....	117
Tableau 40 : Potentiel de récupération de chaleur sur les eaux de stations d'épurations ..	125
Tableau 41 : Densités INSEE pour quelques villes du Douaisis	132
Tableau 42 : Hypothèses de raccordement par densité urbaine de l'habitat	133
Tableau 43 : Couverture des besoins des secteurs suivants les hypothèses précédentes sur le territoire	133
Tableau 44 : Potentiel de la distribution collective de chaleur.....	135
Tableau 45 : Récapitulatif de la part de l'eau chaude dans le besoin de chaleur	147
Tableau 46 : Description des différents combustibles et des différents usages liés à la biomasse	150
Tableau 47 : VLE concernant les poussières préconisées dans le PPA Nord-Pas de Calais (Source : DREAL)	157
Tableau 48 : Les contours de l'agroforesterie en France	168
Tableau 49 : Situation de la PRA "59028 - plaine de la Scarpe"	174
Tableau 50 : Exemple de coût d'une plantation de merisiers faite par un prestataire de services pour une production intercalaire types grandes cultures et pour deux densités de plantation différentes (densité de 50 à 1400 arbres/ha) [Source : C.Dupraz, 2011].....	177
Tableau 51 : Temps de travail nécessaire pour l'entretien des peuplements d'arbres pour des feuillus divers (hors peupliers).....	180
Tableau 52 : Coût d'un projet agroforestier réalisé en 2014 en Haute-Garonne d'un mélange d'espèces forestières plantées sur une parcelle de grande culture de 20,6 ha avec une densité de 62 arbres/ha	180
Tableau 53 : Projections Nord Pas de Calais dans les schémas énergie.....	188
Tableau 54 : Matrice des vecteurs d'énergie	193
Tableau 55 : Ensemble de projet durable en fonction de l'échelle.....	194

ANNEXES (section 2/3)

La Géothermie

- Annexe 1 Fiches techniques des procédés géothermiques
- Annexe 2 Arrêtés relatifs à la géothermie de minime importance
- Annexe 3 Résumé des ZNIEFF sur le territoire du Grand Douaisis
- Annexe 4 Récapitulatif des sites Natura 2000 sur le territoire du Grand Douaisis
- Annexe 5 Historique piézométrique de l'ouvrage situé à Roost-Warendin
- Annexe 6 Historique piézométrique de l'ouvrage situé à Belonne
- Annexe 7 Historique piézométrique de l'ouvrage situé à Abscon
- Annexe 8 Historique piézométrique de l'ouvrage situé à Rieulay

Le Biogaz

- Annexe 9 Le logiciel MoDeGaz

Les Stations de Relevage

- Annexe 10 Liste des Stations de Relevage des Eaux sur le territoire du Grand Douaisis

Les Réseaux de Chaleur

- Annexe 11 Extrait d'un potentiel FEDENE

PLANCHES (section 3/3)

Le Photovoltaïque

Planche 1 Densité d'habitation et indicateur tertiaire sur le territoire du Gand Douaisis

L'Eolien

Planche 2 Contraintes d'implantation de l'éolien liées aux distances réglementaires vis-à-vis de l'habitat

Planche 3 Contraintes d'implantation de l'éolien liées aux distances réglementaires vis-à-vis des infrastructures (voies ferrées, ligne RTE et route principale)

Planche 4 Contraintes d'implantation de l'éolien liées aux enjeux environnementaux

Planche 5 Contraintes d'implantation de l'éolien liées à l'aviation

Planche 6 Contraintes d'implantation de l'éolien liées au Réseau Très Basse Altitude (RTBA)

Planche 7 Vitesse moyenne du vent à 70 mètres d'altitude sur le territoire du Grand Douaisis

Planche 8 Vitesse moyenne du vent à 10 mètres d'altitude sur le territoire du Grand Douaisis

Planche 9 Potentiel d'implantation de l'éolien sur le territoire du Grand Douaisis

La Géothermie

Planche 10 Carte du zonage réglementaire pour les échangeurs géothermiques ouverts

Planche 11 Carte du zonage réglementaire pour les échangeurs géothermiques fermés

Planche 12 Carte des périmètres de protection des captages d'eau potable sur le territoire du Grand Douaisis

Planche 13 Carte des ZNIEFF recensées sur le territoire

Planche 14 Carte des sites NATURA 2000 recensés sur le territoire

Planche 15 Carte des risques d'inondations sur le territoire du Grand Douaisis

Planche 16 Carte des forages à usages agricoles, industriels et d'alimentation en eau potable sur le territoire du Grand Douaisis

Planche 17 Carte recensant les sites classés BASOL ou BASIAS sur le territoire

Planche 18	Carte géologique sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 19	Carte d'isohypses du toit du paléozoïque
Planche 20	Logs représentatifs de la géologie rencontrée sur le territoire
Planche 21	Coupe géologique schématique [A-B] de Mons-en-Pévèle à Somain
Planche 22	Coupe géologique schématique [C-D] de Arleux à Marchiennes
Planche 23	Carte d'orientation à l'exploitation de la nappe de la craie du Sénonien-Turonien supérieur
Planche 24	Carte piézométrique des basses eaux de la nappe de de la craie en 2009 sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 25	Carte piézométrique des hautes eaux de la nappe de de la craie en 2009 sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 26	Carte avec les ouvrages piézométriques captant la nappe de la craie et suivis par le BRGM présents sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 27	Installations et projets géothermiques sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 28	Carte d'orientation pour la mise en œuvre d'une installation géothermique sur la nappe de la craie
Planche 29	Carte d'orientation sur les grands domaines de profondeur maximale possible pour la mise en œuvre de sondes géothermiques verticales
Planche 30	Carte des altitudes sur le territoire du Grand Douaisis

Le Biogaz

Planche 31	Potentiel actuel de production de biogaz – répartition par canton
Planche 32	Potentiel 2050 de production de biogaz – répartition par canton
Planche 33	Comparaison du potentiel de production et d'injection par canton sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 34	Comparaison du potentiel de production et d'injection par canton sur le territoire du Grand Douaisis en 2050
Planche 35	Réseau de transport de gaz du territoire

L'Hydro-électricité

Planche 36	Cartographies des sites potentiels de production hydroélectrique sur le territoire du Grand Douaisis
Planche 37	Carte du réseau hydrographique sur le territoire du Grand Douaisis

La Récupération d'énergie

- Planche 38 Carte des Stations de Relevages des Eaux sur le territoire du Grand Douaisis
- Planche 39 Potentiel de production de chaleur sur eaux usées à échéance 2020 – 2050 sur le territoire du Grand Douaisis
- Planche 40 Potentiel de production de chaleur sur eaux usées à échéance 2020 – 2050 sur la commune de Douai

Les Réseaux de Chaleur

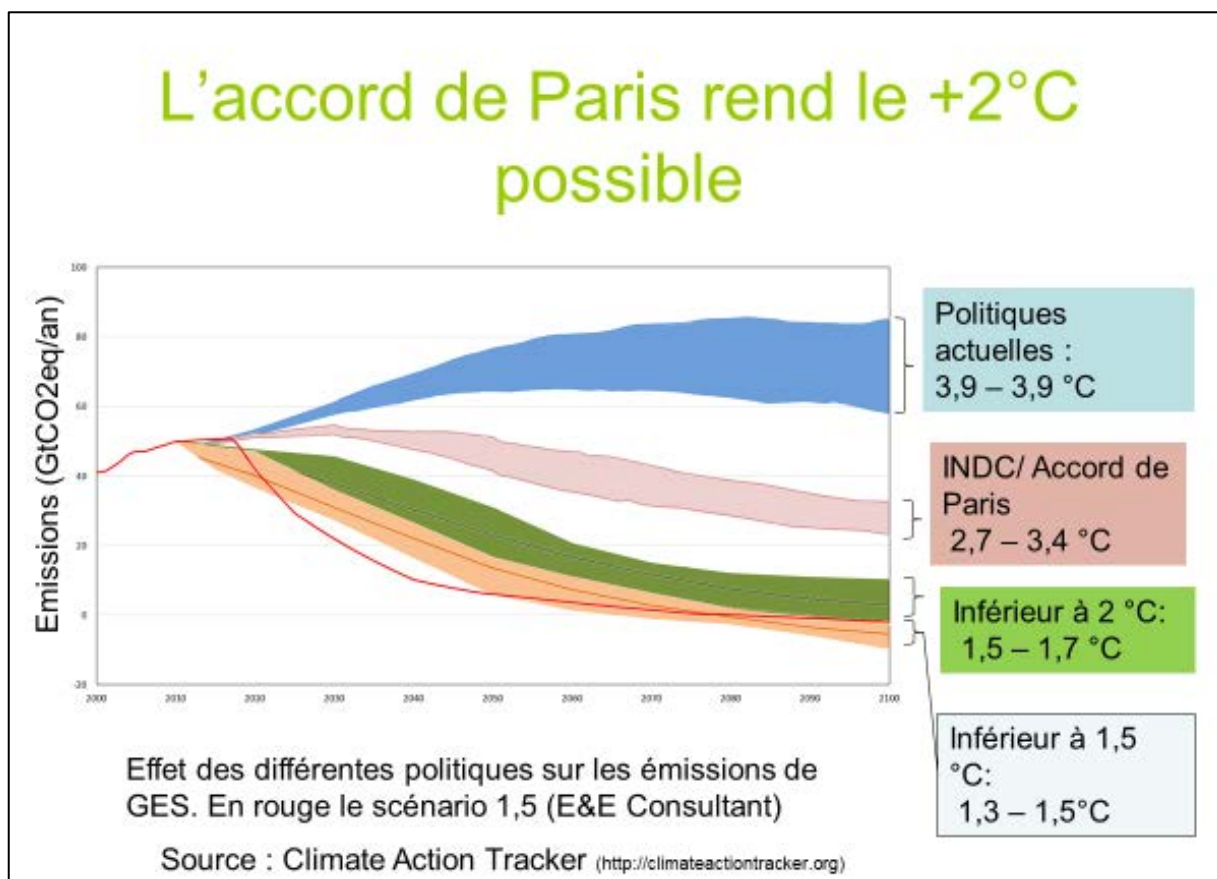
- Planche 41 Densité d'habitation et indicateur tertiaire sur le territoire du Gand Douaisis
- Planche 42 Desserte potentiel de chaleur par le biais d'un réseau de chaleur sur le territoire du Grand Douaisis

1. CONTEXTE & ELEMENTS DE CADRAGE

1.1. CONTEXTE

Les changements climatiques nous menacent gravement d'ici à la fin du siècle. Il n'y a plus de doute, la terre se réchauffe. Ce bouleversement des climats menace la stabilité géopolitique et les productions agricoles mondiales.

A Paris, à la COP21* de 2015, tous les pays se sont accordés sur la méthode pour limiter le réchauffement à moins de 2°C. Les premiers engagements (les « INDC* ») nous amènent autour de 3°C à la fin du siècle, c'est la moitié du chemin à parcourir. Les pays et les territoires devront prendre de nouveaux engagements à l'horizon de 2020.



Les scientifiques du GIEC* nous disent avant tout « sortez du pétrole, sortez des énergies fossiles, et vite ! ». Seuls aussi les scénarios économes en énergie au niveau mondial permettent d'atteindre les objectifs climatiques. La transition doit s'appliquer dans tous les secteurs : habitat, entreprises, transports, collectivités, tant pour l'électricité que pour la chaleur. Du point de vue économique c'est un changement majeur qui bouleverse les acteurs en place.

Les énergies renouvelables sont au cœur de la transition énergétique, en une décennie, elles sont sorties de la marginalité, en effet :

- ✓ La ressource est considérable et suffisante
- ✓ Les coûts complets sont désormais inférieurs aux énergies concurrentes
- ✓ La mise en place d'un réseau 100% ENR* passe d'abord par une coordination des vecteurs d'énergie
- ✓ L'enjeu est aussi de maximiser les renouvelables **thermiques** (géothermie, solaire thermique, pompes à chaleur...)

* Les mots accompagnés d'une « * » dans l'ensemble des documents de l'étude de préfiguration correspondent à des abréviations dont leur définition est reprise dans le glossaire

Même dans une région comme les Hauts de France, il y a la place et la ressource... Ainsi, une production extrême de 400 TWh* (100% de l'électricité) ne représenterait que 5% de la surface de notre pays.

Les autres ressources électriques sont aussi considérables : par exemple, huit centrales éoliennes offshore de 100 km / 100 km produiraient 3 000 TWh – soit l'équivalent de la consommation de l'Union Européenne (UE). Selon l'Agence Européenne de l'Environnement, l'offshore peut fournir sept fois le besoin électrique présent de l'UE. Les ENR sont désormais les moins chères. Trois enchères en Mer du Nord sur l'offshore éolien sont descendues vers 50 €/MWh soit un prix « sans subvention ».

En France, la construction du photovoltaïque est descendue sous les 70 €/MWh dans les appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). L'éolien terrestre se situe à des niveaux similaires.

Avec ces accords de la COP 21, un nouveau cadre de l'énergie est ressorti :

- Une part élevée d'énergies renouvelables électriques et thermiques
- L'électricité devient le vecteur d'énergie dominant, l'hydrogène prend sa part dans l'industrie et les transports.
- Autonomie et complémentarité des territoires : le plus local n'est pas toujours le plus durable
- Enjeu territorial et multi-énergie pour assurer la flexibilité de l'approvisionnement et les meilleures retombées économiques.
- Le nouveau système doit s'adapter aux variations de production des énergies renouvelables et aux nouveaux usages, via de nouvelles pratiques et technologies.

1.2. ELEMENTS DE CADRAGE

1.2.1 Pourquoi réaliser une étude de préfiguration énergétique ?

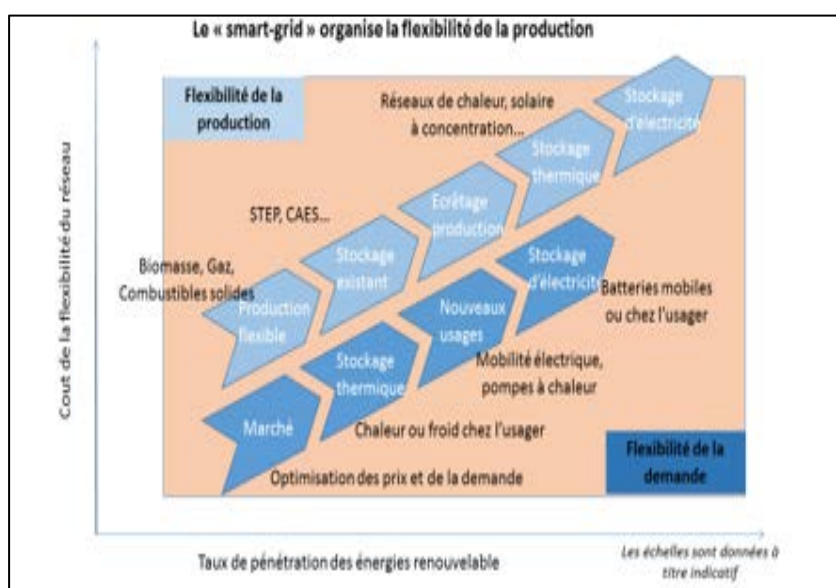
Pour un avenir décentralisé et renouvelable :

- La flexibilité est essentielle, avec des choix de coût croissant où le stockage de l'électricité n'est qu'une option ultime
- Chaque collectivité, chaque commune devra faire face à ces changements en y trouvant des opportunités économiques, intégrés au projet du territoire et contribuant à la transition.
- Le système optimal est réparti entre local, régional et continental, et entre plusieurs ressources renouvelables, au service du projet de territoire, la figure suivante permet d'illustrer les caractéristiques types des énergies locales, des énergies régionales et des énergies continentales :

Où est l'optimum ?				
Echelle	Raccordement électrique	Exemple-type d'échange	Exemple de financement	Exemple type
Local	Basse ou moyenne tension	Auto-production	Auto financement	Toiture PV
Régional	Moyenne tension	Coopératives d'investissement	Fonds d'investissement spécialisés	Groupe d'éoliennes terrestres
Continental	Réseau de transport	Marchés d'énergie	Syndicats bancaires	Eolien off-shore, PV au sol

- La notion de Territoire à énergie positive (« TEPOS* »), territoire qui produit autant ou plus d'énergie qu'il n'en consomme, est une notion importante à intégrer avec le compromis local/régional.

Cette étude s'inclue entièrement dans la Troisième Révolution Industrielle (TRI/REV3*) qui veut transformer la Transition Energétique en opportunité pour l'économie de notre région. Au cœur de la TRI, l'approvisionnement flexible des réseaux.



Il s'agit d'organiser l'ensemble des mesures qui concourent à adapter la demande et l'offre d'énergie.

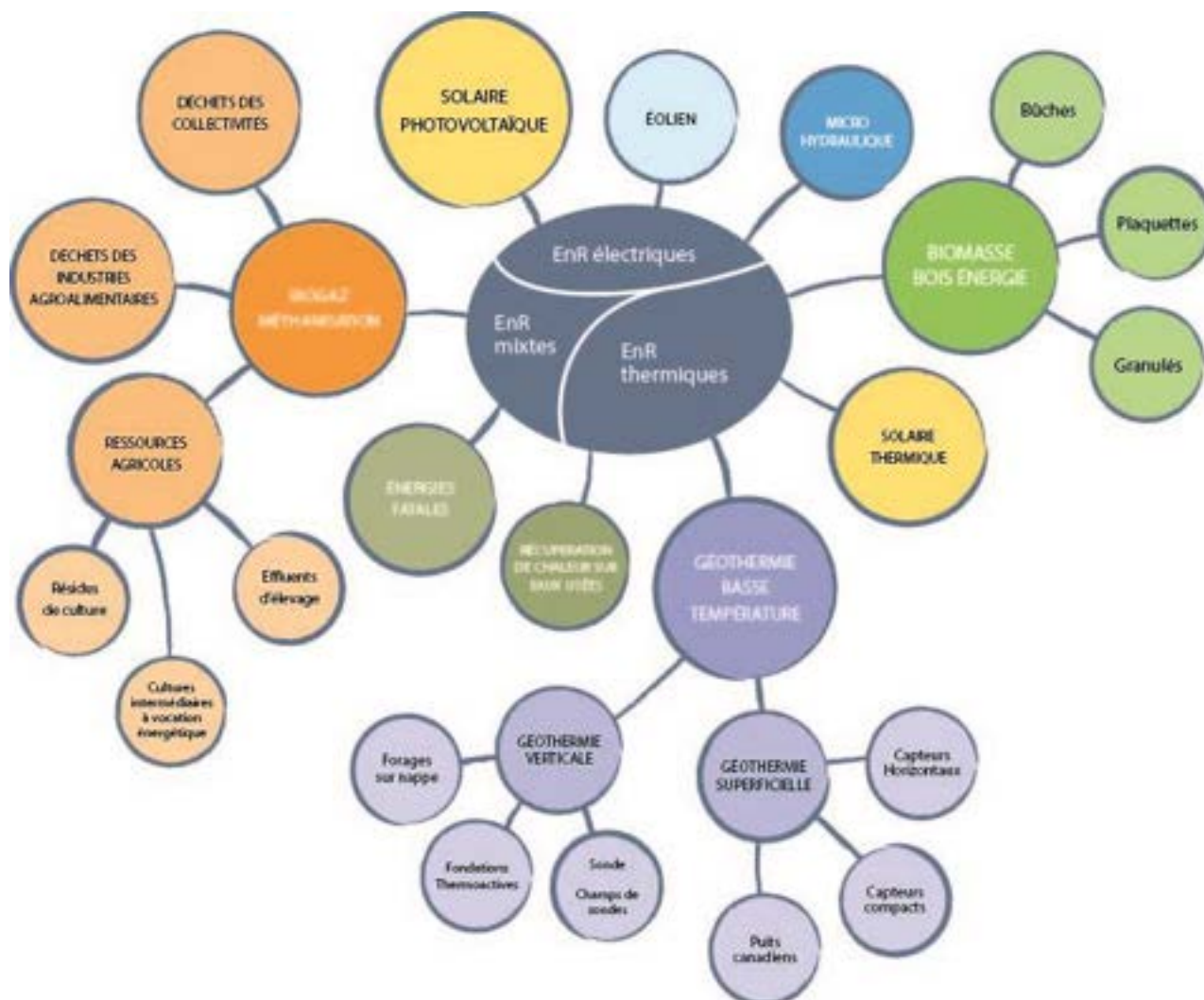
- ✓ Flexibilité du marché, tarifs, etc.
- ✓ Utilisation optimale des réseaux de transport, construction de barreaux
- ✓ Production par des centrales très réactives, turbines à gaz, etc.
- ✓ Stockage traditionnel de l'hydro ou du gaz en souterrain
- ✓ Débrayage lors des pointes extrêmes des moyens de production variables
- ✓ Stockages innovants combinés avec les transports électriques

A ces mesures techniques s'ajoute la combinaison des usages de la chaleur (géothermie, récupération sur les industries ou les bâtiments, pompes à chaleur, solaire thermique...) transportées et échangées sur les réseaux, en coordination avec des usages électriques (chargement des batteries pour le transport, production d'hydrogène...).

Convaincu très tôt des liens entre l'aménagement du territoire et les enjeux liés à l'énergie-climat, le Syndicat Mixte du SCoT Grand Douaisis a choisi d'associer une « dynamique climat » à son Schéma de Cohérence Territoriale (SCoT*). Privilégiant les actions concrètes et pédagogiques, le Syndicat mixte joue au travers de ces deux projets totalement imbriqués un rôle d'initiateur, de facilitateur et d'expertise au service des acteurs et de la cohérence des actions du territoire.

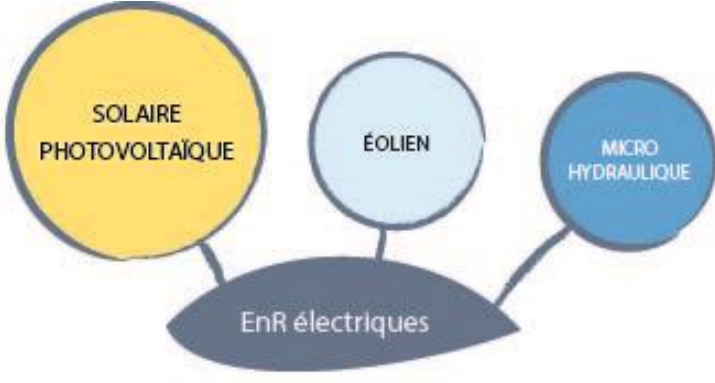
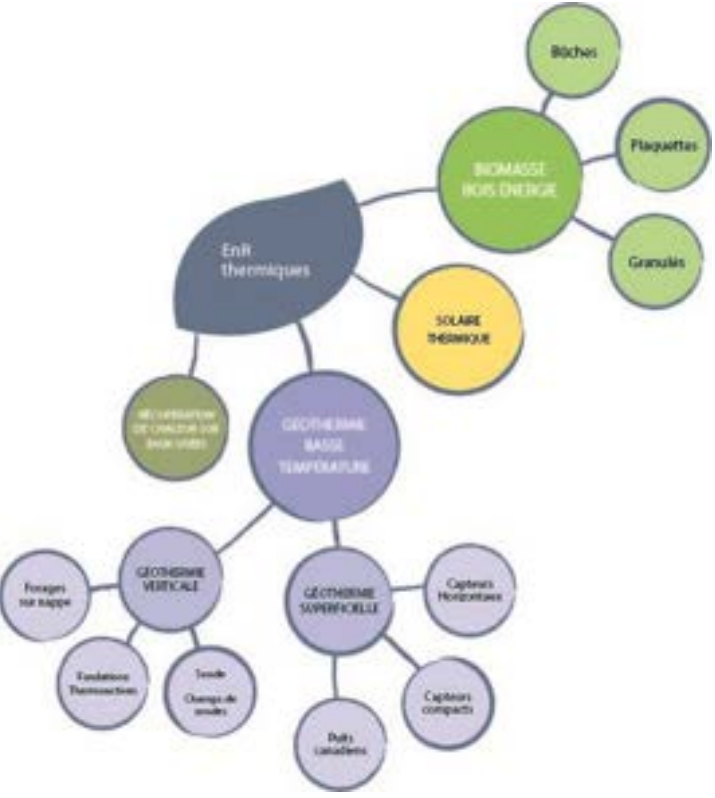
Dans ce contexte, le Syndicat Mixte du SCoT Grand Douaisis, pour s'inscrire dans un avenir renouvelable et dans la Troisième Révolution Industrielle, a décidé de lancer une étude de préfiguration énergétique ayant pour but d'être un outil d'aide à la décision qui s'appuie sur 3 niveaux fondamentaux qui sont :

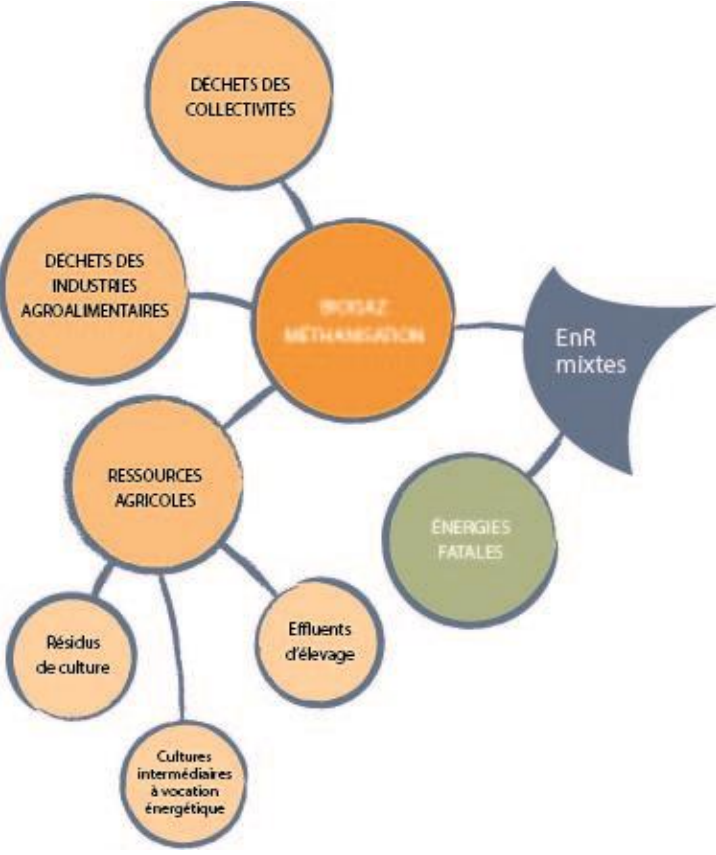
- ✓ L'analyse des besoins
- ✓ La connaissance des productions
- ✓ L'identification des cibles prioritaires



Une étude de préfiguration permet de mieux faire connaître la filière que ce soit auprès des professionnels, des maîtres d'ouvrages, publics ou privés, mais aussi auprès des particuliers. Elle permet également de s'appuyer sur des retours d'expérience grâce aux installations déjà en service et de disposer d'expertise afin d'orienter des choix techniques et financiers les plus pertinents.

Ainsi, l'étude de préfiguration énergétique s'est basée sur l'analyse et l'expertise d'un ensemble d'Energies Renouvelables et de Récupération (EnR&R) qui sont reportées dans l'organigramme ci-avant et détaillées dans le tableau suivant :

	Secteur d'EnR	Energies renouvelables
ENR ELECTRIQUES	 Diagramme du secteur d'EnR électriques : Un ovale central gris foncé intitulé 'EnR électriques' est connecté à trois cercles : 'SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE' (jaune), 'ÉOLIEN' (bleu clair) et 'MICRO HYDRAULIQUE' (bleu foncé).	➤ Solaire photovoltaïque : Energie électrique produite à partir du rayonnement solaire ➤ Eolien : Energie électrique produite à partir de l'énergie cinétique du vent ➤ Micro-hydraulique : Energie électrique produite à partir de la force de l'eau
ENR THERMIQUES	 Diagramme du secteur d'EnR thermiques : Un ovale central gris foncé intitulé 'EnR thermiques' est connecté à quatre cercles : 'BIOMASSE BOIS ENERGIE' (vert), 'SOLAIRE THERMIQUE' (jaune), 'GÉOTHERMIE BASSE TEMPÉRATURE' (violet) et 'RÉCUPÉRATION DE CHALEUR SUR EAUX USÉES' (vert). Le cercle 'BIOMASSE BOIS ENERGIE' est connecté à 'Bûches', 'Plaquettes' et 'Granulés'. Le cercle 'GÉOTHERMIE BASSE TEMPÉRATURE' est connecté à 'GÉOTHERMIE VERTICALE' et 'GÉOTHERMIE SUPERFICIELLE'. 'GÉOTHERMIE VERTICALE' est connecté à 'Forages sur nappe', 'Fondations Thermosonction' et 'Touche Chauffage de locaux'. 'GÉOTHERMIE SUPERFICIELLE' est connecté à 'Capteurs Horizontaux', 'Capteurs compacts' et 'Puits canadiens'.	➤ Biomasse bois énergie : Energie thermique produite par combustion directe du bois ➤ Solaire thermique : Energie thermique produite par l'utilisation des rayonnements solaires ➤ Géothermie basse température : Energie thermique produite par l'utilisation de chaleur stockée dans le sous-sol ➤ Récupération de chaleur sur eaux usées : Energie thermique produite par la récupération des calories contenues dans les eaux usées ou « eaux grises »

	Secteur d'EnR	Energies renouvelables
ENR MIXTES		➤ Biogaz méthanisation : on l'appelle aussi le gaz naturel renouvelable, mélange de méthane et de gaz carbonique additionné d'autres composants, le biogaz est un gaz combustible permettant la production de chaleur, d'électricité ou de biocarburant. ➤ Energie fatales : l'expression « énergie fatale » désigne la quantité d'énergie inéluctablement présente ou piégée dans certains processus ou produits qui parfois peuvent être, au moins en partie, récupérée ou valorisée. C'est le cas de l'eau issue des stations de relevages des eaux de mines.

1.2.2 Le territoire du Syndicat Mixte du SCoT Grand Douaisis

Le Syndicat Mixte du SCoT du Grand Douaisis est un organisme public, d'une superficie de 38 045 hectares, composé de 2 intercommunalités (la Communauté d'Agglomération du Douaisis et la Communauté de Communes Cœur d'Ostrevent) regroupant 56 communes pour 225 000 habitants.

Situé au cœur de la Région des Hauts-de-France, le territoire se trouve au carrefour de quatre grandes régions naturelles et administratives que sont le Valenciennois, à l'Est, le Cambrésis, au Sud, les pays du Lensois, à l'Ouest et la métropole lilloise, au Nord.

Du point de vue topographique, le domaine d'étude comprend des altitudes comprises entre + 17 m NGF (Vallée de la Scarpe à Vred – Est du domaine) et + 80 m NGF (Mont Delvigne à Cantin – butte sableuse).

Le réseau hydrographique principal comprend les rivières nommées la Scarpe et la Sensée. La Scarpe, affluent de l'Escaut situé au Nord du territoire, traverse le territoire d'Est en Ouest. La Sensée, également affluent de l'Escaut, est située en bordure Ouest du territoire qu'elle traverse du Sud vers le Nord ; elle est canalisée à plus de 50 %.

La structure du réseau hydrographique et la répartition des différents faciès géologiques (alluvions, limons, sables, craie,...) déterminent le modelé du relief et les relations entre les différents systèmes hydrologiques et hydrogéologiques.

L'hydrographie actuelle est dominée par le fait que les canaux ont considérablement modifié le réseau naturel qui est encore visible avec les alluvions (**PLANCHE 37**). Ainsi, le cours d'eau venant d'Arras qui se dirigeait vers Lécuse (actuelle vallée de la Sensée) rejoint maintenant la Scarpe à Courchelettes, plus au Nord, via le canal creusé entre Courchelettes et Vitry-en-Artois².

Par ailleurs, 69 % du territoire se situe dans le bassin Minier Nord-Pas de Calais. Ce domaine est fortement marqué par 200 ans d'exploitation charbonnière. Celle-ci a notamment provoqué des perturbations topographiques et hydrographiques avec des affaissements miniers pouvant atteindre plusieurs mètres. D'après le dernier rapport d'activité DPSM* de la Région Nord-Pas de Calais disponible, les terrains sont actuellement stabilisés. Les exploitants ont implanté des Station de Relevage des Eaux (SRE*) afin de pallier aux désordres hydrauliques de surface et de rétablir l'écoulement des eaux de ruissellement et des nappes superficielles hors des cuvettes et donc de protéger ces dernières des inondations.

² Commune située plus à l'ouest en dehors du territoire du Grand Douaisis

2. ELEMENTS DE SYNTHES ET REPERES

2.1. SYNTHESE DES POTENTIELS

Le **TABLEAU 1** synthétise par type d'EnR le potentiel brut, la part de la consommation globale et la part de consommation par flux sur l'ensemble du territoire étudié.

	EnR	Potentiel brut	Part de la consommation globale en 2015 (%)	Part consommation par flux ⁴ (%)
	Récupération de chaleur	de 21 à 51 GWh	de 0,4 % à 0,9 %	-
	Biogaz	212 GWh	3,8 %	7,9 %
	Photovoltaïque	1 158 GWh	22 %	43 %
	Eolien	269 GWh	4,9 %	10 %
	Géothermie	6 TWh	109 %	230 %
	Hydraulique	4,4 GWh	0,1 %	11,5 %
	Solaire thermique	310 GWh	5,6 %	16,4 %
	Chaleur distribuée	300 à 400 GWh/an (*)	-	-
	Bois-énergie	11,3 GWh	0,2 %	0,4 %
	Agroforesterie	5,5 GWh	0,1 %	0,2 %

Tableau 1 : Synthèse du potentiel énergétique par type d'EnR sur l'ensemble du territoire du SM du SCoT Grand Douaisis (*) la chaleur distribuée ne peut être additionnée aux autres ressources

⁴ Les flux correspondent au réseau électrique ou gaz

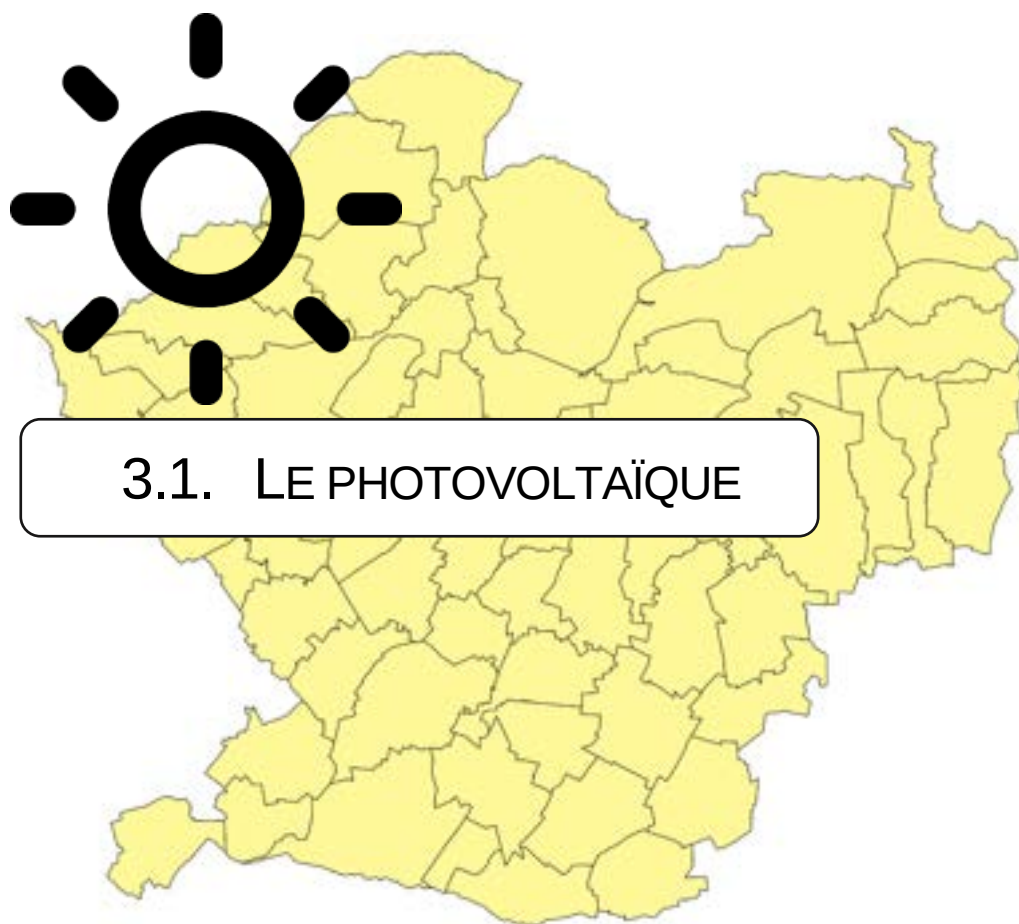
Le **TABLEAU 2** présente la méthodologie et les sources de données utilisées pour définir le potentiel des différentes EnR étudiées.

EnR	Méthodologie	Sources
 Récupération de chaleur	L'évaluation du potentiel se fait à partir des débits circulant dans les canalisations d'eaux usées ou en sortie de station d'épuration	Base des installations classées pour les STEU, bases SIG pour les réseaux
 Biogaz	Pour l'évaluation du potentiel biogaz, deux approches complémentaires sont proposées : - État des lieux du gisement disponible à l'heure actuelle - Vision prospective du gisement disponible à l'horizon 2050,	- AGRESTE - RA 2010 - Statistique agricole annuelle - Liste ministérielle des stations d'épuration - Liste nationale des GMS sur le territoire –annuaire professionnel
 Photovoltaïque	Un traitement SIG a été mené sur la base de filtres (surfaces...) Un tri individuel a été effectué par le biais d'images satellites. Les ratios utilisés dans l'étude sont issus de retours d'expériences de projets	- BD TOPO, couche bâtiment fournie par le SM SCoT. - Bases de données BASOL (sites et sols pollués) et BASIAS (historique des activités industrielles)
 Eolien	Un traitement SIG a été mené sur la base de croisement d'enjeux et de servitudes. Les surfaces « favorables » ont été qualifiées en potentiel installable	- BD TOPO - Geoportail.gouv.fr
 Géothermie	L'évaluation du potentiel géothermique a été menée par une étude bibliographique détaillée pour la mise en œuvre des procédés sur nappe et sur sondes verticales. Puis un croisement de l'ensemble des données a permis de créer deux cartes d'orientations prenant en compte les principales contraintes réglementaires et environnementales	- B.S.S. du BRGM - Agence de l'Eau Artois Picardie - Thèses universitaires - Publications du BRGM - Géothermie perspective - ADES
 Hydraulique	Mise à jour des études effectuées sur le territoire du Grand Douaisis	Etudes de potentiel et de faisabilité effectuées sur le territoire
 Solaire thermique	Le potentiel solaire est déduit de la demande de chaleur pouvant être couverte par deux technologies : production solaire centralisée sur réseau ; production d'Eau Chaude Sanitaire dans l'habitat et le tertiaire.	Besoins de chaleur et d'ECS : INSEE, Observatoire du Climat Hauts de France. Taux de couverture : exemples existants

EnR	Méthodologie	Sources
 Réseaux de chaleur	Le potentiel des réseaux de chaleur et des boucles tièdes locales combine la demande des combustibles du chauffage habitat-tertiaire et la densité INSEE calculée par commune.	Calcul sur INSEE et sur Observatoire du Climat Hauts de France, Norener et EACEI.
 Bois-énergie	Analyse de la filière sylvicole (uniquement) Détermination de la surface boisée Calcul des Volumes Présumés Réalisables (VPR) Déduction d'un potentiel de Bois Industrie / Bois Energie (BIBE) sur hypothèse BIBE = 50% VPR Déduction d'un potentiel de Bois Energie sur hypothèse BE = 50% BIBE Calcul d'un potentiel de plaquettes à 30% d'humidité.	- Parc Naturel Régional Scarpe Escaut : Etude « Démarche opérationnelle pour un approvisionnement du territoire en bois énergie permettant une valorisation locale de la ressource forestière » - Aménagements soumis au régime forestier (ENS, ONF...) - Voies Navigables de France - Propriétés privés soumises à Document de Gestion Durable (PSG, CBPS, RTG)
 Agroforesterie	Solagro	Etude de développement de l'agroforesterie sur le territoire du Grand Douaisis.

Tableau 2 : Méthodologie et sources de données par type d'EnR

3. ANALYSE DES ENERGIES A ENJEU TERRITORIAL



3.1.1 Les technologies

a) Les modules photovoltaïques

Le photovoltaïque est une technologie qui transforme directement l'énergie solaire en électricité par le biais d'un module solaire. Chaque module solaire est composé d'un assemblage de cellules photovoltaïques, elles-mêmes composées de deux couches de silicium permettant la génération de l'électricité. L'électricité est générée sous forme de courant continu, puis transformé en courant alternatif par le biais d'onduleurs. Suivant la topologie de l'installation, cette énergie peut être, ou revendue et injectée sur le réseau d'électricité, et/ou autoconsommée sur site.

Il existe plusieurs types de technologies, dont le choix dépend de plusieurs paramètres (type de toiture, caractéristiques de l'ensoleillement du site,...). Les cellules amorphes ont un rendement plus faible, mais dépendent moins de l'ensoleillement direct du site et s'adapte plus facilement.

- Les cellules monocristallines sont les plus coûteuses à produire mais présente le meilleur rendement (entre 16 et 24 %, record à 32 %). Celles-ci sont utilisées pour les éclaircissements forts et moyens (**FIGURE 1**). Dans le cas général, on considère 950 kWh/m² dans le Nord de la France.



Figure 1 : Centrales photovoltaïques avec modules monocristallins
(Source : Cohérence Energies)

- Les cellules polycristallines sont les cellules les plus courantes sur le marché (57 % des ventes). Cette technologie représente actuellement un bon compromis entre prix et performance, avec un rendement typique entre 14 et 18 % (record mondial : 22 %). Ces cellules sont utilisées notamment pour les éclaircissements modérés (**FIGURE 2**).



Figure 2 : Centrales photovoltaïques avec modules polycristallins
(Source : Cohérence Energies)

- Les cellules amorphes permettent de réaliser des modules souples (s'adapte aux courbures de la toiture), collés sur toiture plate ou bac acier. Elles représentent environ 10 % du marché mondial. Celles-ci ont un rendement plus faible (entre 5 et 7 %), mais dépendent moins de l'ensoleillement direct du site. En effet, ces cellules restent efficaces même sous faible ensoleillement ou ombrage partiel. Ces cellules sont généralement utilisées pour des centrales de petite puissance et avec de grandes surfaces (**FIGURE 3**).



Figure 3 : Centrales photovoltaïques utilisant des cellules amorphes
(source : Cohérence Energies)

- D'autres technologies existent également mais à un niveau de développement moins avancé. Les trois technologies les plus utilisées restent le photovoltaïque polycristallin, monocristallin et amorphe (**FIGURE 4**).

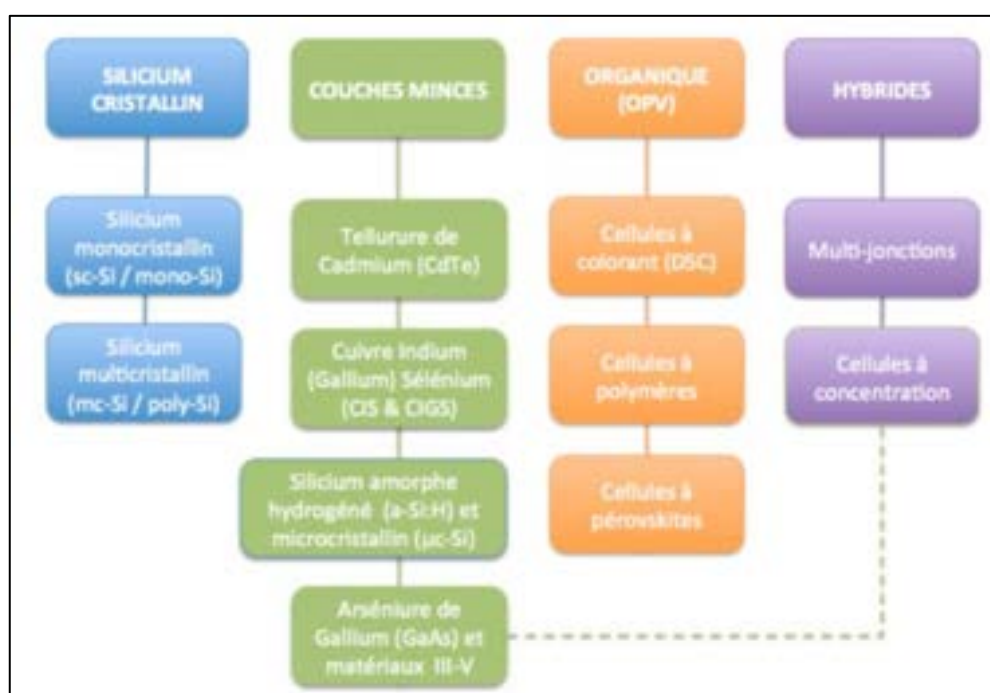


Figure 4 : Classification des cellules photovoltaïques (source : ADEME).

On notera ici qu'un rendement de 15 %, par exemple, signifie que pour 100 W qui arriverait sur le panneau solaire, ce dernier produirait 15 W d'électricité. En l'occurrence, la puissance des panneaux photovoltaïques est exprimée en kilowatt-crête (kWc), qui correspond à la puissance atteinte dans des conditions de laboratoire précise (un ensoleillement standard de 1.000 W/m² à 25°C).

Notons également qu'il ne faut pas nécessairement que le temps soit ensoleillé pour qu'un panneau solaire génère de l'électricité ; le rendement sera simplement proportionnel à l'ensoleillement et au type de cellules utilisées. A titre d'exemple, un ombrage partiel sur des cellules amorphes aura une faible conséquence sur la production, tandis que dans le cas de cellules cristallines, la perte de production due à l'ombre s'étendra bien au-delà de la surface ombragée.

b) Les typologies de projets

Si le rôle des modules est la génération d'électricité, il existe une multitude de manière de l'intégrer.

Typologie	Description	Exemple
Intégration complète en toiture	Les modules sont intégrés dans le plan de la toiture. Les modules ont ainsi une fonction d'étanchéité. Cette typologie est notamment intéressante dans le cas d'intégration architecturale des modules.	
Intégration en surimposition	Les modules sont posés sur la toiture par le biais d'un système d'intégration. Le système n'a pas de fonction d'étanchéité.	
Toiture terrasse	En membranes solaire ou surimposition, l'installation est discrète et peut-être optimisée pour de l'autoconsommation (orientation Est-Ouest).	
Verrière	Modules semi-transparentes pouvant s'intégrer sur des verrières (habitat, bureaux, ...) mais également sur des serres agricoles.	

Garde-corps	Les modules sont intégrés sur la protection périmétrique de la toiture terrasse. De fait, la production est optimisée (ventilation, inclinaison), et la pose est possible sur les 4 faces du bâtiment. Cette typologie est un véritable outil de communication (valorisation de l'image de l'entreprise).	
Brise-soleil	Placé en brise-soleil, cette configuration permet également une protection contre les intempéries avec une production optimisée (ventilation, inclinaison). Cette typologie est un véritable outil de communication (valorisation de l'image de l'entreprise).	
Ombrière de parking	En protection contre les intempéries pour les véhicules (soleil, pluie). Cette configuration présente plusieurs avantages : utilisation du foncier sans interruption d'activité, faible emprise au sol, récupération d'eaux de pluies, éclairage du parking, recharge véhicules électriques,... Cette typologie est un véritable outil de communication (valorisation de l'image de l'entreprise).	
Au sol	Permet l'utilisation du foncier des collectivités ; sols pollués, cessation d'activités, délaissés... ;	
Trackeur	Structure au sol permettant au module de suivre la course du soleil sur 1 ou 2 axes. La productivité des modules est ainsi optimisée.	

Tableau 3 : Descriptions des différentes typologies de panneaux photovoltaïque

3.1.2 Le cadre économique

Depuis l'ouverture du marché de l'énergie, il est possible de vendre la production d'énergie photovoltaïque à n'importe quel acheteur. Le prix d'achat de l'électricité peut théoriquement être différent d'un acheteur à l'autre. Le contrat d'achat est généralement fixé pour une période de 20 ans à compter de la mise en service.

Il peut être distingué deux mécanismes : l'achat de l'électricité produite via l'obligation d'achat ou la valorisation via des contrats de complément de rémunération.

Le cadre de valorisation de l'électricité est résumé dans la **FIGURE 5** ci-dessous.

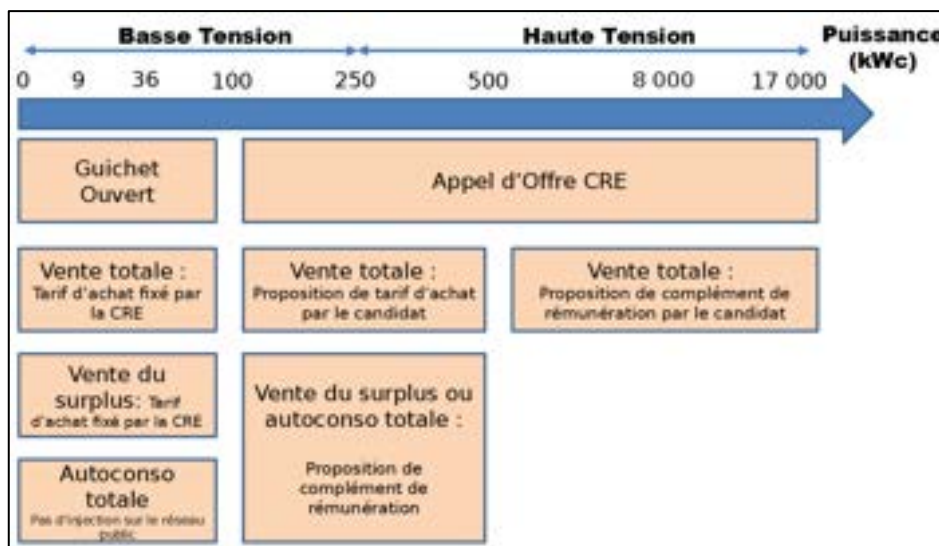


Figure 5 : Cadre économique français (source : Cohérence Energies)

Dans le cas de centrales inférieure à 100 kWc, EDF et les ELD*, ou tout autre organisme éligible, ont l'obligation d'acheter l'énergie d'origine photovoltaïque à un tarif d'achat fixé par arrêté tarifaire. La vente de l'électricité est effectuée en guichet ouvert : le gouvernement publie chaque trimestre le prix de vente de l'électricité photovoltaïque en fonction des typologies de l'installation. Dans le cas de l'autoconsommation, il est possible de vendre l'électricité en surplus selon certaines modalités. Tous les projets supérieurs à 100 kWc sont soumis aux appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Les développeurs doivent déposer un dossier selon un cahier des charges défini en spécifiant un tarif d'achat (ou complément de rémunération pour les projets supérieurs à 500 kWc). Suivant le classement des dossiers et les volumes de puissances attribuables par période, le dossier se voit accepté ou non.

3.1.3 Le cadre réglementaire

De manière similaire au cadre économique, le cadre réglementaire français s'appuie sur des seuils de puissances de centrales et des typologies (

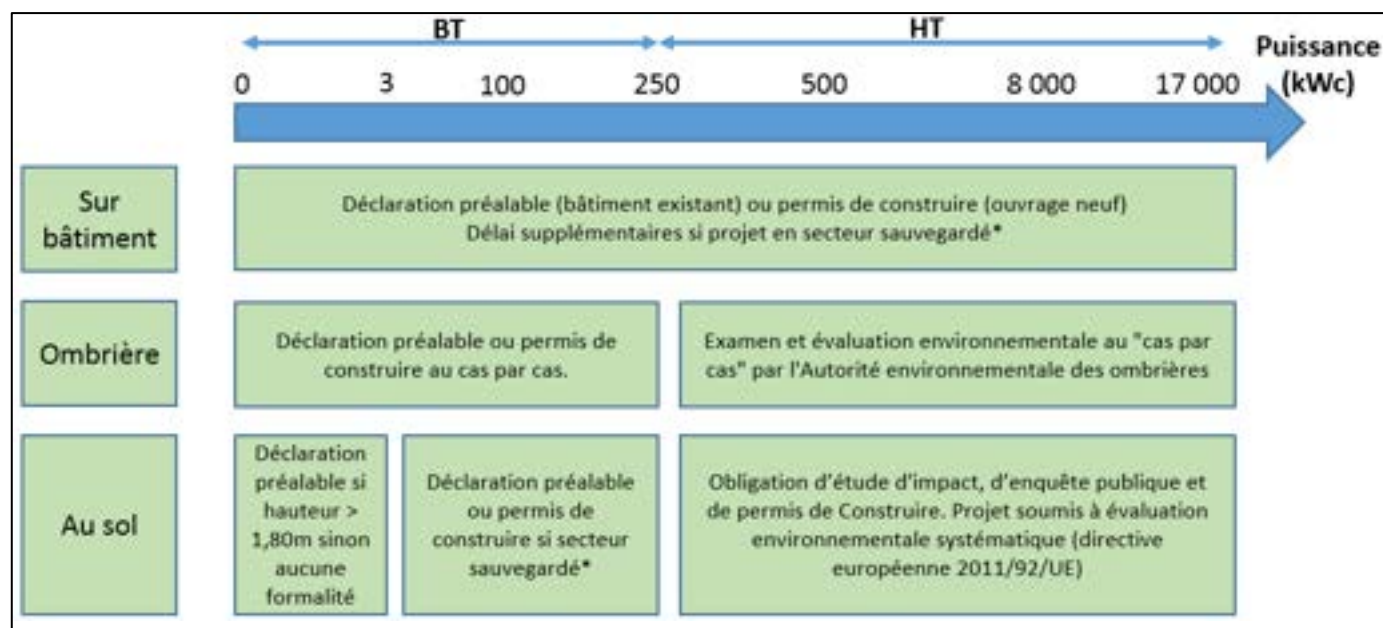


FIGURE 6).

Figure 6 : Cadre réglementaire pour les systèmes photovoltaïques en fonction de la puissance installée et de la typologie de l'installation (source : Cohérence Energie) * Zone urbaine soumise à des contraintes particulières par ses caractéristiques (site naturel, ou site classé, ou étant en périmètre de protection de monument historique (zone ABF))

Plusieurs dispositions générales peuvent également être ajoutées :

- Pour bénéficier du tarif d'achat, l'installateur doit prouver la détention de l'une des qualifications suivantes (cf arrêté tarifaire du 9 mai 2017) :
 - La qualification 5911 délivrée par Qualibat
 - Les qualifications SP1 et SP2 délivrées par Qualifelec
 - La qualification QualiPV délivrée par Qualit'EnR
- L'installation doit être validée par le Consuel* (avant raccordement au réseau public de distribution).
- Le décret n°2014-928 du 19 août 2014 relatif aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE*) et aux équipements électriques et électroniques usagés stipule l'obligation de collecter de manière séparée et traiter les panneaux photovoltaïques usagés.
- L'article 86 de la loi biodiversité du 8 août 2016⁵ indique que toute création de surfaces commerciales de plus de 1 000 m² (ou projets référencés par l'article L 752-1 du Code du Commerce⁶) n'est autorisée qu'à la condition qu'ils intègrent "sur tout ou partie de leurs toitures (...) soit des procédés de production d'énergies renouvelables, soit un système de végétalisation (...) soit d'autres dispositifs aboutissant au même résultat". Et ce pour tous les permis de construire déposés depuis le 1^{er} mars 2017.

⁵ <https://www.legifrance.gouv.fr/eli/loi/2016/8/8/2016-1087/jo/texte>

⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000005634379&idArticle=LEGIARTI000006241126&dateTexte=&categorieLien=cid>

3.1.4 Autoconsommation individuelle et collective

Ces dernières années, le modèle pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau a porté sur la vente totale de l'électricité par l'intermédiaire d'un tarif d'achat mis en place pour développer la filière française (cf. mécanisme d'obligation d'achat). Depuis la loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte, l'autoconsommation a été formellement introduite. Plusieurs textes successifs sont venus enrichir et compléter le cadre juridique et réglementaire de l'autoconsommation :

- L'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 et le décret d'application n°2017-676 du 28 avril 2017 créé un chapitre 5 dédié à l'autoconsommation dans le livre 3 du code de l'énergie (partie réglementaire et législative).
- La loi du 24 février 2017 complète et ratifie l'ordonnance du 27 juillet 2016. Ce texte permet de définir un cadre juridique pour l'autoconsommation.
- L'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 fixe les conditions pour bénéficier des tarifs d'achat et primes à l'investissement pour l'autoconsommation avec vente en surplus. Il est applicable à compter du 11 mai 2017.

Deux typologies d'autoconsommation peuvent être mises en évidence :

- 1) **Autoconsommation individuelle** : « le fait pour un producteur, dit auto-producteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation. La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage » (article L.315-1 du code de l'énergie) (**FIGURE 7**) ;

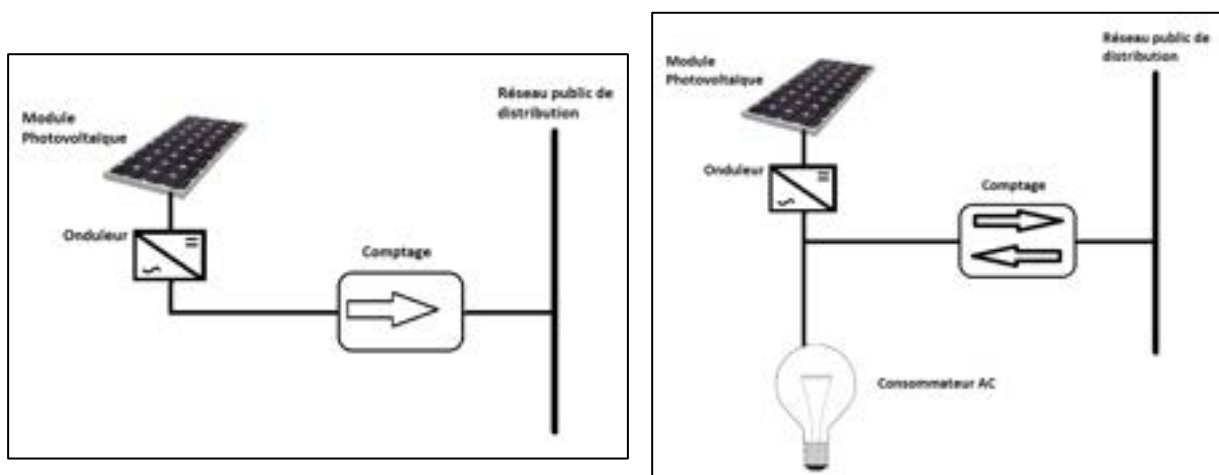


Figure 7 : Schéma d'un système photovoltaïque connecté au réseau public de distribution (à gauche), et d'un système photovoltaïque en autoconsommation individuelle sans stockage (source : Cohérence Energies)

- 2) **Autoconsommation collective** : « lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension » (article L.315-2 du code de l'énergie) (**FIGURE 8**) ;



Figure 8 : Exemple d'opération d'autoconsommation collective sur bâtiments publics reliés par le même réseau de distribution Basse Tension (source : Cohérence Energies).

3.1.5 L'évolution du marché

Comme indiqué ci-avant, le modèle actuel depuis plusieurs années porte sur la vente totale de l'électricité par l'intermédiaire d'un tarif d'achat. Ce tarif est segmenté en fonction de la puissance et du type de l'installation (centrale au sol, en ombrière de parking, sur bâtiment). Depuis 2012, ce tarif baisse régulièrement. Parallèlement, le coût de la production a fortement baissé notamment en raison de la forte baisse du prix des modules photovoltaïque qui compose une partie de l'investissement : division par un facteur 5 sur la période 2009-2017 (**FIGURE 9**).

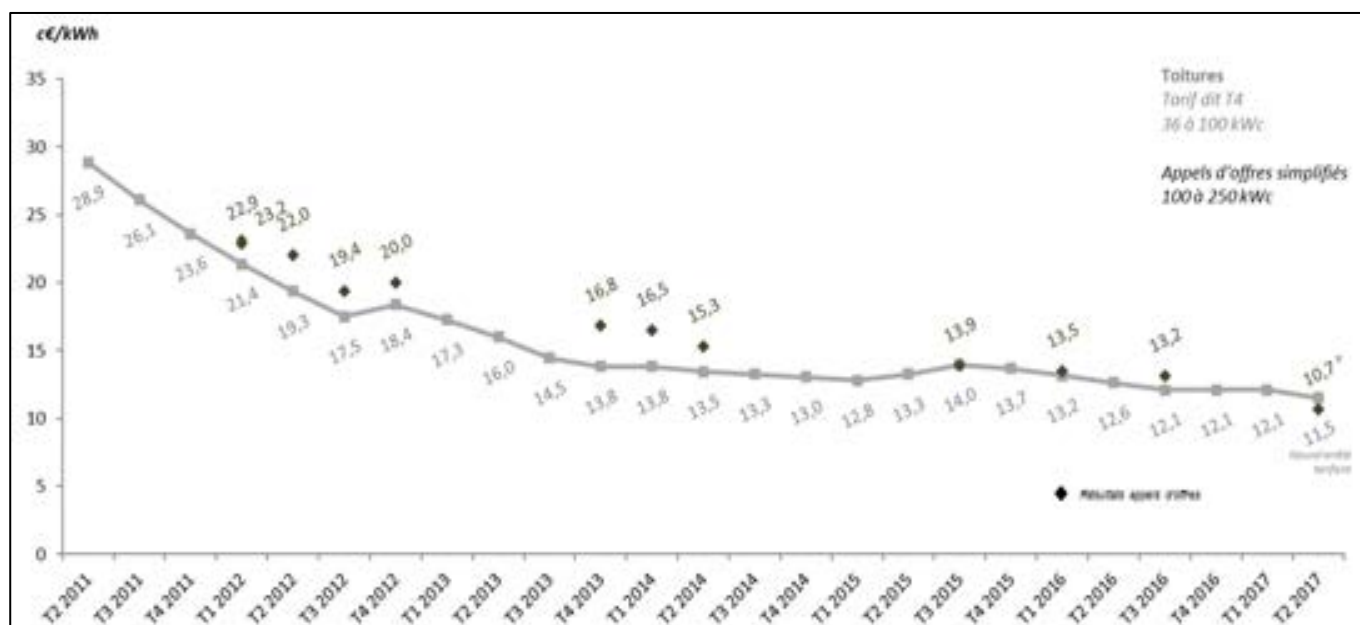


Figure 9 : Evolution trimestrielle des tarifs d'achats (source : Observatoire de l'énergie solaire)

Cependant, l'intérêt premier consistant à consommer sa propre production refait surface. L'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 précise les conditions encadrant la pratique de l'autoconsommation d'électricité, ouvrant largement le champ des possibilités. Sous certaines conditions, l'autoconsommation collective est ainsi possible.

En outre, le Schéma Régional Climat Air Énergie définit, à horizon 2020, les objectifs suivants :

- 100 MWc* sur les maisons individuelles
- 80 MWc au sol et sur les ombrières
- 380 MWc sur les « autres toitures » : immeubles résidentiels et tertiaires, hôpitaux, bâtiments d'enseignement et sportifs, grandes toitures industrielles et commerciales, bâtiments agricoles...



Figure 10 : Représentation schématique des densités d'installation photovoltaïque en Europe à la fin de l'année 2017 (source : CD2E)

Suivant la **FIGURE 10**, le constat est sans appel : le nombre d'installations photovoltaïques n'est pas lié au taux d'ensoleillement d'un territoire. Fin mars 2018, 138 MWc (soit 20 % de l'objectif de la Région HDF avec 560 MWc en ex-NPDC et 130 MWc pour l'ex-Picardie) étaient installés sur l'ensemble de la région HdF. De même, 891 installations en autoconsommation (majoritairement des particuliers) ont été recensées dans la Région en mai 2018 (**FIGURE 10**). Le développement du photovoltaïque en région est donc très insuffisant au regard des objectifs SRCAE des deux ex-régions. La labellisation du SCoT du Grand Douaisis en Territoire à Énergie Positive pour la Croissance Verte (TEPCV*) constitue en ce sens une opportunité d'atteinte de ces objectifs. Un tel développement permettrait également d'ouvrir de nombreuses potentialités en termes de services, tant sur la mobilité électrique (borne de recharge) que le stockage d'énergie.

3.1.6 La production actuelle sur le territoire du SM du SCoT GD

En 2015, la production d'électricité photovoltaïque s'élevait à 13,4 MWc, soit 14,5 GWh. Cette production est principalement issue d'une installation : celle de l'Usine Renault (Douai/Cuincy), de 10 MWc (11,5 GWh en 2015). Sur le territoire du SCoT, 9 installations se démarquent par leur puissance :

- Douai (Renault) : 10 MWc
- Brunemont : 233 kWc
- Marcq-en-Ostrevent : 210 kWc
- Aubigny-au-Bac : 175 kWc
- Masny : 124 kWc
- Erchin : 105 kWc
- Lambres-lez-Douai : 93 kWc
- Flines-les-Raches : 85 kWc
- Roucourt : 45 kWc

3.1.7 Source des données, méthodologie et limites

Le potentiel a été déterminé selon des considérations de positionnement des bâtiments et des surfaces de toitures. Ces données sont issues de la BD TOPO fournie par le SM du SCoT GD. De même, les bases de données BASOL (sites et sols pollués) et BASIAS (historique des activités industrielles) ont été utilisés. Un tri individuel a été effectué par le biais d'images satellites. Les ratios utilisés dans l'étude sont issus de retours d'expériences de projets. Ainsi, il est considéré un ratio d'installation de photovoltaïque de 0,217 Wc/m² de surface au sol, en prenant en compte la mise en place de module de 300 Wc sur une surface inclinée de 30° (toiture, système d'intégration, centrale au sol,...). De tels paramètres vont bien sûr différer suivant la configuration d'un projet (exemple de l'autoconsommation avec une orientation possible en Est-Ouest).

Le **TABLEAU 4** suivant traduit la surface d'installation des modules par rapport à une surface projeté au sol et en tenant compte des ombrages et contraintes techniques (préconisation incendie, obstacles moyens en toiture, ...).

		Facteur de surface brut	
		Minimum	Maximum
Bâtiment	3-9kW = 20 à 40 m ²	0,2	0,4
	9-36 kW = 40 à 250 m ²	0,3	0,5
	36-100kW= 250 à 600 m ²	0,3	0,5
	100kW-250kW= 600 à 1500m ²	0,2	0,8
	Sup à 250 kW = sup à 1500 m ²	0,2	0,8
Centrales au sol		0,4	0,8

Tableau 4 : Ratio de surface d'installation des modules par typologie

Il convient cependant de préciser les limites d'un tel exercice. Les résultats présentés sont issus d'une analyse macroscopique. Ainsi, ce potentiel ramène chaque bâtiment à une moyenne générale, sans tenir compte de ses spécificités.

3.1.8 Le potentiel

a) Le potentiel solaire

L'ensoleillement moyen dans le département du nord est de 950 KWh/kWc/an ; permet la production de 950 kWh par an pour chaque kWc installé dans des conditions optimales d'orientation et d'inclinaison. Ces valeurs serviront de ratio de production de référence, pour tout type d'installation (de 3 kW à plus de 250 kW) sur le territoire du Grand Douaisis (**FIGURE 11**).

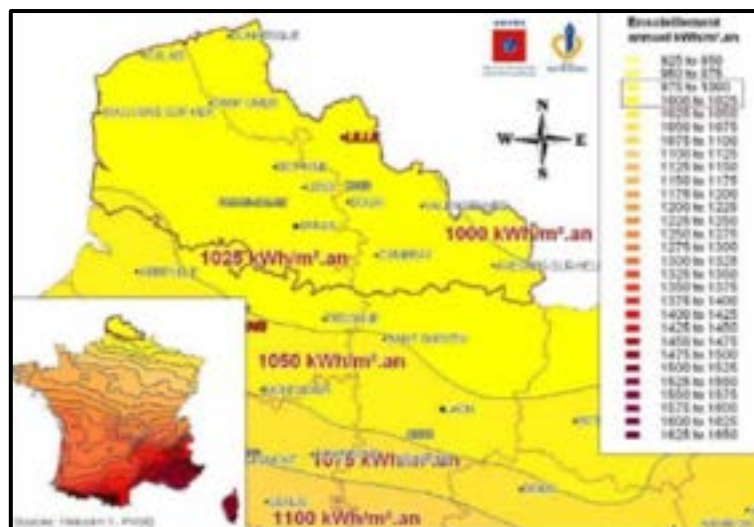


Figure 11 : Données nationales et régionales d'ensoleillement
(Source : SRCAE NPDC – Etude Axène)

b) Le potentiel de surface utile

Le potentiel est détaillé selon deux segments : bâtiments et centrales au sol. Dans le cas des bâtiments, celui-ci a été divisé en plusieurs typologies de projets. Ces seuils correspondent aux seuils économiques des tarifs d'achat ou d'appels d'offres.

		Types de bâtiments	Nombre de sites identifiés	Surface totale mobilisable
Bâtiment	3-9kW = 20 à 40 m ²	Petit Résidentiel	7 121	20 ha
	9-36 kW = 40 à 250 m ²	Résidentiel et petit tertiaire / industriel	42 559	410 ha
	36-100kW= 250 à 600 m ²	Industries et tertiaires	1 970	71 ha
	100kW-250kW= 600 à 1500m ²	Industries et tertiaires	1 392	124 ha
	Sup à 250 kW = sup à 1500 m ²	Grandes industries et tertiaires	536	281 ha
Centrales au sol		Friches	31	35 ha
TOTAL			53 578	941 ha

Tableau 5 : Potentiel de surface utile

D'après le **TABLEAU 5**, les toitures ayant une surface au sol comprise entre 40 et 250 m² sont les plus nombreuses sur le territoire. Celles-ci correspondent au secteur résidentiel et petit tertiaire/industriel, conséquence directe de la densité de population élevée du territoire. Cependant, leur potentiel en termes de surface au sol est largement réduit au regard des autres segments. Ainsi, les toitures des grandes industries et tertiaires sont les plus faibles en nombre, mais représentent 30 % du potentiel en termes de surface. A l'opposé, les petites toitures inférieures à 40 m² ont un potentiel négligeable en surface (**FIGURE 12**).

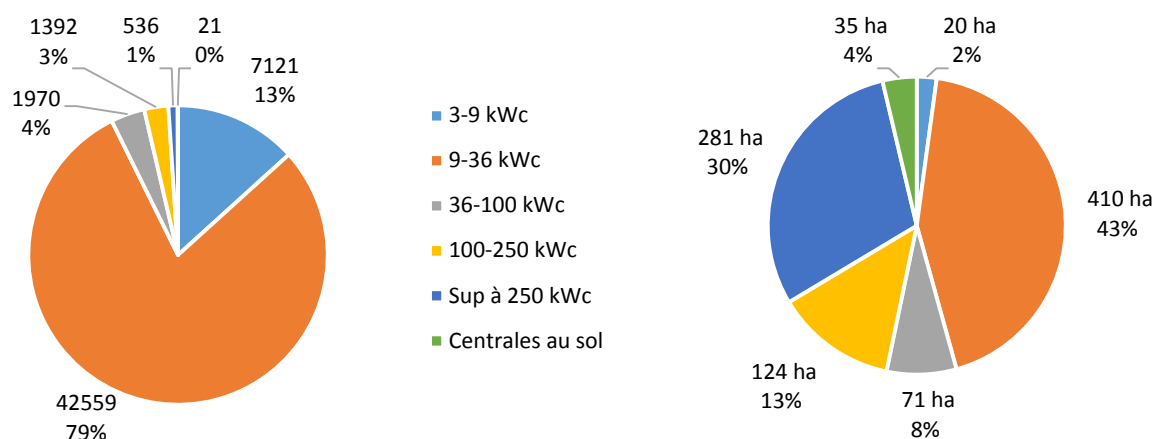


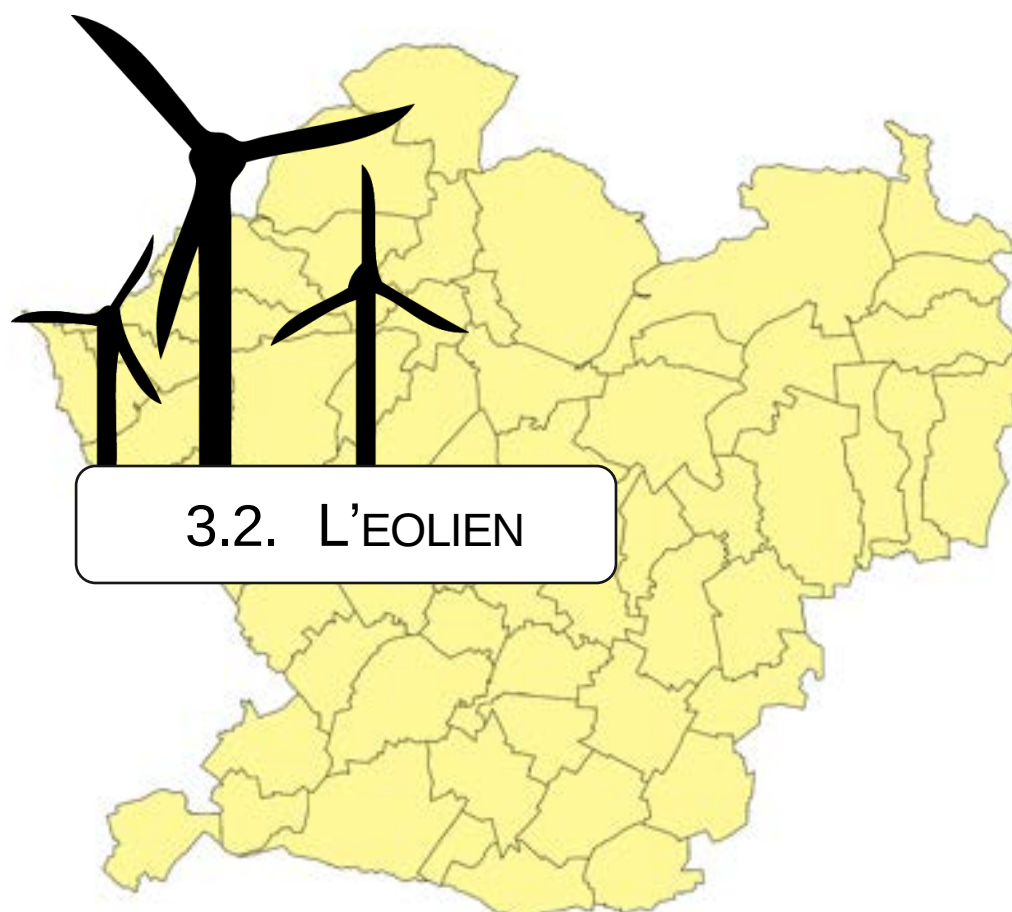
Figure 12 : Nombre et surface par segmentation

c) Le potentiel de production

D'après le **TABLEAU 6**, le potentiel de puissance installable est particulièrement élevé pour les surfaces comprises entre 40 à 250 m² et celles supérieures à 1500 m² : il s'agit là principalement des habitations et des bâtiments industriels et grands tertiaires. Les **bâtiments disposant de grandes surfaces de toitures (> 1 500 m²)** représentent la cible prioritaire pour le photovoltaïque, du fait, de leur nombre réduit et du potentiel de production.

		Puissance installable		Energie	
		MIN	MAX	MIN	MAX
Bâtiment	3 - 9 kWc	8 MW	18 MW	8 GWh	16 GWh
	9 - 36 kWc	221 MW	444 MW	211 GWh	421 GWh
	36 - 100 kWc	39 MW	77 MW	37 GWh	73 GWh
	100 - 250 kWc	60 MW	174 MW	57 GWh	166 GWh
	Sup. à 250 kWc	129 MW	446 MW	122 GWh	424 GWh
Centrales au sol		30 MW	60 MW	29 GWh	57 GWh
TOTAL		487 MW	1 219 MW	464 GWh	1 157 GWh

Tableau 6 : Potentiel de production photovoltaïque



3.2.1 Panorama des technologies

L'énergie délivrée par une éolienne est fonction de la surface balayée par les pales ou surface équivalente, et de la vitesse du vent (au cube). Le rotor constitue le capteur d'énergie de l'éolienne qui permet la conversion de l'énergie cinétique en énergie mécanique. Il peut être distingué deux principales familles, les éoliennes à axe horizontal (EAH* / HAWT) et les éoliennes à axe vertical (EAV* / VAWT). Les éoliennes à axe vertical sont généralement proposées dans la catégorie du petit éolien.

Axe horizontal : rotor parallèle au sol

- Ce type d'éoliennes est généralement muni d'une hélice à trois pales assurant un bon rendement théorique, plus rarement de deux, voire d'une seule pale. Le système de l'hélice présente en effet le meilleur coefficient de puissance. Actuellement, ce sont elles qui donnent les meilleures garanties sur les plans technique et économique. Elles nécessitent un dispositif d'orientation de la nacelle pour suivre la direction du vent. Certains captent le vent de face (au vent), d'autres de dos (sous le vent).

Axe vertical : rotor perpendiculaire au sol

- Ces éoliennes captent le vent quelle que soit sa direction et ne nécessitent donc aucun dispositif d'orientation. En théorie, elles s'adaptent donc mieux aux zones de vent irrégulier générant des turbulences et génèrent moins de nuisances sonores. Mais le savoir-faire et le retour d'expérience sont moindres sur ce type de machines. En effet, elles n'ont pas bénéficié de l'expertise acquise sur les éoliennes industrielles exclusivement constituées de machines à axe horizontal. Enfin, à l'heure actuelle, le rendement global de cette technologie est largement inférieur à la technologie à axe horizontal et l'investissement (€/W) est généralement plus élevé.

Les éoliennes sont également classées par puissance et/ou hauteur de mât suivant les aspects considérées (application souhaitée, modalités de raccordement, valorisation de l'énergie produite...). La distinction suivante peut être établie :

« **Petit éolien** » : La norme internationale IEC 61400-2 définit le standard pour le petit éolien : surface balayée inférieure à 200 m² (diamètre inférieur à 16m). Cela se traduit généralement par une puissance inférieure ou égale à 20 kilowatts (kW). Il sera considéré sur le marché français **une puissance de 36 kW pour le petit éolien**. En effet, jusqu'à cette puissance, il est relativement facile de raccorder les aérogénérateurs au réseau de distribution électrique basse tension. En revanche, au-delà de 36 kW, le raccordement est plus complexe et onéreux.

Les mâts de ces petites éoliennes n'excèdent généralement pas une vingtaine de mètres, et le diamètre de leur rotor, une quinzaine grand maximum. Ces caractéristiques les rendent relativement faciles à implanter et à intégrer dans le paysage. Sur le contexte français, un lien peut être établi avec **la hauteur du mât qui ne doit pas excéder 12 m** afin de s'affranchir de la déclaration au titre des ICPE.

« **Moyen éolien** » : La norme internationale IEC 61400 définit le standard pour le moyen et grand éolien : surface balayée supérieure à 200 m² (diamètre supérieur à 16m). Le terme de "moyen éolien" aux aérogénérateurs présentant une puissance supérieure ou égale à 20 kilowatts (kW). Les mâts de ces éoliennes ont généralement une hauteur comprise entre 20 et 45 m, et le diamètre de leur rotor est compris entre 15 et 25 m.

En lien avec le contexte français, il sera retenu que cette catégorie concerne **des éoliennes jusqu'à 1 MW unitaire** et **une hauteur de mât inférieure à 50 m** permettant de s'inscrire dans le régime de la déclaration ICPE et du permis de construire.

« **Grand éolien** » : Le grand éolien va concerner une puissance unitaire supérieure à 1 MW qui est parfois classé comme catégorie « multi mégawatt ». Les éoliennes atteignant désormais, en standard, des **puissances comprises entre 2 et 4,5 MW** en éolien terrestre. Le diamètre est susceptible d'atteindre 150 m pour des régimes dits « bas vent » conduisant ainsi à un sommet de **l'éolienne culminant à près de 200 m** en bout de pale dans projets récents.

La connaissance de la ressource en vent d'un site est particulièrement importante. En effet, d'après la formule de Betz : l'énergie récupérable par une éolienne est proportionnelle au cube de la vitesse du vent.

Où :

$$P_c = \frac{1}{2} \rho S v^3$$

ρ : masse volumique de l'air

S : surface balayée par les pales

v : vitesse du vent

Ainsi, un site avec un vent moyen de 7 m/s à un potentiel environ dix fois plus important qu'un site avec un vent moyen de 3 m/s à hauteur identique

Pour une éolienne de diamètre de 50 m (800 kW), à titre indicatif :

- Avec un vent de 3 m/s à hauteur de l'axe de rotation, la puissance délivrée atteint 32 kW
- Avec un vent de 7 m/s à hauteur de l'axe de rotation, la puissance délivrée atteint 412 kW

La répartition du vent le long des pâles de l'éolienne varie selon la hauteur et la rugosité du sol. Ainsi, dans le cas de zone urbanisée, le vent sera faible près du sol (voir turbulent) et sa distribution selon l'altitude sera plus fortement impactée. L'énergie (cinétique) du vent est donc très faible près du sol, et augmente significativement avec l'altitude selon les spécificités du site (**FIGURE 13**).

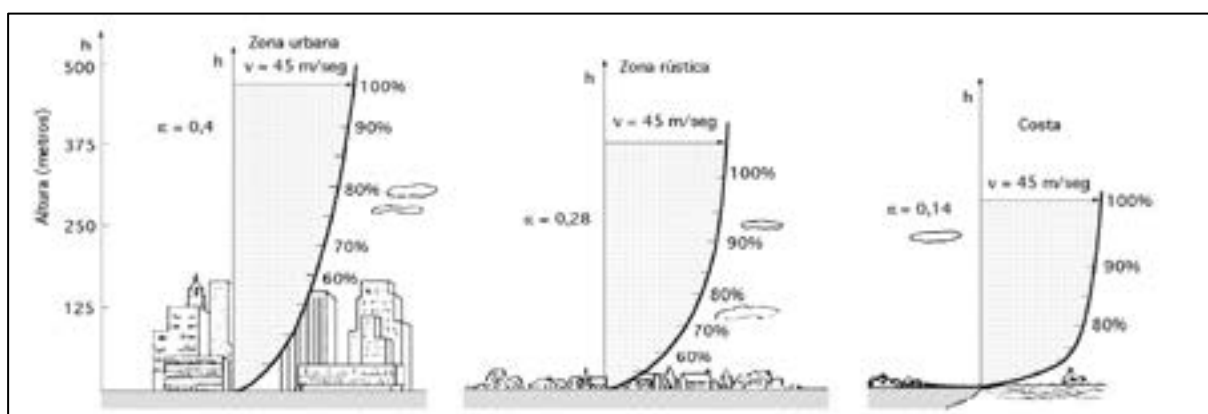


Figure 13 : Variation de la vitesse du vent selon la rugosité du sol et l'altitude (source : W.A. Dalglish, D.W. Boyd, Le vent sur les bâtiments, mars 1964)

Ainsi, les caractéristiques principales d'une éolienne sont sa hauteur et le diamètre du rotor, qui détermine la surface couverte par les pâles. Les éoliennes, de moyenne et grande puissance, disposent de hauteur comprise entre 50 mètres à 200 mètres en bout de pale. D'un point de vue technique, les éoliennes ont rapidement évolué ces dernières années, en raison notamment des

matériaux pour les pales (généralisation des composites, du carbone) et par l'électrotechnique (générateurs multi-pôles, attaque directe, électronique de puissance pour la conversion...). Plusieurs typologies d'éoliennes existent sur le marché, en fonction des spécificités de chaque site (état du réseau électrique, rugosité et relief du site, vitesse moyenne du vent...) (**FIGURE 14**).

Dans le cas des éoliennes les plus fréquentes (> 99 % du marché), les pales de l'éolienne constituent un rotor, qui est relié à un générateur soit en direct, soit avec un multiplicateur. Celui-ci transforme l'énergie mécanique des pales en énergie électrique. Par le biais d'un alternateur, la tension électrique envoyée par le générateur est augmentée jusqu'à 20 000 volts et peut alors être injectée et transportée dans les lignes à moyenne tension du réseau électrique.

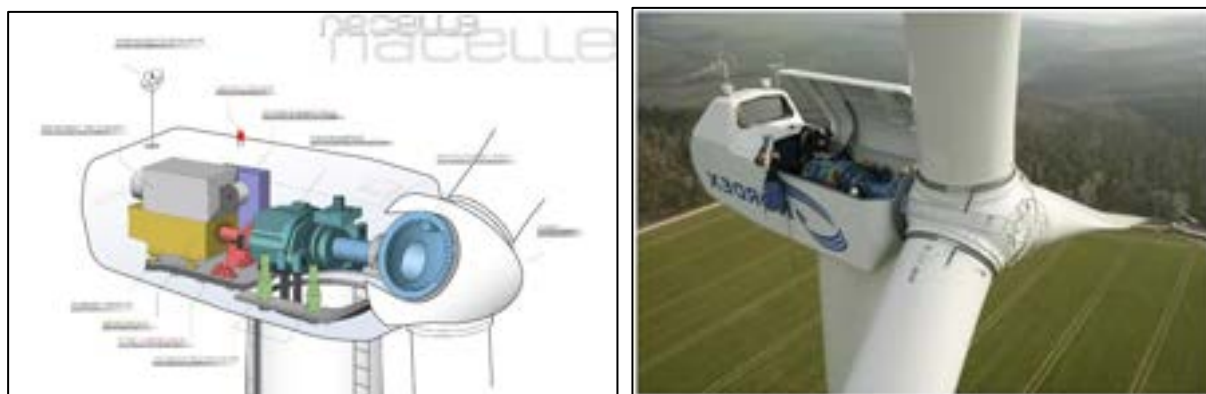


Figure 14 : Organes composant la tête de mât d'une éolienne conventionnelle (source : EED et NORDEX)

3.2.2 Le cadre économique

L'achat de l'électricité produite distingue deux catégories de projet et repose sur le mécanisme dit du complément de rémunération.

- 1ère typologie : Les projets de moins de six mâts et de puissance nominale unitaire inférieure à 3 MW : Éligible au complément de rémunération en « guichet ouvert ». Les conditions sont fixées par l'arrêté du 6 mai 2017. Le tarif de référence est compris entre 72 ou 74€ MWh, selon la taille du rotor, et plafonné sur une durée de contrat de 20 ans.
- 2ème typologie : Les projets de 7 mâts et plus et/ou de puissance unitaire supérieur à 3 MW : Mise en concurrence via appels d'offre de la CRE*. La taille importante des projets permet de situer des niveaux tarifs autour de 65 €/MWh sur 20 ans.

Le complément de rémunération consiste en une prime versée à un producteur d'énergie renouvelable en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Cette prime est proportionnelle à l'énergie produite. Elle permet de donner au producteur un niveau de rémunération qui couvre les coûts de son installation tout en assurant une rentabilité normale de son projet.

Il est également possible d'envisager de l'autoproduction – autoconsommation par l'éolien sur les sites industriels et parcs d'activités. La compétitivité de l'éolien permet désormais d'aborder ce type de montage en France.

3.2.3 Le cadre réglementaire

Le cadre réglementaire évolue régulièrement. En 2018, celui-ci se réfère à plusieurs réglementations en particulier au titre du code de l'énergie, du code de l'urbanisme et du code de l'environnement.

Le **TABLEAU 7** ci-après rend compte des effets de seuils suivant le régime réglementaire, les modalités de raccordement ou encore l'application d'une fiscalité :

SEUIL DE HAUTEUR DE MAT (MAT + NACELLE)	SEUIL DE PUISSANCE	URBANISME / AUTORISATION	REGIME ICPE	OBLIGATION D'ACHAT	RACCORDEMENT	FISCALITE
< 12m	-	Respect des règles de l'urbanisme	NON	Aucune spécificité	Basse tension Pas de quote part S3RenR	Pas d'IFER
12 < H < 30m	P < 100kW	AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE :	Déclaration D = 40m (si H < 20m) D = 5 x H (si 20 < H < 30m) D = 6 x H (si 30 < H < 45m) D = 10 x H (si H > 45m)		Basse tension Quote part S3RenR	
30 < H < 50m	100 < P < 250kW	Permis de construire + possible Etude d'impact suivant une procédure « cas par cas »				Charge fiscale forfaitaire (IFER) annuelle de 7 €/kW
30 < H < 50m	P > 250kW			Aucune spécificité	Moyenne tension (20kV) Quote part S3RenR	
H > 50m	250 < P < 450kW	AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE :	Autorisation Distance habitations = 500m			
	P > 450kW	Permis de construire + Etude d'impact + Enquête Publique				

Tableau 7 : Synthèses des seuils réglementaires applicables à l'éolien en France (source : Cohérence Energies)

a) Environnement (ICPE) et urbanisme

Les centrales éoliennes d'une puissance totale installée supérieure à 20 MW ou de plus de 50 m sont soumises au régime de l'autorisation des ICPE⁷. Une étude d'impact est donc nécessaire pour toute installation de ce type d'éolienne. Il faut compter entre 4 et 7 ans après dépôt de dossier pour entamer l'installation. Elles doivent en outre respecter une distance minimum d'éloignement vis à vis des habitations de 500m.

Les centrales éoliennes dont la puissance totale installée est inférieure à 20 MW et la taille comprise entre 12 m et 50 m (« moyen éolien »), sont quant à elles soumises au simple régime de déclaration des ICPE ; elles nécessitent donc un simple permis de construire et il faut compter entre 1,5 et 2 ans après dépôt du dossier pour entamer l'installation. L'éloignement vis à vis des habitations de ce type d'éolienne se situe entre 40 et 490m, avec des possibilités d'implantation bien plus importantes.

Les éoliennes d'une taille inférieure à 12m ne sont pas, quant à elles, soumises au régime de déclaration ou d'autorisation des ICPE.

En revanche, pour tous les types d'éoliennes, le PLUi, PLUc, PLUh⁸ ou tout autre document d'urbanisme peut contenir des éléments limitant leur implantation. Le projet doit être compatible avec le document d'urbanisme. Dans le cas contraire, il est nécessaire de mettre en compatibilité les documents d'urbanisme avant l'implantation, cette procédure peut retarder considérablement le projet. Les éoliennes sont généralement assimilées à des équipements d'intérêt collectif dans les documents d'urbanisme.

⁷ Arrêté du 6 novembre 2014 relatif aux installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent au sein d'une installation soumise à autorisation au titre de la rubrique 2980 de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement

⁸ PLUi : Plan Local d'Urbanisme Intercommunal | PLUc : Plan Local d'Urbanisme Communautaire | PLUh : Plan Local d'Urbanisme et de l'Habitat

b) Autorisation environnementale unique

Depuis le 1^{er} mars 2017, l'ensemble des autorisations administratives ont été regroupé dans un dossier unique : l'autorisation environnementale unique. Instruit par la DREAL, ce dossier regroupe l'ensemble des prescriptions applicables par les différents codes : environnement (ICPE), forestier (autorisation de défrichement), énergie (production d'électricité), urbanisme, défense (radar, militaire), transports... L'instruction de ce dossier est normalement de 9 mois, en dehors des demandes de compléments d'informations, ou des phases de recours.

c) Aviation et radars

L'arrêté du 26 août 2011 stipule que « les aérogénérateurs sont implantés dans le respect des distances minimales d'éloignement [...] sauf si l'exploitant dispose de l'accord écrit du ministère en charge de l'aviation civile, de l'établissement public chargé des missions de l'Etat en matière de sécurité météorologique des personnes et des biens ou de l'autorité portuaire en charge de l'exploitation du radar ».

La circulaire du 12 janvier 2012 relative à l'instruction des projets éoliens par les services de l'aviation civile précise les conditions de protections et de coordination dans le cas des aérodromes, des hélistations et des VOR (système de positionnement radioélectrique). De plus, les servitudes de l'aéroport de Valenciennes-Denain sont explicitées dans l'arrêté Ministériel du 29/07/1996.

Ainsi, les distances peuvent être synthétisées ainsi :

- Radar militaire et météo
 - Distance inférieure à 20 km = exclusion
 - Distance entre 20 et 30 km = coordination (c'est à dire implantation limitée en respectant des règles d'implantation spécifiques)
- Radar de l'aviation civile
 - Radar primaire - Distance inférieure à 30 km = exclusion
 - VOR : distance inférieure à 10 km = exclusion
 - VOR : distance inférieure entre 10 et 15 km = coordination (limite des implantations)

d) Espaces naturels

L'installation d'une éolienne ou d'un parc éolien dans un tel espace présentera nécessairement des contraintes supplémentaires, et elle pourra même être totalement proscrite dans certaines zones, tel que Natura 2000.

3.2.4 L'évolution du marché en région

Depuis 2014, les fabricants orientent leur gamme d'éoliennes vers l'exploitation de gisement plus faibles en Europe et surtout l'augmentation de la puissance unitaire (notion d'éolienne dite « multi mégawat »). La puissance d'une éolienne a été multipliée par 10 entre 1997 et 2007. Dans les années 1980, une éolienne permettait d'alimenter environ 10 personnes en électricité. Aujourd'hui, une seule éolienne de 2 MW fournit de l'électricité pour 2 000 personnes, chauffage compris. La puissance moyenne d'une éolienne était de 0,5 MW en 2000, de 1,7 MW en 2007, pour atteindre 2,2 MW en 2012⁹ (FIGURE 15)

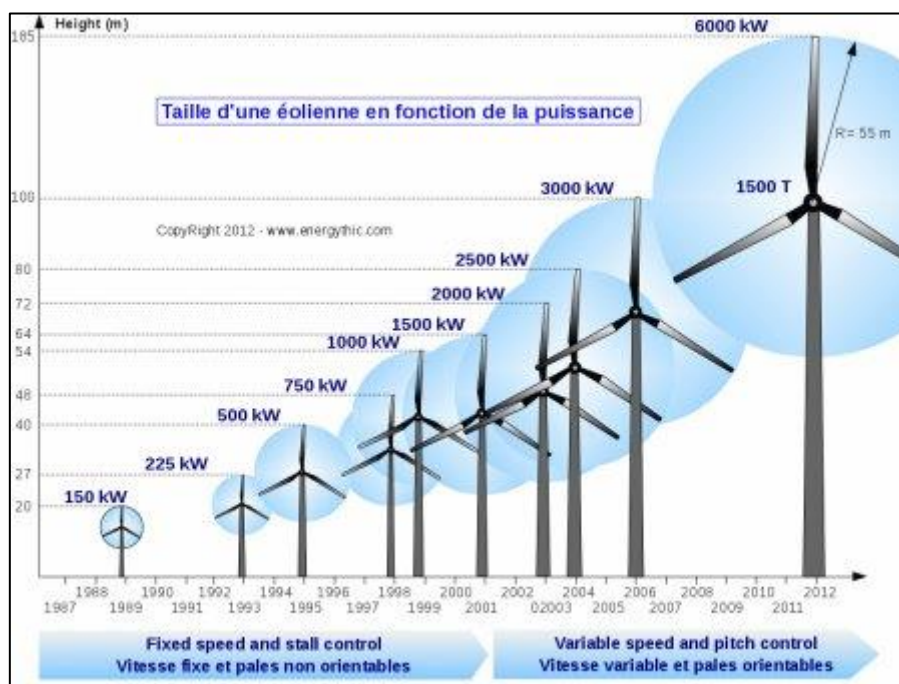


Figure 15 : Evolution de la taille des éoliennes et de la puissance (source : energythic.com)

Assurément, un effet d'échelle existe sur certains postes budgétaires : génie civil, maintenance... qui conduisent à privilégier les plus grandes puissances.

Néanmoins, certains contextes ne permettant pas aisément d'envisager des éoliennes de grandes dimensions (paysage, servitudes, accessibilité, capacité de levage, proximité de zones habitées...), des éoliennes < 1 MW demeurent pertinentes. La particularité observée avec des éoliennes < 1 MW est généralement de pouvoir adapter les modalités de maintenance avec le fabricant et d'internaliser plus aisément certaines opérations et interventions de maintenance.

En outre, il est important de rappeler l'importance pour certaines configurations des charges et coûts appliqués, de manière forfaitaire, en fonction de la puissance : fiscalité éolienne (IFER*), quote part S3EnR*, loyer pour la maîtrise foncière. Par la logique de marché, une certaine tendance consiste à implanter des éoliennes, dans des conditions de vent modérées à faibles, de forte puissance alors que la partie haute de la courbe de puissance s'avère très peu utilisée.

La loi sur la transition énergétique pour la croissance verte instaure un objectif de 26 000 MW à installer d'ici 2023. Début 2018, environ 13 000 MW était en service, cela implique qu'il reste encore un long chemin pour atteindre les objectifs nationaux.

Il est défini en continuité de l'objectif national, des objectifs régionaux. Ces objectifs sont exprimés dans les Schémas Régionaux Eoliens (SRE), eux-mêmes repris dans les Schémas Régionaux

⁹France Énergie Éolienne (FEE) <http://fee.asso.fr/>

Climat Air Energie (SRCAE*). Pour la région Hauts-de-France, les objectifs sont donc issus de la compilation des schémas éoliens du Nord-Pas-de-Calais et de la Picardie.

Le **TABLEAU 8** ci-dessous synthétise les objectifs de puissances des deux régions à comparer avec les puissances d'ores-et-déjà installée :

	Puissance Installée en MW (2017)	Objectif en MW 2020
Hauts-de-France	3262	5000 (seuil haut)

Tableau 8 : Objectif et puissance éolien actuellement installé en région (source : RTE)

Au niveau local, chaque Schéma Régional Éolien se décline avec une sectorisation réalisée en fonction des enjeux du territoire et des espaces disponibles. Cela prend en compte l'ensemble des contraintes de protection naturelles et paysagères, les servitudes aéronautiques et radar, et l'ensemble des contraintes réglementaires applicables à l'éolien notamment la distance aux habitations. En cumulant l'ensemble de ces critères on obtient des zonages qui définissent une liste de communes dont tout ou partie du territoire est favorable au développement de projets éoliens.

Les enjeux liés au développement éolien sont multiples :

- Ancrage d'une filière avec renforcement de la création d'emplois
- Environnementaux (biodiversité...)
- Acceptabilité locale et appropriation (concertation et co-construction des projets, investissement et financement participatif)
- Retombées locales accrues pour les collectivités (règles de redistribution, participation des collectivités dans les sociétés autorisées par la loi TEPCV*).

Les typologies les plus fréquemment rencontrées sur le moyen et le grand éolien sont regroupées dans le **TABLEAU 9** ci-après.

				
Contexte d'implantation	Foncier agricole ou vaste zone d'activité	Foncier agricole ou proximité infrastructure (zone d'activité, axes routiers...)	Zone d'activité / site industriel	Zone d'activité / site industriel
Valorisation énergie	Vente totale	Vente totale	Autoproduction / autoconsommation (individuelle ou collective)	Vente totale ou autoproduction
Nbre d'éolienne	Centrale éolienne / parc éolien (> 2 éolienne)	Eolienne « unitaire » voire 2-3 éoliennes si moyen éolien	Eolienne « unitaire » voire 2-3 éoliennes si moyen éolien	Eolienne « unitaire »
Catégorie de puissance totale	Puissance totale comprise entre 2 et 50 MW	Puissance totale comprise entre 100 kW et 4 MW	Puissance totale comprise entre 100 kW et 4 MW	Puissance totale comprise entre 2 et 4 MW
Catégorie « réglementaire »	Grand ou moyen éolien	Grand ou moyen éolien	Grand ou moyen éolien	Grand éolien
Modalités de raccordement	Raccordement sur réseau public (ligne HTA ou poste source ou création de poste HTB)	Raccordement sur réseau public (ligne HTA ou poste HTA/BT)	Raccordement sur réseau privé (usine...) ou poste HTA/BT avec boucle autoconsommation collective	Raccordement sur réseau public (ligne HTA ou poste HTA/BT)

Tableau 9 : Panorama des typologies (source : Cohérence Energies)

3.2.5 La production actuelle

Sur le territoire du Grand Douaisis, seul une centrale éolienne est en fonctionnement sur la commune de Lauwin-Planque. Le parc est constitué de 4 éoliennes de 3 MW chacune, pour une production annuelle d'environ 29 GWh.

3.2.6 Source des données et méthodologie

L'analyse du potentiel d'installation de centrales éoliennes sur le territoire se base sur une analyse cartographique. La BD TOPO fournit par le SM SCoT GD a été utilisé pour les enjeux urbanistiques et environnementaux (couche bâtiments, zone de protection, Natura 2000,...). La distance réglementaire ne s'appliquant qu'aux bâtiments résidentiels, seuls les bâtiments compris entre 40 et 300 m² ont été pris en compte dans la couche bâtiment de la BD TOPO (couche de bâtiment indifférencié).

La base cartographique pour les enjeux d'aviation est issue des couches « Plan de servitudes aéronautique (PPA) » et « Carte OAVI-VFR (Organisation de l'aviation civile internationale) » disponible sur la plateforme *géoportail.gouv.fr*.

3.2.7 Le gisement identifié

Au regard des réglementations précédemment évoquées, le potentiel d'installation de parcs éoliens de grandes hauteurs paraît relativement limité sur le territoire.

a) Environnement (ICPE) et urbanisme

Le tissu urbain, particulièrement dense sur le territoire du SM du SCoT GD, constitue à ce titre une contrainte majeure : la distance minimum d'éloignement des 500 mètres vis à vis des habitations en empêche l'installation sur la majeure partie du territoire (**PLANCHE 2**).

L'important réseau d'infrastructures constitue une contrainte de taille : les éoliennes doivent être installées à plus de 100 mètres de ces réseaux (**PLANCHE 3**). Ces infrastructures comprennent : les lignes à haute tension (en gris foncé), les routes principales (en gris clair) ainsi que les voies ferrées (rouge hachuré).

b) Espaces naturels

La présence de plusieurs zones naturelles à préserver, notamment des sites Natura 2000 dans les communes de Marchiennes et de Tilloy-lez-Marchiennes empêchent également totalement le développement de l'éolien sur ces zones (**PLANCHE 4**). Au niveau réglementaire, seules les zones Natura 2000 permettent l'exclusion de l'éolien. Néanmoins, l'installation d'éoliennes sur un site classé au code de l'environnement est fortement déconseillée.

Plusieurs zones de protection de l'environnement sont également à recenser : site inscrit, zone de conservation des oiseaux ou encore Parc Naturel Régionale. Ces zones peuvent imposer localement des limitations à l'installation d'aérogénérateur : limites de hauteur, du nombre d'éolienne, exclusion de certaines zones,... Il est donc important de prendre en compte ces restrictions en privilégiant des échanges en amonts du projet avec les acteurs impliqués.

c) Aviation et radars

Il peut être noté, la présence d'aérodromes proches du territoire susceptibles d'impliquer des contraintes par leurs zones de dégagement (**PLANCHE 5** et **PLANCHE 6**) :

- Le VOR Doppler de Cambrai
- L'aéroport de Lens-Lievins avec VOR
- Aéroport de Valenciennes – Denain (Prouvy)
- Deux hélistations

En outre, deux balises VOR (Visual Omni Range) présentent des servitudes conduisant d'une part à la mise en place d'une aire d'exclusion (zone de protection de 0 à 10 km), et d'autre part, une zone dite de coordination (10 à 15 km).

La concertation établie autour du VOR de Cambrai a conduit la Direction des services de la Navigation aérienne à valider la possibilité d'implanter jusqu'à 50 éoliennes dans une couronne de 10 à 15 km. Néanmoins, il est important de préciser que de nombreux projets sont en cours d'autorisation ou sont déjà autorisés sur cette couronne mais en dehors du SM du SCoT Grand Douaisis. Cela réduit ainsi le nombre d'éolienne autorisée dans l'emprise de la couronne de 10 à 15 km comprise dans le territoire d'étude.

d) Synthèse des enjeux

La superposition de l'ensemble des contraintes permet de déterminer les zones potentielles d'installation des éoliennes (**PLANCHE 9**).

e) Potentiel d'installation et de production

La **FIGURE 16** ci-dessous montre que les vents majoritaires sont orientés autour de la direction Sud-Ouest. De facto, l'installation des parcs éoliens suivront une direction Nord-Est, perpendiculaire aux vents dominants.



A titre indicatif, des paramètres de vitesse de vent et distribution spécifique au territoire ont été appliqués à différentes typologies d'éoliennes afin de projeter la diversité des contextes d'application.

Figure 16 : Rose des vents indicative sur le territoire du Grand Douaisis (source VORTEX)

					
CARACTERISTIQUES GENERALES	1,8 kW Hauteur mât : 10 m	2 kW Hauteur : 3 m (implantation sur bâtiment)	50 kW Hauteur mât : 18 m	500 kW Diamètre : 54 m Hauteur mât : 45 m	2 à 4 MW Diamètre : 90 à 140 m Hauteur mât : 80 à 120 m
CADRE REGLEMENTAIRE APPLICABLE	Pas de permis Pas de déclaration ICPE	Pas de permis Pas de déclaration ICPE	Permis de construire Déclaration ICPE	Permis de construire Déclaration ICPE	Autorisation environnementale unique Autorisation ICPE
PRODUCTION ATTENDUE*	900 à 2700 kWh/an	200 à 1000 kWh/an	10000 à 25 000 kWh	1000 à 2500 MWh/an	4400 à 12 000 MWh/an

Tableau

10 : Panorama des typologies de l'éolien

**ordre de grandeur sur la base du gisement moyen sur le territoire*

Les conditions de vent et d'exploitation sont généralement plus faibles sur les hauteurs inférieures à 20 m et peuvent conduire généralement à des productions inférieures d'environ 20 à 30% aux estimations. Ainsi, les **PLANCHE 7 ET 8** (Vitesse moyenne du vent à 10 et 70 mètres d'altitude sur le territoire du SCoT Douaisis) démontrent bien cette différence de condition selon l'altitude. En moyenne, la vitesse de vent est supérieure de 43 % à 70 mètres par rapport à 10 mètres d'altitude. Ceci correspond à une puissance de production trois fois supérieure à 70 mètres qu'à 10 mètres d'altitude. Les conditions considérées sont les suivantes pour la vitesse moyenne annuelle du vent (source Windatlas Carteole de l'ADEME) :

- 4,6 m/s à 20 m de hauteur
- 5,5 m/s à 40 m de hauteur
- 6 m/s à 60 m de hauteur
- 6,4 m/s à 80 m de hauteur
- 6,7 m/s à 100 m de hauteur

Par la suite, le calcul du potentiel éolien a été déterminé avec une éolienne de 3 MW, de 150 mètres de diamètre. Cette typologie d'éolienne est dans la tendance actuelle de la puissance unitaire proposée sur les projets en périphérie du territoire.

Suivant des considérations d'optimisation d'implantation (espacement entre éolienne liée aux effets de sillage notamment), une distance de 600 mètres (4 ϕ) est conservée entre chaque éolienne (considéré au rotor) sur le même axe, et de 900 mètres entre deux lignes d'éoliennes (6 ϕ).

Ainsi, la production potentielle du territoire est synthétisée dans le **TABLEAU 11** ci-dessous :

	Nombre d'éoliennes	Puissance	Production	Part de la production dans la consommation
Zone favorable	13	39 MW	90 GWh	1,7 % [4,8 %]
Zone avec contraintes modérées	22	66 MW	151 GWh	2,8 % [8,0 %]
Zone avec contraintes fortes	4	12 MW	28 GWh	0,5 % [1,4 %]

Tableau 11 : Potentiel de production par éolienne et part de la production éolienne par rapport à la consommation totale [électrique seul] du territoire du SCoT

En considérant le potentiel maximum (269 GWh), celui-ci représente 14 % de la consommation d'électricité du territoire. Ce potentiel comprend l'installation déjà en service à Lauwin-Planque. Ainsi, seuls 9 éoliennes peuvent être ajoutées dans les zones considérées comme « favorables ».

Il convient néanmoins de mettre en regard ce potentiel, à l'état actuel des postes¹⁰ sources du territoire. Comme indiqué lors du rapport de phase 1, les capacités réservées sur les postes sources (détaillé ci-dessous) sont faibles voir insuffisantes au regard des enjeux de la transition énergétique et des volontés de développement du SM du SCoT GD. Ce constat prend tout son sens ici. Le potentiel de développement de l'éolien est de 117 MW.

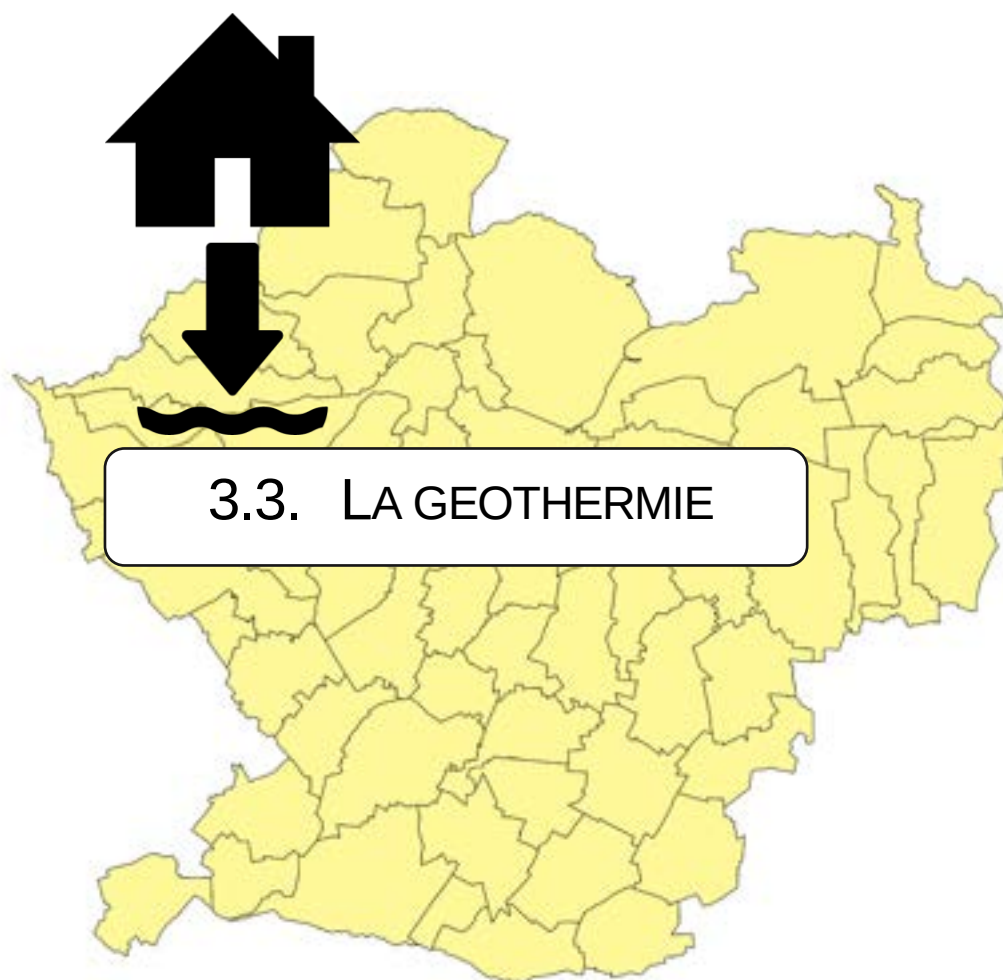
L'ensemble des centrales sont reliées au poste source le plus proche (pouvant être distant de quelques kilomètres en fonction de la puissance installée). Or, la capacité de puissance au sein de postes sources actuelles est de 2,6 MW, sans considération pour la puissance EnR déjà raccordée. Un renforcement des réseaux ou des postes sources (

TABLEAU 12) sera ainsi à prévoir dans une optique de montée en puissance de l'éolien sur le territoire. En considérant l'ensemble du potentiel éolien (soit 117 MW), le montant totale de la redevance liée à la quote part estimé dans le S3REnR (et destiné au renforcement du réseau), s'élèverait à 9,5 millions d'euro (à raison de 82 €/kW).

¹⁰ Ouvrage électrique permettant de relier le réseau de transport et de distribution d'électricité, De manière général, les parcs éoliens sont connectés aux postes sources

Nom	Commune	Type	Capacité d'accueil	Capacité réservé	Puissance EnR raccordée
Auby	ASTURIES	HTB 2	621 MW	0 MW	
Douai	LA MOTTE JULIENE	HTB1 / HTA	72 MW	1,1 MW	11,6 MW
Douai	LA CLOCHETTE	HTB 2 / HTA	200 MWW	1,5 MW	2,5 MW
Dechy	DECHY	HTB 2	797 MW	0 MW	
Somain	TRAISNEL	HTB1 / HTA	74 MW	0 MW	

Tableau 12 : Liste des capacités des postes sources selon le S3RenR NPDC– source : RTE/ENEDIS



3.3.1 Les technologies

Même s'il nécessite des investissements plus importants que pour les traditionnelles utilisations d'énergies fossiles, le recours à la géothermie est un mode de fonctionnement économiquement très intéressant, indépendant des conditions climatiques ; selon le procédé mis en œuvre, l'économie d'exploitation en chauffage peut en effet atteindre **60 %** du coût de l'énergie primaire de référence qu'est le gaz.

Dans ce cadre, faire appel au potentiel géothermique revêt un intérêt primordial, non seulement en terme économique, mais aussi dans le respect des politiques de protection de l'environnement engagées tant au niveau de l'État qu'à ceux des Collectivités territoriales : diminution des consommations d'énergies primaires fossiles ; diminution de l'émission des gaz à effet de serre.

L'utilisation de la géothermie se distingue par des procédés et des applications différentes :

- **La production d'électricité pour la haute et la moyenne température**
- **La production de chaleur pour la basse et la très basse énergie**
- **La production de froid est une application qui peut également être mise en œuvre**

Ainsi, on distingue quatre filières géothermiques comme illustrées dans la **FIGURE 17** ci-après :

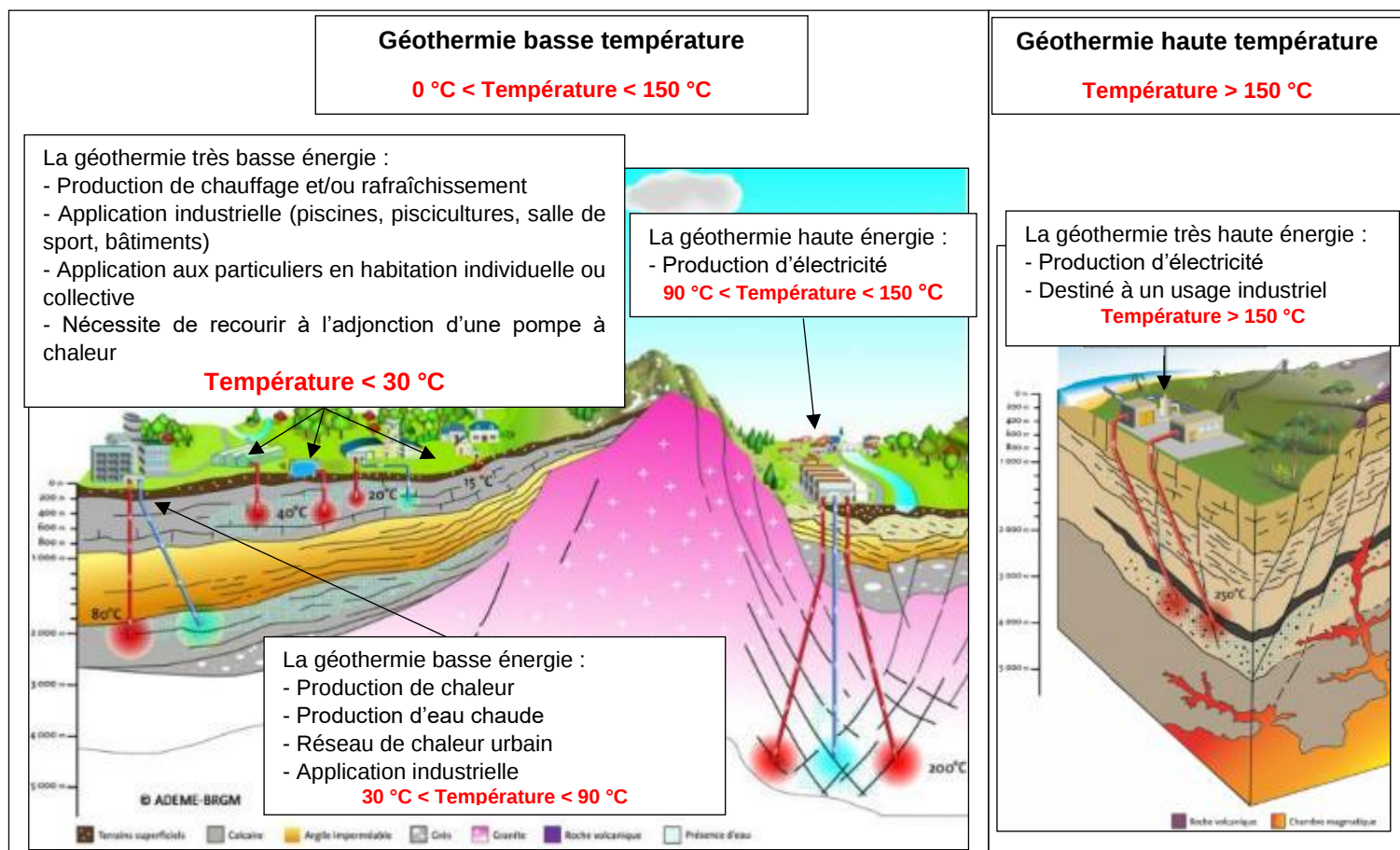


Figure 17 : Les différentes géothermies – D'après un document BRGM -

Seule la filière dites très basse énergie pourra être exploitée sur le territoire du Grand Douaisis. En effet, la température d'exploitation est très inférieure à 30 °C, pour la région Hauts-de-France, elle est très généralement comprise entre 8 °C et 14 °C.

C'est pourquoi, à ce niveau de température, l'installation est assistée par une pompe à chaleur pour extraire l'énergie et la restituer au bâtiment afin de satisfaire les besoins en chauffage. Pour satisfaire les besoins en rafraîchissement, les échanges peuvent se faire soit en direct soit par l'intermédiaire d'une PAC réversible.

La filière de la **géothermie très basse énergie** offre des domaines d'applications très larges que ce soit en matière de chauffage et/ou de rafraîchissement. Ces nombreuses applications sont dues aux nombreux procédés existants (sondes géothermiques verticales, champs de sondes géothermiques verticales, doublet de forage sur nappe, capteurs horizontaux, capteurs compacts, fondations thermoactives et puits canadiens).

L'ensemble des 6 procédés et leurs domaines d'applications sont résumés dans le **TABLEAU 13** suivant et détaillés sous la forme de fiche (**ANNEXE 1**) qui ont pour objectif de préciser le fonctionnement technique des procédés ainsi que leur mise en œuvre.

Procédé	Secteurs d'application les plus courants	Gamme indicative de Profondeurs
Capteur horizontal	Habitat individuel	0,7 à 1,5 m
Puits Canadien	Habitat individuel Résidentiel collectif Tertiaire	1 à 10 m
Capteurs compacts	Habitat individuel Résidentiel collectif Tertiaire	2 à 6 m
Doublet de forages sur nappe	Habitat individuel Résidentiel collectif Tertiaire Complexe socioculturel ou sportif Agricole	10 à 200 m
Sonde verticale	Habitat individuel Résidentiel collectif Tertiaire	50 à 200 m
Champ de sondes	Résidentiel collectif Tertiaire Complexe socioculturel ou sportif	50 à 200 m
Fondations thermoactives	Bâtiment avec fondations profondes	10 à 40 m

Tableau 13 : Les différents secteurs d'applications en géothermie très basse énergie

Chaque fiche est conçue de manière à pouvoir renseigner tout décideur ou concepteur, souhaitant faire appel à la géothermie très basse énergie. Elles orientent vers les procédés les mieux adaptés au type de projet sur la base du canevas suivant :

- 1) **PRESENTATION DU PROCEDE** : elle résume le principe de fonctionnement à l'appui d'un schéma.
- 2) **DOMAINES D'APPLICATION** : ce paragraphe et ses encadrés précisent les usages (chauffage, rafraîchissement, ECS*) et les secteurs adaptés (habitat individuel, résidentiel collectif, tertiaire, complexe socioculturel ou sportif, agriculture)
- 3) **FAISABILITE** : elle est déclinée selon les opportunités et les conditions de réalisation
- 4) **MISE EN ŒUVRE** : ce paragraphe présente l'essentiel des bonnes pratiques à suivre, et donne une estimation des délais moyens de réalisation

Comme expliqué précédemment, au niveau de température de la nappe rencontrée sur le territoire du Grand Douaisis, il est nécessaire que l'installation soit assistée par une pompe à chaleur (PAC).

La PAC* constitue un organe central du système géothermique. En effet, c'est elle qui va assurer le transfert d'énergie entre le sous-sol et les bâtiments. Son principe de fonctionnement est simple, elle prélève de l'énergie dans un milieu à faible température (le sol ou la nappe) et elle restitue cette énergie dans un autre milieu (les bâtiments) à une température plus élevée. Son fonctionnement schématisé en **FIGURE 19** repose essentiellement sur l'exploitation des propriétés thermodynamiques des fluides et gaz frigorigènes soumis à des opérations de compressions et de détente successives (cycle thermodynamique).

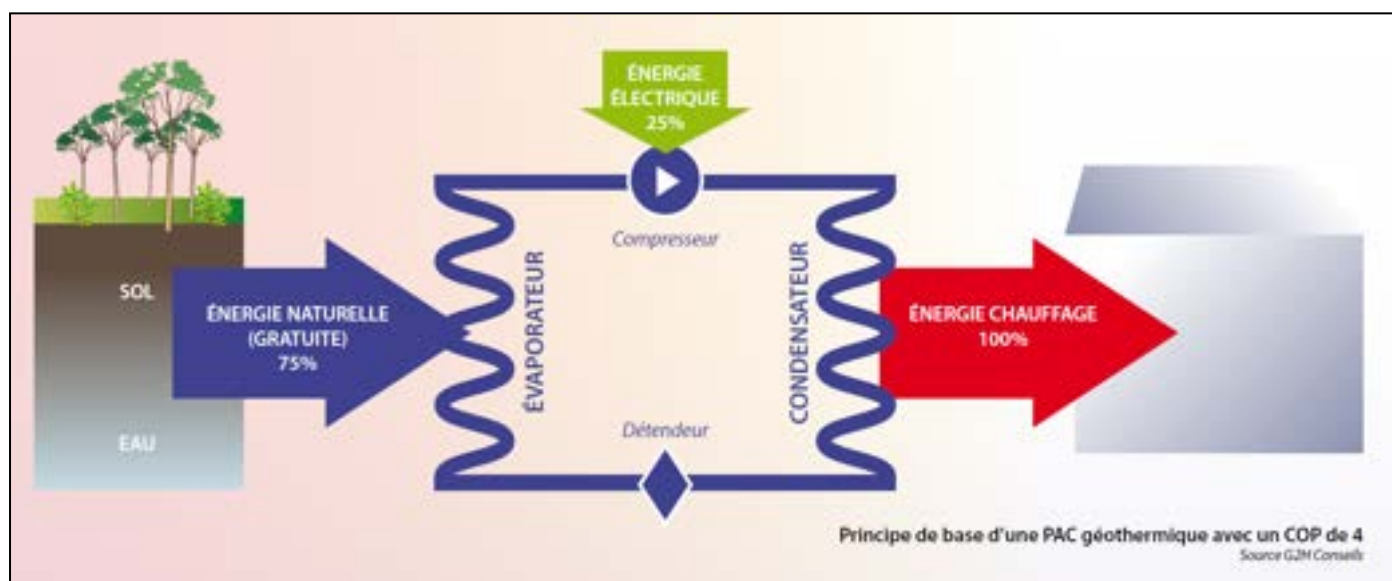


Figure 18 : Schéma de fonctionnement d'une PAC

Le choix du procédé va généralement être favorisé par les besoins à satisfaire, c'est pour cette raison, que les besoins doivent être clairement définis en amont des projets.

Le **TABLEAU 14** suivant, présente les gammes de puissances les plus courantes par procédé et les secteurs d'activités où elles peuvent s'appliquer.

Le choix du procédé va généralement être favorisé par les besoins à satisfaire, c'est pour cette raison, que les besoins doivent être clairement définis en amont des projets.

**TABEAU 4 : GAMMES DE PUISSANCES INDICATIVES DES PROCÉDES POUR LE CHAUFFAGE
DANS LES SECTEURS HABITATS, TERTIAIRE, COMPLEXE SOCIO-CULTUREL OU SPORTIF**

PROCEDE	SECTEUR D'APPLICATION			
	10	20		
	5	50		
	5	25		
		25	200	
		70	200	
	10			1 000

Nota : Les nombres présentent les puissances chaud fournies par une PAC Eau / Eau (sur nappe) ou PAC Eau glycolée / Eau (pour les autres procédés)

Tableau 14 : Gammes de puissances indicatives des procédés pour le chauffage dans les secteurs habitats, tertiaire, complexe socio-culturel ou sportif

3.3.2 Bases de faisabilité de géothermie verticale basse température assistée par Pompe A Chaleur

Ce chapitre présente les bases de faisabilité d'une géothermie verticale basse température assistée par Pompe A Chaleur sur nappe et sur sondes verticales ; il s'agit des deux procédés sur lesquels reposent le plus de contraintes réglementaires et environnementales, et où une attention plus particulière doit être portée sur le dimensionnement.

a) Les fondements

Même s'ils nécessitent des investissements plus importants que pour les traditionnelles utilisations d'énergies fossiles, le recours à la géothermie est un mode de fonctionnement économiquement très intéressant, indépendant des conditions climatiques ; selon le procédé mis en œuvre, l'économie d'exploitation en chauffage peut en effet atteindre 60 % du coût de l'énergie primaire de référence qu'est le gaz.

Dans ce cadre, faire appel au potentiel géothermique revêt un intérêt primordial, non seulement en terme économique, mais aussi dans le respect des politiques de protection de l'environnement engagées tant au niveau de l'Etat qu'à ceux des Collectivités territoriales : diminution des consommations d'énergies primaires fossiles ; diminution de l'émission des gaz à effet de serre.

b) Le cadrage

L'analyse du potentiel d'utilisation de la géothermie doit tenir compte simultanément de :

- ✓ La **multiplicité des procédés** d'exploitation des ressources du sous-sol par géothermie
- ✓ La **nature** même des **besoins** : production pour le chauffage et niveau de température
- ✓ La **diversité des modes d'exploitation**
- ✓ La situation et des caractéristiques des éventuelles **exploitations existantes**
- ✓ La nature **géologique et hydrogéologique** du sous-sol
- ✓ L'ensemble des **contraintes environnementales et réglementaires (G.M.I.*)**¹¹
- ✓ La **disponibilité foncière** pour la réalisation des ouvrages d'accès à la ressource (forages,...)

c) Les paramètres déterminants

La faisabilité générale d'un projet d'exploitation par PAC géothermique sur ouvrages verticaux dépend d'un ensemble de paramètres pesant majoritairement sur le procédé sur nappe, et minoritairement sur le procédé par sondes. En plus des évidentes possibilités d'accès pour réaliser des travaux de forage, les principaux paramètres et les contraintes associées sont les suivants :

- Sur nappe :
 - ✓ La présence nécessaire d'une nappe exploitable au débit de pointe requis pour satisfaire les besoins sur le long terme,
 - ✓ L'hétérogénéité de la perméabilité horizontale de l'aquifère exploité,

¹¹ Voir le § ci-après , relatif au Code Minier et la géothermie de Minime Importance (GMI)

- ✓ Les variations de l'alimentation naturelle et les fluctuations naturelles du niveau piézométrique de la nappe, prises en compte sur le long terme (au moins sur 10 ans),
- ✓ L'influence effective ou potentielle de pompages exploitant la même nappe à proximité du site,
- ✓ La direction générale d'écoulement de la nappe, et le gradient (« la pente ») de cet écoulement,
- ✓ La compatibilité de la qualité de l'eau avec les équipements (forage, pompe, échangeur),
- ✓ L'accessibilité par forage à la ressource, à un coût acceptable,
- ✓ Les possibilités de réinjection – nécessairement dans la même nappe- qui dépendent de la profondeur du niveau statique et de la productivité de l'aquifère exploité,
- ✓ S'il n'y a pas possibilité de réinjection, le rejet en eaux superficielles peut être envisagé sous réserve des capacités suffisantes des réseaux et de l'exutoire final, mais également des réglementations (régime d'autorisation et non de simple déclaration).

▪ Sur sondes :

- ✓ L'absence de terrains comprenant des cavités ou fractures importantes qui empêcheraient ou rendraient difficiles (et coûteux) les travaux de forage et la cimentation des capteurs verticaux posés,
- ✓ Une conductivité thermique acceptable des terrains au regard de la puissance appelée : par exemple, des terrains meubles et secs ne sont pas favorables.

d) Du bon dimensionnement des ouvrages souterrains

Le bon dimensionnement des ouvrages nécessaires aux transferts d'énergies avec le milieu souterrain est primordial pour une exploitation pérenne.

Selon le procédé envisagé doivent être pris en compte les paramètres suivants :

▪ Sur nappe :

Le principe fondamental est d'exploiter une nappe tout en ayant un prélèvement en eau nul ; autrement dit, par ce « circuit ouvert » sur le milieu naturel de n'effectuer que des transferts thermiques en utilisant l'eau souterraine comme vecteur d'énergie. L'objectif recherché est de limiter l'impact thermique des eaux réinjectées, notamment en dimensionnant les installations de manière à ne pas avoir (ou peu) de recyclage entre réinjection et pompage. Sur nappe, c'est ce procédé de doublet de forages qui est retenu par la réglementation Code minier au titre de la « Géothermie de Minime Importance » [« G.M.I. »] que nous résumerons plus loin dans ce document.

▪ Sur sondes :

Le principe fondamental de ce type de « circuit fermé » est, sans aucun prélèvement d'eau souterraine, de permettre de corrects échanges thermiques entre le terrain et les sondes, tout en interdisant (ou limitant) les interférences thermiques entre les sondes elles-mêmes.

- ✓ Les puissances extractibles dépendent de la nature des terrains, de la profondeur et du nombre de sondes.
- ✓ Le dimensionnement doit prendre en compte l'alternance éventuelle du mode d'exploitation (chaud / froid).

▪ Dans tous les cas :

- ✓ La disponibilité foncière doit être suffisante pour les ouvrages souterrains.
- ✓ L'accessibilité aux ouvrages doit être adaptée, à la fois pour leur création, mais aussi pour leur maintenance future.

Dans la majorité des cas, le dimensionnement définitif des ouvrages géothermiques ne pourra être établi qu'à partir d'un forage testé (conçu pour être valorisé pour l'exploitation prévue).

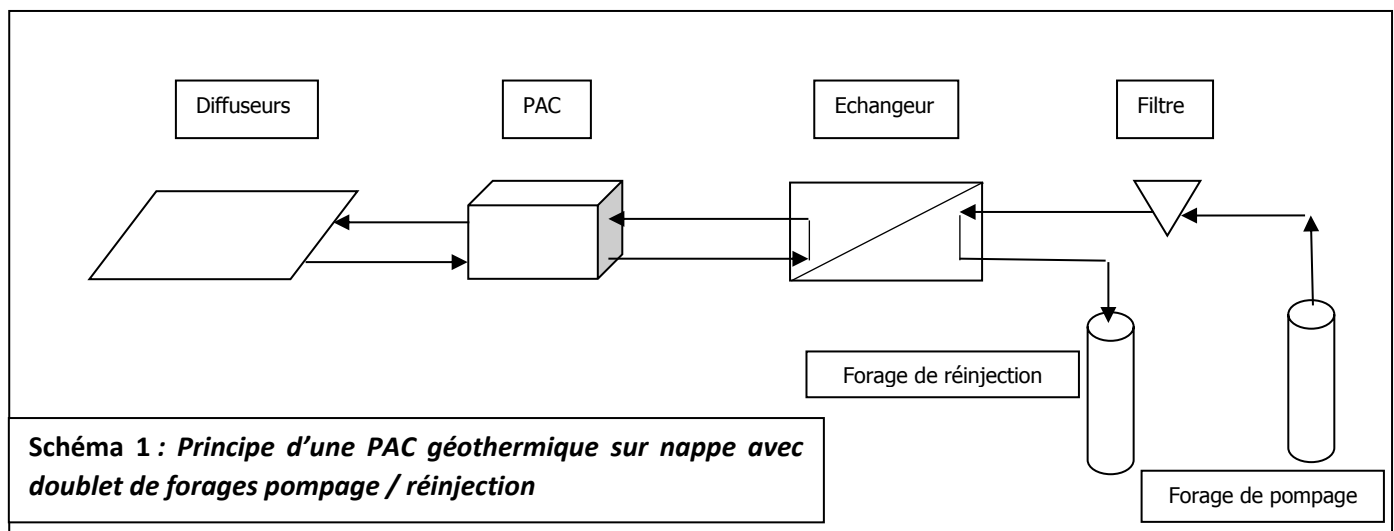
e) Du bon respect des réglementations

Différents Codes (Code Minier, Code de la Santé, Code de l'Environnement) réglementent les activités pouvant avoir un impact sur les activités existantes autorisées, les ressources du sous-sol (mines, eau), la santé publique (en particulier la protection des captages), l'environnement (installations classées, loi sur l'eau), ou encore l'aménagement du territoire. Ces contraintes réglementaires sont très sensiblement différentes pour chacun des procédés, PAC sur nappe ou PAC sur sondes verticales ; les différentes configurations envisagées par les Maîtres d'Ouvrages devront impérativement prendre en compte ces réglementations.

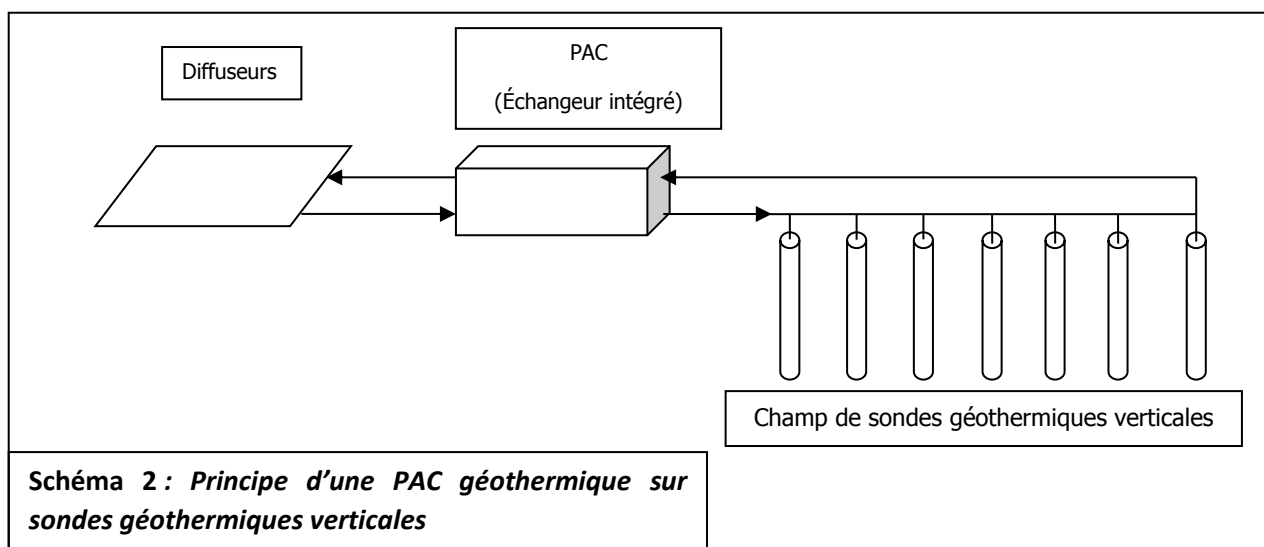
f) Deux principales configurations

En fonction de la nature des projets, la première phase d'une mission géothermique devra s'attacher à juger, sans travaux, de la pertinence technique et économique de l'application des deux procédés de géothermie verticale basse température schématisés ci-après.

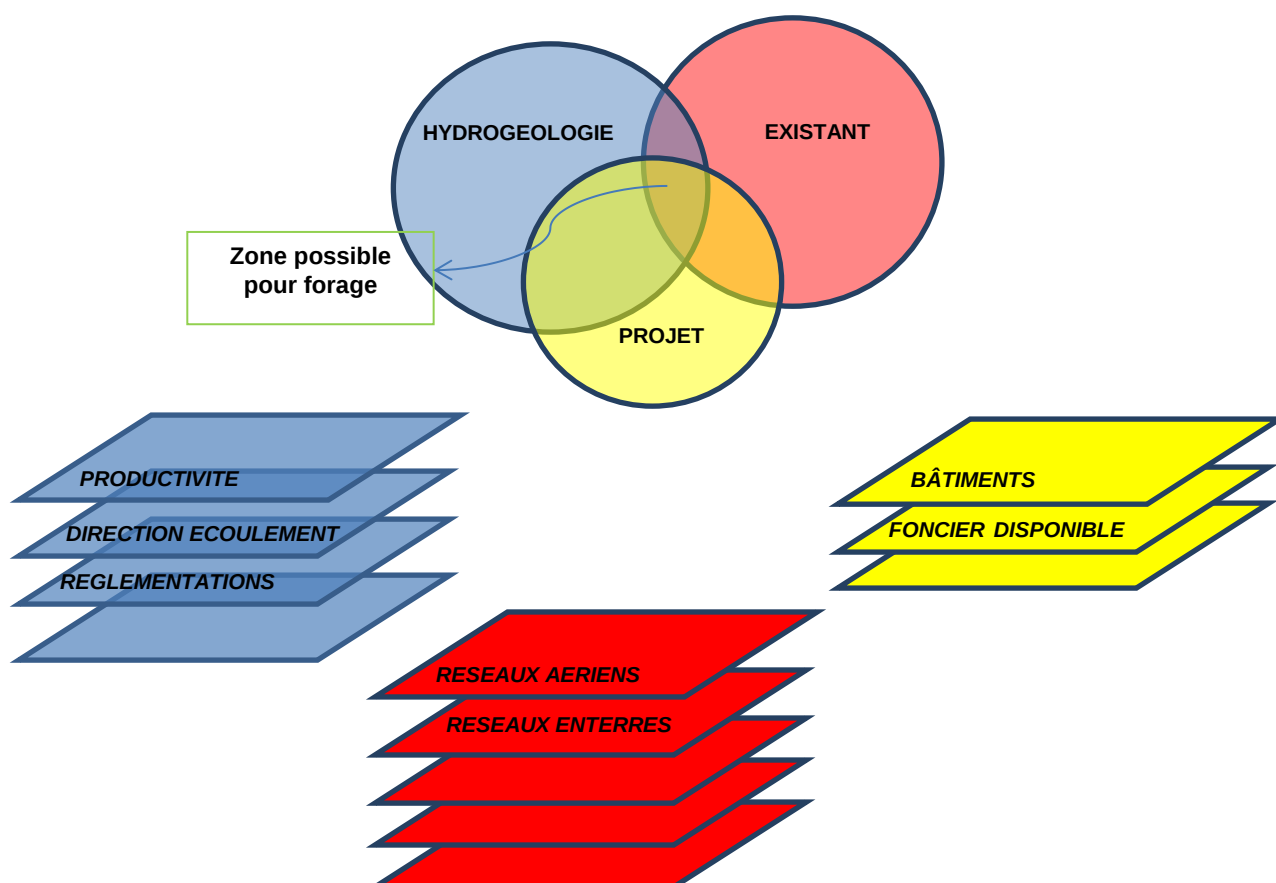
Le **schéma 1** correspond à un **doublé de forages sur nappe**, permettant le pompage et la réinjection (dans la même nappe). En plus des évidentes adéquations besoins/ressource/réglementations, la pertinence de cette configuration dépend de la disponibilité foncière pour une implantation acceptable des forages, mais aussi des contraintes de niveau de la nappe (éventuelle difficulté pour réinjecter).



Le **schéma 2** ci- après, correspond à la création d'un champ de sondes géothermiques verticales dont le nombre est proportionnel à la puissance de crête nécessaire. En plus de sa validité économique, la pertinence de cette solution dépend principalement de la disponibilité foncière.



La faisabilité technique et réglementaire de la (ou des) configuration(s) possibles doit servir de base à la prise en compte des paramètres économiques et environnementaux qui s'appuieront nécessairement sur les possibilités et hypothèses prises pour la création des ouvrages (forages d'eau ou sondes) :



3.3.3 Règlementations

Nous présentons dans ce chapitre les contraintes réglementaires aussi bien pour une solution géothermique par PAC sur nappe [N], qu'une solution géothermique par PAC sur capteurs verticaux [S].

a) Code minier [N,S]

Du point de vue réglementaire, **la géothermie relève du Code Minier**. D'après l'article L112-2 de ce Code, les gîtes géothermiques sont classés selon qu'ils sont à haute ou à basse température. Un gîte géothermique est dit à basse ou haute température, selon que la température du fluide caloporteur mesurée au forage de prélèvement est supérieure ou inférieure à 150°C (**FIGURE 20**).

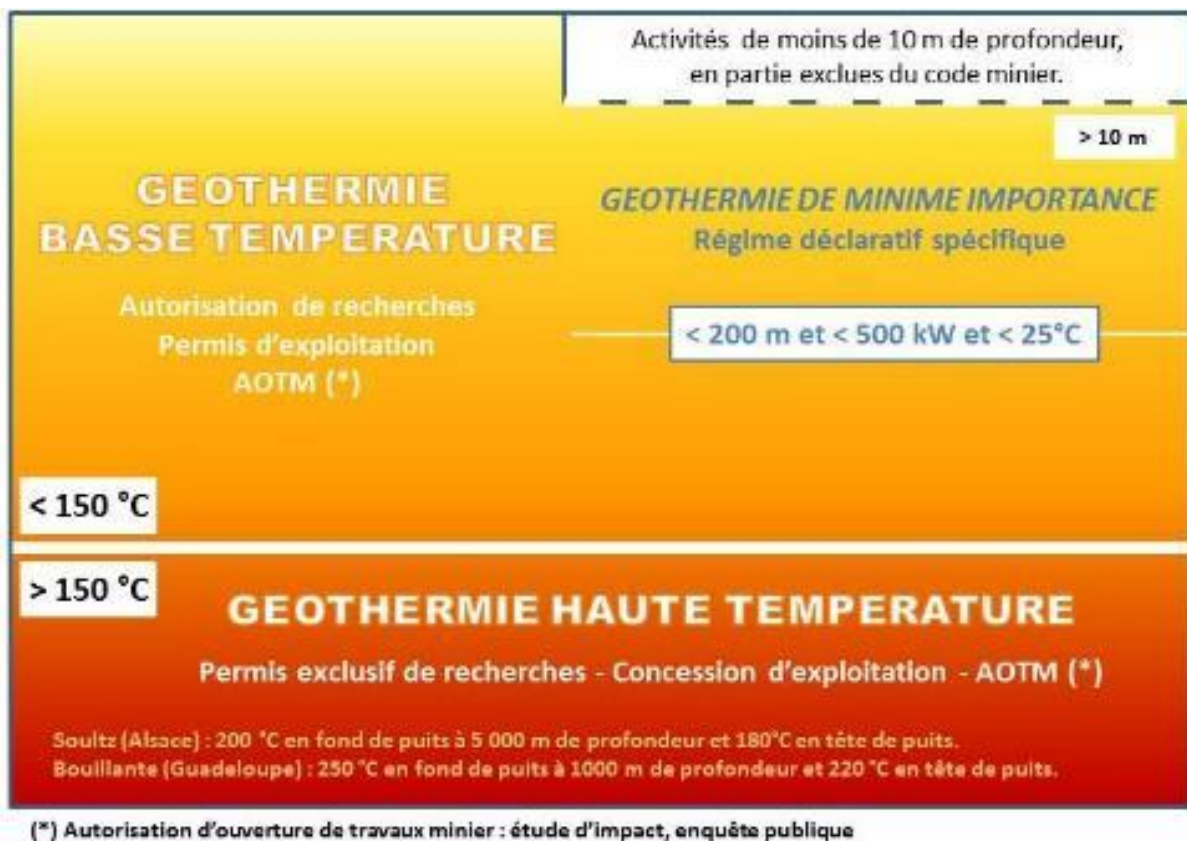


Figure 20 : La géothermie Haute température, la géothermie basse température et la géothermie de minime importance

Par ailleurs, la géothermie basse température renferme un « sous ensemble » appelé géothermie de **minime importance**. Le **décret n°2015-15 du 8 janvier 2015** définit les conditions générales d'application de ce « sous ensemble » ; il s'accompagne de **4 arrêtés datés du 25 juin 2015** : (**ANNEXE 2**)

- **Arrêté relatif aux prescriptions générales** applicables aux activités géothermiques de minime importance : il s'agit des **conditions** relatives à l'implantation d'une installation, des mesures à mettre en œuvre lors de la réalisation des forages, des conditions d'exploitation et de cession d'exploitation, et des modalités de surveillance et d'entretien de l'installation.

▪ **Arrêté relatif à la cartographie des zones réglementaires.**

Au niveau national, il s'agit d'une carte concernant les **échangeurs géothermiques fermés** (comme les sondes géothermiques ou les fondations thermoactives) et d'une carte concernant les **échangeurs géothermiques ouverts** (comme les doublets de forages sur nappe). Ces cartes nationales traitent une unique tranche de 10 à 200 m de profondeur ; à l'échelle régionale, ces cartes peuvent être déclinées pour 3 tranches de profondeur : 10-50 m, 10-100m et 100-200 m. Ces cartes définissent 3 zones réglementaires distinctes :

- **Zone verte** : le régime déclaratif s'applique
- **Zone orange** : le régime déclaratif s'applique mais avec l'obligation pour le déclarant de fournir une attestation de compatibilité d'un expert pour la réalisation du projet
- **Zone rouge** : les risques géologiques signalés par la cartographie des zones réglementaires excluent le bénéfice du régime administratif simplifié de la minime importance.

Ce zonage s'appuie sur 9 phénomènes « redoutés » :

1. Affaissement / surrection liés aux niveaux évaporitiques
2. Affaissement / effondrement liés aux cavités minières
3. Affaissement / effondrement liés aux cavités hors mines
4. Mouvements de terrain (ou glissement de terrain)
5. Pollution des sols et des nappes d'eau souterraines
6. Phénomènes d'artésianisme
7. Mise en communication d'aquifères
8. Remontée de nappe
9. Biseau salé (uniquement pour les cartes régionales)

La **PLANCHE 10**, renseigne les zones pour les échangeurs ouverts (sur nappe) et la **PLANCHE 11**, renseigne les zones pour les échangeurs fermés (sur sondes).

▪ **Arrêté relatif à la qualification des entreprises de forage** intervenant en matière de géothermie de minime importance :

Il définit les qualifications que doivent nécessairement avoir les entreprises de forage pour effectuer les travaux. Ces qualifications sont attribuées distinctement pour les échangeurs géothermiques ouverts (forages d'eau) et/ou pour les échangeurs géothermiques fermés. La liste des entreprises qualifiées est publiée, et actualisée.

▪ **Arrêté relatif à l'agrément d'expert** en matière de géothermie de minime importance :

Il fixe les modalités d'agrément des experts et les compétences requises. La liste des experts agréés est publiée par Arrêté interministériel.

Le **TABLEAU 15** ci-après récapitule les différents régimes administratifs s'appliquant en fonction du type de géothermie et des critères de seuil (profondeur, puissance extraite du sous-sol, réinjection, zone réglementaire,...).

Type de géothermie	Conditions générales	Régime administratif
Géothermie avec puits canadiens ou géostructures thermiques	Aucune	Code minier non applicable (*)
Géothermie avec des échangeurs thermiques horizontaux ou hybrides (corbeilles)	Profondeur < à 10 m	Code minier non applicable (*)
Echangeurs géothermiques ouverts	Profondeur < à 10 m et Puissance < 500 kW et Débit < 80 m ³ /h Réinjection dans la même nappe	Code minier non applicable (*)
	Profondeur de 10 m à 200 m et Puissance < 500 kW et Débit < 80 m ³ /h Réinjection dans la même nappe et Zone verte ou orange	Déclaration simplifiée
	Profondeur de > 200 m ou Puissance > 500 kW ou Débit > 80 m ³ /h ou Pas de réinjection dans la même nappe ou Zone rouge	Autorisation instruite par les services de l'Etat
Echangeurs géothermiques fermés	Profondeur de 10 m à 200 m et Puissance < 500 kW et Zone verte ou orange	Déclaration simplifiée
	Profondeur de > 200 m ou Puissance > 500 kW ou Zone rouge	Autorisation instruite pas les services de l'Etat
Code minier non applicable (*)	Déclaration simplifiée	Autorisation instruite par les services de l'état

Tableau 15 : Régime administratif applicable en fonction du type de géothermie

Toute installation de géothermie basse température ne répondant pas aux critères de la géothermie de minime importance doit faire l'objet d'une demande d'autorisation de travaux et d'exploitation qui sera instruite par les services de l'État (DREAL) au titre du Code Minier (dernière modification en date du 1^{er} janvier 2016). À noter que le délai d'instruction d'un dossier d'autorisation de travaux et d'exploitation est de **plusieurs mois**.

b) Eloignement des sources de pollution [N,S]

Les règles générales à appliquer sont celles édictées par l'arrêté du 25 juin 2015 relatif aux prescriptions générales applicables aux activités géothermiques de minime importance ; ainsi, les échangeurs géothermiques destinés à l'exploitation d'un gîte géothermique de minime importance ne peuvent être implantés :

⇒ **Pour les échangeurs ouverts (sur nappe) :**

- Dans un périmètre de protection géothermique institué en application de l'article L. 124-5 du code minier, ni dans un volume d'exploitation d'activités géothermiques défini en application de l'article L. 134-6 du code minier
- A moins de 5 mètres de conduites d'assainissement individuelles ou collectives d'eaux usées ou transportant des matières susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines, lorsqu'une étanchéité entre les conduites d'assainissement et les horizons géologiques exploités existe ou est mise en place. En l'absence d'une telle étanchéité naturelle ou artificielle, cette distance minimale est portée à 35 mètres.

⇒ **Pour les échangeurs fermés (sur sondes) :**

- à moins de 5 mètres :
 - De la limite de propriété la plus proche, à défaut d'un accord écrit préalable des propriétaires voisins autorisant la réalisation de l'échangeur géothermique de minime importance
 - De conduites, collectives ou non collectives, d'eaux usées ou transportant des matières susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines.

⇒ **Pour les échangeurs fermés et les échangeurs ouverts :**

- dans les périmètres de protection immédiate et rapprochée des captages d'eau destinés à la consommation humaine et des sources des eaux minérales naturelles conditionnées
- À moins de 35 mètres :
 - d'un ouvrage souterrain de prélèvement d'eau destinée à la consommation humaine
 - des stockages d'hydrocarbures, de produits chimiques, de produits phytosanitaires ou autres produits susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines
 - des bâtiments d'élevages et leurs annexes relevant des rubriques 2101, 2102, 2110, 2111, 2112, 2113, 2120 de la nomenclature des installations classées ainsi que des zones de stockage des déchets de l'exploitation d'élevage
 - des ouvrages de traitements des eaux usées collectifs ou non collectifs
- À moins de 200 mètres d'une installation de stockage de déchets relevant de la rubrique 2760 de la nomenclature des installations classées.

c) Protection des captages d'eau potable [N, S]

Tous travaux de forage dans l'emprise d'un périmètre de protection immédiate ou rapprochée d'un captage d'eau potable **est interdit**, sauf ceux nécessaires à l'extension d'un champ captant ou à la surveillance de la qualité de la nappe. Les projets situés dans l'emprise d'un périmètre de protection éloignée d'un captage d'eau potable est soumis à autorisation préfectorale sur avis d'un Hydrogéologue Agréé en matière d'Hygiène Publique.

Un inventaire des Périmètres de Protection de Captage d'eau potable (PPC) a été réalisé sur le territoire du Grand Douaisis (**PLANCHE 12**) ; cet inventaire permet de faire ressortir les informations suivantes :

- 76 captages d'eau potable, sur les 87 référencés dans la B.S.S., possèdent leurs PPC instaurés par D.U.P.¹²
- 22 communes sont concernées par l'emprise d'un PPC, soit 39% des communes du territoire
- 37 PPC sont présents sur le territoire
- L'emprise des PPC recouvre environ 14% du territoire ; le seul P.I.G. du champ captant de Flers-en-Escrebieux recouvre environ 10% du Grand Douaisis.

d) Conformité au SDAGE¹³ et SAGE¹⁴[N]

Un projet de géothermie doit être conforme aux prescriptions du S.D.A.G.E. Artois-Picardie et du S.A.G.E.

D'après les informations collectées sur le site internet Gest'eau, 5 SAGE sont en cours d'élaboration ou de révision sur le territoire d'étude :

- Sensée (en élaboration)
- Scarpe Amont (en élaboration)
- Scarpe Aval (en révision)
- Escaut (en élaboration)
- Marque Deûle (en élaboration)

Le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux Artois-Picardie a défini les enjeux et a établi un ensemble de dispositions pour une gestion globale et équilibrée de l'eau et des milieux aquatiques, conformément aux objectifs européens de la Directive Cadre Eau.

Tous les projets géothermiques assistés par PAC sur nappe, sont compatibles avec le SDAGE Artois-Picardie 2016-2021 principalement du fait que la totalité de l'eau pompée dans un aquifère sera réinjectée dans ce même aquifère même nappe.

Les dispositions concernant tous projets géothermiques prévus par le SDAGE Artois-Picardie peuvent être résumées dans le **TABLEAU 16** suivant :

¹² Déclaration d'Utilité Publique

¹³ Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux

¹⁴ Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux

Enjeu	Orientation	Disposition	Eléments de compatibilité
B : Garantir une eau potable en qualité et en quantité satisfaisante	B-2 : Anticiper et prévenir les situations de crise par la gestion équilibrée des ressources en eau	Disposition B-2.1 L'autorité administrative et les collectivités locales améliorent la connaissance et la gestion des aquifères afin de garantir une alimentation en eau potable et le bon fonctionnement des milieux aquatiques superficiels dépendant du niveau de la nappe.	L'objectif même d'un doublet ou multiplet de forages géothermique et de réinjecter la totalité des eaux pompés
E : Mettre en œuvre des politiques publiques cohérentes avec le domaine de l'eau	E-4 : Adapter, développer et rationaliser la connaissance	Disposition E-4.1 Acquérir, collecter, bancariser, vulgariser et mettre à disposition les données relatives à l'eau	Conformément à la réglementation, les ouvrages créés dans le cadre d'un projet géothermique seront référencés dans la banque de données du sous-sol du BRGM

Tableau 16 : Dispositions du SDAGE Artois-Picardie 2016-2021

e) ZNIEFF 15 [N,S]

Les ZNIEFF ne sont régies par aucune disposition législative ou réglementaire spécifique. Ces zones sont des outils à vocation scientifique et n'ont donc pas de valeur juridique ou de portée réglementaire directe.

Toutefois, le droit de l'environnement et le droit de l'urbanisme imposent aux PLU¹⁶ d'intégrer des préoccupations environnementales **et interdisent aux aménagements projetés de détruire, altérer ou dégrader** le milieu particulier à des espèces animales ou végétales protégées.

D'après l'inventaire réalisé en **ANNEXE 3** et en **PLANCHE 13**, le territoire du SM SCoT GD intègre 33 ZNIEFF. Cet inventaire permet de faire ressortir les informations suivantes :

- 30 ZNIEFF de Type I qui recouvrent 6 366 hectares soit **17%** du domaine d'étude
- 3 ZNIEFF de Type II qui recouvrent 6 199 hectares soit **16%** du domaine d'étude

15 Zone Naturelle D'intérêt Ecologique Faunistique et Floristique

16 Plans Locaux d'Urbanisme

f) Sites classés Natura 2000 [N,S]

Sur la base de la consultation de la cartographie des sites du réseau Natura 2000¹⁷, le territoire du SM SCoT GD intègre 4 sites répertoriés ; à ce titre, les projets géothermiques implantés dans ces zones classées devront être l'objet d'une étude spécifique relative à « l'évaluation des incidences Natura 2000 »¹⁸.

D'après l'inventaire réalisé en **ANNEXE 4** et en **PLANCHE 14**, le territoire du SM SCoT GD intègre 4 sites classés Natura 2000. Cet inventaire permet de faire ressortir les informations suivantes :

- 3 sites classés S.I.C.¹⁹ qui recouvrent 1 325 hectares soit **3,5%** du domaine d'étude
- 1 sites classés Z.P.S.²⁰ qui recouvrent 3 669 hectares soit **9,6%** du domaine d'étude

g) Zones inondables [N]

Pour le bon déroulement de l'exploitation d'une installation géothermique sur nappe, il est important d'anticiper les risques d'inondations. La carte des risques d'inondations disponible sur le site Infoterre reprise en **PLANCHE 15** permet d'appréhender cette problématique pour tout projet géothermique ; le Plan Local d'Urbanisme de chacune des communes doit renseigner si le territoire communal est enclin aux risques naturels.

Actuellement, sur le territoire du S.M. du SCoT Grand Douaisis, la totalité des communes est concernée par le risque d'inondation. Ce paramètre devra être pris en compte pour toute mise en œuvre d'un procédé de géothermie sur nappe. Il devra ainsi être anticiper toute difficulté liée à la réinjection et à l'aménagement des têtes de forages.

h) Zones humides [N, S]

Ces informations sont disponibles dans le PLU de la commune concernée ainsi que sur la cartographie numérique « Carmen » mise en ligne par la DREAL Nord-Pas-de-Calais.

i) Zones Archéologiques [N, S]

Si le projet géothermique se situe dans une zone soumise à une saisine archéologique de la Préfecture systématique, le Maître d'Ouvrage doit contacter la Direction Régionale des Affaires Culturelles et plus particulièrement le Service Régional Archéologique afin de connaître les modalités d'obtention d'un accord Préfectoral pour la création d'un forage d'essai ou d'une sonde test ; cette demande doit être faite par courrier accompagné des pièces suivantes :

- 1 plan au 1 / 25 000
- 1 plan cadastral
- 1 plan masse
- Une présentation du projet indiquant notamment la surface de terrain concerné par l'excavation de sol, l'objet de la demande et les caractéristiques du forage (diamètre et profondeur).

Les zonages archéologiques des communes sont disponibles avec le Plan Local d'Urbanisme des communes.

¹⁷ <http://www.natura2000.environnement.gouv.fr> [consultation en janvier 2015]

¹⁸ Cf. l'article R 414-19 du Code de l'environnement, et le décret n°2010-365 du 9 avril 2010

¹⁹ Site d'Importance Communautaire

²⁰ Zone de Protection Spéciale

j) Le Plan Local d'Urbanisme [N, S]

Tout projet géothermique doit être compatible avec le PLU en vigueur.

k) Les cavités souterraines [N, S]

Plusieurs cavités souterraines sont localisées sur le territoire du SM SCoT GD ; celles-ci pouvant engendrer des surcoûts relativement importants lors des travaux de forages (cimentation beaucoup plus importante que prévue par exemple), une étude géotechnique peut s'avérer nécessaire afin de lever une éventuelle incertitude sur leur présence.

l) Les éléments d'exploitations locales des nappes [N]

Afin de garantir la pérennité de la ressource souterraine ainsi que de l'installation géothermique, il est important de prendre en compte les exploitations existantes aux alentours d'un projet. Il s'agit ici, d'éviter toute inter-influence entre les forages existants et une future installation géothermique.

La **PLANCHE 16** recense les 188 ouvrages existant en juin 2018 ; la répartition de ces ouvrages en fonction de leur usage est la suivante :

- 46 forages à usage agricole
- 55 forages à usage industriel
- 87 forages à usage d'eau potable

m) BASOL / BASIAS

BASOL* est l'acronyme d'une base de données nationale qui, sous l'égide du ministère chargé de l'Environnement, récolte et conserve la mémoire des « sites et sols pollués ou potentiellement pollués appelant une action des pouvoirs publics, à titre préventif ou curatif ».

BASIAS* est l'acronyme d'une base de données nationale pour récolter, conserver et porter à connaissance la mémoire des « anciens sites industriels et activités de services ».

L'ensemble des sites référencés dans ces banques de données sur le territoire du S.M. du SCoT Grand Douaisis sont disponibles en **PLANCHE 17**. On compte 44 sites BASOL et 32 sites BASIAS sur le domaine d'étude.

3.3.4 Contexte naturel

a) Contexte géologique

Une recherche documentaire a été effectuée pour établir une synthèse du contexte géologique et hydrogéologique ; notre objectif était de conforter les données disponibles pour les exploiter dans le cadre « énergétique » qui est le fondement du présent rapport.

En résumé, la documentation de base, s'étend sur 4 cartes géologiques :

- la carte géologique n°20 de Carvin au Nord,
- la carte géologique n°21 de St-Amand-Crespin-Mons au Nord/Nord-Est,
- la carte géologique n°28 de Valenciennes à l'Est,
- la carte géologique n°27 de Douai.

Les 2 293 ouvrages recensés dans la Banque de données du Sous-Sol se répartissent de la manière suivante :

- 1 179 ouvrages recensés comme forages ou puits ou puits complexes
- 812 ouvrages recensés comme sondages ou tranchées ou travaux souterrains
- 243 ouvrages recensés comme piézomètres
- 47 ouvrages recensés comme carrières, carrières-eau ou gîtes
- 9 ouvrages recensés comme puits de mines
- 3 ouvrages recensés comme sondes géothermiques

Du point de vue bibliographique, il convient de citer :

- La thèse de Bruno Minguely [2007] intitulée « Caractérisation géométrique 3-D de la couverture sédimentaire Méso-Cénozoïque et du substratum varisque dans le Nord de la France » ;
- La thèse de Brigitte Tillie [1980] intitulée « Nappe de la craie du bassin minier et du Nord-Pas-de-Calais / Acquisition et traitement des données – Modélisation des écoulements souterrains » ;
- Les publications de la Société Géologique du Nord.

De fait, le domaine d'étude est géologiquement relativement hétérogène ; les affleurements* varient entre des terrains d'origine anthropique* issues des exploitations houillères, à savoir les schistes houillers qui constituent des reliefs appelés plus communément « Terrils* », d'âge Quaternaire*, des terrains sédimentaires meubles d'âge Tertiaire* (tels, les limons, les alluvions, les sables), et enfin des formations rocheuses consolidées ou indurées d'âge Secondaire* (craie, dièves et marnes).

La nature des terrains, les mouvements tectoniques* et le travail de l'érosion* conduisent à l'état géomorphologique marqué par les principaux traits suivants : des plateaux crayeux (Courchelettes, Férin, Goeulzin...), des buttes tertiaires* (Estrées, Hamel, Cantin...), une plaine alluviale (Pecquencourt, Waziers...) et des vallées (la Sensée et la Scarpe).

Pour contribuer à fournir une approche didactique de ce qui, finalement, est déterminant pour la répartition des potentiels géothermiques et pour la mise en œuvre de procédés adaptés, nous avons établi les planches synthétiques suivantes (reportées en section 3) :

- **PLANCHE 18** : « Carte géologique simplifiée »
- **PLANCHE 19** : « Carte d'isohypses (égales altitudes) du toit du paléozoïque [Primaire]
- **PLANCHE 20** : « Logs* représentatifs de la géologie sur le territoire »
- **PLANCHE 21** : « Coupe géologique schématique [A-B] de Mons-en-Pévèle à Somain »
- **PLANCHE 22** : « Coupe géologique schématique [C-D] de Arleux à Marchiennes »

La carte géologique est un écorché* où les limons de surface sont enlevés.

Les couches géologiques sédimentaires* des ères secondaires et tertiaires (couverture) se sont déposées sur le vieux socle primaire*, plissé* ; globalement, les terrains du primaire plongent de l'Est (cote -80) vers l'Ouest (cote -120) et en direction du bassin* Tertiaire d'Orchies situé au Nord.

Le toit de l'assise marneuse du Turonien (Crétacé) dessine deux vastes amphithéâtres (cote de -160) dont l'un converge vers le centre du domaine d'étude, et l'autre converge dans la partie ouest du territoire (voir la **PLANCHE 19**).

Par similitude, l'allure du toit du Turonien moyen s'apparente dans ses grandes lignes à celle du toit du Primaire. Les sédiments crétacés se sont déposés sur un socle où subsistait un certain relief. Des mouvements tectoniques, peu importants mais suffisants pour déformer à la fois la couverture et le socle lui-même, se sont produits par la suite.

On constate quelques particularités locales, tel à Aniche où une profonde dépression affecte le toit du Primaire alors qu'il n'y a qu'un léger creux au niveau du Crétacé. Pour tenter d'expliquer ce phénomène, il faut invoquer un raisonnement sédimentaire : ici, l'épaisseur totale du terrain marneux crétacé est de 97 m, alors qu'elle n'est que de 60 m à Somain ou encore de 35 m à Valenciennes²¹ ; les dépôts crétacés auraient pu donc se déposer avec une plus grande épaisseur au droit des dépressions plus importantes du Primaire, et par conséquent atténuer l'importance des déformations de celles-ci dans les sédiments de couvertures.

Avant de s'enfoncer régulièrement sous le bassin d'Orchies, le Crétacé supérieur montre quelques plis sous formes convexes dit « anticlinal* » (Monchecourt, Fressain) et un axe de plis de forme concave dit « synclinal* » (Aubigny-au-bac, Arleux, Courchelettes).

Le toit du Turonien moyen dessine une cuvette concave formant le bassin d'Orchies. Ce dernier est composé de formations d'âges Eocène qui sont représentées, à la base, par l'argile de Louvil et les sables Landéniens, et, au sommet, par l'argile et les sables Yprésiens. Ces formations occupent ainsi une vaste dépression crayeuse comme l'illustrent clairement les coupes annexées.

Le fond de ce bassin tertiaire se situe approximativement suivant un axe Est-Ouest Coutiches²²-Faumont. Il émet deux « antennes » vers le Sud, l'une vers Flines-lez-Râches, l'autre, plus importante, entre Râches et Roost-Warendin. Le bassin d'Orchies présent sur toute la partie Nord du territoire du SCoT du Douaisis est ensuite recouvert par une étendue d'alluvions (celles de la Scarpe) d'où émergent quelques lambeaux de terrains tertiaires (sable et argile).

Bien que la carte géologique ne montre aucun affleurement de terrain primaire, il convient de mentionner trois grandes zones :

Une première zone, comprenant la majeure partie du territoire, et correspondant l'emprise du Bassin Houiller Nord-Pas de Calais. Cette zone est délimitée au Sud (en tireté rouge sur la **PLANCHE 18**) par la faille* du Midi et au Nord (en tireté bleu sur la **PLANCHE 18**) par une faille sans nom formant un arc de Raimbeaucourt à Flines-Les-Raches. On retrouve dans cette zone, des terrains houillers qui ont représenté une très importante base de matériaux ayant conditionné l'histoire industrielle et sociale de la Région.

Une seconde zone, située au Sud de la faille du midi, où les terrains plissés et faillés du Dévonien sont composés de grès, de schistes et de calcaires.

Une troisième zone, au Nord de la faille, en tireté bleu, entre la commune de Faumont et Flines-lez-Raches, où les terrains sont faillés, plissés et composés majoritairement de

21 Commune située à l'Est du domaine d'étude

22 Commune limitrophe au Nord de Flines-lez-Râches

Calcaire Carbonifère. De plus, étant donné la densité des failles, il n'est pas rare de rencontrer également du grès, des schistes ou de la houille.

Les terrains cités précédemment sont directement disponibles sous les formations secondaires. La stratigraphie* et la tectonique du terrain houiller ont fait l'objet de nombreuses études et publications de la part des géologues des Houillères du bassin du Nord et du Pas-de-Calais et des compagnies pétrolières. Schématiquement, il faut retenir que peuvent se combiner des phénomènes sédimentaires et des phénomènes tectoniques conduisant à des variations d'épaisseurs qui sont loin d'être négligeables, même à l'échelle de notre domaine d'étude. Ces observations incitent à rester prudent quant aux épaisseurs des terrains qui peuvent être déduites de l'interpolation entre des données tangibles ; par suite, il doit être parfaitement admis que les coupes géologiques et techniques de forages (et en conséquence les évaluations budgétaires) doivent être établies avec un certain degré d'incertitude.

b) Contexte hydrogéologique

Le contexte géologique sur le territoire du S.M. du SCoT Grand Douaisis nous conduit à distinguer trois formations aquifères* :

- l'aquifère des sables du Landénien (Tertiaire)
- l'aquifère de la craie du Sénonien-Turonien supérieur (Secondaire)
- l'aquifère des calcaires Carbonifères (Primaire)

➤ **L'aquifère des sables du Landénien**

L'aquifère des sables Landénien s'étend sur plus de 3 000 km² en Flandres et dans le Bassin d'Orchies, toutefois son extension ne recouvre pas la totalité du territoire du SM SCoT GD.

D'après la carte géologique, les sables du Landénien se retrouvent principalement sur la moitié Nord du territoire, mais également dans la partie Sud sous forme d'un lambeau, partant de Lewarde et s'étendant jusque Fechain et Bugnicourt.

En fonction du contexte géologique, la nappe* des sables présentera un régime libre* (voir logs II et V à la **Planche 20**) ou captif* (voir log I à la **Planche 20**) selon qu'il soit recouvert ou non par un horizon* imperméable représenté par les argiles Yprésienne (**Planches 18 et 20**). Sur l'ensemble du territoire, la base de l'aquifère est constitué par les argiles de Louvil.

Mis à part au droit de quelques buttes Tertiaires (Bugnicourt et Erchin par exemples) où son épaisseur peut atteindre 15 mètres, la puissance²³ de l'horizon sableux est souvent inférieure à une dizaine de mètres. Le faciès* rencontré est relativement hétérogène avec des sables glauconieux* marins, des tuffeaux* ou des sables blancs continentaux ; cette hétérogénéité lithologique aura pour conséquence une hétérogénéité de la productivité.

Les données disponibles permettant de définir la productivité de cette aquifère sont issues :

- De la B.S.S.*
- De la banque de données de l'Agence de l'Eau Artois Picardie (AEAP)²⁴
- Du site internet géothermie perspective

Toutefois, ces données sont peu nombreuses et peu exploitables, pour les principales raisons suivantes :

- Les ouvrages référencés dans la BSS* et captant la nappe des sables sont en grandes majorités des ouvrages anciens, peu profond et qui ne précisent pas ou très partiellement les données concernant la productivité.

²³ Epaisseur

²⁴ Il s'agit d'un référencement de l'ensemble des points prélèvements déclarés à l'AEAP par aquifère exploité

- Sur les 13 ouvrages référencés, dans la base de données de l'AEAP*, censés exploiter la nappe des sables, il s'avère, après vérification, que l'ensemble de ces ouvrages captent en réalité la nappe de la craie.

Ainsi, seul le site internet géothermie perspective du BRGM*, indique des valeurs de productivité de cet aquifère ; ces valeurs sont comprises entre 3 et 5 m³/h par ouvrage sur le domaine d'étude. Cette fourchette de valeurs apparaît cohérente au regard de notre expérience, de la puissance et de la lithologie de l'aquifère.

De plus, il n'existe aucune carte piézométrique* couvrant la zone d'étude et aucun ouvrage piézométrique suivi par le BRGM sur le territoire du SM SCoT GD. L'existence d'un tel ouvrage permettrait de connaître les fluctuations piézométriques saisonnières* de cette nappe, information nécessaire pour certifier la pérennité d'une exploitation géothermique.

L'exploitation de la nappe des sables à des fins géothermiques semble limiter aux petits débits, sauf à multiplier les ouvrages. Par ailleurs, la nappe des sables, peu à certains endroits, présenter une qualité physico-chimique incompatible avec la géothermie, ou nécessitant des traitements préventifs avant son exploitation ; par exemple en raison d'une concentration en Fer importante. Par ailleurs, le manque de données concernant sa productivité ainsi son évolution piézométrique, pourrait inciter à mettre en œuvre une campagne de reconnaissance particulièrement ciblée sur cette ressource.

➤ **L'aquifère de la craie**

La nappe de la craie du Sénonien-Turonien supérieur est une nappe d'importance régionale fortement exploitée. Elle est libre sur la majeure partie du territoire du SM du SCoT du Grand Douaisis (voir logs III et IV à la **PLANCHE 20**) mais peut être recouverte par les sédiments tertiaires et donc devenir captive par endroit (voir logs I, II et V à la **PLANCHE 20**). Les marnes et dièves du Turonien Moyen représente le plancher imperméable de cette

Le régime captif de l'aquifère crayeux se retrouve principalement sous les buttes Tertiaires et sur la moitié nord du territoire où la craie s'enfonce sous le bassin d'Orchies (sables et argile).

La craie devient aquifère lorsque se développe des réseaux de fissures suffisamment importants et connectés entre eux ; sans ces fissures, la craie présente une perméabilité moyenne relativement proche de celle de l'argile. Ces fissures se développent par dissolution de la matrice rocheuse ; celle-ci est principalement favorisée par la réaction entre le dioxyde de carbone présent dans l'eau de pluie et les carbonates de Calcium présents dans la matrice rocheuse. C'est pour cette raison que les principales zones productives de l'aquifère crayeux se situent dans les vallées et les vallons secs, lorsque ce réservoir est libre. Inversement, lorsque l'aquifère se trouve captif, sous plusieurs mètres de recouvrement plus ou moins imperméable, la roche est faiblement fissurée ce qui entraîne une faible productivité puisque l'eau y circule difficilement.

De ce phénomène, en résulte une variabilité très importante de la perméabilité tant verticalement qu'horizontalement (selon des directions souvent combinées de la fracturation) : le milieu crayeux est donc hétérogène.

D'après l'extrait de la carte d'orientation à l'exploitation de la nappe de la craie (**PLANCHE 23**), 3 zones de productivités distinctes apparaissent :

- Une première zone où la productivité est **supérieure à 50 m³/h** par forage ; celle-ci recouvre **89 % du territoire**
- Une seconde zone où la productivité est comprise entre **10 et 50 m³/h** par forage ; celle-ci recouvre **10,8 % du territoire**

- Une troisième zone où la productivité est **inférieure à 10 m³/h** par forage ; celle-ci recouvre **0,2 % du territoire**

Ces données sont cohérentes avec le site géothermie perspectives du BRGM. En effet, certaines productivités sont annoncées entre **50 et 450 m³/h** par ouvrage et une perméabilité très élevée de l'ordre de 3,6 m/h. Pour mémoire, les productivités indiquées sur le site géothermie perspective représentent une moyenne calculée dans une maille de 500 m de côté ; il faut donc rester très prudent sur les valeurs annoncées et étudier au cas par cas les projets géothermiques.

Les **PLANCHES 24** et **25** présentent les cartes piézométriques de basses et hautes eaux de l'année 2009 éditées par le BRGM. On y observe un écoulement général de la nappe de la craie du Sud vers le Nord dans la moitié Sud et sur le quart Nord-Est du territoire ; dans la partie Nord-Ouest du territoire l'eau s'écoule préférentiellement du Sud/Sud-Ouest vers le Nord/Nord-Est. Par ailleurs, on observe sur la carte des basses eaux l'influence de certaines exploitations par les forages d'eau potable ; ainsi, le champ captant de Pecquencourt provoque une dépression piézométrique importante, et les captages de Erre, Ecaillon et Arleux modifient légèrement les courbes piézométriques.

D'après ces mêmes cartes, le niveau d'eau sur le territoire en période de basses eaux (septembre à novembre) est compris entre + 5 m NGF au Nord et + 40 m NGF au Sud ; en période de hautes eaux (mars à mai), le niveau est compris entre + 10 m NGF au Nord et + 40 m NGF au Sud. À l'échelle du territoire, le niveau piézométrique semble ne varier que très peu entre la période de basses eaux et de hautes eaux ; toutefois, localement une fluctuation piézométrique de plusieurs mètres peut être observée à certains endroits. De plus, l'observation de ces cartes montre également un gradient hydraulique²⁵ relativement faible de la nappe de la craie compris entre 0,61 % et 0,09 %²⁶.

Ces observations sont cohérentes avec l'analyse de plusieurs graphiques qui reprennent l'évolution piézométrique de la nappe de la craie dans 4 ouvrages présents sur le territoire où à proximité (**PLANCHE 26**) ; il s'agit des ouvrages suivants :

- l'ouvrage référencé sous le numéro d'indice national n°20.7X.0133 situé à Roost-Warendin ; cet ouvrage est suivi depuis 1970 (**ANNEXE 5**)
- l'ouvrage référencé sous le numéro d'indice national n°27.6X.0030 situé à Belonne, cet ouvrage est suivi depuis 1961 (**ANNEXE 6**)
- L'ouvrage référencé sous le numéro d'indice national n°28.1X.0004 situé à Abscon, cet ouvrage est suivi depuis 1970 (**ANNEXE 7**)
- Un ouvrage d'indice national BSS n°28.1X.0002 situé à Rieulay, cet ouvrage est suivi depuis 1970 (**ANNEXE 8**)

L'analyse de ces graphiques, s'étalant sur une période allant de 1970 à 2018, permet de faire ressortir les principales observations suivantes :

- Les battements annuels* sont compris entre 1 et 3 mètres au Nord-Ouest et au Sud-Ouest du territoire ; sur la partie Est de celui-ci les battements annuels sont plus marqués puisqu'ils peuvent atteindre 5 mètres
- Les battements interannuels* sont compris entre 7 et 12 mètres sur l'ensemble du territoire sauf sur la partie Sud-Ouest où ils ne dépassent pas 3 mètres.

²⁵ Pente

²⁶ Cette observation sera particulièrement importante au moment de dimensionner la géométrie du ou des doublets de forages ; en effet, plus une nappe présente un gradient faible, c'est-à-dire un écoulement peu prononcé, plus les ouvrages devront être éloignés pour éviter un recyclage trop important.

Si l'exploitation de la nappe de la craie sur le territoire du Grand Douaisis apparaît comme très favorable, il pourrait être judicieux d'approfondir certaines informations. Ainsi, depuis 2009 la carte piézométrique de la nappe de la craie n'a pas été mise à jour. Par ailleurs, cette carte a été construite à l'échelle de la Région Nord-Pas de Calais et ne présente donc pas forcément une précision suffisante pour une lecture à une échelle plus 'locale'. Il pourrait être intéressant d'actualiser ces cartes piézométriques à l'échelle du Grand Douaisis en y intégrant un réseau piézométrique de surveillance, réparti de façon homogène sur l'ensemble du territoire. Enfin, l'analyse des graphiques d'évolution de la nappe de la craie a permis de mettre en évidence une lacune d'information sur une grande moitié Sud du territoire.

➤ **L'aquifère du calcaire carbonifère**

L'aquifère du Calcaire Carbonifère est présent sous tous les terrains peu perméables du Turonien moyen et inférieur. La circulation des eaux y est principalement fissurale, voire par réseau de fractures élargies (Karst*), ce qui rend sa productivité relativement variable d'un endroit à l'autre.

Sur l'ensemble du territoire, l'horizon du Calcaire Carbonifère (terrains d'âge Viséen et Tournaisien) n'a été reconnu que par quelques sondages situés en dehors du bassin minier. Par ailleurs, la profondeur d'accessibilité à cette ressource reste importante puisque supérieure à 250 m.

Ce contexte géologique associé à l'absence d'information concernant sa productivité, entraîne l'absence de potentiel pour l'exploitation de cette aquifère à des fins géothermiques.

➤ **Les échanges entre les aquifères**

Les échanges par drainance* entre la nappe des sables du Landénien et la nappe de la craie du Sénonien-Turonien sont facilités par le caractère souvent finement sableux ou tuffacé de l'Argile de Louvil. Ainsi, la nappe des sables peut localement se déverser dans la craie ; généralement modeste, ce type d'échange est parfois connu (52 l/s dans le sud du Douaisis).

Par ailleurs, les alluvions peuvent également alimenter la nappe de la craie par drainance descendante, c'est le cas avec les alluvions de la Scarpe (en amont de Douai) qui fournissent (avec les sables du Landénien) un apport estimé à 161 l/s ou $10 \text{ l.s}^{-1}.\text{km}^{-2}$.

Ces phénomènes de drainance peuvent expliquer certains problèmes de qualités d'eau rencontrés ponctuellement sur certains forages captant la nappe de la craie ; ainsi, en raison d'une qualité physico-chimique de la nappe de la craie insuffisante au niveau du champ captant de Flers-en-Escrebieux, le projet géothermique de la future médiathèque de Cuincy est passé du procédé sur nappe à celui sur sondes verticales.

3.3.5 La production actuelle

La définition de la production actuelle en matière de géothermie s'est basée sur l'enquête réalisée au cours de la phase 1 de la mission du groupement ; en effet, pour disposer d'une connaissance la plus complète possible des installations utilisant des énergies renouvelables (existantes ou en projets), un questionnaire a été envoyé pour réaliser un état des lieux et analyser le potentiel de développement des EnR par des acteurs privés et par des acteurs publics.

Ainsi, les réponses obtenues ont permis d'élaborer une carte récapitulative (**PLANCHE 27**) des exploitations et des projets géothermiques ; le **TABLEAU 17** résume le résultat de cette enquête.

Statut	Nombre
Géothermie sur nappe en exploitation	4
Sonde géothermique verticales en exploitation	2
Capteurs horizontaux en exploitation	3
Projet géothermique	6

Tableau 17 : Récapitulatif des installations en exploitation et des projets géothermiques sur le territoire du Grand Douaisis

Il résulte de cette enquête un nombre relativement faible d'exploitation et de projet géothermique. Pour information, en 2012, d'après la B.S.S., plus de 300 installations géothermiques étaient référencées dans l'ex Région Nord-Pas de Calais.

3.3.6 Le potentiel

Le potentiel géothermique peut être défini en fonction de plusieurs paramètres tels les besoins, les procédés utilisés, le taux de couverture assuré par cette EnR, le domaine d'application concerné, la gamme de puissances, le contexte environnemental et le contexte réglementaire. Il est également clair que le potentiel effectivement accessible dépend de la disponibilité foncière (surface et 'forme' de la parcelle) ; autrement dit, de bonnes ressources énergétiques du sous-sol peuvent très bien être inexploitable du seul fait que le terrain affecté à un projet n'a pas les dimensions adéquates pour appliquer l'un ou l'autre des procédés a priori envisageables.

Par suite, face à la multiplicité des cas de figures qui peuvent être rencontrés il est évident que la présentation de chiffres relatifs aux potentiels n'est pas chose aisée, d'autant que des simplifications excessives pourraient engendrer des approximations inappropriées, voire dangereuses. Toutefois, il est possible d'aider les acteurs souhaitant avoir recours à un procédé géothermique, en les orientant sur l'utilisation des documents fondamentaux et en précisant les contraintes (réglementaires et/ou techniques) pouvant affecter l'un ou l'autre des procédés ; à ce titre, le **TABLEAU 19** présente, pour chacune des 56 communes, un récapitulatif des principales contraintes relatives à la géothermie (pour partie reportées sur les cartes de la section 3), à savoir :

- Zonages réglementaires (**PLANCHE 10 & 11**)
- Périmètre de Protection des captages d'A.E.P. (**PLANCHE 12**)
- ZNIEFF (**PLANCHE 13**)
- Natura 2000 (**PLANCHE 14**)
- Risque d'inondation (**PLANCHE 15**)
- Exploitations existantes (**PLANCHE 16**)
- BASOL & BASIAS (**PLANCHE 17**)

D'un point de vue technique, il est également possible d'apprécier le potentiel d'un site en se référant aux documents cartographiques et bases de données dédiées à la géologie, l'hydrogéologie, ainsi qu'aux exploitations existantes (voir le chapitre 4.3.5.).

Toutefois, afin d'orienter un Maître d'Ouvrage, avant même que ne soient engagés des travaux et les études associées (pertinence, faisabilité et déploiement), sur l'intérêt même de la mise en œuvre d'un procédé géothermique sur capteurs verticaux, deux cartes d'orientations pour la mise en œuvre d'une installation géothermique ont été réalisés :

a) Carte d'orientation pour la mise en œuvre d'une installation géothermique exploitant la nappe de la craie

Même si le domaine d'étude comprend trois principaux systèmes aquifères (voir le §4.3.2.2), nous n'avons retenu pour réaliser cette carte, que l'aquifère de la craie du Sénonien-Turonien supérieur. En effet, l'aquifère des sables n'est que très peu connue et limité en terme de productivité, et l'aquifère des Calcaires Carbonifère est quasiment absent du territoire.

Ainsi, sans négliger les autres nappes, la nappe de la craie du Sénonien Turonien supérieur apparaît comme la ressource la plus évidente sur le territoire du S.M. du SCoT Grand Douaisis.

La **PLANCHE 28** présente donc la carte d'orientation pour la mise en œuvre d'une installation géothermique exploitant la nappe de la craie. Cette carte a été construite en croisant les principales données suivantes :

- Les périmètres de protection de captage d'eau potable (**PLANCHE 12**)
- Le zonage réglementaire pour les échangeurs géothermique ouverts (**PLANCHE 10**)
- La productivité de la nappe de la craie (**PLANCHE 23**)

On peut observer sur cette carte 3 zones distinctes :

- **Les zones rouges**

Elles représentent **4 %** du territoire et correspondent aux périmètres de protection immédiates et rapprochées de captages d'eau potable. A l'intérieur de ces zones, il est strictement interdit de créer de nouveaux forages à des fins géothermiques.

- **Les zones jaune pâle**

Elles représentent **29 %** du territoire et sont soumises à une contrainte de productivité ou de réglementation :

- **9 %** du territoire est soumis à une contrainte de productivité
La productivité de l'aquifère de la craie est alors comprise entre **10 et 50 m³/h** par ouvrage. Celle-ci correspond à une puissance chaud au niveau d'une Pompe A Chaleur comprise **entre 80 et 400 kW²⁷**. Seule une petite partie du territoire située au Nord-Ouest d'Estrées présente une productivité inférieure à 10 m³/h.
- **20 %** du territoire est soumis à une contrainte réglementaire ; cette contrainte est soit liée aux périmètres de protection éloignée et au PIG (**11,6 %**), soit liée au zone orange de la GMI (**12,3 %**), soit liée aux deux (**<4 %**).
- Moins de **2 %** du territoire est soumis au deux contraintes (productivité et réglementaire)

- **Les zones vertes**

Elles représentent **67 % du territoire** et sont les zones les plus favorables à l'implantation d'un procédé géothermique sur nappe captant l'aquifère crayeux. Il n'y a **aucune contrainte majeure réglementaire** et la **productivité** de la nappe de la craie y est **supérieure à 50 m³/h**, soit une puissance chaud **supérieure à 400 kW**.

Cependant, une étude de pertinence et de faisabilité reste nécessaire afin d'apporter des précisions indispensables à la bonne mise en œuvre (débit critique, transmissivité, zone d'écoulement horizontaux productives, ...) et à la pérennité (équipement des forages, mise en sécurité, préconisations de maintenance, ...) de l'installation.

b) Carte d'orientation pour la mise en œuvre d'une installation géothermique sur sondes verticales

La **PLANCHE 29** présente donc la carte d'orientation pour la mise en œuvre d'une installation géothermique sur sondes verticales. Cette carte a été construite en croisant les principales données suivantes :

- Les périmètres de protection de captage d'eau potable (**PLANCHE 12**)
- Le zonage réglementaire pour les échangeurs géothermique fermés (**PLANCHE 10**)
- La profondeur du toit du Houiller (croisement des **PLANCHES 19 et 30**)

Ainsi, la quasi-totalité du territoire est ouverte à ce type de procédé, avec toutefois une limite de profondeur maximale résultant de l'impossibilité réglementaire et/ou technique de réaliser des forages dans les terrains du socle primaire (prédominance de terrain du Houiller).

On peut ainsi observer sur cette carte 4 zones distinctes correspondants à des profondeurs maximales pour la création de sondes verticales :

- **Les zones rouges**

A l'intérieur de ces zones, il est strictement interdit de créer de nouveaux forages à des fins géothermiques.

²⁷ Sur la base d'un COP de 4 et d'un delta de température entre pompage et réinjection de 5°C

- **La zone bleu pâle**
Situé au Nord-Est du territoire, la profondeur maximale des sondes verticales y est comprise entre 110 et 150 mètres ; cela correspond à une puissance chaud comprise entre 7 et 10 kW²⁸ par sonde.
- **La zone verte**
Situé au Nord de la faille du midi, la profondeur maximale des sondes verticales y est comprise entre 150 et 190 mètres ; cela correspond à une puissance chaud comprise entre 10 et 12,5 kW par sonde.
- **La zone kaki**
Situé au Nord de la faille du midi, la profondeur maximale des sondes verticales y est comprise entre 150 et 200 mètres ; cela correspond à une puissance chaud comprise entre 10 et 13,5 kW par sonde.

Sur la base de la carte d'orientation pour la mise en œuvre des sondes verticales en **PLANCHE 29**, les différentes contraintes (Périmètre de Protection des Captages d' eau potable notamment) ainsi que la surface non bâtie disponible sur le territoire du Grand Douaisis ; une approche empirique permettant d'estimer un potentiel a été réalisée.

Ces calculs permettent d'en retirer un potentiel mobilisable au sous-sol correspondant à la puissance frigorifique potentiellement extractible au sous-sol (moyenne de 50W/m) multiplié par la profondeur des sondes (m) et le nombre de sonde possibles selon la zone.

Ils permettent également d'extraire le potentiel mobilisable par la Pompe A Chaleur correspondant à la puissance chaud (dépendant du COP et de la profondeur d'atteinte de la sonde) multiplié par le nombre de sonde possible sur la zone.

Le **TABLEAU 18** suivant récapitule les résultats de ces calculs empiriques. Les résultats montrent un potentiel mobilisable compris entre 28 et 37 GigaWatt.

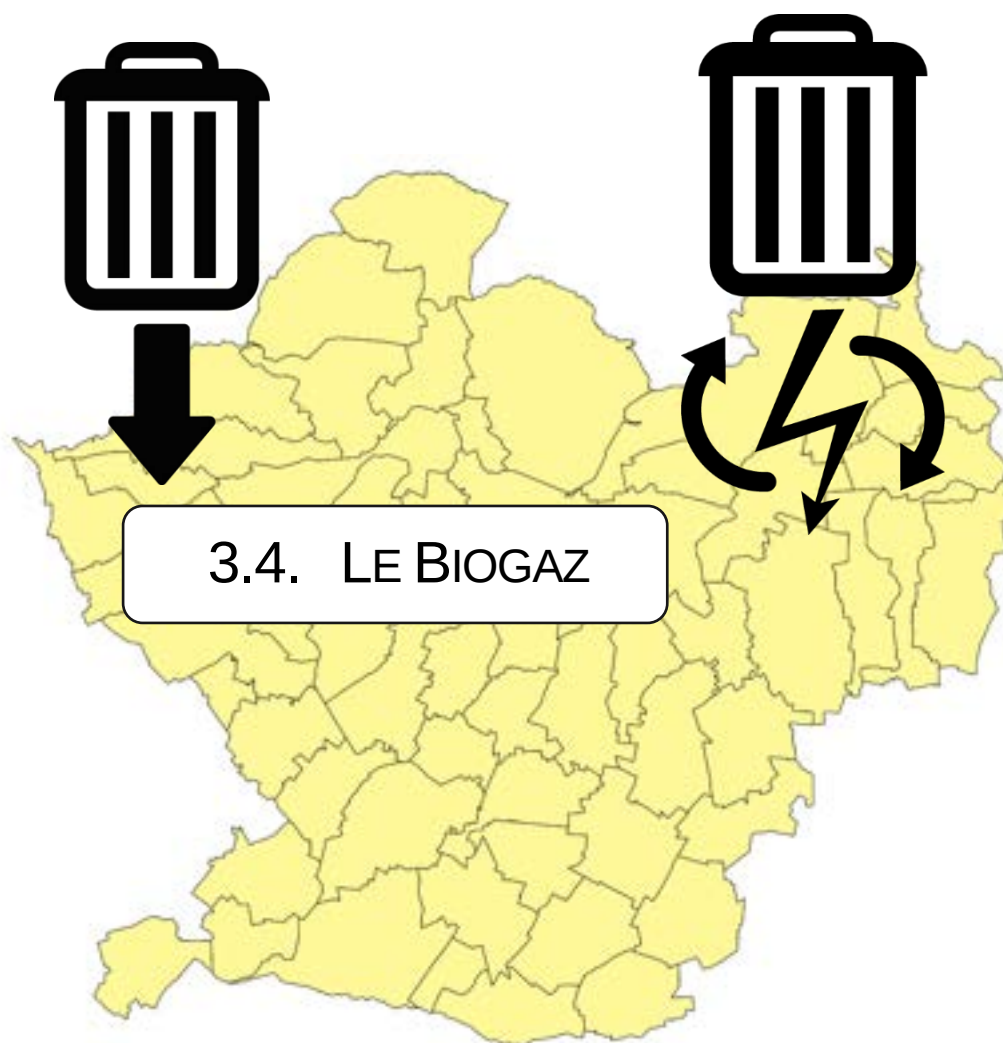
Zone	Nombre de sondes possibles	Potentiel mobilisable au sous-sol en fonction de la profondeur des sondes (en Mw frigo)		Potentiel mobilisable en fonction de la profondeur des sondes (en Mw chaud avec un COP de 4)	
		110 m	150 m	110 m	150 m
Zone rouge	0	0	0	0	0
Zone bleu pâle	1 274 000	7 000	9 500	8 920	12 740
		11 000	13 000	14 700	18 380
Zone verte	1 470 500	11 000	13 000	14 700	18 380
		11 000	13 000	14 700	18 380
Zone kaki	456 000	3 400	4 500	4 560	6 150
		3 400	4 500	4 560	6 150
Total	3 200 500	21 400	27 000	28 180	37 270

Tableau 18 : Récapitulatif du potentiel géothermique sur sondes verticales mobilisable sur le territoire du Grand Douaisis

²⁸ Sur la base d'un COP de la PAC de 4

Communes	ZNIEFF	NATURA 2000	BASOL	BASIAS	PPC	Reglementation circuit ouvert			Reglementation circuit fermé			Exploitations existantes			Installations géothermiques existantes		Risques d'inondations
						zonage			zonage			forage d'eau			SGV	Nappe	
						rouge	orange	verte	rouge	orange	verte	AEP	AEI	AEA			
ANHIER	oui	non	non	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	non	non	non	oui
ANICHE	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	non	non	non	oui
ARLEUX	oui	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	oui	non	non	oui	oui
AUBERCHICOURT	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	oui	oui	non	non	non	oui
AUBIGNY-AU-BAC	oui	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
AUBY	oui	non	oui	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	non	non	non	oui
BRUILLE-LEZ-MARCHIENNES	oui	oui	non	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui	non	oui	non	non	non	oui
BRUNEMONT	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
BUGNICOURT	oui	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
CANTIN	oui	non	oui	non	non	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
COURCHELLETES	non	non	oui	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	non	non	non	oui
CUINCY	oui	non	oui	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	non	non	non	oui
DECHY	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
DOUAI	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	oui	oui	non	oui	oui
ECAILLON	oui	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
EMERCHICOURT	oui	non	oui	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
ERCHIN	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
ERRE	oui	non	oui	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
ESQUERCHIN	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	oui	non	oui	oui
ESTREES	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	oui	non	non	oui
FAUMONT	oui	oui	non	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	oui	non	non	oui
FECHAIN	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
FENAIN	oui	oui	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	oui	non	oui
FERIN	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	oui	non	oui	oui
FLERS-EN-ESCREBIEUX	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	oui	non	non	oui	oui
FLINES-LEZ-RACHES	oui	oui	non	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	non	non	non	oui
FRESSAIN	non	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
GOEULZIN	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui
GUESNAIN	non	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	non	non	non	oui
HAMEL	oui	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
HORNAING	oui	non	oui	non	non	non	oui	oui	non	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui
LALLAING	oui	non	non	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	non	non	non	oui
LAMBRES-LEZ-DOUAI	non	non	non	oui	non	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	non	oui	non	non	oui
LAUWIN-PLANQUE	oui	non	non	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	non	non	non	oui
LECLUSE	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
LEWARDE	oui	non	oui	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	non	non	non	oui
LOFFRE	non	non	non	non	non	non	oui	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
MARCHIENNES	oui	oui	oui	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	non	non	non	oui
MARCQ-EN-OSTREVENT	non	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui
MASNY	oui	non	non	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	oui	oui	non	non	oui
MONCHECOURT	non	non	oui	non	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	oui	non	non	oui
MONTIGNY-EN-OSTREVENT	oui	non	oui	non	oui	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	non	non	non	oui
PECQUENCOURT	oui	oui	non	non	oui	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	oui	non	non	non	oui
RACHES	oui	oui	non	non	non	non	oui	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
RAIMBEAUCOURT	oui	oui	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	oui	non	oui
RIEULAY	oui	oui	non	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui	non	oui	non	non	non	oui
ROOST-WARENDIN	oui	oui	non	non	non	non	oui	oui	non	non	oui	non	oui	non	non	oui	oui
ROUCOURT	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
SIN-LE-NOBLE	oui	non	oui	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	oui	oui	non	oui	oui
SOMAIN	oui	non	oui	oui	oui	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	oui	non	non	oui
TILLOY-LEZ-MARCHIENNES	oui	oui	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
VILLERS-AU-TERTRE	oui	non	non	non	non	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
VRED	oui	oui	non	non	oui	non	oui	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
WANDIGNIES-HAMAGE	oui	oui	oui	non	oui	non	oui	oui	non	oui	oui	oui	non	non	non	oui	oui
WARLAING	oui	oui	non	non	oui	non	non	oui	non	non	oui	non	non	non	non	non	oui
WAZIERS	non	non	oui	oui	non	non	oui	oui	non	oui	oui	non	oui	oui	non	non	oui

Tableau 19 : Récapitulatif des principales contraintes relatives à la géothermie



3.4.1 Les technologies

La méthanisation est un processus de dégradation naturel de la matière organique anaérobie (en l'absence d'oxygène). Pendant 30 à 90 jours, ces matières sont placées à l'intérieur d'un digesteur (cuve, garage ou piston) qui est chauffé et brassé en l'absence d'oxygène. La méthanisation s'accompagne de la production :

- D'un biogaz composé majoritairement de méthane susceptible d'être valorisé énergétiquement par cogénération* ou injection dans le réseau de gaz ;
- D'un digestat* composé de la matière organique stable (non digérée par les bactéries) et des éléments minéraux.

La digestion comprend différentes phases impliquant différentes familles de bactéries : hydrolyse, acidogénèse, acétogénèse, méthanogénèse. Au cours du processus il est primordial de maintenir une bonne agitation (pour favoriser la libération du biogaz et l'homogénéisation du mélange) et le maintien d'une température constante pour l'activité microbiologique.

Les technologies peuvent différer selon :

- la teneur en matière sèche en digestions (voie solide / voie liquide);
- la production de biogaz : continue ou discontinue (par batch ou garage) ;
- le régime de température : mésophile* (37°C) ou thermophile *(50°C).

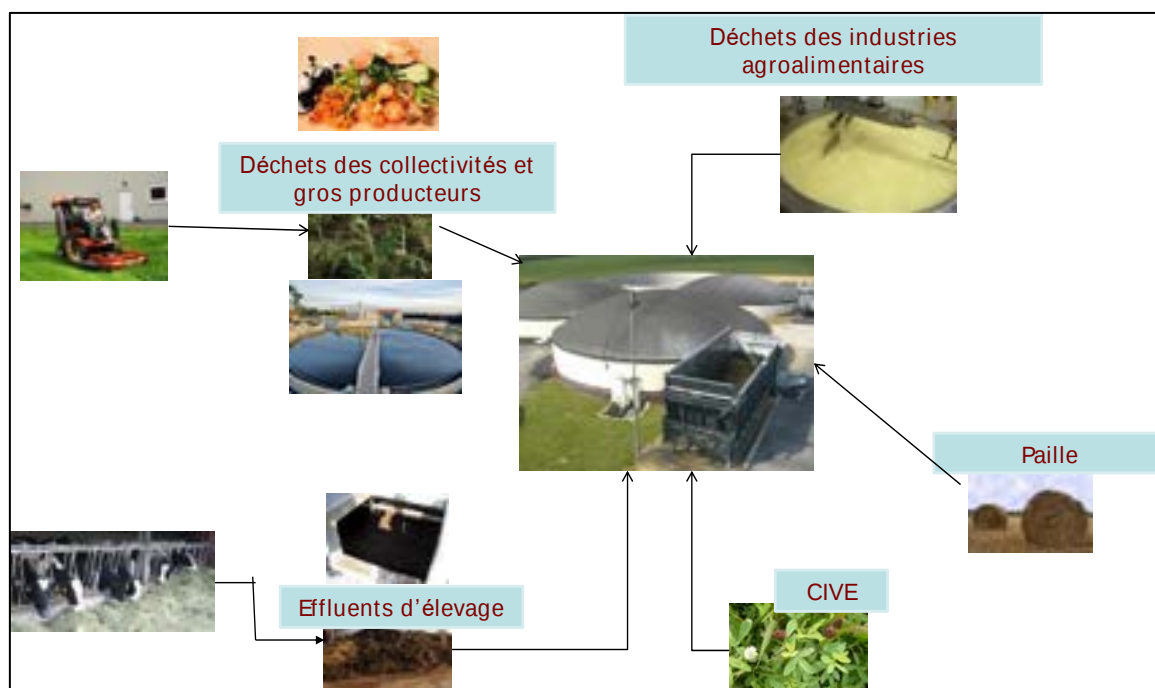
Les principes de fonctionnement sont décrits pour les trois principales familles de digesteurs, présentés en **FIGURE 21** :

- Digesteur en voie liquide, infiniment mélangé : le mélange d'intrant est introduit et les digestats sont soutirés en continu. La siccité* est maintenue inférieure à 12% pour assurer le brassage et l'homogénéisation des digesteurs. La dégradation de la matière est fonction du temps séjour moyen (mais pas garanti)
- Digesteur en voie solide discontinue : le mélange d'intrant (pas de limite de siccité max, mais min 25%) est introduit avec un chargeur dans un digesteur confiné (garage), la matière se dégrade pendant un temps garanti (30 jours en général), les percolas* sont recirculés sur la matière en digestion. Le digestat est curé après inertage à l'air de l'atmosphère gazeuse.
- Digesteur en voie solide continue : le mélange d'intrant d'environ 20 à 25 % de matière solide est introduit, en continu à une extrémité de digesteur (de type piston horizontal), le digestat est soutiré à l'autre. Le temps de séjour est garanti. La matière est brassée par des agitateurs latéraux ou longitudinaux selon les constructeurs.



Figure 21 : Différentes technologies de digesteur pour différents types de rations (liquide, solide continue, solide discontinue – de gauche à droite)

Différentes familles d'intrant peuvent être méthanisées, illustrées dans la **FIGURE 22** ci-dessous :



Note : CIVE (Culture Intermédiaire à Vocation Énergétique)

Figure 22 : Types d'intrants pour la méthanisation

Le biogaz issu du processus de méthanisation offre une possibilité de valorisation énergétique, contrairement à l'épandage direct ou le compostage pour lesquels l'énergie associée au carbone labile* de la matière organique facilement fermentescible est dissipée sous forme de chaleur lors de la dégradation aérobie des micro-organismes. L'utilisation du biogaz, comme illustré en **FIGURE 23**, (par cogénération ou injection réseau) permet de substituer du gaz naturel ce qui améliore le bilan GES de la valorisation des intrants.

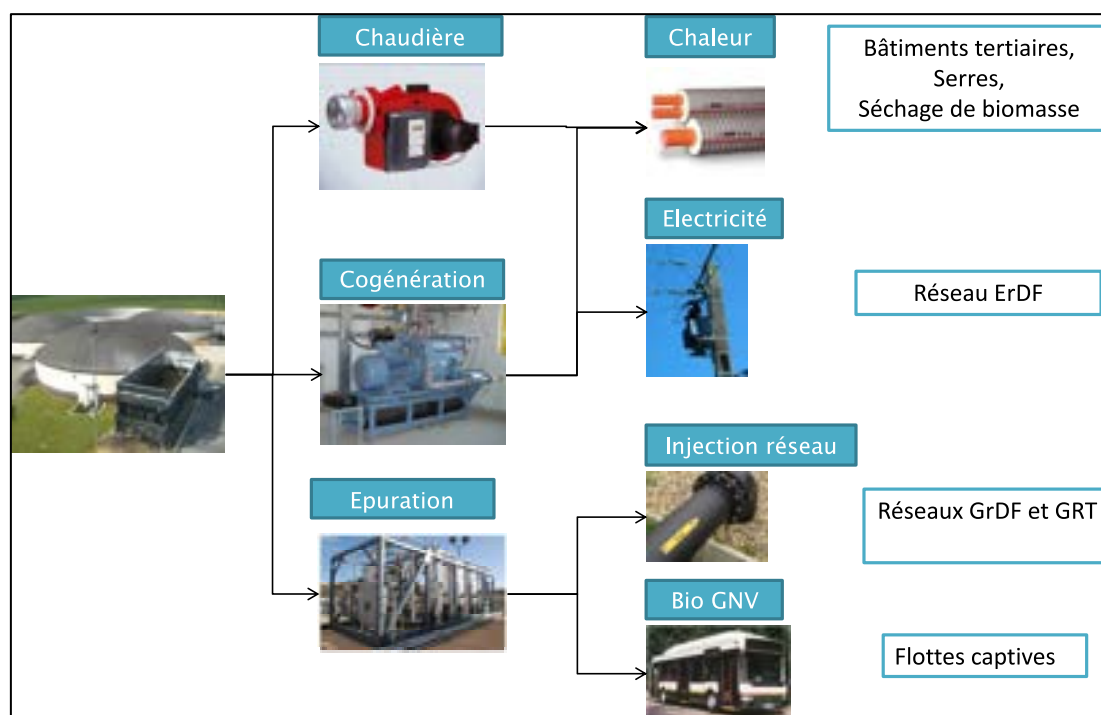


Figure 23 : Différentes possibilités de valorisation énergétique du biogaz

Le digestat conserve la matière organique stable (non dégradée par les micro-organismes anaérobie) et tous les éléments minéraux que la digestion a rendus plus facilement disponibles pour les cultures. Contrairement au compostage, la méthanisation limite les pertes d'Azote ammoniacal (sous forme d'ion ammonium NH_4^+) dans la mesure où elle s'effectue à température moyenne (37°C ou 50°C selon le régime thermique retenu) et en atmosphère confinée.

Le digestat fait l'objet ou peut faire l'objet d'une séparation de phase, ce qui permet de valoriser une fraction solide, gérer comme un amendement de fond, dont les matières organiques résiduelles participeront à la formation du complexe argilo-humique* du sol et une fraction liquide riche en éléments minéraux qui auront un effet fertilisant immédiat pour les cultures sur lesquelles ils sont appliqués.

Les digestats sont considérés comme des déchets soumis à un plan d'épandage. Les conditions d'épandage, notamment les distances de recul vis à vis des principaux enjeux liés à la présence humaine ou à la qualité des ressources en eau, dépendent du classement ICPE des unités de méthanisation (voir partie suivante).

3.4.2 Les typologies de projets

En fonction de la proportion de substrats agricoles, on peut trouver différentes typologies de projets et différentes tailles d'unités comme explicité en **FIGURE 24** :

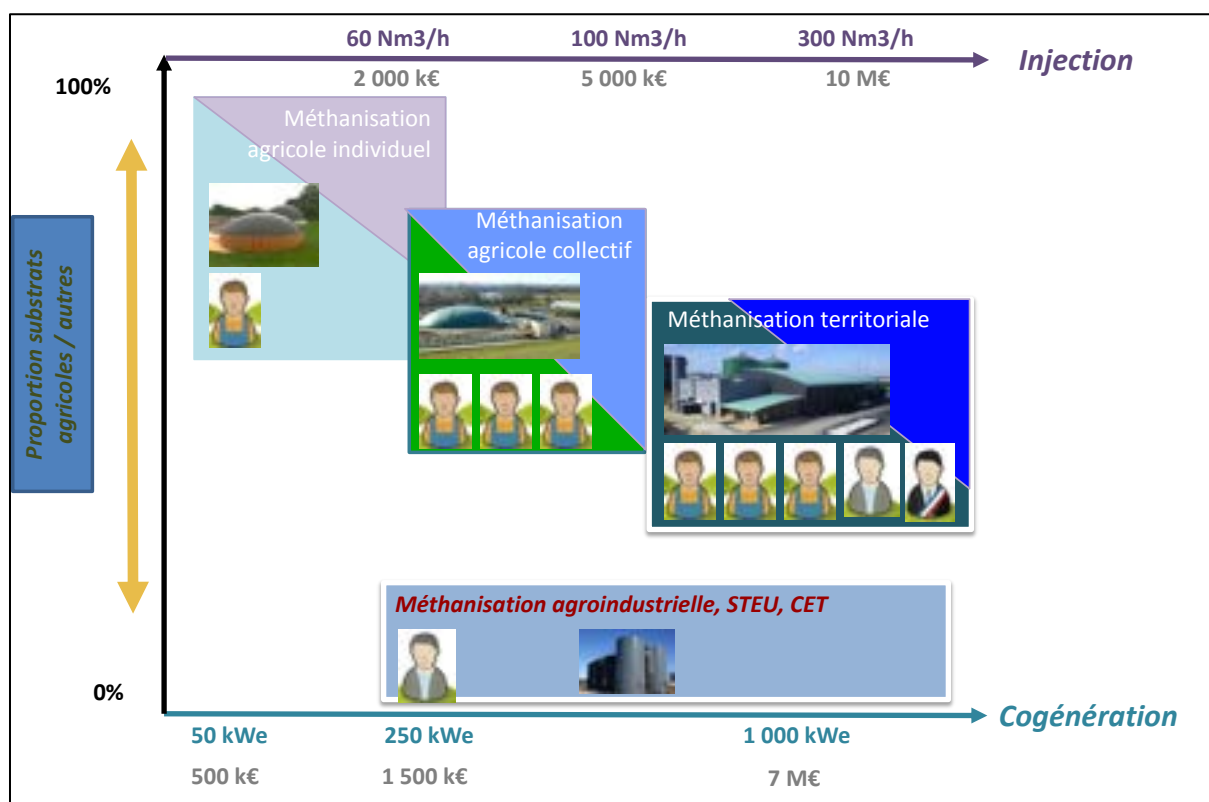
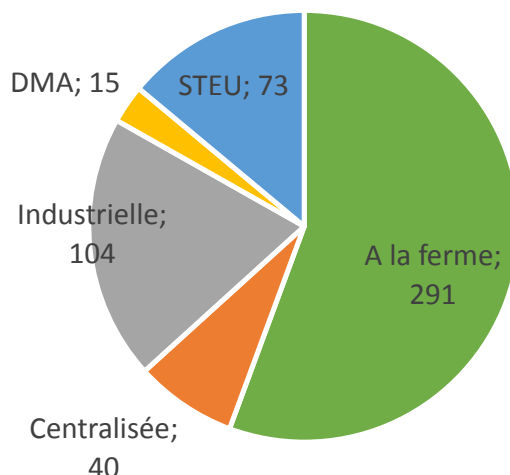


Figure 24 : Typologies de méthaniseurs

3.4.3 Contexte

Il existe aujourd'hui (avril 2017) en France plus de 500 méthaniseurs, avec une majorité de méthaniseurs à la ferme (291). L'industrie et les STEU^{*29} sont également bien représentées avec respectivement 104 et 73 installations (**FIGURE 25**).



Note : DMA : Déchets Ménagers et Assimilés

Centralisés : correspond à des unités territoriales

Figure 25 : Nombre de méthaniseurs en France par typologie de projet

(Observatoire du biogaz, Club Biogaz, 2017)

La cogénération représente aujourd'hui la principale voie de valorisation du parc installé avec 310 unités (dont 1 référencée sur le territoire d'étude : Exploitation SOCKEEL à Somain). La catégorie « autre » qui correspond à de la valorisation sous forme de chaleur représente 190 unités (essentiellement les STEU). L'injection est encore minoritaire avec 25 installations (5%) (avril 2017) mais son cadre réglementaire et son autorisation est beaucoup plus récente (2011). La dynamique actuelle de la valorisation en injection est forte, en 2017, sur environ 80 nouvelles unités de méthanisation mise en service, 20 étaient en injection, soit une part de marché de l'ordre de 25% ().

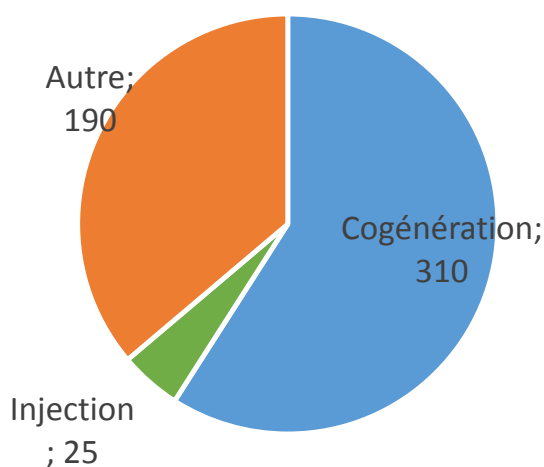


Figure 26 : Nombre de méthaniseurs en France par type de valorisation (Observatoire du biogaz, Club Biogaz, 2017)

²⁹ Station de Traitement des Eaux Usées

Les méthaniseurs ne sont pas les seules installations produisant du biogaz, les ISDND³⁰ en produisent également, on en recense actuellement environ 144 qui le valorisent en cogénération (exemple du Centre d'Enfouissement Technique de Lewarde sur le territoire d'étude) et 1 en injection.

3.4.4 Règlementation

a) Réglementation ICPE

La réglementation applicable à une démarche méthanisation a été éclaircie fin 2009 avec la parution du Décret n° 2010-875 du 26 juillet 2010, et récemment modifiée avec la parution du décret n°2018-458 du 6 juin 2018 (**TABLEAU 20 & 21**) :

2781.1	Méthanisation de matières végétales brutes, effluents d'élevage, matières stercoraires, déchets végétaux d'industries agroalimentaires	a) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100 t / j	Autorisation (2 km) (*)
		b) La quantité de matières traitées étant comprise entre 30 et 100 t / j	Enregistrement (**)
		c) La quantité de matières traitées étant inférieure à 30 t / j	Déclaration Contrôlée
2781.2	Méthanisation d'autres déchets non dangereux	a) La quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100 t / j	Autorisation (2 km)
		b) La quantité de matières traitées étant inférieure à 100 t / j	Enregistrement

Tableau 20 : Nomenclature du régime ICPE pour la méthanisation

Cette nouvelle nomenclature est accompagnée d'arrêtés dédiés :

- Arrêté du 10 novembre 2009 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations de méthanisation soumises à déclaration sous la rubrique n° 2781-1.
- Arrêté du 12 août 2010 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées de méthanisation relevant du régime de l'enregistrement au titre de la rubrique n° 2781-1 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement.
- Arrêté du 10 novembre 2009 fixant les règles techniques auxquelles doivent satisfaire les installations de méthanisation soumises à autorisation en application du titre Ier du livre V du code de l'environnement.

Régime	Contraintes administratives	Délais
Déclaration contrôlée	Pas d'enquête publique	Délais allant de 6 à 12 mois
Enregistrement	Pas d'enquête publique	Délais allant de 6 à 12 mois
Autorisation	Dossier soumis à enquête publique	Délais allant de 12 à 18 mois

Tableau 21 : Principaux impacts du régime ICPE

³⁰ Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux : SINOE (<http://www.sinoe.org/>) en recense 239 en France.

b) Substrats entrants

En terme réglementaire, les points d'attention sur les substrats entrants portent sur :

- Leur classe : agricoles et végétaux ou non.
- Leur type : sous-produits animaux (SPA) ou non.
- Le tonnage total introduit par jour.
- Proportion d'effluents agricoles.

Critère	Choix	Implication
Classe déchets	Agricultures et végétaux	Si < 30 t/j : déclaration contrôlée
		Si > 30 t/j et < 100t/j : enregistrement
		Si > 100 t/j : autorisation
	Hors liste	Si > 100 t/j : autorisation Si < 100 t/j : enregistrement
Type	SPA cat 3	Autorisation (dès le premier kg introduit) Prétraitement par hygiénisation
	SPA cat 2	Autorisation (dès le premier kg introduit) Prétraitement par stérilisation
	SPA cat 1	Pas de méthanisation possible
	Non SPA	Pas de prétraitement exigé
Proportion d'effluents agricoles	< 50%	Unité pouvant être implantée en zone agricole
	> 50%	Unité ne pouvant être implantée en zone agricole

Tableau 22 : Principaux impacts liés au substrat sur le régime ICPE

c) Types de substrats méthanisés

L'origine et la nature des déchets traités vont orienter le classement ICPE de l'unité : sont concernées par cette rubrique 2781 les installations de méthanisation de déchets non dangereux ou matière végétale brute, à l'exclusion des installations de méthanisation d'eaux usées ou de boues d'épuration urbaines lorsqu'elles sont méthanisées sur leur site de production.

d) Tonnage total introduit par jour

Le seuil retenu entre déclaration et enregistrement est de 30 t/j de matières traitées, et celui entre enregistrement et autorisation de 100 t/j.

e) Les distances d'implantation

Le stockage des matières et les digesteurs doivent se situer :

- en dehors des périmètres rapprochés d'un captage d'eau potable,
- à au moins 35 m des puits, forages, sources, rivages, cours d'eau.

Le digesteur doit se situer à au moins 50 m des habitations de tiers.

Au-delà de la réglementation, dans le choix d'une parcelle d'implantation pour un projet, plusieurs paramètres sont à prendre en compte, comme résumés sur le schéma ci-dessous :



- La proximité avec le débouché énergétique : la proximité du réseau de distribution de gaz ou du débouché de chaleur dans le cas de la cogénération est indispensable pour le projet afin de permettre une bonne valorisation du biogaz produit à un coût raisonnable ;
- Le contexte urbanistique : le statut de la parcelle doit être compatible avec l'activité de méthanisation ;
- La surface disponible : un projet de méthanisation requiert une surface importante, qui varie avec la quantité d'intrants traités sur site, la technologie retenue, et les durées de stockage amont et aval ;
- L'accessibilité : les axes routiers permettant l'accès à la parcelle doivent permettre le passage régulier de camions de transport de matières ;
- Le voisinage : le terrain doit être suffisamment éloigné de tiers, notamment d'habitations. Bien que la réglementation ICPE impose une distance minimale de 50 m, il est bon, pour l'acceptabilité du projet, de s'éloigner le plus possible des habitations, et de prendre en compte notamment les vents dominants dans l'implantation, afin de prévoir le cas échéant les dispositions nécessaires pour limiter les nuisances olfactives, visuelles et sonores du projet.

f) Réglementation relative au digestat

❖ Cadre général

Le digestat n'étant ni homologué ni normé à ce jour, il est considéré comme un déchet, produit par une installation classée encadrée par une réglementation ICPE qui oblige à réaliser un plan d'épandage pour son retour au sol.

Dans le cas général, il est donc nécessaire de passer par plusieurs homologations, ou par une étape supplémentaire de compostage du digestat, avant d'aller vers une norme. C'est un processus long et coûteux mais dès aujourd'hui certains méthaniseurs se lancent dans des premiers dossiers d'homologation.

Logique déchet	Épandage du produit brut sur terres agricoles en propre ou appartenant à des tiers	Mise en œuvre d'un plan d'épandage
	Compostage du digestat => norme AFNOR NFU 44-051 (composts et amendements organiques issus de végétaux)	Coût technique et financier + complexité de mise en œuvre pour un exploitant d'unité de méthanisation à la ferme. Accessible aux composteurs souhaitant développer une unité de méthanisation.
Logique produit	Homologation puis Normalisation	Délais homologation : 18 mois Coût total dossier :~ 40 000 €

Tableau 23 : Principaux impacts liés au substrat sur le régime ICPE

Cas particulier de la méthanisation agricole :

L'arrêté du 13 juin 2017 approuvant un cahier des charges pour la mise sur le marché et l'utilisation de digestats de méthanisation agricole en tant que matières fertilisantes, permet de se passer d'un plan d'épandage dans certaines conditions. Ainsi, seules les matières premières listées ci-dessous sont acceptées dans le méthaniseur :

- les effluents ci-dessous issus d'élevages qui ne font pas l'objet de mesures de restrictions sanitaires :
 - les lisiers, fumiers ou fientes, à savoir tout excrément et/ou urine d'animaux d'élevage autres que les poissons, avec ou sans litière,
 - les eaux blanches de laiteries et de salles de traite,
- les matières végétales agricoles brutes qui ne font pas l'objet de restrictions relatives au traitement par méthanisation dans le cadre de mesures de lutte contre les organismes nuisibles ou d'autres mesures sanitaires ;
- les déchets exclusivement végétaux issus de l'industrie agro-alimentaire,
- les sous-produits animaux de catégorie 3 suivants :
 - le lait ;
 - les produits issus du lait ou de la fabrication de produits laitiers (y compris le colostrum et les produits à base de colostrum), dont les eaux blanches telles que définies au point 15 de l'annexe I du règlement (UE) n° 142/2011 susvisé et les boues de centrifugeuses ou de séparateurs de l'industrie du lait, c'est-à-dire les matières constituant des sous-produits de la purification du lait cru et de sa séparation du lait écrémé et de la crème (point 26, article 3, du règlement [CE] 1069/2009 susvisé).

Les effluents d'élevage proviennent d'exploitations agricoles autorisées par l'agrément sanitaire mentionné au I-II-1 et sont conformes aux prescriptions de l'agrément. Ils représentent au minimum 33 % de la masse brute des matières premières incorporées dans le méthaniseur par an. Au total, les effluents d'élevage et les matières végétales agricoles brutes représentent au minimum 60 % de la masse brute des matières

❖ **Logique produit : Homologation / normalisation****Normalisation**

Deux normes sont potentiellement applicables au digestat issu de méthanisation (TABLEAU 24) :

Norme	Titre	Caractéristiques
NFU 44 051	Amendements organiques et supports de culture	Liste positive de matières entrantes Obligation du compostage caractérisé pour le digestat Augmentation température qui permet l'hygiénisation Perte de masse et de volume Homogénéisation du produit Humification des résidus végétaux Degré de maturité en fonction de l'usage du produit Innocuité : ETM : concentrations et flux maximal par an et sur 10 ans Agents pathogènes Inertes et impuretés CTO
NFU 42 001	Engrais	Engrais NPK > 3 % Plusieurs cas de figure : Engrais soufre + azote Engrais organo-minéral

Tableau 24 : Normes applicables au digestats

Homologation

La procédure est assez contraignante (Dossier complet à déposer auprès de l'ANSES), après la mise en service du méthaniseur

- 1 homologation par produit ou famille de produits
- 1 producteur
- Env. 40 000 € - 12 à 18 mois

Les paramètres à analyser sont les suivants :

- Innocuité : écotoxicité, phytotoxicité
- Efficacité : valeur agronomique
- Constance de qualité et des matières entrantes
- Pas d'altération au stockage

❖ **Logique déchets : règles d'épandage**

En fonction du type de matière entrant dans le digesteur, le plan d'épandage qui s'applique à l'installation de méthanisation sera agricole, type IAA simplifié, type IAA ou type STEP.

Tous les plans d'épandage ont une base réglementaire commune avec des applications plus ou moins contraignantes en fonction des intrants et de la rubrique ICPE considérée.

Ces 2 critères impliquent deux contraintes :

- Sur le montage du dossier ICPE : temps important, surcoût du dossier, enquête publique sur l'ensemble des communes concernées par le Plan d'Épandage
- Sur la durée de vie de l'installation : contraintes fortes pendant l'exploitation pour l'unité de méthanisation et surtout pour les agriculteurs (en apportant un plus pour les pratiques agricoles il n'est pas envisageable de contraindre d'avantage les agriculteurs au risque qu'ils n'adhèrent pas au projet.)

Le **TABLEAU 25** suivant décrit les principaux textes et contraintes réglementaires associés en

Contraintes	Effluents bruts Lisiers ou fumiers	Digestat 2781-1 Déclaration	Digestat 2781-1 Enregistrement	Digestat 2781-1 et 2 Autorisation
Nomenclature		ICPE 2781-1 déclaration	2781-1 et 2781-2 enregistrement	2781-1et 2 autorisation
Textes réglementaires		Arrêté du 10/11/2009	Arrêté du 12/08/2010	Arrêté du 10/11/2009
Textes régissant l'épandage		Idem	Idem	Arrêté du 2/02/1998
Habitations	100 m (50 m si enfoui)	50 m (15 m si enfoui)	50 m (15 m si enfoui)	50 m
Zones de baignades	200 m	200 m	200 m	200 m
Berges/cours d'eau (p<7 %)	35 m	35 m (10 m si bande enherbée)	35 m (10 m si bande enherbée)	35 m (5 m si enfoui)
Berges/cours d'eau (p>7 %)	35 m	35 m (10m si bande enherbée) avec système anti-ruissellement	35 m (10m si bande enherbée) avec système anti-ruissellement	200 m (100 m si solide et stabilisé)
Zones de prélèvement d'eau	50 m	50 m	50 m	35 m (si p>7 % = 100 m)
Pisciculture	500 m	500 m	500 m	500 m

fonction du statut ICPE de l'installation de méthanisation.

Tableau 25 : Principaux textes et contraintes réglementaires associés en fonction du statut ICPE de l'installation de méthanisation

❖ **Réglementation sur les sous-produits animaux**

Les sous-produits animaux introduits en méthanisation relèvent du règlement (CE) N° 1069/2009 du parlement européen du conseil du 21 octobre 2009 établissant des règles sanitaires applicables aux sous-produits animaux et produits dérivés non destinés à la

consommation humaine et abrogeant le règlement (CE) N° 1774/2002 (règlement relatif aux sous-produits animaux).

Ce règlement définit les sous-produits comme les cadavres entiers (ou parties) d'animaux ou les produits d'origine animale non destinés à la consommation humaine, y compris les ovules, les embryons et le sperme. Ils établissent les règles sanitaires et de polices sanitaires applicables à la collecte, au transport, à l'entreposage, à la manipulation, à la transformation et à l'utilisation ou l'élimination des sous-produits animaux ; mais également à la mise sur le marché et, dans certains cas, à l'exportation et au transit de sous-produits animaux et de leurs produits dérivés.

Les sous-produits sont classés en 3 catégories, pour lesquelles des règles d'élimination et de valorisation doivent être respectées (articles 4, 5 et 6 du règlement n° 1774/2002 et articles 7 à 10 du règlement 1069/2009).

- Les matières de catégorie 1 présentent le risque le plus élevé pour la santé humaine et animale, notamment le risque d'ESST (Encéphalopathie Spongiforme Subaiguë Transmissible). Cette catégorie vise en particulier les cadavres de ruminants et d'animaux familiers et les matériels à risque spécifiés (MRS). Les règlements (CE) n°1774/2002 et 1069/2009 (article 12) imposent la destruction de ces matières (généralement par incinération).
- Les matières de catégorie 2 présentent un risque pour la santé animale ; il s'agit notamment des cadavres de monogastriques d'élevage et des lisiers. Ces sous-produits peuvent être valorisés en vue de certaines utilisations autres que l'alimentation des animaux après traitements stérilisants (133 °C – 20 min – 3 bars).
- Les matières de catégorie 3 ne présentent pas de risque sanitaire et comprennent notamment des parties d'animaux abattus propres à la consommation humaine. Ces sous-produits peuvent être valorisés en alimentation animale et pour des usages techniques. Elles comprennent aussi dans le nouveau règlement 1069/2009, les déchets de cuisine et de table destinés à produire du compost ou du biogaz. Ces matières doivent être pré traitée par hygiénisation (60 min – 70 °C)

Un nouvel arrêté vient de paraître afin de clarifier les conditions de traitement de ces sous-produits, et notamment les dérogations possibles : Arrêté du 9 avril 2018 fixant les dispositions techniques nationales relatives à l'utilisation de sous-produits animaux et de produits qui en sont dérivés, dans une usine de production de biogaz, une usine de compostage ou en « compostage de proximité », et à l'utilisation du lisier.

g) Tarif d'achat

Les mécanismes diffèrent selon le type de valorisation : **cogénération ou injection biométhane**.

❖ Cogénération

Selon la puissance de l'installation, deux mécanismes s'appliquent :

- Puissance Moteur ≥ 500 kWe : appel d'offres ouvrant à complément de rémunération. Ce mécanisme a été instauré en 2016 (AO CRE5). Il prévoit pendant 3 ans d'ouvrir 10 MWe par an de projet cogénération biomasse (inclus également des cogénération bois). Les porteurs de projets doivent répondre à des appels d'offre en proposant un niveau de complément de rémunération (par rapport au prix de gros de l'électricité) sur 20 ans souhaités. Les projets les moins chers sont retenus. Il y a un seul AO par an. Le dernier appel d'offre (CRE5-2) a conduit à un tarif d'achat équivalent à 122,5

€/MWh³¹ (moyenne de tous les projets dont les projets bois ; seul deux projets de méthanisation pour un total de 1,3 MWe ont été retenus, ce qui est largement en dessous des objectifs de 10 MWe). A noter que les projets ont une prime en cas de financements participatifs. Le récent groupe de travail interministériel mis en place pour la libération de la filière méthanisation en France, a retenu 15 mesures phares, dont l'une d'entre elles consiste à créer un tarif d'achat hors appel d'offre pour les installations comprises entre 500 et 1 MWe. Cette mesure sera prise par arrêté.

- Puissance moteur < 500 kWe : tarif d'achat en guichet ouvert 20 ans. Tous les projets ont accès à ce tarif. Le niveau du tarif est de 175 €/MWe pour les unités inférieures à 80 kW et diminuent par intrapolation linéaire jusqu'à 150 €/MWe pour une installation de 500 kWe. Une prime allant jusqu'à 50 €/MWe s'applique au projet traitant des effluents d'élevage. Les nouveaux tarifs n'obligent plus à valoriser la chaleur.

❖ Injection biométhane

Les installations de méthanisation qui injectent du biométhane bénéficient d'un tarif d'achat sur 15 ans, conformément à l'arrêté du 23 novembre 2011, fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturels ; et modifié par l'arrêté du 24 juin 2014, dont les modalités tarifaires et contractuelles sont présentées ci-après.

Le tarif se compose d'une composante de base, dégressive en fonction du débit d'injection maximal déterminé sur l'année entière, et d'une prime additionnelle.

Le tarif de base varie de 64 €/MWh PCS pour les débits supérieurs à 350 Nm³/h à 95 €/MWh PCS pour les débits inférieurs ou égaux à 50 Nm³/h.

La prime additionnelle est calculée en fonction du régime d'intrants.

Au final, le tarif varie d'environ 65 à 135 €/MWh (hors gaz de décharge) selon les intrants et les taille, la **FIGURE 27** résume les valeurs.

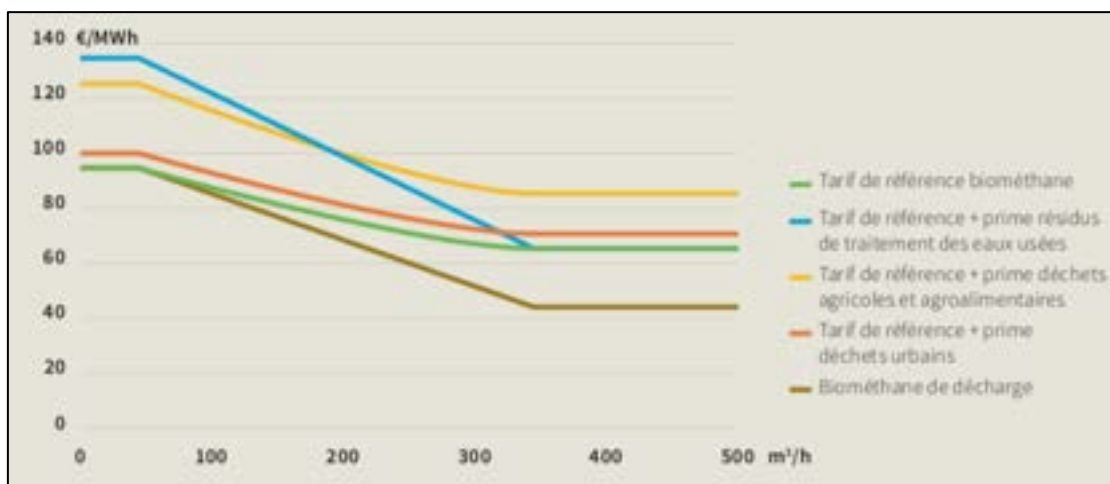


Figure 27 : Tarifs d'achat du biométhane (Source : Panorama du biométhane 2017)

³¹ <https://www.bioenergie-promotion.fr/55043/les-laureats-de-lappel-doffres-cre-5-2-cogeneration-biomasse-enfin-devoilee/>

3.4.5 La production actuelle

Deux unités de biogaz sont recensées en exploitation sur le territoire, produisant un total de 45 000 MWh_{PCS} de biogaz :

- CET³² Lewarde, avec une valorisation en cogénération, et une production annuelle d'électricité de 14150 MWh, soit environ 40100 MWh_{PCS} de biogaz
- SOCKEEL, méthanisation agricole, avec une valorisation en cogénération, et une production annuelle d'électricité de 1700 MWh, soit environ 4900 MWh_{PCS} de biogaz

3.4.6 Source des données

Les différentes filières de production des ressources méthanisables sont présentées sur la **FIGURE 22**.

Pour l'évaluation du potentiel biogaz, deux approches complémentaires sont proposées :

- État des lieux du gisement disponible à l'heure actuelle
- Vision prospective du gisement disponible à l'horizon 2050,

Dans la vision prospective, il est pris en compte une évolution du système agricole. Des ressources complémentaires telles que les algues et herbes sont également quantifiées.

a) Potentiel actuel

L'approche sur l'état des lieux repose sur une analyse de la statistique disponible, dont les sources sont présentées dans le **TABLEAU 26** de synthèse ci-dessous.

Ressource	Source des données statistiques	Niveau géographique	Caractéristiques retenues pour évaluer le potentiel
Effluents d'élevage	RA2010	Cantonal	Quantité et type d'animaux Taux de pâturage Ration de paille dans les déjections
Paille	RA2010 et Statistique agricole annuelle	Cantonal	Rendement de production et paille utilisée en litière exclue
Cultures intermédiaires à vocation énergétique	RA2010	Cantonal	Cultures en place, rendement, pris en compte du rendement supérieur à 4 tMS/ha
Déchets des industries agroalimentaires	AGRESTE	Etablissement	Ratios par ETP – consolidé via une étude nationale récente
Déchets verts	Ratio population	Communal	Ratio étude Ademe 2013
Déchets d'assainissement	Liste ministérielle des stations d'épuration	Etablissement	Ratios
Déchets des grandes et moyennes surfaces	Liste nationale des GMS sur le territoire –annuaire professionnel	Etablissement	Ratio à la surface de vente

Tableau 26 : Principales sources pour l'évaluation du potentiel biogaz

³² Centre Enfouissement Technique

b) Potentiel 2050

Cette vision prospective se base sur le Scénario Afterres 2050³³, dont les objectifs sont : assurer l'autonomie alimentaire à l'échelle nationale, en tenant compte de l'augmentation des populations, de la diminution de la Surface Agricole Utile (SAU), du réchauffement climatique, de la mise en œuvre d'une agriculture respectueuse de l'environnement

Les hypothèses de base :

- Inversion de rapport protéines animales/protéines végétales dans l'assiette
- Maintien du solde d'exportation français (avec quelques variations au sein du solde)
- Toutes les surfaces sont couvertes en permanence, généralisation du non labour
- Abandon de l'agriculture conventionnelle dès 2030 : 50 % d'agriculture bio et 50 % d'agriculture intégrée en 2050
- Proportion de protéagineux augmentent fortement aux dépens des céréales
- Irrigation consacrée aux besoins de printemps
- Cheptel bovin désintensifié et production de lait fortement diminué

Les ressources mobilisables en méthanisation :

- Biodéchets, effluents d'élevage et résidus de cultures :
 - o moins de production mais plus de mobilisation
 - o résidus de cultures élargis : paille de céréales et d'oléoprotéagineux, cannes de maïs et de tournesol, collets et fanes de betteraves
- Valorisation des ressources fourragères non consommées : légumineuses en grandes cultures, surplus d'herbe des systèmes fourragers
- Généralisation des cultures intermédiaires sur toutes les terres arables : hypothèse de mobilisation assez restrictives si rdt > à 4tMS/ha

³³ <http://afterres2050.solagro.org/a-propos/le-projet-afterres-2050/>

3.4.7 Le potentiel de production de biogaz

Le potentiel de production est détaillé par typologie de ressources dans le **TABLEAU 27** suivant, en MWh.

MWh PCS	Déjections animales	Paille	Cives	Déchets des agroindustries	Déchets des collectivités	Herbes	Algues	Total
Potentiel Actuel	13 300	16 000	4 700	8 500	32 700	0	0	75 200
Potentiel 2050	11 300	36 100	71 200	8 500	32 700	15 800	36 900	212 500

Tableau 27 : Potentiel de production de biogaz

Le potentiel de développement de la filière est majoritairement agricole, étant entendu qu'une grande part des déchets des collectivités de la CAD est déjà orientée vers l'unité de méthanisation du SYMEVAD. Le dernier rapport annuel de la CAD fait état de près de 33 000 t d'OMr brutes envoyées vers le Symevad. Sur cette base, il peut être estimé qu'environ 15000 t/an de biodéchets sont déjà valorisés vers le Symevad.

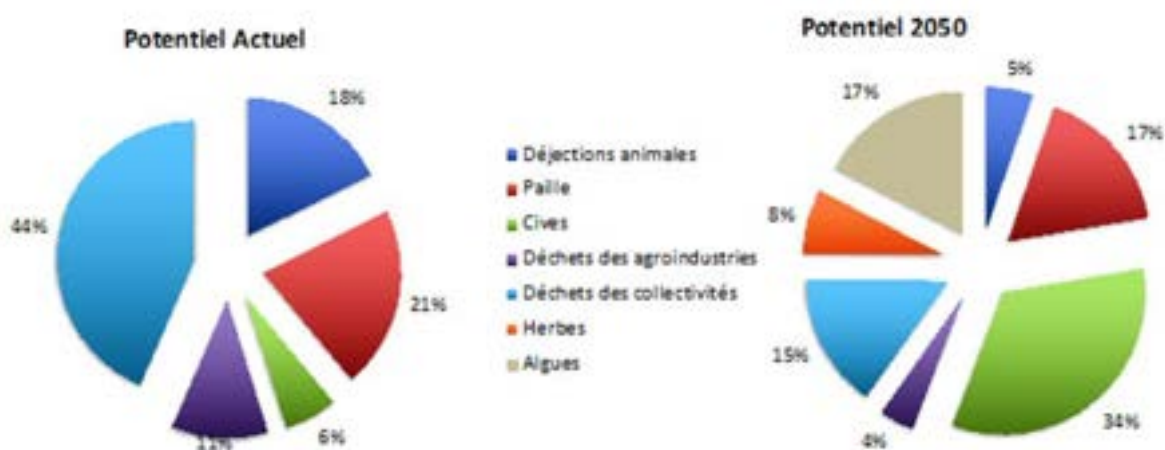


Figure 28 : Potentiel de production de biogaz

La répartition cantonale du potentiel pris sur l'état actuel est précisée dans le **TABLEAU 28** ci-dessous :

MWh PCS	Déjections animales	Paille	Cives	Déchets des agroindustries	Déchets des collectivités	Total
ARLEUX	3 217	3 083	1 671	92	2 832	10 895
BOUCHAIN	0	233	103	0	236	571
DOUAI-NORD	1 624	1 978	406	0	3 707	7 716
DOUAI-SUD-OUEST	318	365	140	1 501	1 054	3 380
DOUAI-SUD	1 615	1 819	772	0	5 903	10 109
MARCHIENNES	4 817	5 651	919	79	9 576	21 043
ORCHIES	392	890	180	0	259	1 721
DOUAI-NORD-EST	599	1 105	454	185	2 289	4 632
DOUAI	745	890	94	6 648	6 816	15 193
TOTAL	13 327	16 016	4 737	8 506	32 674	75 261

Tableau 28 : Répartition du potentiel de production de biométhane par canton

De même, les **PLANCHE 31** et **PLANCHE 32**, détaillent le potentiel sur le territoire.

3.4.8 Adéquation réseau de gaz / production biométhane

a) Les enjeux de l'intégration du biométhane sur le réseau de gaz

Le biogaz peut être valorisé de différentes manières :

- Combustion et usage direct de la chaleur (chaudière ou four)
- Cogénération d'électricité et de chaleur via la combustion dans un moteur
- Epuration et injection dans le réseau de gaz

Les deux premières valorisations nécessitent une source de chaleur à proximité directe du site de production. Cette condition n'est pas toujours présente, par ailleurs, les besoins de chaleurs ne sont pas toujours constants (en particulier pour le chauffage de bâtiment, usage qui présente une très forte saisonnalité) dans l'année, pouvant entraîner une valorisation partielle de la chaleur produite.

Pour les nouveaux projets de méthanisation les usages directs en chaudière ou four sont rares pour cette raison. Les valorisations en cogénération présentent un taux de valorisation chaleur généralement faible, sauf dans certains cas d'usages industriels.

Ainsi lorsqu'elle est possible, la valorisation en injection dans les réseaux de gaz est une option pertinente. Elle permet de dissocier géographiquement voire temporellement l'adéquation entre la production et la consommation d'énergie. Les limites à l'injection sont :

- La présence d'un réseau de gaz
- Une capacité d'injection suffisante

L'objectif de cette partie est d'étudier ces deux limitations au regard du potentiel de biogaz du territoire du Grand Douaisis.

b) Le potentiel d'intégration actuel

On distingue deux types de réseau de gaz :

- le réseau de transport, sur lequel, sur la très grande majorité des tronçons, il n'y a pas de restriction d'injection étant donné que ce réseau accède aux capacités de stockage souterrain.
- Le réseau de distribution, qui en l'état actuel, présente une capacité limitée d'injection dépendant du niveau de consommation sur son périmètre d'équilibrage (voir détails en **ANNEXE 9**). Le réseau de distribution est le plus diffus, et donc le plus à même de collecter les productions décentralisées de biométhane. Il présente par ailleurs des coûts de raccordement moins élevés « économiquement et énergétiquement » que le raccordement au réseau de transport, car la pression est moins élevée. L'enjeu est donc en premier lieu d'évaluer la capacité d'intégration des productions sur le réseau de distribution.

Le réseau « distribution » de gaz est présent sur toutes les communes du territoire. Par ailleurs plusieurs canalisations de transport traversent également le territoire. Tous ces éléments sont cartographiés en partie. La présence du réseau n'est donc pas une limite pour l'injection de biogaz sur le territoire.

La capacité d'injection dépend de la consommation locale du réseau de raccordement et en particulier de l'étiage estival (voir détails en **ANNEXE 9**). Un premier travail a donc consisté à reconstituer le profil de consommation journalière de gaz à la maille communale à partir de l'outil MoDeGaz (voir **ANNEXE 9**).

Le **TABLEAU 29** suivant présente les bilans annuels de consommation sur le territoire du Grand Douaisis avec une décomposition par secteur et type de réseau (Transport/Distribution). La **FIGURE 29** montre le profil journalier sur l'année : elle met en évidence la grande saisonnalité de la consommation de gaz, principalement liée aux usages dans le résidentiel et le tertiaire (chauffage des bâtiments).

GWh/an	Agriculture	Industrie	Tertiaire	Résidentiel	Autre	Transport	Energie	Total
Réseau de transport	0	382 967	0	0	0	0	0	382 967
Réseau de distribution	7 017	29 854	333 915	860 667	196 821	0	0	1 428 274
Total	7 017	412 821	333 915	860 667	196 821	0	0	1 811 241

Tableau 29 : Consommation gaz territoire Grand Douaisis, par secteur, par type de réseau (Source : SOES, Solagro)

Remarque : la ligne « réseau de transport » présente uniquement les consommations des consommateurs finaux connectés directement au réseau de transport. En réalité, le réseau de transport intègre également les consommations des réseaux de distribution connectés à travers les postes de détente Transport/Distribution.

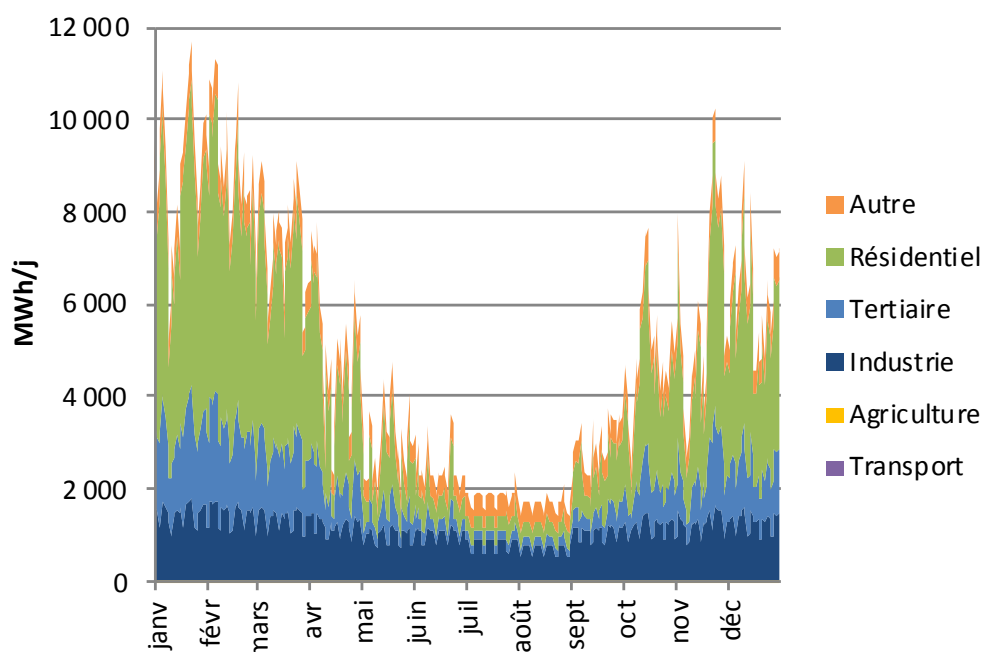


Figure 29 : Profil journalier de consommation de gaz du territoire Grand Douaisis en 2015 – décomposition par secteur ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES)

La **FIGURE 30** présente le profil journalier de demande de gaz sur les deux types de réseau : transport et distribution. Les consommateurs directement raccordés au réseau de transport présentent un profil peu saisonnalisé car il s'agit de consommateurs industriels utilisant le gaz en continu sur l'année pour leur procédé de fabrication. A l'inverse, sur le réseau de distribution, la saisonnalité est nettement plus marquée : avec des consommations journalières hivernales pouvant être 10 fois supérieures à celles estivales. En observant l'ensemble du territoire, on voit ainsi que l'étiage estival est de l'ordre de 1000 MWh/j (3 800 Nm³/h), ce qui constitue un maximum pour la capacité d'injection en continue de la production de biométhane (365 GWh/an).

En réalité, le territoire du Grand Douaisis présente différents réseaux de distribution, qui ne sont pas maillées. Le territoire présente donc plusieurs poches d'équilibrages, dont certaines emboîtées (différents niveaux de pression). Une analyse fine nécessiterait d'identifier les mailles d'équilibrage aux différents niveaux de pression. Ces données de description du

réseau n'ont pas pu être obtenu au cours de cette étude. Une approche à la maille cantonale a donc été retenue, permettant d'intégrer un premier niveau de contrainte sur les mailles d'équilibrage. Cette maille géographique correspond par ailleurs à la maille d'évaluation de la ressource méthanisable agricole (principale ressource).

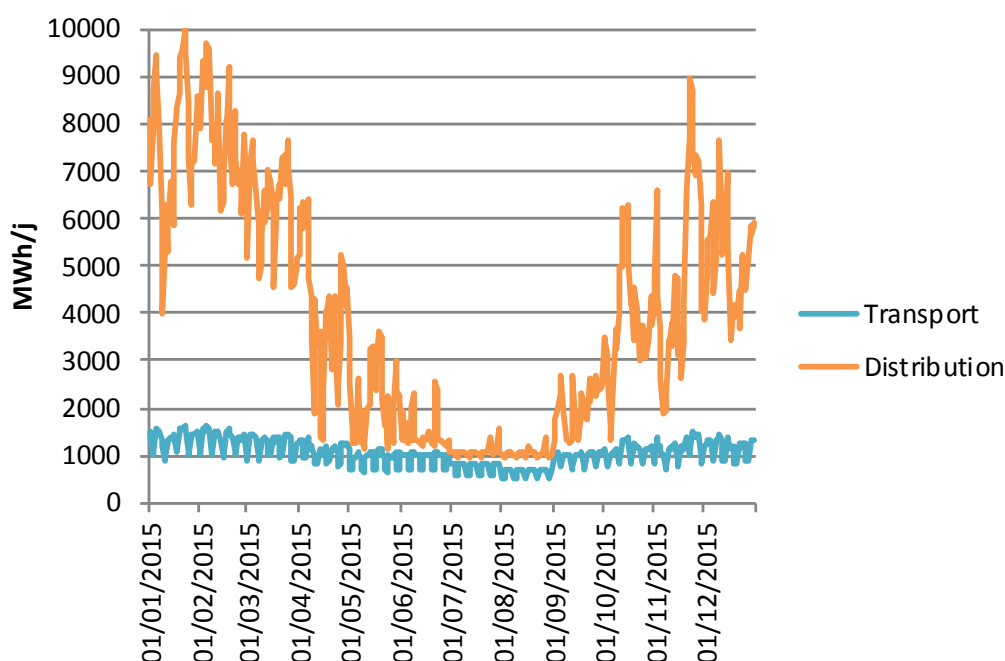


Figure 30 : Profil journalier de consommation finale de gaz du territoire Grand Douaisis – décomposition par type de réseau – 2015 ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES)

Le **TABLEAU 30** et la **PLANCHE 33** présentent la capacité d'injection sur les réseaux de distribution et les compare au potentiel de production (voir évaluation en partie 1.1.1) pour chacun des cantons du territoire. On observe que dans tous les cas le potentiel de production est inférieur au potentiel d'injection du réseau actuel : il représente en moyenne seulement 15% de la capacité d'injection. Seul le canton d'Orchies présente un potentiel de production nettement supérieur, il atteint 95% de la capacité d'injection, mais dans tous les cas l'enjeu est faible étant donné que ce canton compte pour seulement 2% du potentiel de production du territoire.

Lecture du **TABLEAU 30** ci-après :

- Les 3 premières colonnes présentent la consommation finale de gaz par type de réseau
- « Maximum injectable sur R. Distribution » : représente la capacité d'injection. Elle est déterminée comme étant la production maximum continue pouvant être valorisée à 97% par la consommation sur la maille d'équilibrage³⁴.
- Potentiel de production : Potentiel de production de biométhane par méthanisation (voir partie 1.1.1)
- Potentiel injecté : Reprend le potentiel de production limité à la capacité d'injection.

³⁴ Le seuil de 97% est actuellement généralement retenu par GRDF pour des études d'intégration de biométhane. On considère que les 3% apriori non valorisable, le seront en jouant sur la flexibilité locale du réseau (voir annexe **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)

Canton		Consommation totale	Consommation R. Transport	Consommation R. Distribution	Maximum injectable sur R. distribution	Potentiel de production		Potentiel injecté	
		MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	% max inje	MWh/a	Nm3/h
5901	ARLEUX	74 100	0	74 100	18 500	9 800	53%	9 800	100
5911	BOUCHAIN	19 000	14 800	4 300	1 800	500	28%	500	10
5922	DOUAI-NORD	249 800	0	249 800	85 600	6 900	8%	6 900	70
5923	DOUAI-SUD-OUEST	380 500	198 400	182 200	99 900	3 000	3%	3 000	30
5924	DOUAI-SUD	227 300	13 500	213 800	51 700	9 100	18%	9 100	90
5942	MARCHIENNES	216 900	0	216 900	47 700	18 900	40%	18 900	200
5947	ORCHIES	7 900	0	7 900	1 600	1 500	94%	1 500	20
5977	DOUAI-NORD-EST	255 000	99 400	155 500	50 200	4 200	8%	4 200	40
5989	DOUAI	380 800	56 900	323 900	101 700	13 700	13%	13 700	140
Total		1 811 300	383 000	1 428 400	458 700	67 600	15%	67 600	700

Tableau 30 : Évaluation de la capacité d'injection et comparaison au potentiel de production de biométhane – 2015 (Sources : Solagro)

Lecture du tableau :

- Les 3 premières colonnes présentent la consommation finale de gaz par type de réseau
- « Maximum injectable sur R. Distribution » : représente la capacité d'injection. Elle est déterminée comme étant la production maximum continue pouvant être valorisée à 97% par la consommation sur la maille d'équilibrage.
- Potentiel de production : Potentiel de production de biométhane par méthanisation
- Potentiel injecté : Reprend le potentiel de production limité à la capacité d'injection.

c) Le potentiel d'intégration 2050

Le potentiel d'intégration à horizon 2050 dépend de deux évolutions :

- Evolution à la hausse du potentiel de production de biométhane (voir partie 1.1.1)
- Evolution de la demande (volume, profil) et donc de la capacité d'injection dans le réseau de distribution

Pour l'évolution de la demande gaz, les hypothèses de l'étude prospective « scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 »³⁵ sont retenues. Les principales hypothèses d'évolution des secteurs sont synthétisées sur le **TABLEAU 31** suivant.

Secteur	Evolution
Agriculture	-30%
Industrie	-35%
Tertiaire	84%
Résidentiel	-67%
Transport	Nouvel usage (100TWh au niveau national, soit environ 50% de l'énergie finale pour les transports)
Autres	-64%

Tableau 31 : Evolution de la demande de gaz 2015-2050 (Source : ADEME, traitement Solagro)

La **FIGURE 31** résume l'évolution de la consommation de gaz sur le territoire du Grand Douaisis selon les hypothèses retenues : on observe une division par deux de la consommation de gaz du territoire, liée à la forte baisse des secteurs consommateurs actuels. Cette forte baisse (-63%) est en partie compensée par le nouvel usage de gaz carburant (Transport) qui représenterait en 2050, 30% de la consommation sur le territoire.

³⁵ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 », septembre 2017, www.ademe.fr/actualisation-scenario-energie-climat-ademe-2035-2050.

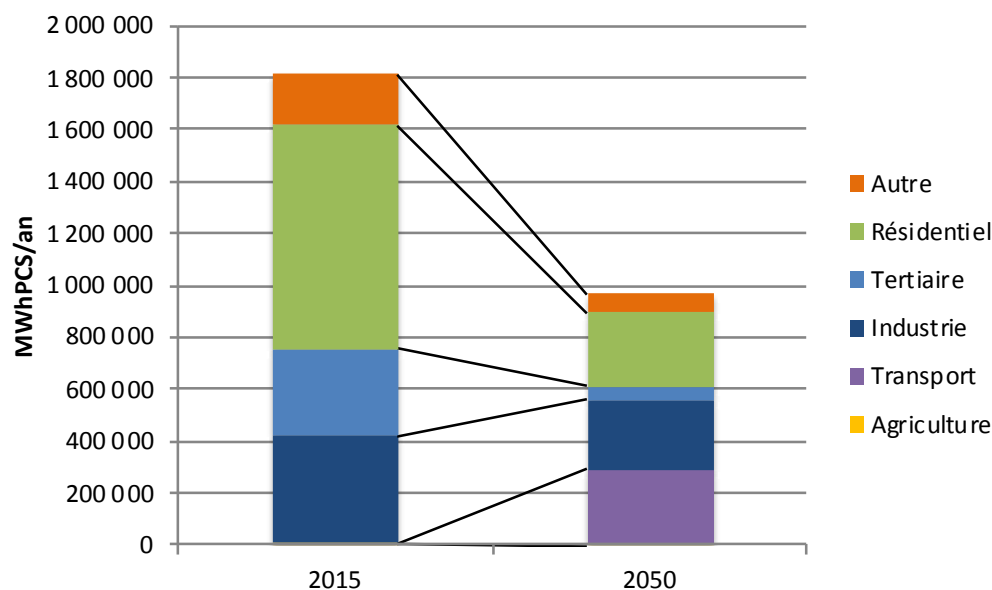


Figure 31 : Évolution de la consommation de gaz du territoire du grand Douaisis

La **FIGURE 32** présente l'évaluation du profil journalier de la demande de gaz sur le territoire du Grand Douaisis en 2050. Le profil est nettement moins saisonnalisé qu'actuellement (**FIGURE 29**) pour deux raisons :

- Forte réduction des consommations saisonnalisées (secteur résidentiel et tertiaire)
- Nouvel usage « transport » (gaz carburant), qui est stable sur l'année

2050

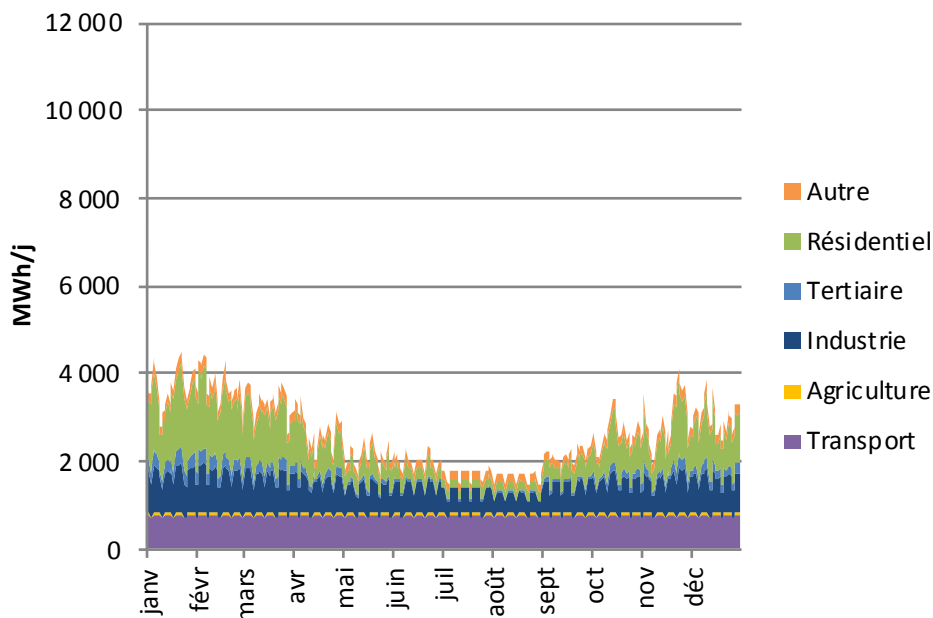


Figure 32 : Profil journalier de consommation de gaz du territoire Grand Douaisis – 2050 - décomposition par secteur ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES)

Ainsi, si l'on regarde l'effet sur la consommation sur le réseau de distribution, on voit que les consommations estivales 2015 et 2050 sont du même ordre de grandeur. Cela signifie que les capacités d'injection des réseaux de distribution ne sont pas impactées par la forte baisse de la demande de gaz (-50%, voire en **FIGURE 33**).

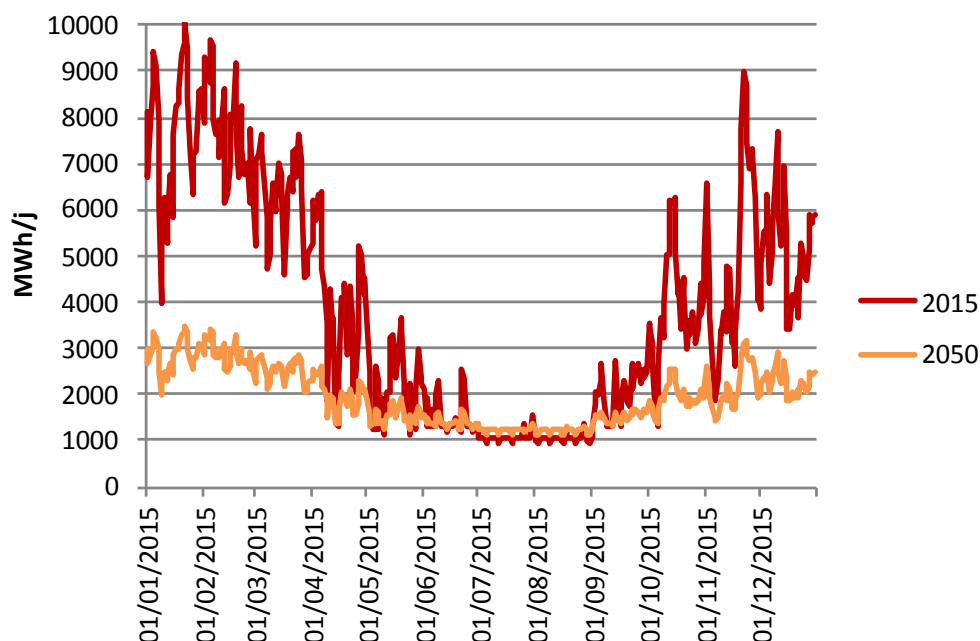


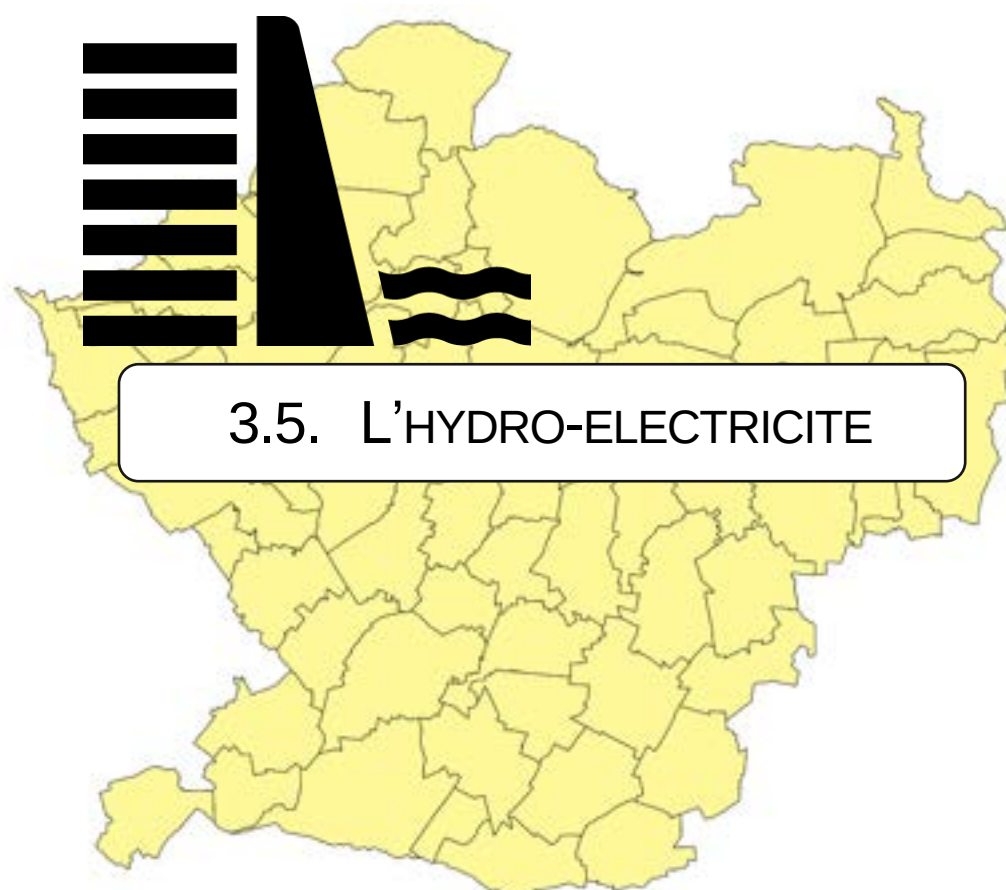
Figure 33 : Comparaison du profil journalier de consommation finale de gaz du territoire Grand Douaisis sur le réseau de distribution – 2015 / 2050 ; Source : MoDeGaz (Solagro, SOES)

Le **TABLEAU 32** présente l'évaluation de la capacité d'injection du réseau et la compare au potentiel de production de biométhane à la maille cantonale. En considérant les mailles d'équilibrages cantonales, on voit que 93% du potentiel de production pourrait être intégré dans les réseaux de distribution (14300 MWh/a sur 199 700MWh/a ne pourraient pas être injectés). Le potentiel de production dépasse la capacité d'intégration dans le réseau de distribution dans 3 cantons : Arleux, Bouchain et Orchies (**PLANCHE 34**). En réalité, Arleux représente 90% du potentiel non injectable 12700 MWh/a. Néanmoins, on peut considérer que cette contrainte pourra sans doute être levée en :

- Valorisant une partie de la ressource du canton d'Arleux sur le canton Douai Sud qui n'atteint que 34% de sa capacité d'accueil de production biométhane
- En maillant avec des réseaux de distribution du canton de Douai Sud
- En se raccordant au réseau « transport » qui traverse le canton (**PLANCHE 35**)

Canton		Consommation totale	Consommation R. Transport	Consommation R. Distribution	Maximum injectable sur R. distribution	Potentiel de production		Potentiel injecté	
		MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	% max inje	MWh/a	Nm3/h
5901	ARLEUX	47 700	0	47 700	37 000	49 700	134%	37 000	380
5911	BOUCHAIN	12 100	9 600	2 500	2 000	3 300	165%	2 000	20
5922	DOUAI-NORD	117 900	0	117 900	86 100	16 700	19%	16 700	170
5923	DOUAI-SUD-OUEST	210 200	129 300	80 900	62 800	10 600	17%	10 600	110
5924	DOUAI-SUD	125 600	8 800	116 800	83 700	28 700	34%	28 700	300
5942	MARCHIENNES	113 900	0	113 900	80 700	42 400	53%	42 400	440
5947	ORCHIES	5 200	0	5 200	4 000	4 300	108%	4 000	40
5977	DOUAI-NORD-EST	148 400	64 800	83 600	61 500	18 400	30%	18 400	190
5989	DOUAI	183 800	37 100	146 700	100 700	25 600	25%	25 600	260
Total		964 800	249 600	715 200	518 500	199 700	39%	185 400	1 910

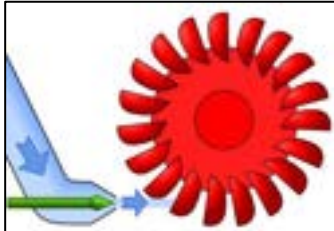
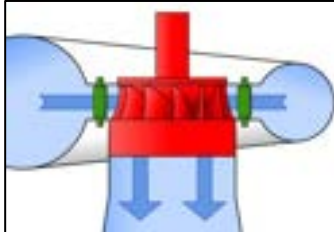
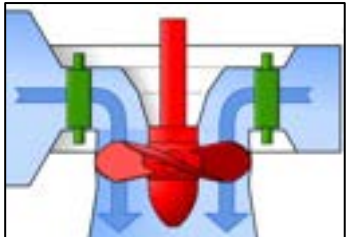
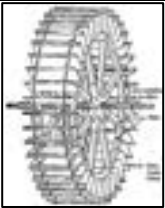
Tableau 32 : Évaluation de la capacité d'injection et comparaison au potentiel de production de biométhane – 2050 (Sources : Solagro)



3.5.1 Les technologies

La technologie hydroélectrique est une conversion d'une énergie potentielle en énergie mécanique puis électrique au moyen d'une génératrice. Par le contexte du territoire (relief faible), seule le potentiel des microcentrales (inférieurs à 500 kW) sera présenté et détaillé ici.

Celles-ci sont principalement des exploitations au fil de l'eau, soit sans barrage ni réservoir. Pour des besoins de continuité écologique, une partie du débit présent est réservé et ne peut être utilisé. Différentes technologies de turbines existent sur le marché (TABLEAU 33)

NOM	DEBIT [m ³ .s ⁻¹]	HAUTEUR DE CHUTE [m]	VITESSE DE ROTATION [tr.min ⁻¹]	CARACTERISTIQUES	FORME
Pelton	0,02 – 1	10 – 500	500 – 1500	Bon rendement Encombrement réduit	
Banki-Mitchell ou Cross-Flow	0,02 – 7	10 – 500	Faible	Construction simple Rendement relativement faible	
Francis	0,1 – 6	5 – 100	< 1000	Bon rendement Faibles variations de débit autorisé	
Kaplan	0,3 – 10	< 10	Faible	Bon rendement Forte variation de débit autorisé (jusqu'à 85 %)	
Roue à aube	Faible	Faible	Faible	Faible rendement (20 %) Intégration au paysage	

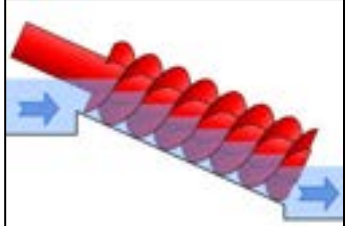
Vis d'Archimède	Faible	Faible	Faible	Bon rendement Aucune incidence sur la mortalité piscicole	
VLH	> 10	Faible	Faible	Adapté pour les gros débits et faibles chutes	

Tableau 33 : Aperçu des différentes technologies hydrauliques (Source : Etude Micro centrales hydrauliques sur le territoire de la Communauté d'Agglomération du Douaisis, par Vents du Nord réalisé pour la CAD, Image : Jahobr, Moulins de France)

Dans le cas du territoire du SCoT, les technologies envisagées sont du type Kaplan ou vis d'Archimède. Le facteur d'efficacité de ce type de technologies est fixé à 90 % en moyenne dans cette étude.

3.5.2 Cadre règlementaire

Les ouvrages hydrauliques sont très encadrés par la loi. L'une des premières réglementations stipule que « nul ne peut disposer de l'énergie des marées, lacs et cours d'eau quel que soit leur classement sans concession ou une autorisation de l'état ». Ainsi, les ouvrages supérieurs à 500 kW sont soumis au régime des concessions, tandis que pour les puissances inférieures, le régime applicable est celui de l'autorisation.

a) Droit d'eau

Pour pouvoir produire de l'hydroélectricité, il est nécessaire de posséder une autorisation administrative régulière : cette dernière requiert le montage d'un dossier lourd et coûteux. Être titulaire d'un droit d'eau fondé en titre permet d'éviter le montage d'un tel dossier.

b) Débit réservé

Le débit réservé est le débit minimal (à minima 1/10^è du débit moyen du cours d'eau) pour garantir en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces du lit naturel de la rivière situé entre la prise d'eau et la restitution des eaux en aval de la centrale. Ce débit est défini dans le cadre de l'étude d'impact environnementale.

c) Autorisation de défrichement

Toute destruction d'espace boisé à une fin d'implantation de petite centrale hydroélectrique, d'une conduite forcée ou d'un chemin d'accès est soumise à autorisation administrative s'il y a perte de la vocation forestière du sol ; par contre, on peut s'affranchir de l'autorisation de défrichement si on reboise sur la conduite et si l'espace boisé appartient à une forêt domaniale de l'Etat.

d) Classement des cours d'eau

L'article L214-17 du code de l'environnement, introduit par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques de décembre 2006, réforme les classements des cours d'eau en les adossant aux objectifs de la directive cadre sur l'eau déclinés dans les Schémas Directeurs d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE).

Liste 1 : aucune autorisation ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique (cf art. R214-109 du code de l'environnement).

Liste 2 : Tout ouvrage faisant obstacle à la continuité écologique (transport de sédiments et circulation des poissons) doit y être géré, entretenu et équipé selon des règles définies par l'autorité administrative, en concertation avec le propriétaire ou, à défaut, l'exploitant.

e) Vente de l'électricité produite

Les recettes annuelles sont fonction du tarif de vente de l'électricité produite. L'arrêté du 13 décembre 2016³⁶ fixe les nouveaux tarifs applicables pour l'hydroélectricité. Dans le cas des basses chutes (inférieur à 30 m), le tarif est de 132 €/MWh pour une durée de 120 000 heures sur 20 ans, et 40€/MWh au-delà. Le contrat de vente de l'électricité est conclu pour une durée de 20 ans.

3.5.3 Contexte

a) National

La filière hydraulique est la deuxième source de production d'électricité en France, avec environ 25 GW d'installé (**FIGURE 34**). Celle-ci représente 20 % de la puissance électrique installée sur le parc Français et sa production s'élève à 12 % de l'électricité produite. Cependant, cette génération d'électricité est fortement dépendante des conditions météorologiques et hydrologiques du territoire, et peut donc varier au fil des années.

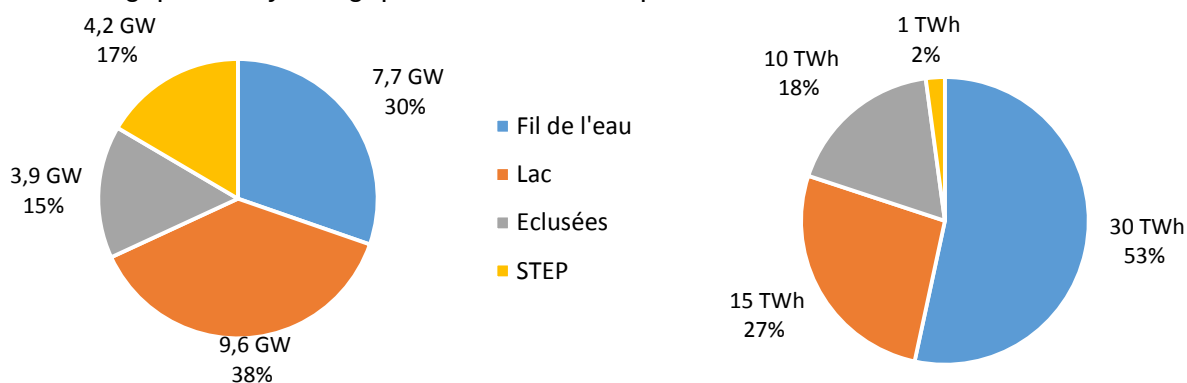


Figure 34 : Répartition du parc (à gauche) et de la production moyenne (à droite) en fonction des types d'installations (source : ecologie-solidaire.gouv)

Les systèmes au fil de l'eau sont les systèmes les plus utilisés en France et représente plus de la moitié de la production hydrauliques. Ce segment comprend notamment la petite hydroélectricité.

- Environ 2 000 petites centrales sur 250 000 km de rivières.
- Production annuelle hydroélectrique de 7 TWh.
- Environ 10 % de la production hydraulique en France (67 TWh).
- Environ 1,5 % du total de l'énergie électrique nationale.
- 2 000 MW de puissance installée = 2 tranches nucléaires.
- 4 000 heures de fonctionnement annuel à pleine puissance.

L'enjeu actuel pour l'État est d'assurer la modernisation et la compatibilité du parc aux exigences accrues de sécurité et d'environnement d'une part, et de permettre l'exploitation du gisement résiduel d'autre part. Selon les objectifs fixés par la programmation

³⁶ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&dateTexte=&categorieLien=id>

pluriannuelle de l'énergie, la capacité de production hydroélectrique doit augmenter de 500 à 750 MW d'ici 2023. De même, la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE*) prévoit la mise en place d'appels d'offres régulières afin de relancer la filière.

b) Territoire du SM SCoT GD

Le territoire est historiquement un terrain fertile pour l'hydroélectricité. Il y a quelques années, la CAD* a missionné une étude de faisabilité sur les cours d'eau présents sur son territoire. Cependant, l'évolution des réglementations (enjeux environnementaux, révision du tarif d'achat,...) ainsi que la limite de portée de l'étude (aspect juridique faiblement abordée) conduit à revoir ces résultats.

3.5.4 La production actuelle

Il n'existe pas de production hydraulique actuellement sur le territoire.

3.5.5 Source des données

Plusieurs études ont été effectuées sur le périmètre du SM SCoT GD :

- *Etude de faisabilité : Micro centrales hydrauliques sur le territoire de la CAD, ADEME, Vents du Nord*
- *Etude sur le potentiel hydroélectrique des cours d'eau sur le territoire de la CAD, SM SCoT du Grand Douaisis, janvier 2017*
- *Pré-étude TURBIWATT : Projet d'installation de turbine hydroélectrique, TURBIWATT, juillet 2015*
- *Installation d'une centrale de production hydroélectrique – Seuil de la petite Sensée à Goeulzin, Hydrodynamic, mai 2017*
- *Installation d'une centrale de production hydroélectrique – Station d'épuration de Douai, Hydrodynamic, mai 2017*
- *Référentiel des obstacles aux écoulements, Sandre*
- *Base de données Carthage, IGN, Sandre*

3.5.6 Le gisement

a) Les sites identifiés

Le territoire compte 52 obstacles à l'écoulement, dont 21 ouvrages identifiés (écluse, vanne et barrage) ; la **FIGURE 35** présente la typologie de ces ouvrages :

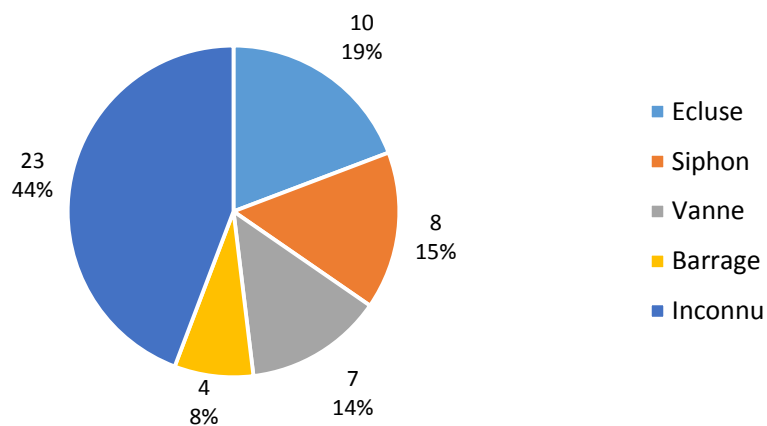


Figure 35 : Typologies des ouvrages référencés sur le territoire du SM SCoT (source : Base obstacle à l'Ecoulement)

Afin d'affiner cette sélection, l'ensemble des ouvrages ayant une hauteur de chute inconnue ou inférieure à 1 m sont rejetés. De même, les doublons sont supprimés (une écluse = vanne). Ainsi, seuls 10 ouvrages sont identifiés sur cette base de données (**FIGURE 36**).

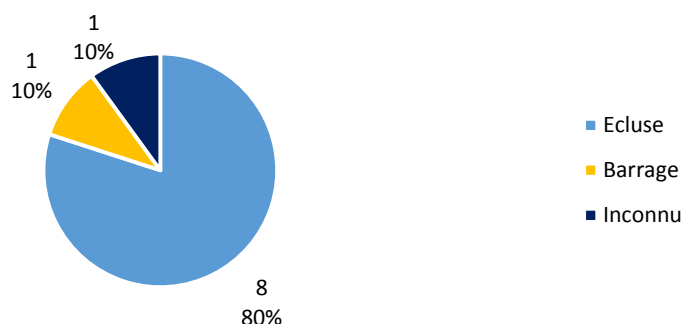


Figure 36 : Typologies des ouvrages référencés présentant une hauteur de chute supérieure à 1 mètre sur le territoire du SM SCoT GD (source : Référentiel des obstacles à l'écoulement, Sandre)

L'ensemble des études effectuées sur le domaine recensent 12 sites potentiels (exclusion de l'écluse du Pont des Prussiens, ayant une hauteur de chute inférieure à 1 mètre). En combinant les ouvrages recensés ci-dessus, 13 sites se dégagent de l'analyse (9 sites étant communs entre la base de données et les études pré réalisées) ; ils sont présentés au **TABLEAU 34** :

		Hauteur de chute (mètres)	Débit moyen (m3/s)
1	Vanne de la petite Sensée - Goeulzin	2	0,2
2	Vannage Petite Sensée Goeulzin	NC	1
3	Ecluse de Goeulzin	4,9	1,86
4	Petit barrage de la Petite Sensée	2	1
5	Ecluse de Couteau	3,1	4
6	Ecluse de Courchelettes	5	1,93
7	Ecluse de Lambres -Iez-Douai	2,1	4
8	Ecluse des Augustins	3,4	4
9	Ecluse de Douai	3,6	1,48
10	Ecluse Fort de Scarpe	1,5	1
11	Ecluse de Lallaing	1,8	1
12	Ecluse de Marchiennes	1,3	1
13	Ecluse de Warlaing	1,3	1

Tableau 34 : Liste des ouvrages hydrauliques présélectionnés sur le territoire du SCoT

Le vannage de la Petite Sensée (n°1) est issu de la base de données des obstacles aux écoulements. Celle-ci n'étant pas présente dans les études précédemment effectuées sur le territoire, elle a été ajoutée ici malgré l'absence de données fiables sur le site (**PLANCHE 36**).

b) Le potentiel de production

De manière tout à fait théorique, le potentiel de production d'un site est fonction de la hauteur de chute et du débit. L'équation s'écrit ainsi :

$$P = Q \times H \times g \times e$$

Où :

P = Production d'électricité en kW

Q = Débit utilisable en mètres cubes par seconde (m³/s)

H = Hauteur de chute brute en mètres (m)

g = Constante gravitationnelle (9,8 m/s²)

e = facteur d'efficacité (0,9)

Pour chaque site, il convient ainsi de mesurer le débit moyen sur l'année ainsi que de la hauteur de chute. Il est à noter que tout le débit ne peut être utilisé pour la production hydraulique. Un débit de réserve (fixé à 10 %) doit être séparé (pour des besoins de continuité écologique notamment).

Le calcul de la production annuelle intègre la durée de fonctionnement du système. Celle-ci est fixée à 80 % du temps annuel pour les écluses de grands gabarits (en incluant 10 éclusées d'une durée de 20 minutes par jour) et 95 % pour les autres systèmes (5 % restant correspondant à de la maintenance).

c) Indicateur de performance

En première approximation, la performance d'une installation se définit comme le rapport entre le coût d'investissement et la production totale de la centrale sur les 20 années de fonctionnement. Cet indice permet de définir une estimation du coût de l'électricité produite

par la centrale sans prise en compte des coûts de fonctionnement (OPEX*). Plus ce coût sera faible, plus la centrale est en capacité d'être rentable. Il est à noter que cet indicateur est déconnecté de modèle économique de valorisation de l'énergie produite. En effet, si le modèle dominant est la vente totale de l'électricité selon les modalités définies par l'état (132 €/MWh pour les centrales de basses chutes et pour une puissance inférieure à 500 kW, en réévaluation permanente), le modèle de l'autoconsommation tend à émerger. La stabilité de la production est un véritable atout à la consommation locale de l'énergie. Les caractéristiques économiques des ouvrages sont ainsi détaillées dans le **TABLEAU 35** ci-après :

		Hauteur de chute (mètres)	Débit moyen (m3/s)	Puissance (kW)	Production annuelle (MWh)	Production totale (MWh)	Investissement (€)	Indicateur de performance (€/MWh)
1	Vanne de la petite Sensée - Goeulzin	2	0,2	3	26	529	30 735	58
2	Vannage Petite Sensée Goeulzin	NC	1	NC	NC	NC	NC	NC
3	Ecluse de Goeulzin	4,9	1,86	72	603	12 054	2 572 500	213
4	Petit barrage de la Petite Sensée	2	1	16	132	2 645	125 000	47
5	Ecluse de Couteau	3,1	4	99	820	16 400	323 600	20
6	Ecluse de Courchelettes	5	1,93	77	638	12 763	2 598 750	204
7	Ecluse de Lambres -Iez-Douai	2,1	4	67	555	11 109	264 800	24
8	Ecluse des Augustins	3,4	4	108	899	17 987	238 160	13
9	Ecluse de Douai	3,6	1,48	42	352	7 047	1 869 000	265
10	Ecluse Fort de Scarpe	1,5	1	12	99	1 984	176 600	89
11	Ecluse de Lallaing	1,8	1	14	119	2 381	100 000	42
12	Ecluse de Marchiennes	1,3	1	10	86	1 719	100 000	58
13	Ecluse de Warlaing	1,3	1	10	86	1 719	100 000	58

Tableau 35 : Détail de caractéristiques techniques des centrales et rentabilité brute

d) Les enjeux environnementaux et règlementaires

❖ Classement

Seul la Scarpe Canalisée est classée en liste 1. Ainsi, les nouveaux ouvrages sont interdits sur ce cours d'eau dans la mesure où ils constituent un obstacle à la continuité écologique.

❖ Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux

Le SDAGE Artois-Picardie désigne des cours d'eau classés réservoirs biologiques. Il s'agit des cours d'eau présentant un enjeu « poissons migrateurs » à long terme et des cours d'eau présentant un enjeu « continuité écologique à court et moyen termes ». Il est décliné à l'échelle locale dans le Schéma d'aménagement et de gestion des eaux (SAGE) . Il met en œuvre des mesures et actions en faveur non seulement de la ressource eau, mais aussi de la biodiversité que recèlent les différents milieux concernés. La mise en œuvre des prescriptions aux titres des SDAGE et SAGE n'est pas pénalisante pour la production d'hydroélectricité.

❖ Schéma Régional de Cohérence Ecologique

Le Schéma Régional de Cohérence Ecologique – Trame verte et bleue (SRCE-TVb), créé par l'article L. 121 de la loi ENE – a été élaboré en 2014. Il vise à préserver, gérer et remettre en bon état les milieux naturels nécessaires aux continuités écologiques. Il favorise la mise en œuvre d'une trame verte et bleue (TVb) sur le territoire régional. La Scarpe Canalisée est ainsi considérée comme un corridor écologique avéré à remettre en bon état. De même, une partie du cours d'eau est un corridor écologique potentiel de zone humide à remettre en bon état. La Petite Sensée (ouvrage n°5 et 6) est un espace fluvial à renaturer.

La prise en compte en amont de disposition visant à satisfaire ces exigences permettra de faciliter la mise en place d'ouvrage hydroélectrique.

		Cours d'eau	Code hydro	Classement	Corridor écologique
1	Vanne de la petite Sensée - Goeulzin	Petite Sensée	E2250600	-	A renaturer
2	Vannage Petite Sensée Goeulzin	Canal de la Sensée	E21-0272	-	Avéré
3	Ecluse de Goeulzin	Canal de la Sensée	E21-0272	-	Avéré
4	Petit barrage de la Petite Sensée	Dérivation de la Petite Sensée	E2250652	-	A renaturer
5	Ecluse de Couteau	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré
6	Ecluse de Courchelettes	Dérivation de la Scarpe	E22-0382	-	-
7	Ecluse de Lambres -lez-Douai	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré
8	Ecluse des Augustins	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré
9	Ecluse de Douai	Dérivation de la Scarpe	E22-0382	-	-
10	Ecluse Fort de Scarpe	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré
11	Ecluse de Lallaing	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré
12	Ecluse de Marchiennes	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré
13	Ecluse de Warlaing	La Scarpe Canalisée	E2--0110	Liste 1	Avéré

Tableau 36 : Enjeux écologiques des cours d'eau associés aux ouvrages hydrauliques

e) Le raccordement électrique

Le raccordement au réseau public de distribution d'un système de production électrique est généralement un point critique du projet. Son coût peut déterminer la poursuite ou non du projet. Ainsi, la prise en compte de la situation du réseau aux abords de la centrale est nécessaire afin d'anticiper tout possible point de blocage.

Le raccordement au réseau de distribution varie suivant la puissance du projet :

- Entre 120 kVA et 250 kVA, la centrale est directement connectée au transformateur via un départ dédié
- En dessous de 120 kVA, la centrale est directement connectée au réseau basse tension le plus proche. Un point de livraison (PDL) est créé si celui-ci est inexistant (coût du raccordement supérieur)

Dans le cas de l'autoconsommation individuelle, la centrale est directement connectée au consommateur via un réseau privé. Dans le cas d'autoconsommation collective, le système est raccordé au réseau de distribution comme précisé précédemment.

		Distance au transformateur	Présence du réseau	Consommateurs à proximité	Réseau
1	Vanne de la petite Sensée - Goeulzin	1000 m	oui	non	Defavorable
2	Vannage Petite Sensée Goeulzin	280 m	Non	non	Defavorable
3	Ecluse de Goeulzin	100 m	oui	non	Favorable
4	Petit barrage de la Petite Sensée	300 m	oui	oui	Favorable
5	Ecluse de Couteau	30 m	oui	oui	Favorable
6	Ecluse de Courchelettes	170 m	oui	faible	Favorable
7	Ecluse de Lambres -lez-Douai	200 m	oui	oui	Favorable
8	Ecluse des Augustins	30 m	oui	oui	Favorable
9	Ecluse de Douai	40 m	oui	oui	Favorable
10	Ecluse Fort de Scarpe	100 m	oui	faible	Favorable
11	Ecluse de Lallaing	150 m	oui	faible	Favorable
12	Ecluse de Marchiennes	280 m	oui	faible	Favorable
13	Ecluse de Warlaing	70 m	oui	faible	Favorable

Tableau 37 : Etat du réseau à proximité des ouvrages (source : Enedis)

f) *Propriété foncière*

La mise en place de systèmes de production ne peut se faire sans une maîtrise de la propriété foncière de l'ouvrage. Deux paramètres sont ici à prendre en compte : l'implication du gestionnaire et propriétaire de l'ouvrage, ainsi que le besoin de rénovation.

Dans le premier cas, il apparaît que l'implication VNF dans le développement du potentiel hydraulique est une nécessité. Sur les 13 ouvrages référencés (**Figure 37** et **Tableau 38**), seuls 2 ouvrages ne sont pas gérés par VNF (sur la Petite Sensée, cours d'eau non domaniaux).



Figure 37 Réseau géré par Voies Navigables de France (VNF) dans le Douais et ses environs (source : Vents du Nord)

Dans le second cas, la mise en place d'un système de production d'électricité, conjoint à une rénovation de l'ouvrage, permet de diminuer les coûts selon deux axes : moindre investissement pour le système de production d'électricité (par la mutualisation de coût avec la rénovation), et bénéfices liés à la production d'électricité. Ainsi, dans le cadre de l'écluse du Fort de Scarpe, seul un surinvestissement de 10 % aurait été nécessaire afin d'installer un système de production d'électricité, pour une enveloppe de rénovation de 1,8 millions d'euro en 2018.

		Gestionnaire
1	Vanne de la petite Sensée - Goeulzin	VNF
2	Vannage Petite Sensée Goeulzin	-
3	Ecluse de Goeulzin	VNF
4	Petit barrage de la Petite Sensée	-
5	Ecluse de Couteau	VNF
6	Ecluse de Courchelettes	VNF
7	Ecluse de Lambres -lez-Douai	VNF
8	Ecluse des Augustins	VNF
9	Ecluse de Douai	VNF
10	Ecluse Fort de Scarpe	VNF
11	Ecluse de Lallaing	VNF
12	Ecluse de Marchiennes	VNF
13	Ecluse de Warlaing	VNF

Tableau 38 : Gestionnaire des ouvrages hydrauliques

g) Synthèse

Après considération de l'ensemble des enjeux associés à l'hydroélectricité, seuls 5 ouvrages apparaissent économiquement intéressants (**TABLEAU 39**) :

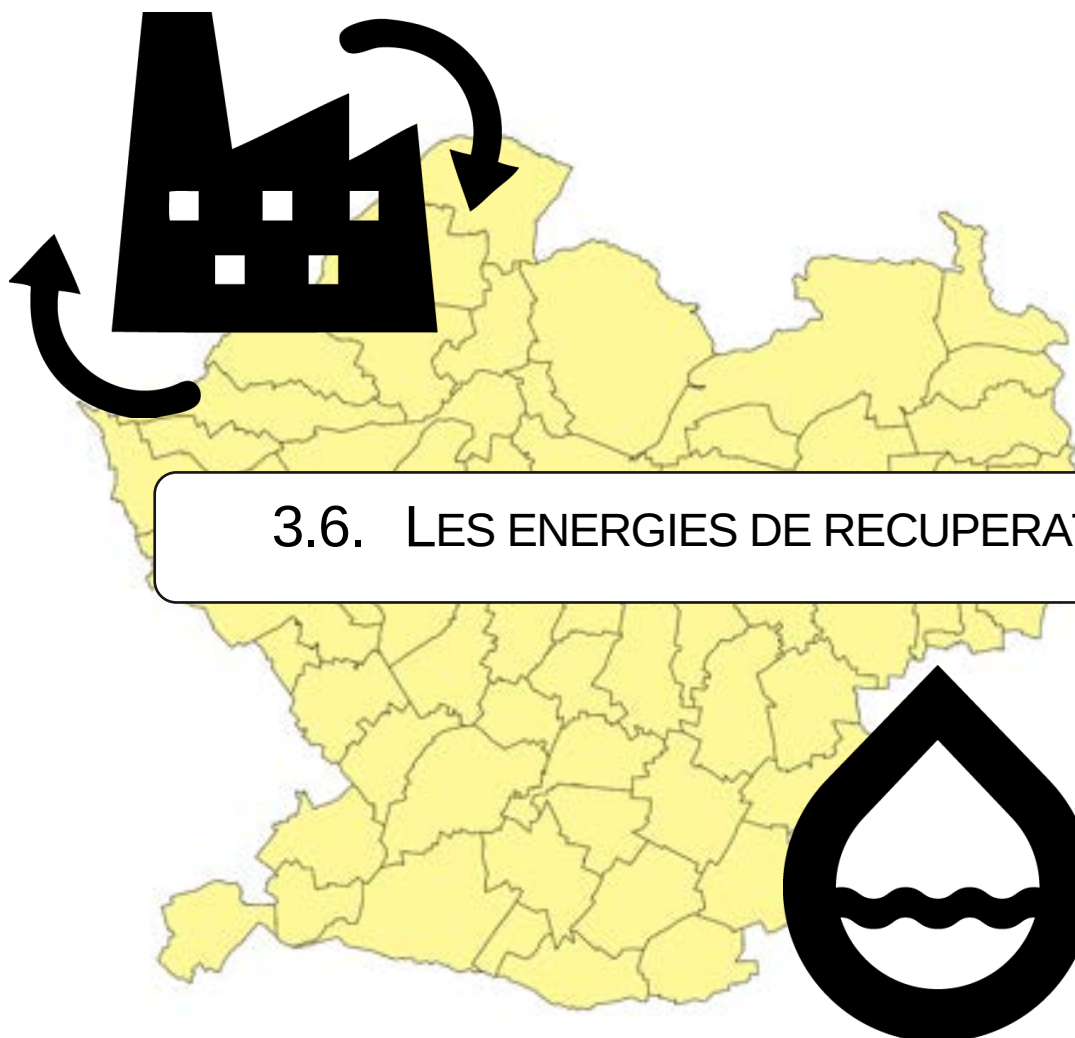
- Ecluse des Augustins
- Ecluse de Couteau
- Ecluse de Lambres-Lez-Douai
- Ecluse de Lallaing
- Petit barrage de la Petite Sensée

3 autres ouvrages apparaissent également possibles, mais avec une performance économique moindre :

- Ecluse de Fort de Scarpe (rénovée en 2018)
- Ecluse de Marchienne
- Ecluse de Warlaing

		Production annuelle (MWh)	Investissement (€)	Indicateur de performance (€/MWh)	Enjeux environnementaux	Réseaux	Potentiel
1	Vanne de la petite Sensée - Goeulzin	26	30 735	58	Moyen	Defavorable	Faible
2	Vannage Petite Sensée Goeulzin	NC	NC	NC	Moyen	Defavorable	Faible
3	Ecluse de Goeulzin	603	2 572 500	213	Moyen	Favorable	Faible
4	Petit barrage de la Petite Sensée	132	125 000	47	Moyen	Favorable	Fort
5	Ecluse de Couteau	820	323 600	20	Moyen	Favorable	Fort
6	Ecluse de Courchelettes	638	2 598 750	204	Faible	Favorable	Faible
7	Ecluse de Lambres -lez-Douai	555	264 800	24	Moyen	Favorable	Fort
8	Ecluse des Augustins	899	238 160	13	Moyen	Favorable	Fort
9	Ecluse de Douai	352	1 869 000	265	Faible	Favorable	Faible
10	Ecluse Fort de Scarpe	99	176 600	89	Moyen	Favorable	Moyen
11	Ecluse de Lallaing	119	100 000	42	Moyen	Favorable	Fort
12	Ecluse de Marchiennes	86	100 000	58	Moyen	Favorable	Moyen
13	Ecluse de Warlaing	86	100 000	58	Moyen	Favorable	Moyen

Tableau 39 : Synthèse du potentiel en hydroélectricité du territoire du Grand Douaisis en fonction des enjeux économiques, environnementaux et techniques.



3.6. LES ENERGIES DE RECUPERATION

3.6.1 Les technologies

La chaleur des eaux usées est une énergie disponible en quantité importante en milieu urbain et donc proche des besoins. Cette chaleur peut être valorisée pour le chauffage des bâtiments via des pompes à chaleur (PAC).

Une pompe à chaleur est un système thermodynamique permettant de transférer l'énergie des eaux usées d'un niveau à basse température vers un niveau de température plus élevé. Les PAC peuvent fonctionner à l'électricité (PAC à compression, les plus répandues) ou au gaz (PAC à absorption).

La chaleur peut être récupérée soit à l'intérieur des bâtiments (eaux « grises » n'intégrant pas les chasses d'eau chargées en matières solides), soit à partir des eaux épurées sortant d'une station d'épuration, soit à partir des eaux usées brutes des canalisations, afin de chauffer des bâtiments environnants (**FIGURE 38**) :

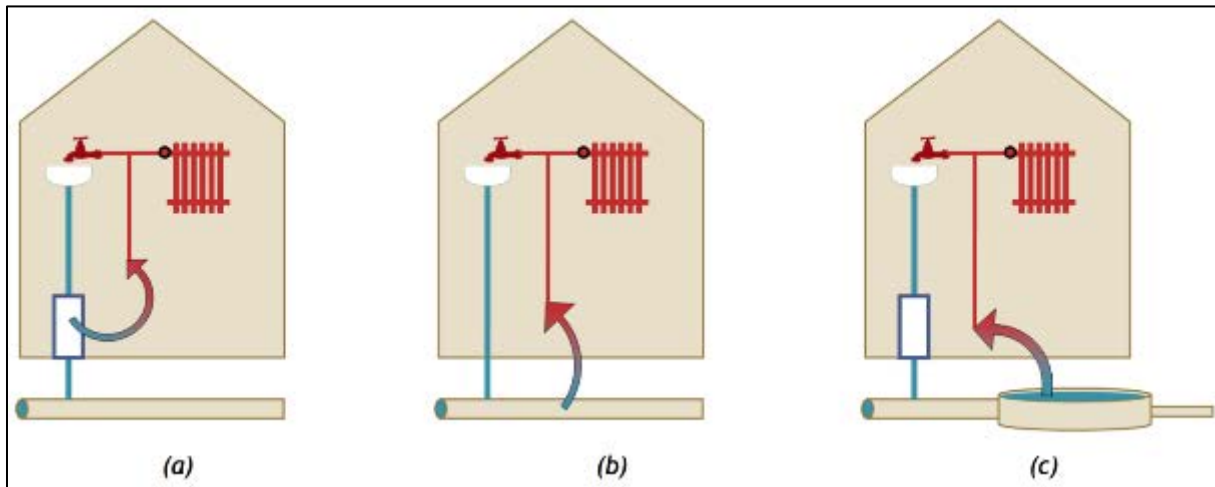


Figure 38 : Technique de récupération de chaleur

- (a) Récupération de la chaleur dans le bâtiment (eaux grises)
- (b) Récupération de la chaleur dans le canal d'évacuation (eaux usées brutes)
- (c) Récupération de la chaleur à la station d'épuration (eaux épurées)³⁷

³⁷ <https://www.kasag.com/fr/produit/energies-renouvelables-systemes-installations-echangeurs-thermiques-lenergie-a-partir-de-sources-denergies-renouvelables-reseaux-de-chauffage-urbain-systemes-denergie-thermique-composites/>

Ces différents gisements ont chacun leurs spécificités et avantages/inconvénients synthétisés dans la **FIGURE 39** ci-dessous :

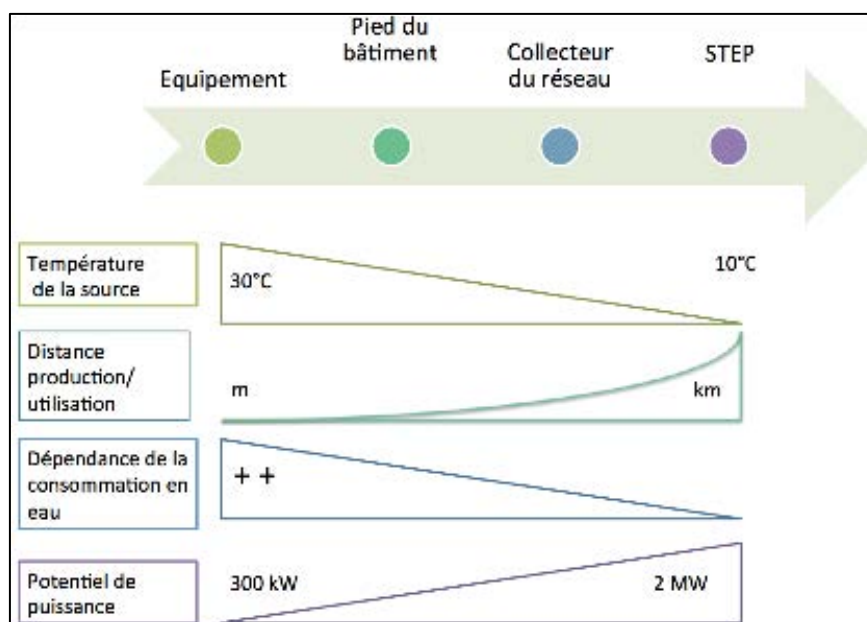


Figure 39 : Avantages et inconvénients. Source : (Azam et Horsin, 2017)³⁸

Les eaux grises de bâtiments par exemple sont disponibles au plus près des utilisateurs de chaleur, et à une température élevée. Cependant, c'est un gisement très intermittent qui n'est pas forcément disponible en simultané avec les besoins en chauffage.

Les eaux épurées en sortie de station représentent le gisement le plus important et le plus stable (collecte de l'ensemble des eaux usées et lissage des intermittences de production par les procédés de traitement). Cependant, ce gisement, a le double inconvénient d'être à la température la plus basse ainsi que souvent éloigné des consommateurs.

Les eaux usées en canalisation représentent un potentiel intermédiaire : gisement relativement important sur les canalisations principales, température encore élevée,...

Le principal inconvénient de cette solution est l'accessibilité des canalisations et la qualité des eaux (eaux usées brutes chargées en matières solides).

La puissance et la performance du système dépendent principalement du débit disponible, de la température des eaux usées et des conditions d'utilisation de la chaleur en aval (chauffages à basse température à privilégier).

3.6.2 Contexte

Parmi les champs d'action pour la réduction des consommations en énergie primaire des bâtiments, l'utilisation d'énergies renouvelables disponibles localement est une solution. En particulier, la chaleur véhiculée par les eaux usées peut être valorisée pour le chauffage des bâtiments via des pompes à chaleur (PAC). C'est une solution assez récente et encore faiblement développée. Il n'existe pas à notre connaissance d'état des lieux des réalisations en France.

En 2011 la production française par PAC s'élevait à 1 300 ktep pour environ 1,5 millions de PAC installées, 80% de la production se faisant dans le secteur résidentiel.

³⁸ « La cloacothermie ou l'énergie renouvelable des eaux usées », Marie-Hélène AZAM – Hélène HORSIN MOLINARO, ENSPS, 2017

Ces chiffres concernent la géothermie (PAC qui puisent leur énergie dans l'eau ou dans le sol) mais également l'aérothermie (PAC qui puisent leur énergie dans l'air).

Les objectifs français pour le paquet climat-énergie européen à horizon 2020 sont de 1 600 ktep de production annuelle par PAC individuelle (pour environ 2 millions de foyers) et 250 ktep de pompes à chaleur géothermiques pour le secteur tertiaire et industriel.

3.6.3 Règlementation

A ce jour, et à notre connaissance, aucune réglementation spécifique n'existe sur ce sujet. Certains sujets sont cependant importants à aborder sur ces projets :

- Impact éventuel de la diminution de température des eaux usées en amont de station d'épuration sur le process épuratoire ;
- Intégration d'un échangeur sur les eaux usées en canalisation : mise en place d'un équipement sur le domaine public => convention d'installation, de maintenance et d'exploitation à établir.

3.6.4 La production actuelle

Sans se vouloir exhaustif, ce paragraphe présente deux projets de grande ampleur sur le département du Nord.

a) Ville de Douai

La **Ville de Douai** a décidé d'installer un procédé innovant de récupération de l'énergie thermique des réseaux d'assainissement destiné à chauffer la piscine des Glacis.

La ville de Douai a confié aux Eaux du Nord l'installation de ce système pour récupérer les calories des eaux usées (système Degrés Bleu®). Le système fonctionne grâce à un échangeur de chaleur placé dans une canalisation d'eaux usées et à une pompe à chaleur.

Ce système permet de réaliser jusqu'à 90 % de gains par rapport à d'autres sources d'énergie et évite jusqu'à 70 % des émissions de gaz à effet de serre ; Il est prévu que plus de 50 % des besoins en énergie de la piscine soient couverts avec ce procédé.

Les caractéristiques techniques du projet sont reprises ci-après en **FIGURE 40**

Piscine de Douai
Puissance PAC : 200 kW
Longueur de l'échangeur : 75 m
Quantité de chaleur
prévisionnelle : 1200 MWh
Mise en service : juillet 2017

Figure 40 : Caractéristiques du projet Logements Norévie et de la Piscine de Douai

b) Ville de Valenciennes

Après avoir conduit différents travaux d'isolation thermique (menuiseries à rupture de ponts thermiques et double vitrage là où cela était possible) les services du développement durable de la Ville ont décidé d'adopter un nouveau système de chauffage plus économe en énergie pour la mairie de Valenciennes : une pompe à chaleur récupérant les calories des eaux usées du réseau d'assainissement.

Ce dernier passant à proximité de l'hôtel de Ville, l'idée fut alors d'équiper le collecteur d'eau d'un échangeur de chaleur d'une longueur de 75 m, ce qui permet ainsi de récupérer une puissance de 225 kW. Depuis l'installation de la PAC, les calories récupérées font fonctionner une pompe à chaleur de 300 kW qui couvre environ 90 % des besoins basse température, soit environ 77 % des besoins totaux du chauffage de l'hôtel de ville.

Sur le plan technique, la chaufferie, composée de deux chaudières gaz de 950 kW chacune, assure le chauffage du bâtiment, sans production d'eau chaude sanitaire centralisée. Le système de chauffage est constitué de trois circuits, un à haute température (75°C) pour 15 % des besoins, un second à basse température (56°C) pour les radiateurs et un troisième, également basse température (40°C) pour les planchers chauffants, les deux derniers étant alimentés en partie par la pompe à chaleur.

Le bilan énergétique indique une récupération d'énergie sur le réseau d'eaux usées de 588 MWh/an, soit 51 TEP.

Les caractéristiques techniques du projet sont reprises ci-dessous en **FIGURE 41** (extrait d'une présentation SUEZ Degré Bleu « La récupération de chaleur dans les eaux usées »)⁴⁰ :



Figure 41 : Caractéristique du projet de la mairie de Valenciennes

⁴⁰ <http://aicvf.org/midi-pyrenees/files/2014/02/2014-3-avril-eaux-grises.pdf>

3.6.5 Le potentiel

a) Sur le territoire de la Communauté d'Agglomération du Douaisis

Une étude de faisabilité a été réalisée en 2009 par le Bureau d'Étude BPR pour le compte de la CAD afin d'étudier le potentiel de la récupération de chaleur **sur eaux usées** pour répondre aux besoins énergétiques d'un grand nombre de bâtiments de la ville de Douai.

Quatre zones ont été référencées comme à « fort potentiel », montrant un gisement en adéquation avec les besoins en chaleur des bâtiments à proximité :

- Cuincy
- Résidences de Gayant
- Résidences d'Aoust
- Piscine des Glacis

La consommation des bâtiments sur ces 4 sites a été estimée à 4 550 MWh/an à échéance 2020. Sur une projection à 2050 émettant l'hypothèse que certaines zones écartées soient devenues rentables pour le projet, la consommation globale a été portée à 5 680 MWh/an.

Plusieurs procédés ont été étudiés en fonction des zones :

- Échangeurs de chaleur sur eaux usées couplés à plusieurs PAC situées dans des chaufferies différentes. Aucun réseau de chaleur créé.
- Échangeurs de chaleur sur eaux usées couplés à une seule PAC située dans une unique chaufferie. Aucun réseau de chaleur créé.
- Échangeurs de chaleur sur eaux usées couplés à une seule PAC située dans une unique chaufferie et création d'un réseau de chaleur pour le chauffage des bâtiments.

La **PLANCHE 39** et **40** reprennent l'ensemble des zones étudiées dans cette étude (zones retenues et non retenues).

b) Sur l'ensemble du territoire du Grand Douaisis

L'analyse du gisement potentiel de récupération de chaleur sur les eaux usées (canalisations, postes de relevage) et les eaux grises des bâtiments sur l'ensemble du territoire n'est pas possible avec les données en notre possession.

La caractérisation du gisement disponible est réalisée uniquement sur les stations d'épuration du territoire, pour lesquelles les informations sont collectées sur la base de données nationale⁴¹.

Le **TABLEAU 40** suivant présente, pour l'ensemble des stations d'épuration recensées, les caractéristiques principales de fonctionnement (nombre d'équivalent-habitants et débit moyen journalier) ainsi que le potentiel de chaleur récupérable associé :

Commune d'implantation STEU	Capacité nominale en EH	Débit de référence en m ³ /j	Débit entrant en m ³ /j	Débit mini hivernal pour dimensionnement	puissance récupérable sur la ressource (delta T 5°) kW	Puissance thermique sortie PAC (COP =4) kW	Energie produite (utilisation 5 mois/an) MWh	Energie produite (utilisation toute l'année) MWh
ARLEUX	7 050	1 450	892	297	72	96	350	840
AUBERCHICOURT	28 167	4 200	4 297	1 432	347	463	1 690	4 050
AUBIGNY-AU-BAC	4 500	1 420	754	251	61	81	300	710
AUBY	24 000	6 100	6 100	2 033	493	657	2 400	5 750
DOUAI	165 000	29 700	26 654	8 885	2 152	2 870	10 470	25 140
ESTREES	800	100	100	33	8	11	40	90
FECHAIN	4 533	685	728	243	59	78	290	690
GOEULZIN	4 500	1 440	700	233	57	75	280	660
FLINES-LEZ-RACHES	9 000	3 600	3 240	1 080	262	349	1 270	3 060
HORNAING	1 333	240	566	189	46	61	220	530
LALLAING	13 500	5 000	5 000	1 667	404	538	1 960	4 720
LEWARDE	5 400	1 435	914	305	74	98	360	860
MARCHIENNES	7 200	1 100	1 243	414	100	134	490	1 170
PECQUENCOURT	11 667	2 400	2 400	800	194	258	940	2 260
SIN-LE-NOBLE	23 000	4 340	5 680	1 893	459	612	2 230	5 360
SOMAIN	24 300	11 000	11 000	3 667	888	1 184	4 320	10 370

Fort potentiel
Potentiel trop faible pour être valorisé

Tableau 40 : Potentiel de récupération de chaleur sur les eaux de stations d'épurations

⁴¹ <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/services.php>

La formule permettant de déterminer la puissance disponible sur la ressource est la suivante :

$$\text{Puissance thermique récupérable (kW)} = Q \times \Delta T \times \frac{C_p}{3600}$$

Avec :

- Q le débit horaire de l'effluent (en m³/h)
- Cp la capacité thermique de l'eau (4 186 J/kg.°C)
- ΔT le delta de température entrée/sortie de l'eau brute

Les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Un ΔT de 5°C (cohérent pour une ressource dont la température moyenne est de 15°C)
- L'application d'un facteur 1/3 sur les débits journaliers indiqués dans le tableau pour évaluer un « débit mini hivernal » sur lequel baser le dimensionnement.

La formule permettant ensuite de déterminer la puissance disponible en sortie de pompe à chaleur est la suivante :

$$\text{Puissance thermique sortie PAC (kW)} = Q \times \Delta T \times \frac{C_p}{3600} \times \frac{COP}{COP - 1}$$

Avec COP le coefficient de performance de la pompe à chaleur. Un COP de 4 a été retenu dans les calculs, correspondant à la performance moyenne d'une PAC eau/eau installée sur une ressource à une température stable de 15°C et alimentant un réseau à 55°C maximum.

En conclusion, on observe que la **STEU de Douai**, par sa taille, présente le potentiel le plus important avec une puissance disponible en sortie de pompe à chaleur de **2,8 MW** toute l'année. Si un exutoire est trouvé pour l'utilisation de ce potentiel, la chaleur produite serait alors d'environ 25 000 MWh sur 12 mois.

Les stations **d'Auby, de Lallaing, de Sin-le-Noble et de Somain** présentent également un potentiel intéressant. Les autres stations semblent être de trop faible capacité, surtout pour les stations d'Estrées et de Hornaing.

Ces conclusions devront être précisées au cas par cas lors d'une étude plus approfondie, l'intérêt des projets dépendant fortement de la présence (ou non) d'un exutoire proche de la STEU.

3.6.6 Les stations de relevage des eaux : une énergie fatale ?

Au cours de l'exploitation des mines de charbon dans le bassin houiller, les quelques 100 000 km de galeries creusées ont provoqué de nombreux affaissements dit 'miniers' dont certains ont atteint plusieurs mètres.

L'étude réalisée en 1999 par le groupement BURGEAP, ISEP de Liège et IFP, et avec la collaboration de F. Meilliez⁴², a estimé que le volume total des vides résiduels créés, de l'origine à la fin des travaux miniers, est compris entre **700** et **550 millions de m³**, seconde valeur qui tient compte des affaissements observés en surface.

Ces perturbations topographiques en surface ont eu pour conséquences de créer des désordres hydrauliques en créant des cuvettes recueillant des eaux de ruissellements et en provoquant par conséquent des zones d'inondations (estimées à plus de 6 000 ha sur l'ensemble du Bassin Minier dont 1 000 ha en zones habitées). Ces cuvettes sont principalement localisées au centre du Bassin Minier, dans le secteur du Douaisis, et dans celui du Valenciennois.

Afin de paliers aux affaissements de surface, les exploitants miniers avaient implanté des Stations de Relevage des Eaux (SRE) pour rétablir l'écoulement des eaux de ruissellement hors des cuvettes.

Il existe aujourd'hui 38 SRE sur le territoire du S.M. du SCoT Grand Douaisis (voir la liste des SRE en **ANNEXE 10** et leur implantation en **PLANCHE 37**) qui sont propriétés soit de l'Etat (26), soit de Collectivité (11), soit privée (1). Leur exploitation est en très grande partie (33 SRE) confiée à des Sociétés d'eau (Véolia ou Eau et Force) ; les eaux ainsi relevées sont évacuées dans le réseau hydrographique naturel non touché par les affaissements.

D'après le « Compte-Rendu d'Activités DPSM – Région Nord-Pas de Calais » 2015, les capacités nominales des SRE sur le secteur du Douaisis sont comprises entre **252 m³/h** et **10 000 m³/h**.

L'existence de ces SRE semble représenter une opportunité de valorisation d'une énergie qui pourrait être qualifiée de 'Fatale'. Toutefois, les informations collectées et reprises en **ANNEXE 10** et **Planche 37** restent limitées. Pour obtenir d'autres informations plus précises (implantations, équipements, milieu récepteur des eaux, température des eaux relevées, débit continue d'exploitation,...) une demande doit être faite auprès des propriétaires ou des exploitants de ces ouvrages.

Toutefois, cela nécessite la mise en œuvre d'une étude détaillée de ce potentiel ; cette étude devra lever les interrogations suivantes :

- Les débits d'exhaures sont-ils continus ?
- Quelle est la température des eaux relevées ?
- Quels sont les coûts et les aménagements nécessaires à la mise en œuvre d'un tel procédé ?
- Quelle sont les démarches administratives à suivre pour obtenir une autorisation d'utilisation de ces eaux à des fins thermiques ?
- Existe-t-il un besoin en chauffage et/ou rafraîchissement à proximité des SRE ?

⁴² In Annales des Mines - 1998



3.7. LES RESEAUX DE CHALEUR

Les énergies thermiques à basse température représentent près des deux tiers de la consommation fixe d'énergie du territoire. La diversification du mix énergétique et le développement des énergies renouvelables passe avant tout par l'utilisation de la chaleur dans les grands ensembles tertiaires ou d'habitation, ou via des boucles locales de chaleur de toute taille y compris dans les villages.

Pour développer la géothermie, la récupération de chaleur, le solaire thermique ou encore les usages efficaces des pompes à chaleur, il nous faut prévoir la programmation du développement de ces boucles de chaleur lorsque cela est possible, et pour un horizon plus lointain de réserver les passages nécessaires pour alimenter dans le futur les centres village et des bourgs via ces boucles de chaleur. L'utilisation collective de la chaleur, à très petite ou à grande échelle suivant les agglomérations, est en effet à moyen terme la condition pour la montée en puissance des énergies renouvelables thermiques à l'échelle des objectifs climatiques.

Les règlements d'urbanisme prévoient l'étude systématique d'une ou plusieurs énergies renouvelables thermiques lors d'opérations de construction ou de réhabilitation significatives dans l'habitat ou le tertiaire, ainsi que la réservation du branchement de conduites thermiques reliant ces opérations au reste de l'agglomération. Les parcs d'activité (voir plus haut) sont encouragés à faire de même.

Dans le cas de la géothermie à très basse énergie (voir ce chapitre), qui est possible sur la plus grande partie du territoire hors zones de captage et zones humides protégées, les collectivités sont encouragées à planifier très à l'avance les lieux de captage géothermique, soit sur des parcelles proches des opérations, soit dans des forages intégrés aux futurs bâtiments.

Le développement des ressources les plus locales, géothermie, solaire thermique, récupérations sur les eaux usées ou les exhaures est une façon de se donner une marge de manœuvre pour les besoins de chaleurs futurs. Le bois, le biogaz en cogénération le cas échéant, les pompes à chaleur, complètent les énergies thermiques renouvelables. C'est cette variété qui permettra d'assurer au territoire son autonomie.

La partie suivante estime les besoins de chaleur encadrant les options des énergies renouvelables qui pourront être transportés par les boucles locales et les réseaux de chaleur.

3.7.1 Du réseau de chaleur à la boucle locale tiède

Un réseau de chaleur est un ensemble d'installations qui produisent et distribuent de la chaleur via des canalisations à plusieurs bâtiments pour le chauffage, l'eau chaude ou le process. Traditionnellement, leur température était plutôt élevée, proche de 80°C voire sous forme vapeur dans des réseaux centenaires. Les générations les plus récentes travaillent en eau chaude voire tiède, et sont bien adaptés aux normes d'équipement du bâtiment prévues pour ces températures plus basse. Légalement en France, est considéré comme réseau de chaleur une installation dont l'opérateur est distinct de son ou ses usagers. Il peut s'agir d'une entité publique spécifique ou d'un affermage à un concessionnaire privé. Le réseau de froid comme celui de La Défense répond aux mêmes caractéristiques.

Dans la présente estimation au contraire, la chaleur peut être transportée par une myriade de combinaisons et d'acteurs, dont la taille peut descendre à quelques habitations connectées entre elles ou à un ensemble mairie-hospice-lotissement typique des mini-réseaux de chaleur au bois ailleurs en France.

Economie des réseaux de chaleur

Les réseaux de chaleur sont un levier essentiel de mobilisation des énergies renouvelables thermiques. La production de chaleur y est mutualisée et combine plusieurs sources : par exemple la biomasse, la géothermie profonde le solaire thermique, ou la récupération de la chaleur fatale rejetée par les industries ou les entreprises en Parc d'Activité lors de leur fonctionnement en plus de sources fossiles en appoint le cas échéant. L'ensemble de ces techniques sont difficilement applicables individuellement mais elles présentent un atout économique lorsque le nombre de bâtiments reliés au réseau est suffisant : l'énergie utilisée pour se chauffer ne dépend plus des prix du marché de l'électricité, du gaz ou du fioul. Ainsi, la production d'eau chaude solaire pour le chauffage est désormais économique sur certains réseaux de chaleur alors qu'elle est loin de percer dans l'habitat individuel.

L'installation d'un système de cogénération peut aussi être envisagée: il s'agit de produire et utiliser simultanément de l'électricité et de la chaleur issue de la production d'électricité, au sein d'une installation unique. Des moteurs, des turbines à gaz ou à vapeur sont alors actionnés pour la production d'électricité, tandis que la chaleur est captée par un récupérateur. De tels systèmes fonctionnant en particulier au gaz ont permis d'amortir rapidement certains réseaux de chaleur. Mais cette économie pose désormais question : d'une part les tarifications électriques sont désormais moins intéressantes ; d'autre part l'utilisation du gaz fossile peut mettre en cause à terme les objectifs de diminution des émissions du territoire.

Deux leviers puissants pour le développement des réseaux de chaleur sont d'une part la subvention à l'investissement comme le Fonds Chaleur, d'autre part la TVA réduite sur les abonnements. Celle-ci est réservée aux réseaux où la chaleur est majoritairement issue des renouvelables. Enfin, les collectivités peuvent faire classer le réseau, ce qui oblige les plus grands consommateurs à s'y raccorder et conforte l'économie du système, tout en diminuant souvent les charges des usagers.

3.7.2 Potentiel quantifié des réseaux de chaleur

Pour déterminer des valeurs encadrantes du potentiel des réseaux de chaleur, les consommations communales de chaleur des grands secteurs ont été calculées ; les densités urbaines de ces communes ont été étudiées pour détecter les potentiels d'utilisation des chaleurs en réseau ; les demandes énergétiques sur le long terme ont été projetées pour dimensionner des distributions de chaleur de nature pérennes face à l'évolution fortement en baisse des demandes dans l'habitat ou le tertiaire.

Une première indication du potentiel est donnée par la densité urbaine. L'INSEE publie ainsi une répartition communale indiquant la part de population pour quatre types de densité. Le **TABLEAU 41** suivant donne cette répartition pour les dix premières villes de l'agglomération :

Depcom	Libellé des communes	Agglo	Typo degré de densité	Pmun 2010	Part pop dense (1)	Part pop intermédiaire (2)	Part pop peu dense (3)	Part pop très peu dense (4)
59178	Douai	CA Douaisis	1	42197	91%	7%	1%	0%
59569	Sin-le-Noble	CA Douaisis	1	16257	65%	32%	3%	0%
59574	Somain	CC Cœur d'Ostrevent	2	12506	0%	97%	3%	0%
59008	Aniche	CC Cœur d'Ostrevent	2	10347	0%	96%	4%	0%
59654	Waziers	CA Douaisis	2	7615	14%	85%	2%	0%
59028	Auby	CA Douaisis	2	7535	0%	96%	4%	0%
59165	Cuincy	CA Douaisis	1	6626	82%	14%	4%	0%
59327	Lallaing	CA Douaisis	2	6525	0%	97%	3%	0%
59509	Roost-Warendin	CA Douaisis	2	6193	0%	100%	0%	0%
59456	Pecquencourt	CC Cœur d'Ostrevent	2	6154	0%	91%	9%	0%
59234	Flers-en-Escrebieux	CA Douaisis	2	5624	22%	76%	3%	0%
59239	Flines-lez-Raches	CA Douaisis	2	5443	0%	87%	12%	1%
59227	Fenain	CC Cœur d'Ostrevent	2	5355	0%	98%	2%	0%
59170	Dechy	CA Douaisis	1	5135	66%	28%	6%	0%
59329	Lambres-lez-Douai	CA Douaisis	1	5092	57%	39%	3%	1%

Tableau 41 : Densités INSEE pour quelques villes du Douaisis

Les populations de la plus grande partie du Douaisis ont une densité qui varie entre dense et moins dense, avec une part très minoritaire des agglomérations peu denses à très peu denses (**PLANCHE 41**). Seules quelques petites communes comme Aubigny au Bac comportent en majorité voire la totalité de leur population en zone peu dense, et aucune de ces communes ne comporte plus de 4% d'habitations en zone « très peu dense » à l'exception de Roucourt, la plus petite des communes du Douaisis (400 habitants) qui en comporte 6% et 94% en zone peu dense. Finalement, seuls 14% des habitants habitent dans des villages où la population est moins dense en majorité. Toutes les autres localités relèvent de l'urbain, et sont en forte majorité en zone dense et intermédiaire.

Ce facteur est essentiel pour développer des réseaux de chaleur, dont l'économie dépend de la densité de raccordement.

Dans l'étape suivante de notre calcul, une hypothèse haute et basse des taux de raccordements fonction de la densité a été choisie. Ce jeu d'hypothèses est présenté dans le **TABLEAU 42** ci-après :

Hypothèses de potentiel ultimes (boucles tièdes)					
%	0	Part pop dense (1)	Part pop intermédiaire (2)	Part pop peu dense (3)	Part pop très peu dense (4)
Pessimiste	Habitat MI	60%	40%	10%	0%
	Habitat Collectif	80%	60%	20%	0%
	Tertiaire	80%	60%	20%	0%
	Gros tertiaire	80%	70%	50%	20%
	Industrie	10%	10%	10%	10%
Optimiste	Habitat MI	80%	50%	50%	20%
	Habitat Collectif	100%	80%	70%	50%
	Tertiaire	100%	80%	50%	10%
	Gros tertiaire	100%	100%	80%	50%
	Industrie	30%	30%	30%	30%
E&E Consultant 2018 pour SCOT du Douaisis					

Tableau 42 : Hypothèses de raccordement par densité urbaine de l'habitat

Ceci nous amène pour chaque secteur consommateur un taux de récupération ultime, dont la synthèse est donnée dans le **TABLEAU 43** suivant :

Ratios chaleur	Habitat MI	Habitat Collectif	Tertiaire	Gros tertiaire	Industrie
Tendance 2020	0,88	0,88	0,95	0,95	0,97
2030 interpolé	0,76	0,76	0,86	0,86	0,96
Tendance 2050	0,46	0,46	0,62	0,62	0,94
SRCAE 2020	0,65	0,65	0,82	0,82	0,74
SRCAE 2030	0,44	0,44	0,57	0,57	0,64
SRCAE 2050	0,23	0,23	0,31	0,31	0,54

Tableau 43 : Couverture des besoins des secteurs suivants les hypothèses précédentes sur le territoire

En potentiel de marché de la distribution de chaleur, les résultats sont les suivants

❖ Prospective des demandes de chaleur

La prospective se base sur les projections utilisées par le SRCAE en vigueur. Ce document se base sur l'année 2012 pour se projeter à 2020 et 2050. C'est avant tout cette période ultime à long terme qui nous intéresse et non les années initiales. La prospective utilise ces ratios sectoriels pour obtenir un besoin de chaleur à long terme. Ces projections du SRCAE et du tendanciel calculé à l'époque sont utilisées de façon homothétique par secteur sur les années de projection⁴³.

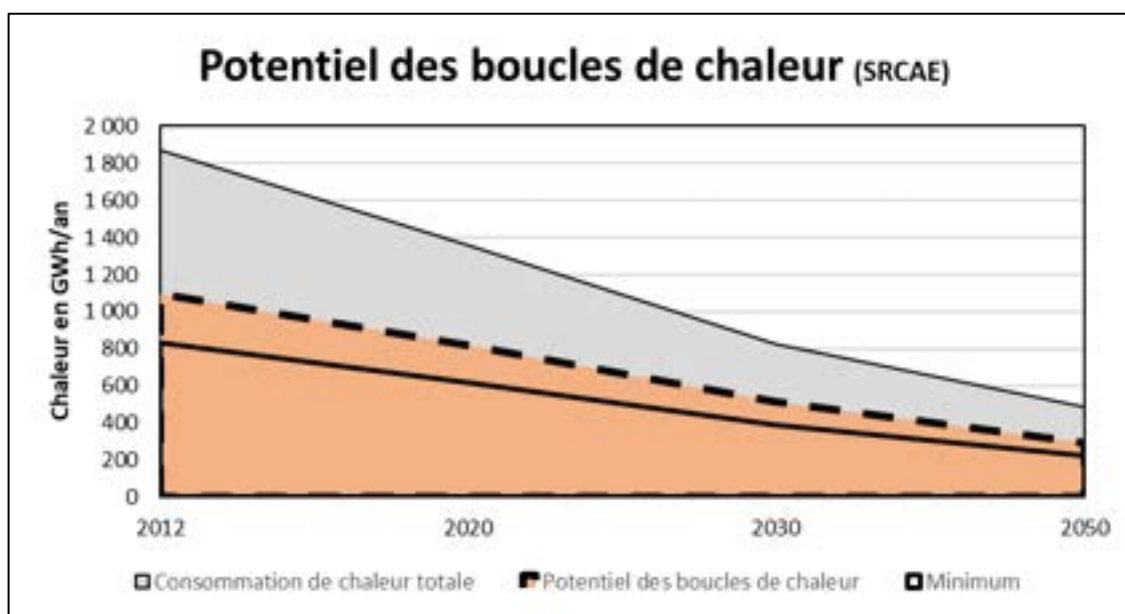


Figure 42 : Besoins totaux de chaleur BT et hypothèses de potentiel pour le scénario SRCAE

Dans la **FIGURE 42** ci-dessus, on remarque d'abord l'importance considérable de la baisse prévue des demandes de chaleur dans le dimensionnement des réseaux et leur amortissement sur plusieurs décennies. Le potentiel dépend en particulier du succès ou non de la rénovation de l'habitat et dans une moindre mesure du tertiaire.

Si nous considérons que ce chantier risque de ne pas aboutir à une rénovation thermique poussée de l'ensemble des logements mais seulement à une partie, alors les chiffres sont assez différents. Dans la suite du calcul, nous avons considéré que les besoins de chaleur ne baissent pas autant que dans le SRCAE mais seulement en suivant un scénario tendanciel publié à l'époque du SRCAE. Ceci est présenté dans le graphe suivant, qui montre la baisse moindre du besoin de chaleur, ainsi que le scénario SRCAE complété par l'hypothèse d'une moindre diminution des consommations d'énergie qui indiquent un potentiel élargi (**FIGURE 43**) :

⁴³ Les ratios utilisés sont donnés dans le tableau suivant. L'année 2012 utilisée à l'époque, ainsi que la projection 2020 sont donnés pour mémoire, il s'agit ici avant tout de déterminer les dimensions d'un système à 100% chaleur renouvelable en encadrant les demandes sectorielles à terme.

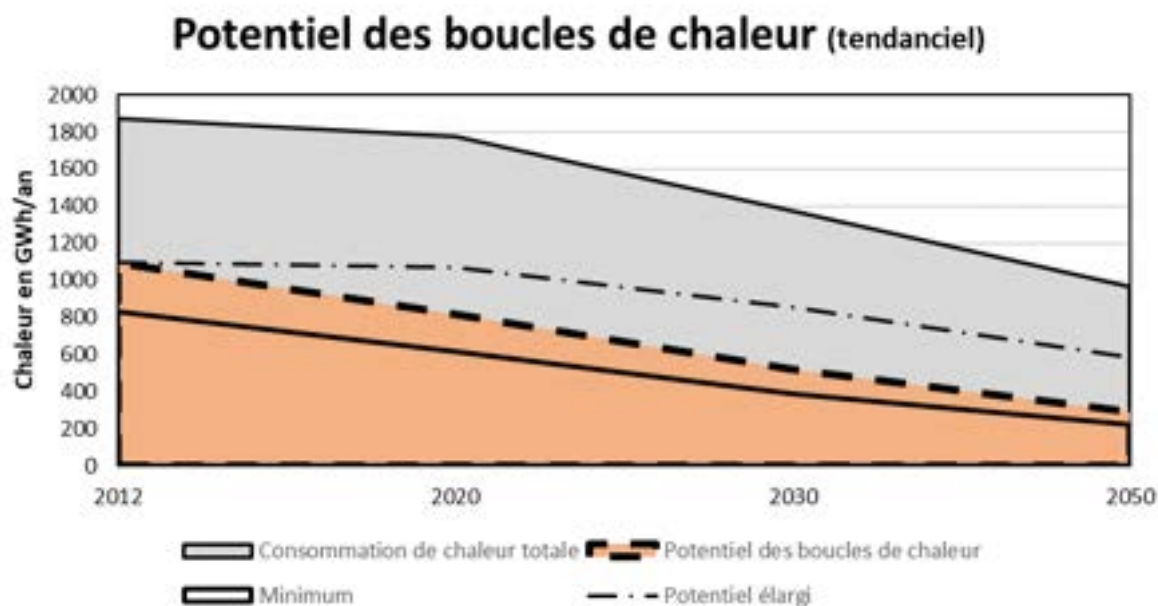


Figure 43 - Potentiel de récupération de chaleur élargie dans l'hypothèse tendancielle d'efficacité

Au final, les résultats portant sur l'ensemble du territoire sont présentés dans le **TABLEAU 44** suivant :

Demande de chaleur potentielle en réseau et boucle locale				
En GWh/an	2012	2020	2030	2050
Besoin de chaleur SRCAE	1873	1357	829	485
Besoin de chaleur tendance	1873	1775	1372	965
Potentiel maxi "tendance"	1095	1068	857	588
Potentiel mini "tendance"	833	810	644	442
Maximum "SRCAE"	1095	816	517	295
Minimum "SRCAE"	833	619	389	222
E&E 2018				

Tableau 44 : Potentiel de la distribution collective de chaleur

Le dimensionnement des réseaux doit ainsi prendre en compte la prospective sur la demande, de manière à ne pas surinvestir et de façon à s'assurer de l'amortissement des équipements.

Le tableau aboutit ainsi à une fourchette de 300 à 400 GWh distribués par les réseaux répartis sur l'ensemble du territoire. La **PLANCHE 42** montre cette répartition assez homogène, qui constitue plutôt un atout puisque des opportunités d'amorce de boucles de chaleur existent quasiment partout.

Un inconvénient de cette densité élevée est cependant l'omniprésence du gaz naturel sur le territoire et sa domination dans les bilans, qui rendent plus difficiles ces développements. Outre la chaleur consommée en zone dense des agglomérations, la cartographie montre aussi la part du tertiaire dans le besoin de chaleur, qui représente deux atouts :

- D'une part certains équipements tertiaires baissent peu leurs besoins, c'est le cas par exemple d'équipements sportifs comme une piscine ou des locaux qui reçoivent du public ;
- D'autre part ces équipements sont maîtrisés par des organismes publics et peuvent faire l'objet d'une programmation de plus long terme, coordonnée avec la ville ou l'agglomération.

Au final, on peut aussi remarquer que le réseau de chaleur peut livrer environ 45% à 60% des besoins restant à terme, mais que les quantités impliquées sont très inférieures à la chaleur consommée actuellement. A l'horizon de long terme choisi (2050), elle ne représente en effet que 12% à 30% des consommations actuelles ce qui peut sembler plus réaliste.

Ces chiffres permettent de programmer d'une part des hypothèses sur les réseaux de chaleur, mais aussi de repérer les ressources renouvelables adaptées à la production sur réseau. Ils permettront aussi d'envisager le reste de la ressource pour l'habitat et le tertiaire dispersés : bois, biogaz, ou aussi géothermie locale ou récupérations diverses de chaleur.

Tous ces potentiels donnent des valeurs « encadrantes », qui décrivent le marché sur lequel des réseaux de grande ou de petite taille vont se développer. Sur ce marché vont se greffer des réalisations, basées sur une ou plusieurs énergies renouvelables :

Dans le cas de réseaux de grande taille, deux cas sont d'ores et déjà repérables :

Le réseau de la ville de Sin-le-Noble, concédé à Dalkia, possède un réseau de chaleur d'une puissance installée de 23,2 MW en 2015, d'une longueur de 3,9 km. Depuis 2014, le réseau s'est équipé de source renouvelable, notamment bois énergie. La consommation de bois en 2015 s'élevait à 8 017 tonnes, soit 15,7 GWh (50 % de la production de chaleur). Les maîtres d'œuvre sont ici ouverts à la discussion sur l'extension de ce réseau public.

Par ailleurs, les discussions sur une récupération de chaleur à Aniches-Emerchicourt pour la récupération de chaleur sur la verrerie n'en sont qu'à un stade préliminaire. Des études pourront montrer l'intérêt ou non d'une telle réalisation.

Exemple de calcul d'opportunité

Cette logique de densité a été appliquée par la FEDENE (Fédération des Services Energie Environnement) dans un calcul sur le Douaisis et l'Ostrevent présenté en **ANNEXE 11**.

Cependant, ce calcul ne considère que l'habitat collectif et non les habitats denses (dont l'habitat minier), mais il en illustre cependant la logique de détection des « noyaux » possibles pour les réseaux de chaleur. Deux cartographies de ce type sont présentées en annexe (Douaisis et Ostrevent) et un extrait est présenté ici, qui montre la densité importante du tertiaire au centre de Douai. A noter que la projection des consommations communales suggère que pour Douai, à long terme le tertiaire représente la moitié du besoin de chaleur voir au-delà.

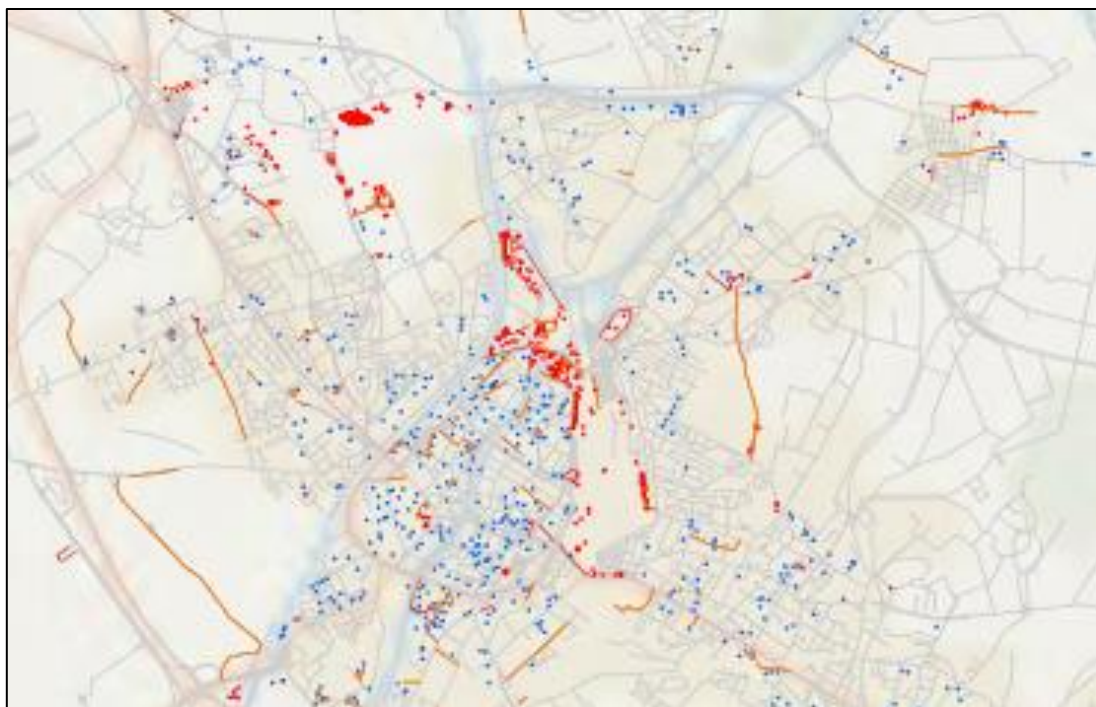
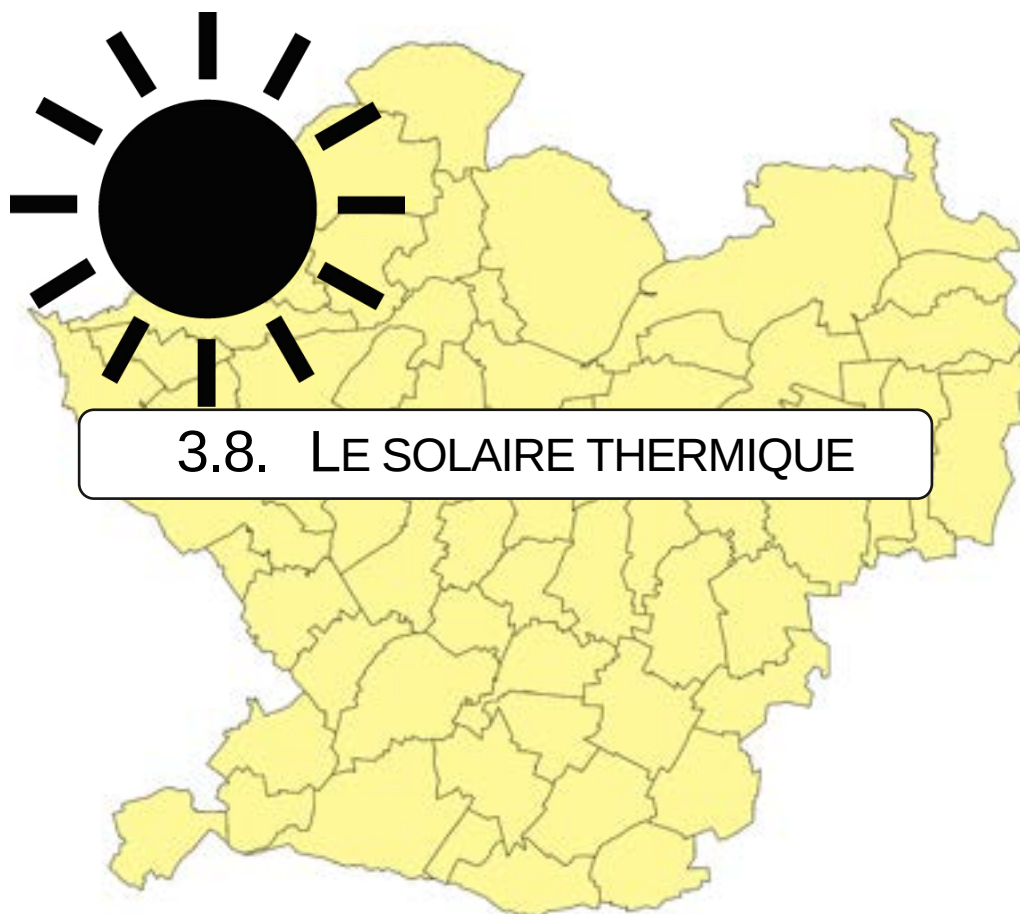


Figure 44 : Densité des consommations et potentiel réseau de chaleur. Exemple de la ville de Douai

Enfin, dans le cas des boucles locales de chaleur dans les plus petites communes, la cartographie des densités montre que toutes les communes peuvent être concernées, car toutes ont des besoins de chaleur combinant tertiaire et habitat groupé voire collectif. A chaque fois, l'amorce d'un mini-réseau ou d'une boucle locale publique ou privée peut partir d'une décision de changement d'énergie, d'un investissement ou d'une opération d'urbanisme même limitée en taille. C'est ainsi que les mini-réseaux en France sont presque tous partis d'une décision de la collectivité d'alimenter une mairie, un équipement tertiaire ou de santé, un lotissement rénové ou une école, rejoints ensuite par les particuliers qui veulent sortir du fioul ou même du gaz.

Le rôle du Pays ou du SCOT ne peut pas être d'imposer de tels investissements, qui sont par nature assez politiques : il s'agit en effet d'un pari sur le développement de tel ou tel quartier, ou encore de choisir en priorité la substitution aux énergies renouvelables pour tenir les engagements du Plan Climat.

Par contre, la collectivité et ses outils comme le PLU peuvent demander une étude systématique de boucles de chaleur, accompagner la montée en compétence des entreprises notamment.



3.8. LE SOLAIRE THERMIQUE

Le solaire thermique exploite le rayonnement solaire afin de le transformer directement en chaleur. Pour les deux créneaux considérés, le chauffage urbain et l'ECS, on s'intéressera à :

- La technologie solaire « active », utilisant des capteurs solaires thermiques pour recueillir l'énergie solaire et le cas échéant d'une pompe à chaleur (PAC) pour l'exploiter de façon optimisée.
- La technologie solaire « passive », qui implique une architecture adaptée (« architecture bioclimatique ») à l'environnement local de la zone à construire et l'emploi de matériaux spéciaux, à haute efficacité thermique. Ces dernières technologies sont désormais intégrées à la notion de bâtiment performant ou autonome et ne font pas l'objet de cette partie.



Figure 45 : Potentiel solaire - Source ADEME et Tecsol

L'énergie solaire est encore peu exploitée dans la région, principalement du fait des conditions d'amortissement des installations moins favorables par rapport à certaines régions, et aussi à des échecs anciens. Malgré un parc important au niveau européen, ces techniques stagnent depuis plusieurs décennies en France. De fait, seule une obligation systématique d'équipement (Espagne, Israël, Chypre, Grèce...), une subvention forte (Belgique) ou une réglementation contraignante sur le bâtiment (Allemagne, Danemark) permettent de développer des systèmes solaires de grande diffusion. Dans ces derniers cas, les prix ont aussi baissé grâce à une concurrence et à une productivité des professionnels qui s'améliore encore avec le temps. Faute de ces choix, en France le solaire des particuliers est à la fois un produit de luxe et une mise de problèmes techniques pour les clients.

Toutefois, l'ensoleillement est techniquement suffisant pour développer l'exploitation énergétique, thermique ou photovoltaïque du solaire. De plus, les nouvelles technologies de gestion et de pilotage montrent que des productions solaires thermiques ont leur place dans le cadre de la transition énergétique. La chaleur solaire peut trouver sa place dans la production de chaleur 100% renouvelable.

Selon Amorce, là où il faut 400 ha pour alimenter un village entier avec la biomasse, 21h suffisent en solaire thermique (sans même décompter les toitures utilisables le cas échéant) car le rendement surfacique est bien plus élevé. Il est donc intéressant de maximiser cette énergie lors des scénarios. Il y a un facteur d'environ 40 entre une production de biocarburants et le solaire thermique direct (!)

En particulier, le marché des installations solaires individuelles s'est nettement ralenti. Seul le marché des installations tertiaires et dans un moindre mesure le marché du chauffe-eau solaire domestique, qui fournissent en particulier de l'eau chaude sanitaire conservent des atouts économiques, pour alimenter des résidences de tourisme ou de la restauration collective.

3.8.1 Déterminants économiques et techniques

Le solaire thermique a notamment les atouts suivants :

Une densité de production élevée, bien adaptée à des zones moyennement urbanisées telles que la région de Douai.

- Un coût en baisse pour des installations de grande taille.
- Sa disponibilité est générale sur le territoire
- Le solaire ne pose pas de problème de ressource, il limite notamment la pression sur la ressource en bois ou en biogaz.
- La fabrication d'une majorité des équipements est localisée en France et même localement pour la partie installation
- Son bilan carbone et son retour sur l'énergie dépensée sont très favorables

Cependant, plusieurs caractéristiques sont à placer au passif :

- Les capteurs les plus performants produisent de l'énergie à basse température, adaptées avant tout aux installations les plus récentes. Pour alimenter des circuits à plus haute température, une pompe à chaleur est nécessaire.
- La production n'est pas permanente et demande donc soit un stockage (cas du chauffe-eau solaire) soit le branchement sur un réseau comportant d'autres ressources renouvelables ou non.
- La production est saisonnière, nettement plus importante en été, ce qui limite sa contribution au chauffage en hiver.
- La complexité des circuits et des contraintes diverses d'équilibre et de régulation impose la présence d'un professionnel et de systèmes de capteurs de suivi du fonctionnement ou destinés à la maintenance.

Du point de vue économique, les systèmes solaires pour le chauffage ou l'eau chaude se heurtent de plein fouet à la domination du gaz naturel -particulièrement nette en Douaisis. Même les installations qui peuvent sur le papier être amorties correspondent à une prise de risque pour le maître d'ouvrage : risques techniques sur une machinerie plus complexe ; risque météo lié aux fluctuations de l'ensoleillement mais aussi de la demande de chaleur ; investissement initial élevé ; contraintes d'urbanismes pour protéger l'ensoleillement des capteurs existants ou futur ou encore les passages de conduite.

Cela conduit de plus en plus aux choix suivants pour élaborer des projets viables dès aujourd'hui, choix qui rendent souvent aussi les projets éligibles aux fonds publics de soutien :

- Une combinaison sur boucle de chaleur combinant plusieurs sources comme la géothermie, les pompes à chaleur sur nappe ou sur chaleur de récupération, et des ressources stockables comme le bois-énergie ou le gaz.
- Une combinaison de productions centralisées et de productions locales

- Une prise en charge de l'ensemble du circuit par un professionnel, concessionnaire ou chargé de maintenance.

A plus long terme, le solaire thermique est ainsi une pièce importante du bilan à construire, sans pétrole ni gaz et en limitant la pression sur les ressources de biomasse ou de biogaz. Encore faut-il réunir des conditions économiques de court terme face au gaz naturel, combinant les acteurs et les financements.

Deux filières techniques seront alors considérées ici pour estimer le potentiel ultime et poser les jalons de programmation :

- Le chauffe-eau solaire des particuliers, en particulier en zones peu denses non raccordées à terme à des boucles thermiques locales.
- L'alimentation du chauffage urbain ou de boucles locales de petite taille.

a) *Chauffe-eau solaire*

Dans la région les systèmes solaires (à l'exception de systèmes en nappes d'absorbeurs destinées à l'alimentation de piscines d'été) sont conçus en circuit double pour faire face au gel. Les capteurs utilisent un fluide (eau glycolée) et réchauffent l'eau d'un circuit secondaire.

L'intérêt de développer une activité de chauffe-eaux solaire est que le besoin de chaleur en chauffage est réduit à terme par la réhabilitation thermique systématique des logements et des bureaux. Le besoin d'eau chaude, lui, diminue nettement moins dans les projections et représente une part significative du besoin à long terme.

La **FIGURE 59** ci-après schématise un exemple de système à circulation forcée de production d'eau chaude :

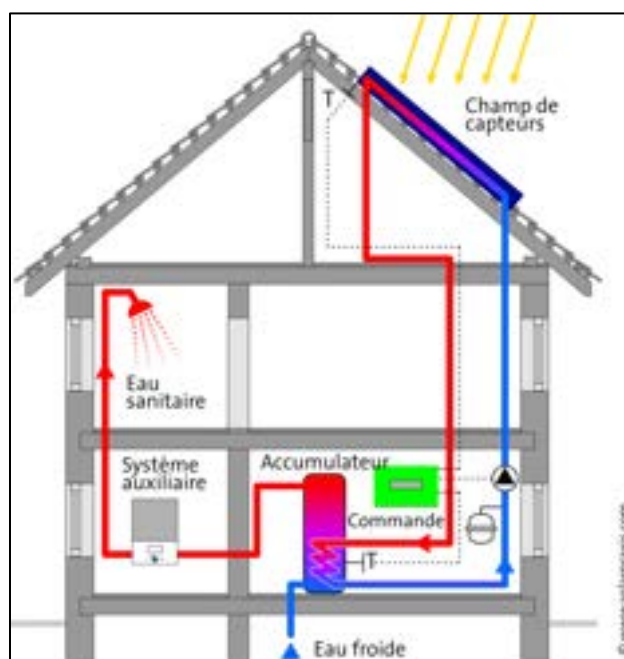


Figure 46 : Exemple de système à circulation forcée de production d'eau chaude

On peut favoriser à titre local le chauffe-eau solaire en demandant systématiquement une telle étude pour l'habitat neuf, mais aussi en finançant les devis ou en faisant appel aux fonds d'aide pour des opérations d'équipement de plusieurs maisons, en lien avec les industriels producteurs.

Il existe aussi des coopératives de particulier pour l'achat d'équipements solaires meilleur marché.

3.8.2 Les technologies considérées

a) Les types de capteurs

Les types de capteurs déterminent aussi le rendement (FIGURE 60), et orientent désormais les installations vers le capteur plan pour les réseaux, et les capteurs sous vide pour des usages industriels.

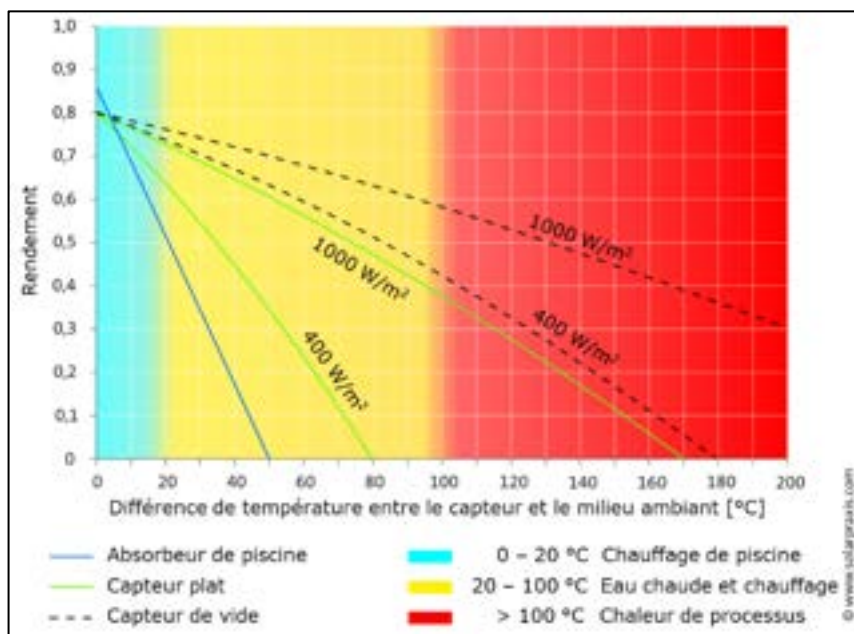


Figure 47 : Rendement suivant la température pour trois types de capteurs solaires

b) Les stockages

Le stockage le plus simple est celui de l'eau chaude sous forme d'un ballon-accumulateur, muni ou non d'un appoint ou d'un ballon supplémentaire. Les ballons solaires fonctionnent par stratification (l'eau chaude se maintient en haut du cylindre) et ont une isolation renforcée. D'autres systèmes consistent à accumuler la chaleur sous forme d'eau, de roches ou de minéraux, soit dans un réservoir spécifique, soit dans une nappe d'eau.

Ce stockage peut se faire dans un grand ballon, enterré ou pas, dans des couches aquifères, des sables. Afin de limiter les pertes thermiques, le stockage s'effectue dans de grands volumes de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers de mètres cubes (l'objectif étant de minimiser le rapport entre l'énergie stockée et la surface d'échange).

Pour limiter les coûts, certains dispositifs ne sont que très peu isolés. La densité de stockage est d'environ 50 kWh/ m3. Quatre types de stockages inter-saisonniers sont expérimentés en Allemagne depuis 10 ans :

- le TTES « tank thermal energy storage » : il s'agit d'un stockage dans un réservoir d'eau (densité de 60 à 80 kWh/m3) ;
- le PTES « pit thermal energy storage » : il s'agit d'un stockage dans une fosse (densité de 60 à 80 kWh/m3) ;
- le BTES « borehole thermal energy storage » : il s'agit d'un stockage dans des puits forés qui peut être couplé à un système de PAC* (densité de 15 à 30 kWh/m3) ;
- le ATES « aquifer thermal energy storage » : il s'agit d'un stockage dans un aquifère (densité de 30 à 40 kWh/m3).

Ces quatre formes de stockage sont présentées dans la FIGURE 48 suivante ⁴⁴:

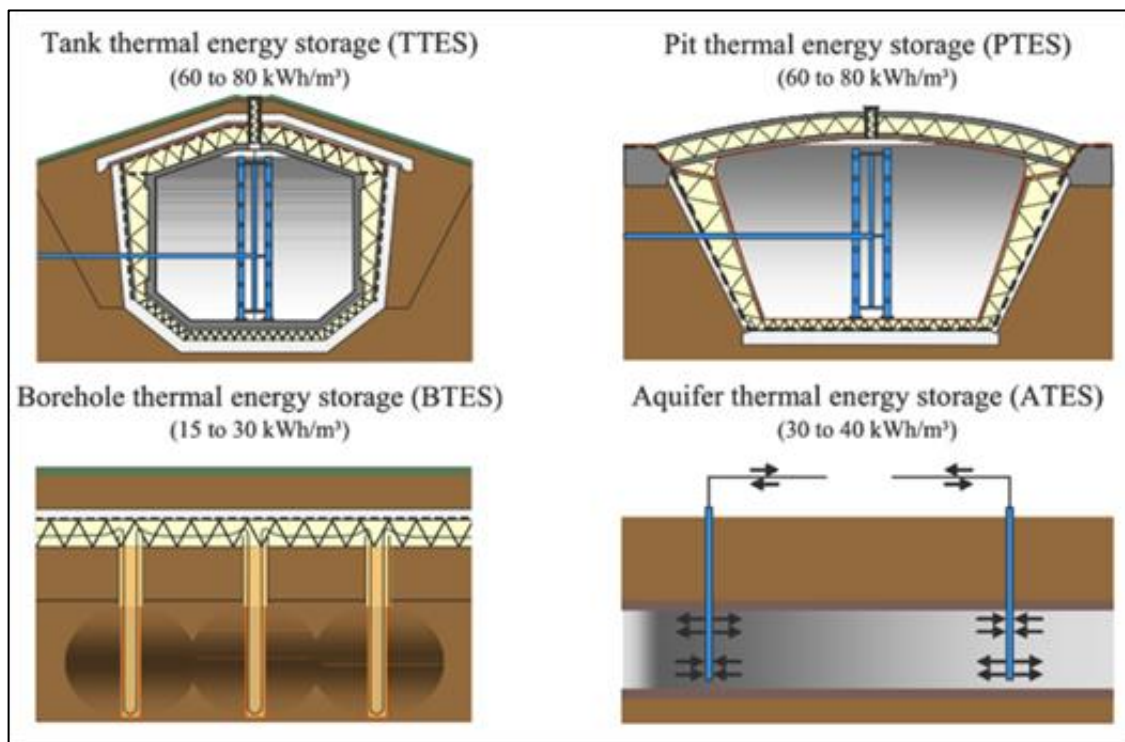


Figure 48 : installations de stockage saisonnier de la chaleur en réservoir ou en aquifère.

Pour une densité de stockage de 50 kWh/m³, un volume de 60 000 m³ permet de stocker environ 3 GWh, soit les besoins en chaleur d'environ 200 logements moyens ou près de 1000 logements BBC.

Ces stockages élargis voire saisonniers ont été testé dans plusieurs dizaines de cas pour des ensembles de bâtiments allant jusqu'à un millier d'équivalents logements. Ils permettent en particulier de faire face à la forte saisonnalité de la production solaire (3/5èmes de la production en été) pour utiliser en saison de chauffe les excédents d'été. Cette problématique ressemble assez fort à celle de la géothermie à très basse énergie, qui peut être complémentaire du solaire thermique sur une boucle locale de chaleur.

c) Décentralisation de la production

Une autre caractéristique des installations modernes, outre leur faible température de fonctionnement, est leur possibilité de décentralisation de la production. La décentralisation permet d'utiliser au mieux les surfaces disponibles comme les toitures (voir disponibilité quantifiée au chapitre « photovoltaïque ») ou encore des murs anti-bruit ou des aménagements urbains comme des parcs. La décentralisation permet aussi de relier des boucles existantes sans perdre les investissements existants.

Production centralisée.

Les premières centrales solaires thermiques injectant leur production sur réseau de chaleur étaient faites de sorte que les capteurs solaires et le stockage soient à proximité immédiate de la chaufferie principale : la production solaire est centralisée (cf. schéma ci-après). Les capteurs peuvent être en toiture ou au sol.

⁴⁴ Extrait de Série Technique AMORCE RCT 37 Octobre 2011

Production décentralisée.

Ces dernières années, une autre option est choisie. Les centrales solaires thermiques sont installées dans une zone propice pour les capteurs (en toiture ou au sol, en plusieurs endroits distincts le long du réseau de chaleur). Une partie de l'énergie solaire est autoconsommée sur place et le surplus d'énergie est injecté directement sur le réseau de chaleur. A Graz en Autriche des capteurs solaire haute température sont utilisés. La production solaire thermique est injectée directement sur le circuit de départ réseau en été (autour de 70°C) et sert de préchauffage en hiver sur le retour réseau.

3.8.3 Exemples entre 200 et 15 000 m²

La base de données « Solar Heating Network recense environ 400 petits et moyens réseaux solaires (moyenne 350 kWth) en Europe, dont seulement 5 en France et la très grande majorité au Danemark, suivi de l'Allemagne et de l'Autriche. Cela représente près de 1100 MW thermiques en puissance installée, un segment de marché en forte croissance ces dernières années. Le solaire représente en générale une proportion limitée mais significative d'apport solaire (20% à 30%).

En France, de tels réseaux comportent de 1000 à 2500 m² et alimentent un hôpital (le CHU de Orléans), des bâtiments de la Communauté Urbaine de Strasbourg, ou encore une usine de lait à Chassenoeuil-du-Poitou. Plusieurs réseaux solaires complètent une installation fonctionnant majoritairement à la biomasse⁴⁵, comme à Balma près de Toulouse (1200 logements), à Voreppe près de Grenoble ou encore à Chambéry.

Une installation exemplaire est celle de la Ville de Châteaubriant (Loire-Atlantique) a inauguré fin 2017 une centrale solaire thermique de 2 mégawatts (MW) reliée au réseau de chaleur urbain⁴⁶. Les capteurs solaires, dont la surface s'élève à 2.200 mètres carrés, doivent produire 900 mégawattheures (MWh) de chaleur chaque année.



Figure 49 : Production solaire à Chateaubriant par panneaux-plans

⁴⁵⁴⁵ <https://reseauxchaleur.wordpress.com/2012/01/20/reseau-de-chaleur-solaire-et-biomasse-dans-la-commune-de-balma-grand-toulouse/>

⁴⁶ <https://www.solar-district-heating.eu/reseau-de-chaleur-de-chateaubriant-une-premiere-en-france/>

Cette installation, qui constitue une première en France à cette échelle et dont le coût s'élève à 1,5 million d'euros, a été soutenue à hauteur de 70% par l'Ademe dans le cadre du *Fonds chaleur*. Pour "compléter l'installation solaire et permettre une partie du financement", Engie Cofely, gestionnaire du réseau de chaleur, a investi dans une cogénération gaz qui produira de la chaleur qui sera injectée dans ce dernier et de l'électricité qui sera revendue à EDF. Selon l'opérateur, le projet diminue de 5% le coût moyen de la chaleur pour les abonnés du réseau (10 km).

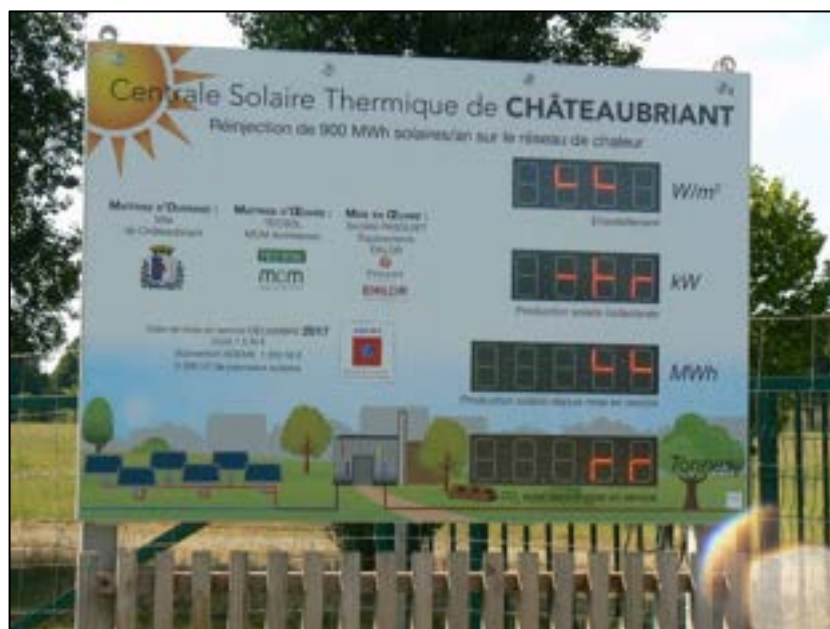


Figure 50 : Centrale de Chateaubriant

3.8.4 Quantification du potentiel solaire thermique

Le potentiel de production de la chaleur solaire n'est pas limité techniquement dans le Douaisis : il suffirait ainsi d'environ 500 ha pour couvrir l'ensemble des besoins actuel du territoire, et même 250 pour les besoins futurs au-delà de 2030. Une partie de ces surfaces sont disponibles en toiture, combinées ou non avec la production d'électricité photovoltaïque. Une généralisation - théorique- de la production de chaleur à basse température représenterait ainsi environ 0,5% de la surface du SCOT (soit 38 000 ha).

En réalité, pour estimer le potentiel solaire de long terme, il faut considérer avant tout la capacité d'absorption du solaire par les moyens les plus pertinents dans le Douaisis, c'est-à-dire avant tout les utilisations collectives dans les réseaux et boucles chaudes locales, et dans une moindre mesure l'eau chaude solaire individuelle. Il existe aussi un potentiel pour des projets de pré-chauffage dans l'industrie estimés séparément.

Le principal débouché et aussi le plus susceptible d'être économique à court ou moyen terme est celui de la production collective d'eau chaude destinée à des installations tertiaires (piscines, hôpital) ou les réseaux de chaleur.

Le besoin total d'énergie sous forme de chaleur basse température a été calculé pour le chapitre « réseaux de chaleur ». Ce chiffre est disponible sous forme communale. Au total, l'utilisation de la chaleur pour le réseau de chaleur dans le cas le plus favorable dépend du scénario considéré. Les scénarios centraux donnent à l'horizon 2050 un potentiel des réseaux de chaleur entre 46% et 61% des besoins à ce terme. Cela représente entre 295 et 442 GWh consommés sur réseaux et boucles locales de chaleur sur le Grand Douaisis.

De plus en plus d'eau chaude sanitaire.

Sur ce chiffre l'eau chaude devient très importante, comme le montre le **TABLEAU 45** suivant qui compare le besoin de chauffage de l'habitat (en Nord-Pas de Calais, source SRCAE) avec les besoins d'eau chaude sanitaire :

Part de l'eau chaude dans le besoin de chaleur				
GWh	2012	2020	2030	2050
Eau chaude	3 240	3 026	2 765	2 462
Chauffage habitat	22 928	15 241	8 241	5 489
Part ECS sur total	12%	17%	25%	31%
Ratios sur Nord et Pas de Calais, Source SRCAE / E&E 2018				

Tableau 45 : Récapitulatif de la part de l'eau chaude dans le besoin de chaleur

L'eau chaude représente actuellement environ 12% des besoins en chauffage, mais augmente avec la performance croissante de l'habitat prévue dans le SRCAE, à des taux dépassant 25% puis 30% à long terme. Ce taux est de plus en plus favorable pour l'intégration du solaire car la consommation est ainsi de plus en plus étalée sur l'année et notamment sur les périodes les plus ensoleillées. La part de plus en plus élevée du tertiaire dans la consommation, observée dans les projections, est aussi favorable à cette évolution (qui avantage également à terme la géothermie).

Taux de couverture.

En réseau de chaleur, de façon conservatrice, nous avons utilisé le taux de couverture actuel de l'installation la plus récente et la plus exemplaire, celle de Chateaubriant, soit 40% de la chaleur consommée sur l'année. Ce taux peut être plus élevé dans des systèmes à stockage ou reliés entre eux, de plus on l'a vu la part consommée en été a tendance à augmenter avec l'amélioration de l'état général du bâti.

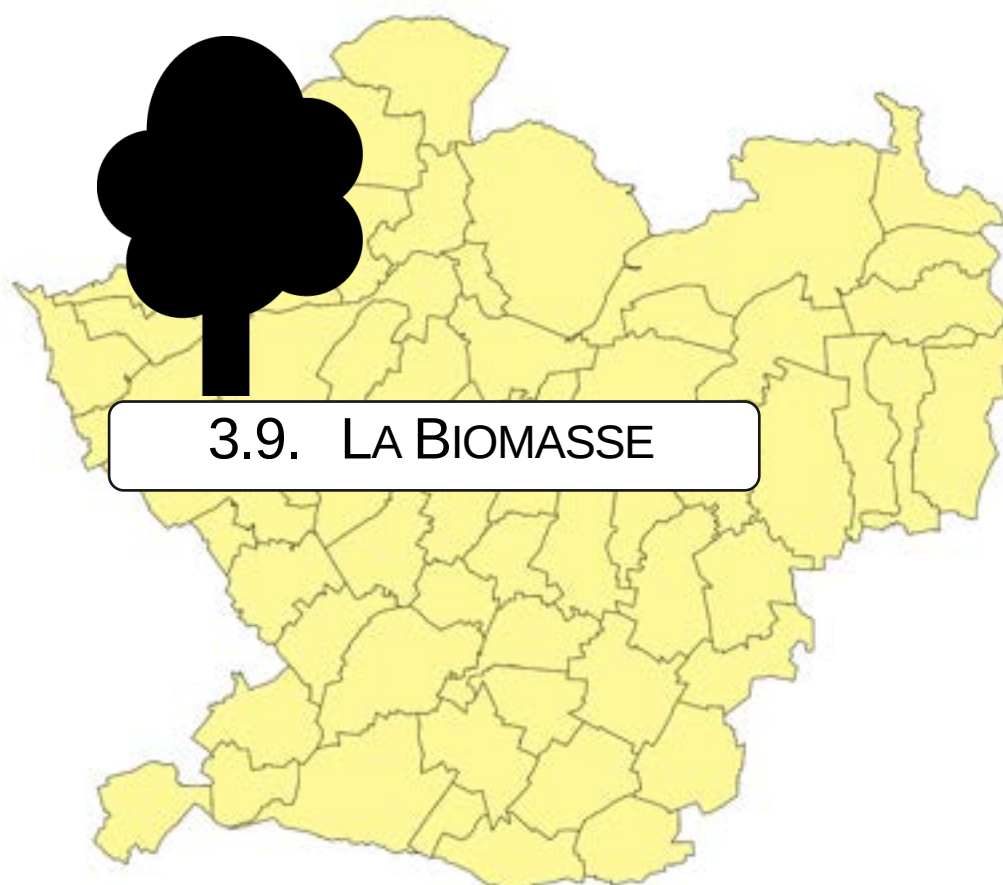
Cela représente un potentiel solaire de **120 à 180 GWh** selon le scénario de rénovation plus ou moins élevée de l'habitat dans le SCOT, ou encore **entre 18% et 24% des besoins en chaleur du territoire** suivant les scénarios.

Quant à l'ECS dans les zones moins denses non couvertes à terme par les réseaux de chaleur, la contribution du solaire potentielle est déterminée d'une part par le besoin en ECS à terme dans ces zones, soit une fourchette de 49% à 54% du besoin, limité cependant par le taux de couverture des installations. On considèrera de façon conservatrice un taux de 50% correspondant à des installations de taille -et de coût- limitées car elles ne nécessitent pas de stockage important.

Pour un besoin en ECS qui évolue peu à terme, cela représente donc **entre 30 et 65 GWh annuels** suivant les scénarios, ou encore **6% du besoin de chaleur** à terme pour une part de marché maximale des chauffe-eau solaires en zones d'habitat dispersé, ce qui n'est pas négligeable.

Ces chiffres correspondent à des politiques particulièrement volontaristes, en particulier pour les chauffe-eaux, tandis que la part de solaire collectif dépend des réalisations de réseaux et boucles locales de chaleur.

On retiendra cependant l'intérêt du solaire pour préparer une autonomie énergétique du territoire, dans un contexte de limitation des quantités de bois voire de biogaz et de choix de sortie des hydrocarbures.



3.9.1 Les différents combustibles

Les usages de la biomasse en bois énergie sont vastes et les technologies utilisées dépendent essentiellement de l'usage.

D'un poêle à bois ou à granulés pour un usage domestique à une chaufferie centralisée pour un réseau de chauffage urbain, le combustible utilisé diffère d'un usage à un autre et proviennent des différentes filières comme le montre le tableau 46 ci-dessous.

	Bois bûche	Granulés	Plaquettes forestières (PF)	Connexes de scierie (CS)	Déchets de bois non traités ou Bois Fin de Vie (BFV)
Combustibles					
Origine	Forêts	Forêts et Scieries	Forêts, espaces boisés et bocagers (élagage)	Scieries (chutes de sciage, écorces)	Industries, déchetteries... (emballages, palettes...)
Type d'installation	Insert, poêle, chaudière individuelle	Poêle, chaudière individuelle et collective	Chaudière individuelle et collective		
Gamme de puissance moyenne	< 50 kW	< 250 kW	De 0,1 à > 300 MW		
Usages	Individuel (peut être collectif)	Individuel ET Collectif	Collectif (peut être individuel, ex : exploitation agricole)	Collectif (peut être individuel, ex : scierie)	Collectif ET Industriel

Tableau 46 : Description des différents combustibles et des différents usages liés à la biomasse

Le choix du combustible dépend essentiellement des usages et les installations diffèrent en fonction de ceux-ci. L'installation sera adaptée en fonction de la puissance à fournir, des contraintes du site et du combustible disponible.

3.9.2 Les principales typologies d'installation

Les principaux types d'installation que l'on peut rencontrer sont de 3 types :

- Individuelle : permet d'alimenter un bâtiment (ex : insert, poêle, chaudière).
- Collective : permet d'alimenter via un réseau plusieurs bâtiments à une même source de production.
- Industrielle : permet de produire de la vapeur pour produire de la chaleur ET de l'électricité (on parle ici de cogénération).

Voici quelques exemples d'installations les plus couramment rencontrées :

- La chaudière individuelle à pellets (Source : energreen) :

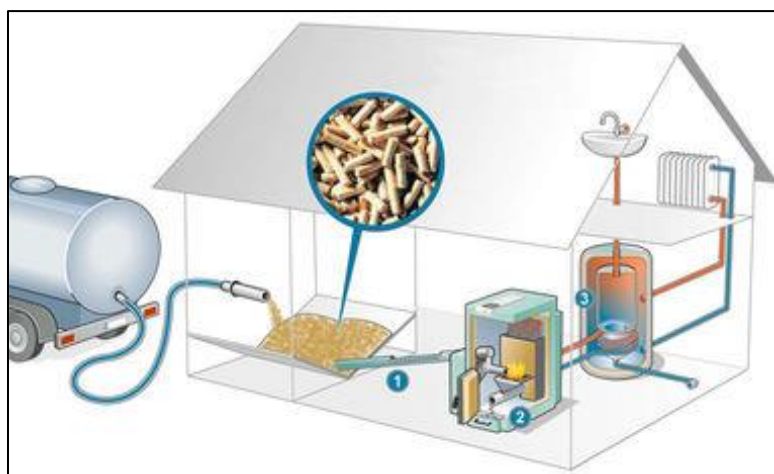


Figure 51 : Schéma d'une chaudière individuelle à pellets

1. Le silo de stockage.
2. La chaudière.
3. Le stockage d'eau chaude (hydro-accumulation).

- La chaudière collective à plaquettes forestières de moyenne puissance (de 0,1 à 1MW) (Source : Mission Régionale Bois Energie de la Région PACA) :

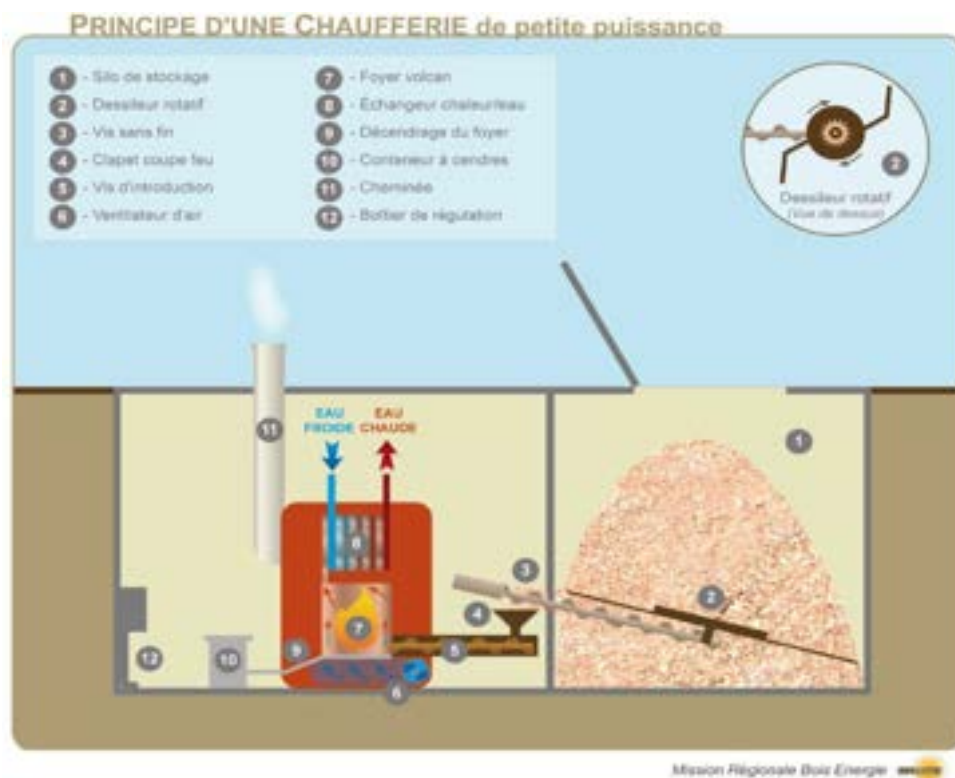


Figure 52 : Principe d'une chaufferie de petite puissance

- La chaudière collective de forte puissance (> 1 MW) (Source : Ville de Briançon):

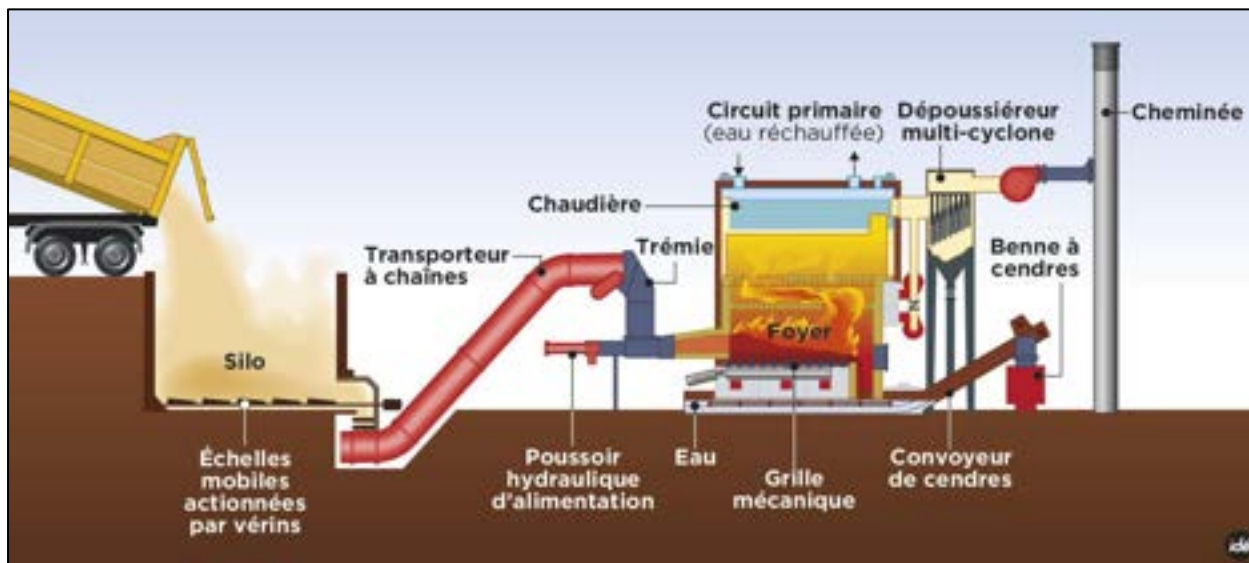


Figure 53 : Schéma d'une chaudière collective de forte puissance

Note : quelques règles à respecter dans le cas des chaufferies avec silo de stockage
(Source : Mission Régionale Bois Energie Région PACA)

La capacité du silo (volume total / volume utile) :

La capacité d'un silo peut aller de 2 x 2m sur une hauteur de 3 m environ soit 12 m³ pour des installations individuelles jusqu'à 6 x 6m x 3 ou 4 m soit 110 m³. Ceci représente le « **volume total** » du silo. Compte tenu :

- des pertes inévitables dans les angles (silo carré et dessileur rotatif),
- d'une impossibilité à remplir un silo en totalité,
- d'un niveau de remplissage minimum avant le passage d'une commande pour éviter les manques de combustible,

Un coefficient de remplissage de 60 % semble approprié. Ainsi, le « **volume utile** » d'un silo de 100 m³ en eau n'est que de 60 m³.

Le dimensionnement du silo doit être prévu pour des volumes utiles permettant des livraisons soit de 30 m³, soit de 60 m³ soit de 100 m³, volume de livraison habituel des camions standard.

L'accès au silo pour les livraisons :

L'accès au silo est souvent le problème récurrent des installations et la principale source de contre-référence. Il est important de réfléchir l'accès pour les camions de livraisons dans la globalité du projet :

- Quel type de camions va venir livrer ?
- Est-ce que le camion peut manœuvrer facilement ?
- La trappe de livraison est-elle suffisamment dimensionnée ? (optimal 3m x 2m)
- Le camion peut-il benner sans difficulté ? (débord de toiture, gouttières, muret à proximité, etc)
- Que se passe-t-il en cas de conditions météorologiques défavorable ? (neige, vent, etc)

Autant de questions importantes à se poser et à résoudre lors de la conception, faute de quoi le bon fonctionnement de l'installation est altéré. Il est toujours nécessaire d'optimiser l'installation à la conception, la reprise des erreurs postérieure à la mise en route est toujours compliquée et extrêmement coûteuse.

Le silo et la chaufferie forment ainsi un couple indissociable dont l'implantation sera déterminée par les conditions d'accès détaillées ci-dessus, la configuration du bâtiment et du terrain. Une bonne implantation est la condition de réussite d'un projet.

Les principales configurations sont les suivantes :

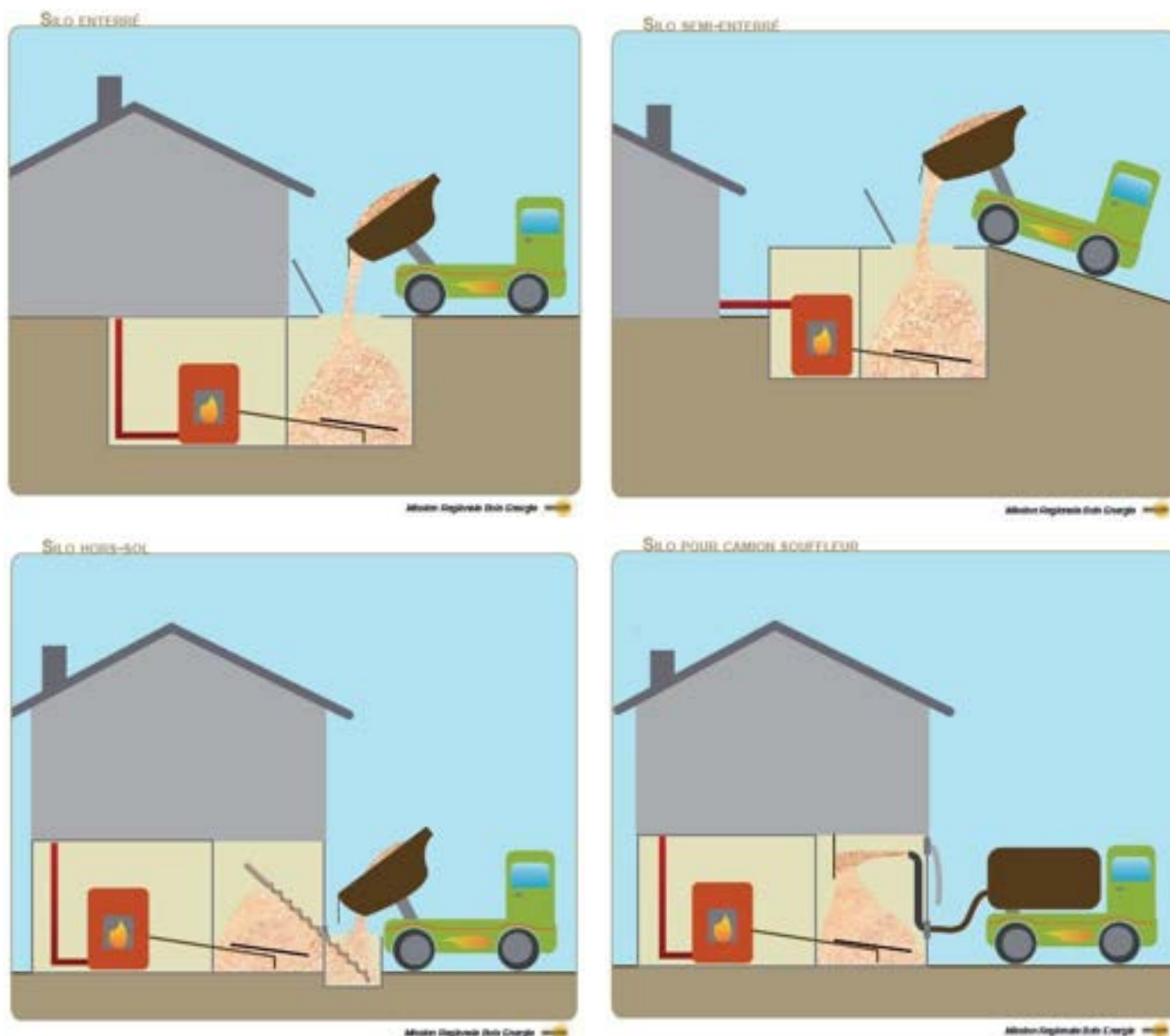


Figure 54 : Schéma de principe des principales configurations d'une chaufferie biomasse avec silo

3.9.3 Réglementation

La transposition de la Directive Européenne dite "Medium Combustion Plant" ou MCP en France indique que la réglementation ICPE – rubrique 2910 combustion ne s'applique qu'aux installations classées à partir de 1 MW de puissance.

a) Réglementation des installations Hors ICPE

Concernant les installations non classées, 2 documents réglementaires s'appliquent selon des seuils de puissances :

- Le décret 2009-649 du 09 juin 2009 pour les installations ($4 \text{ kW} \leq P \leq 400 \text{ kW}$).
- L'arrêté du 2 octobre 2009 pour les installations ($400 \text{ kW} \leq P \leq 20 \text{ MW}$).

Les principaux éléments de ces documents sont :

- **$4 \text{ kW} \leq P \leq 400 \text{ kW}$:**

Entretien annuel obligatoire dont les spécifications techniques sont expliquées dans l'arrêté du 15 septembre 2009.

Quelques valeurs indicatives figurant dans cet arrêté (à 10% d'O₂ sur gaz sec) pour les chaudières datant de 2009 et au-delà :

- Poussières : 60 mg/Nm³ pour le bois déchiqueté, 30 mg/Nm³ pour le granulé de bois.
- COV : 10 mg/Nm³

- **$400 \text{ kW} \leq P \leq 20 \text{ MW}$:**

Il est abordé la notion de « rendement minimum » et la méthode de calcul pour contrôler sur une installation et statuer.

- **$400 \text{ kW} \leq P \leq 2 \text{ MW}$ (valeurs données à 11% d'O₂ sur gaz sec) :**

Les valeurs ne sont pas strictement imposées dans la rédaction des textes, elles sont données comme indicatives:

- NO_x : 500 mg/Nm³ (nota : est égal à 750 mg/Nm³ à 6 % d'O₂ sur gaz sec)
- Poussières : 150 mg/Nm³ (nota : est égale à 225 mg/Nm³ à 6% d'O₂ sur gaz sec)

D'une façon générale, la démarche est de comparer la réalité avec les spécifications du constructeur de la chaudière (sous réserve de respecter aussi les spécifications du combustible).

b) Réglementation ICPE

Le Ministère a publié le 3 août 2018 les arrêtés de transposition de la directive 2015/2193/UE du 25 novembre 2015 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des installations de combustion moyennes, dite "Medium Combustion Plant" ou MCP.

Cette dernière s'applique aux **installations de combustion de puissance thermique nominale comprise entre 1MW et 50 MW**. La directive établit des règles visant à limiter les émissions atmosphériques de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxydes d'azote (NO_x) et de poussières, ainsi que des règles visant à surveiller les émissions de monoxyde de carbone (CO).

Sa transposition en droit français est assurée par un décret et 5 arrêtés.

- Le [décret 2018-704 du 3 août 2018](#) modifiant la nomenclature ICPE et certaines dispositions du code de l'environnement. **Il modifie la rubrique 2910.**
- [L'arrêté du 3 août 2018](#) relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement soumises à **déclaration** au titre de la rubrique 2910. Il s'applique aux installations de combustion de puissance nominale totale **supérieure ou égale à 1MW et inférieure à 20MW** relevant de la rubrique 2910-A, à l'exclusion des installations utilisant le biogaz comme combustible.
- [L'arrêté du 3 août 2018](#) relatif aux prescriptions générales applicables aux installations relevant du régime de **l'enregistrement** au titre de rubrique 2910 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement. Il s'applique aux installations de combustion de puissance nominale totale **supérieure ou égale à 20MW et inférieure à 50MW relevant de la rubrique 2910-A** et aux installations de combustion de puissance nominale totale **supérieure ou égale à 1MW et inférieure à 50MW relevant de la rubrique 2910-B1.**
- [L'arrêté du 3 août 2018](#) relatif aux installations de combustion d'une **puissance thermique nominale totale inférieure à 50 MW** soumises à **autorisation** au titre des rubriques 2910, 2931 ou 3110.
- [L'arrêté du 3 août 2018](#) relatif aux installations de combustion d'une **puissance thermique nominale totale supérieure ou égale à 50 MW** soumises à **autorisation** au titre de la rubrique 3110.

Les 6 textes entrent en vigueur **le 20 décembre 2018**. Toutefois, certains arrêtés prévoient des dispositions d'applicabilités particulières pour les installations existantes (mises en service avant le 20 décembre 2018).

De plus, les valeurs limites d'émissions plus contraignantes prescrites par la directive MCP s'appliquent aux installations existantes à partir du 1er janvier 2025 pour les installations de puissance supérieure à 5MW et à partir du 1er janvier 2030 pour les installations de puissance inférieure à 5MW.

Quelles Valeurs Limites d'Emissions VLE (en mg/Nm3 à 6% d'O2 sur gaz sec) avec la transposition de la MCP :

Gamme de puissance Composants			
	1 MW ≤ P < 5 MW	5 MW ≤ P < 20 MW	20 MW ≤ P < 50 MW
Dioxyde de Soufre (SO2)	225 ou 200	225 ou 200	200
Oxyde d'Azote (NOx)	650 ou 525 ou 500(n)	650 ou 525 ou 500(n)	400 ou 300(n)
Poussières	50	50 ou 30(n)	30 ou 20(n)

Le « ou » est exclusif et non inclusif.

Période de « transition » pour les installations existantes : (n) accolé au chiffre correspond à toute nouvelle installation mise en service après le 20 décembre 2018 et dans tous les cas applicable au compter du 1er janvier 2025 lorsque $P \geq 5$ MW et à compter du 1er janvier 2030 lorsque $1 \text{ MW} \leq P < 5$ MW. Les valeurs les plus basses représentent la finalité en matière de VLE.

Schéma de la nomenclature ICPE 2910 – 2971 – 2771 (Source CIBE) avec prise en compte de la nouvelle directive MCP :

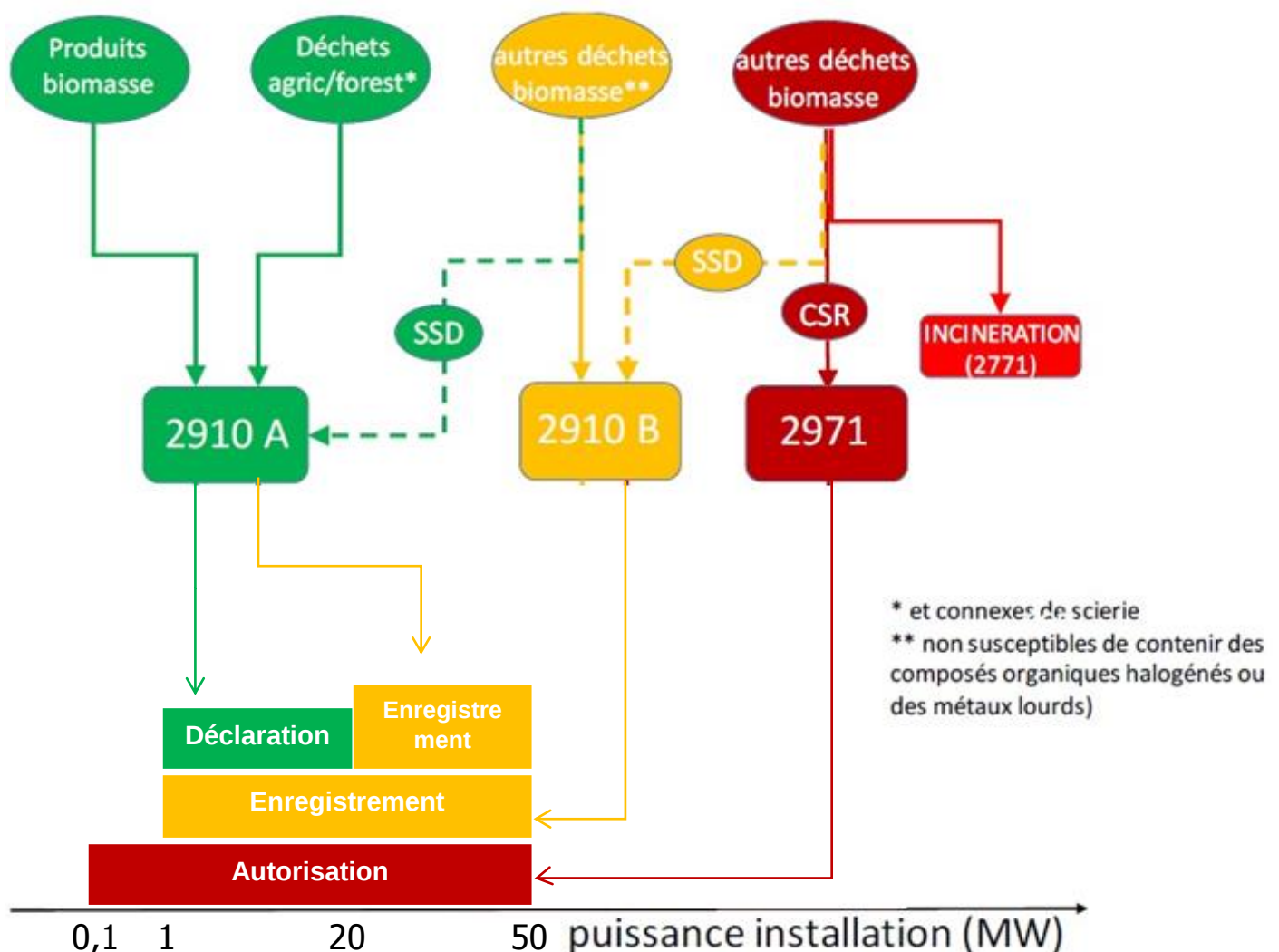


Figure 55 : Schéma de la nomenclature ICPE 2910 – 2971 – 2771 (Source CIBE) avec prise en compte de la nouvelle directive MCP

SSD : Sortie de Statut de Déchets.

CSR : Combustible Solide de Récupération.

Note : Toutes les installations $P \geq 50$ MW sont soumises au régime de l'Autorisation.

c) *Le Plan de Prévention de l’Air (PPA)*

Les PPA visent à améliorer la qualité de l’air pour les territoires où elle serait particulièrement dégradée.

L’objectif, abaisser la concentration en polluants atmosphériques en dessous des valeurs limites fixées par la loi (ou l’OMS). Les PPA ont été instaurés par la loi sur l’air et l’utilisation rationnelle de l’énergie (intégrée au code de l’environnement). En France, il en existe 36 et 47 % de la population est concernée.

Dans les Hauts-de-France, deux PPA sont déployés : **le PPA interdépartemental du Nord-Pas de Calais** et le PPA de la région de Creil.

Le territoire du Grand Douaisis est directement concerné par le 1^{er}.

Le plan d’actions du PPA du Nord-Pas de Calais s’articule autour de 14 mesures réglementaires et de 8 mesures d’accompagnement.

Elles couvrent 9 grands domaines d’action en faveur du rétablissement d’une qualité de l’air extérieure satisfaisante **dont le chauffage au bois, les chaudières, les chaufferies collectives et les installations industrielles** avec l’interdiction d’installer des équipements de chauffage au bois non performants, la limitation des émissions et l’information des professionnels du contrôle des chaudières et sensibilisation des particuliers (chauffage au bois). C’est la DREAL qui est en charge de le faire appliquer.

Un des 14 mesures réglementaires proposées est « Imposer des valeurs limites d’émissions pour toutes les installations fixes de combustion dans les chaufferies collectives ou les installations industrielles » (Réglementaire 1).

Les Valeurs Limites d’Emissions de TSP (Poussières) imposées par le PPA sont les suivantes :

Valeur limite d’émissions TSP en mg/Nm ³	400 kW 1 MW		1 – 2 MW		2 - 20 MW		20 -50 MW*		50-100 MW*		100-300 MW*		> 300MW*	
	Existantes	Neuves	Existantes	Neuves	Existantes	Neuves	Existantes	Neuves	Existantes	Neuves	Existantes	Neuves	Existantes	Neuves
Biomasse [6% O ₂]	225	75	225	50	50	30	50	30	30	20	20	20	20	20

MW = Méga Watt thermique
 * sauf cas particuliers d’installations en fin de vie soumises à autorisation au titre de la législation des installations classées et examinées au cas par cas

Tableau 47 : VLE concernant les poussières préconisées dans le PPA Nord-Pas de Calais (Source : DREAL)

3.9.4 Source de données et méthodologie

Seule la filière sylvicole sera traitée dans l'analyse.

En effet, considérant sur le territoire du Grand Douaisis :

- Qu'il n'y a aucune unité de production de granulés connue sur le territoire,
- Qu'il n'y a pas d'activité liée à la production de connexes de scierie,
- Que la filière des Bois de Fin de Vie (BFV), issues essentiellement des déchetteries, est directement mobilisée par les syndicats de déchets SYMEVAD (côté CAD) et SIAVED (côté CCCO) dont la valorisation est réalisée hors du territoire,

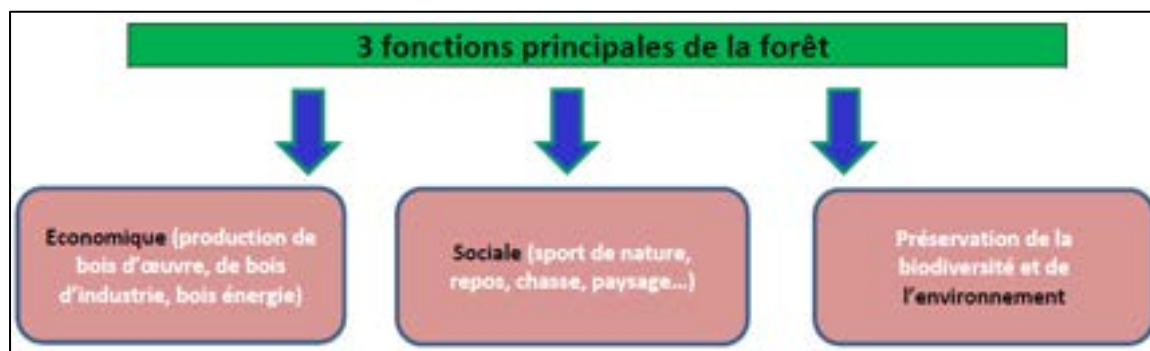
L'essentiel du potentiel mobilisable correspond donc à la filière sylvicole.

Le Parc Naturel Régional Scarpe Escaut (PNR SE) a été missionné afin de réaliser un diagnostic du bois énergie mobilisable issue de cette filière.

Dans le cadre de l'étude « Démarche opérationnelle pour un approvisionnement du territoire en bois énergie permettant une valorisation locale de la ressource forestière », un inventaire assez exhaustif du potentiel de bois énergie mobilisable a été réalisé à l'échelle d'un périmètre d'étude correspondant au territoire du Grand Douaisis et incluant également les communes intégrées au Parc Naturel Régional hors Grand Douaisis (PNR SE / SCoT GD).

Dans cette étude, toutes les fonctions de nos forêts et tous les débouchés liés à leurs entretiens ont été pris en compte.

Les fonctions sont les suivantes :



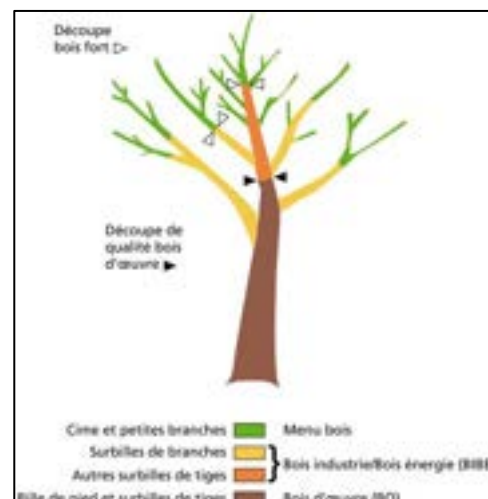
L'un des débouchés qu'est le bois énergie n'est qu'une partie mobilisable de notre forêt dans le cadre de la fonction économique.

3 produits sont issus de l'exploitation forestière :

- Le Bois d'Œuvre (BO) ayant une forte valeur marchande,
- Le Bois Industrie / Bois Energie (BIBE)
- Le « menu bois » ou trituration.

Ces 3 produits sont à différentes proportions selon leur type :

Peupliers	60% BO	35 % PF	5% Bûche et trituration
Feuillus	50% BO	40% Bois énergie (Bûche + PF)	10% trituration



La grume propose la valeur économique la plus importante. Une opération sylvicole vise premièrement à la production d'un bois d'œuvre de qualité. Les autres « sous-produits », bois d'industrie, bois énergie, sont des conséquences de cette valorisation de grume et ont une valeur économique inférieure.

Ainsi, le bois énergie n'est pas, dans un parcours sylvicole, le produit recherché. Il est une conséquence de l'exploitation forestière.

Ces différents enjeux (économiques, sociaux et environnementaux) sont à prendre en compte dans la gestion des boisements.

Les aménagements forestiers et les plans de gestion ont pour objectifs cette conciliation d'usages.

De même, la volonté des différents propriétaires forestiers, ne visera pas toujours la production d'un bois d'œuvre de qualité ou même une exploitation.

Ce cas se retrouve notamment sur les différentes propriétés du PNR SE et du Conseil Départemental (ENS). Pour ces 2 structures, l'ambition première est de viser une protection des sites naturels.

a) Détermination de la surface boisée du territoire

Afin d'être au plus près de la réalité sylvicole du territoire, l'étude s'est appuyée sur les documents de gestion durable qui décrivent les activités sylvicoles actuelles et futures. Pour les boisements privés, l'analyse s'est appuyée sur des ratios régionaux qui permettent d'identifier le volume de bois énergie mobilisable annuellement.

Un ensemble de ressources a permis le traitement des données présentées ci-après :

- Les aménagements des boisements soumis au régime forestier : Domaniales, ENS du Conseil Départemental du Nord, certains boisements de collectivités locales,
- Les données transmises par les Voies Navigables de France (VNF),
- Les données de propriétés privées soumises à document de gestion durable (PSG, CBPS, RTG),
- Les données des boisements des communes recueillies dans le cadre d'un travail du PNR SE pour la réalisation d'un « diagnostic des boisements communaux » sur le territoire du Parc et du territoire du Grand Douaisis.

b) Calcul du potentiel de bois énergie « mobilisable »

L'étude fine des documents de gestion permet d'identifier les « Volumes Présumés Réalisables » (VPR). Ces volumes sont des estimations de prélèvements annuels sur chaque parcelle de chaque boisement soumis à aménagement. Le VPR s'entend par bois fort (grume et houppier).

Pour autant, la prévision de mobilisation peut être aléatoire, fonction de différents facteurs :

- La décision du déclenchement de la coupe appartient au propriétaire,
- L'opération prévue initialement n'est plus adaptée,
- La configuration du chantier se révèle inadaptée.

Les données transmises par les gestionnaires indiquent les VPR annuels. Sur la base de ces VPR est déduit un volume bois énergie annuel (VPR m³/an) sur la base d'une répartition de moitié entre le BO (bois d'œuvre) et le BIBE (Bois d'industrie - Bois Energie).

Sur la base de ces potentiels de récoltes en mètres cube, il convient d'estimer le tonnage en Plaquette forestière à 30% d'humidité potentiel.

La méthode utilisée pour estimer ce tonnage est la suivante :

- 1) Définition d'une masse au m³ de bois plein. Il est décidé de prendre le ratio suivant pour l'ensemble des données concernant le feuillus (hors peuplier : 500Kg/m³) : 900 kg/ m³.
- 2) Définir la masse anhydre (masse brute – eau libre) = masse brute x (1- 40%)
- 3) Il convient de calculer ensuite la masse brute d'un lot de bois après séchage en appliquant la même équation, avec le taux d'humidité sur masse brute après séchage : masse brute= masse anhydre/(1-30%)
- 4) Il est difficile d'estimer la part qui aura une destination Bois d'industrie et bois d'énergie, le produit ayant sensiblement les mêmes caractéristiques. Il est alors proposé de définir une tranche haute et une tranche basse. L'étude des dernières données de la DRAFF montre un effondrement de la production du BI et une augmentation de la production de BE.

La tranche haute désigne une destination de la totalité du potentiel BIBE en Bois Energie (BE).

La tranche basse désigne une destination du potentiel BIBE en 50 % BI et 50% BE.

3.9.5 Potentiel de bois énergie

a) Détermination de la surface boisée

Le tableau ci-dessous présente les surfaces des espaces boisés sur le territoire du Grand Douaisis uniquement.

Type de propriétaire (Privé/Public)	Propriétaires	Surface boisée (en hectare)
Public	Voies Navigables de France (VNF)	32,54
Public	Conseil Départemental du Nord (ENS*)	210
Public	Ville de Douai	67
Public	Communauté de Communes de Cœur d'Ostrevent (uniquement forêt de Lewarde)	22,15
Public	Forêt domaniale de Marchiennes (ONF)	564
Public	Ensemble des autres communes	571
Privé	Ensemble des propriétaires privés	3 323
Total		4 790

* ENS : Espaces Naturels Sensibles

Répartition de la surface boisée par type de propriétaire sur le territoire du Grand Douaisis en 2018

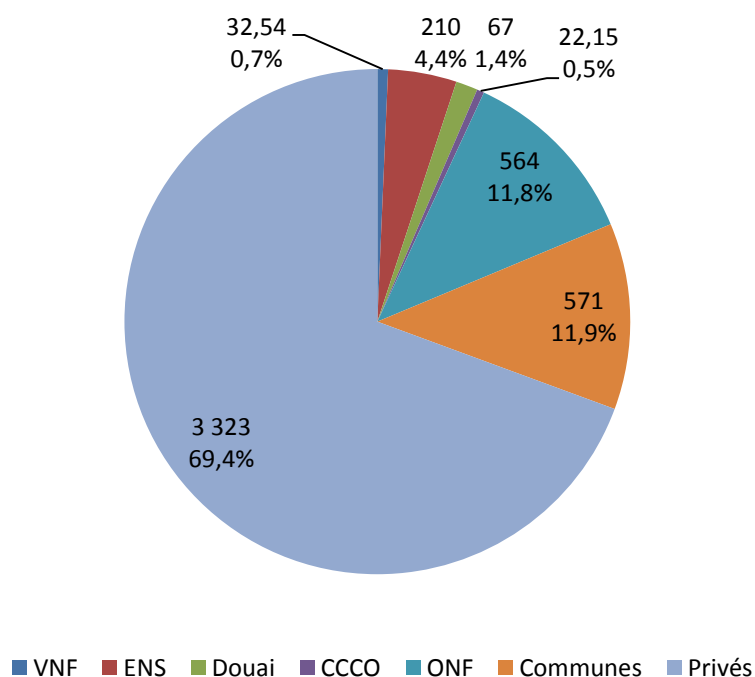


Figure 56 : Répartition de la surface boisée par type de propriétaire sur le territoire du Grand Douaisis en 2018

Sur le territoire du Grand Douaisis, il a été identifié 4 790 Ha de surfaces boisées dont 69 % sont des propriétaires privés.

Les 31% de forêts publiques sont réparties comme suit :

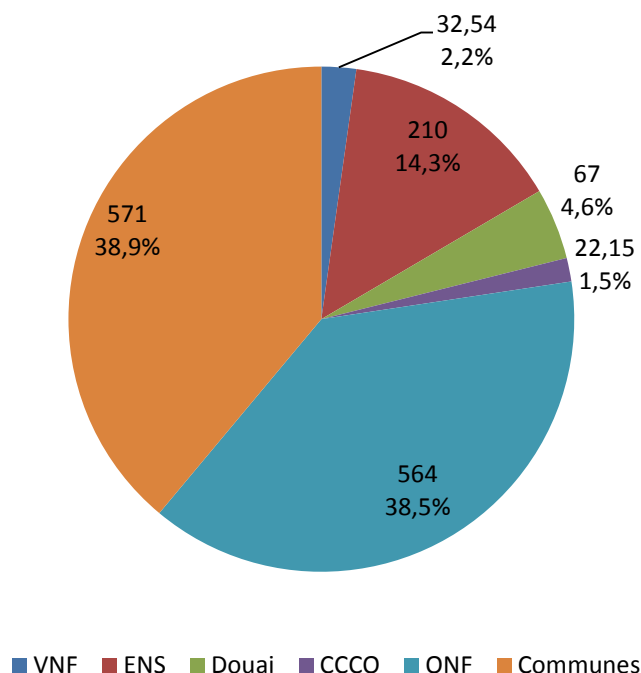


Figure 57 : Répartition de la surface boisée publique sur le territoire du Grand Douaisis en 2018

Les boisements communaux (38,9%) représentent la majorité de nos forêts publiques, la forêt domaniale de Marchiennes (38,5%) gérée par l'ONF représente la 2nde partie la plus importante.

Les boisements communaux n'ayant pas de documents de gestion ne peuvent être entretenus et mobilisés, même en partie, en bois énergie. Afin de mobiliser ce gisement, il est **indispensable de mettre en place des politiques de gestion durable des forêts communales**.

Les ENS, malgré des surfaces intéressantes, ne présentent que peu de surfaces productibles de par l'accessibilité des sites notamment.

Les forêts de Lewarde et de Douai (bois de la chaumière) malgré leur faible surface peuvent représenter un volume de bois énergie intéressant.

b) Détermination du Potentiel de bois énergie

Selon la méthodologie présentée en amont, le potentiel de mobilisation des boisements identifiés est le suivant :

VPR : Volume Présumé Réalisable

BI : Bois Industrie

BE : Bois Energie

- Concernant les boisements publics soumis à un document de gestion durable (DGD) :

Gestionnaire	Site	Surfaces productibles (ha)	VPR annuel moyen (m3)	Production annuelle de BIBE (m3)	Potentiel BIBE En tonne (30% HR) Tranche haute	Potentiel BE En tonne (30 % HR) Tranche basse
ONF	Marchiennes	564	2 553	1276	984	492
CD59	Bois de Montigny	36	Négligeable	0	0	0
ENS	Bois de l'Aumône	17,87	Négligeable	0	0	0
ENS	Bois de Lécuse	12,64	81	40,5	32	16
ENS	Bois de Flines	14,43	86	43	34	17
CCCO	Bois de Lewarde	22,15	230	115	88	44
Ville de DOUAI	Bois de la chaumière	67	52	26	20	10
Sous Total		734,09	3 002	1 500,5	1 158	579

- Concernant les boisements privés et publics (**sans DGD**) – types « feuillus » :

Gestionnaire	Surface (ha)	Accroissement naturel* annuel (m3/an)	VPR annuel moyen (m3) – 60% de l'accroissement naturel	Production annuelle de BIBE (m3)	Potentiel BIBE En tonne (30% HR) Tranche haute	Potentiel BE En tonne (30 % HR) Tranche basse
Propriétaires Privés	461	2 881	1 729	864	666	333
Propriétaires Publics (Communes)	2 215	13 843	8 306	4 153	3 203	1 601
Sous Total	2 676	16 724	10 035	5 017	3 869	1 934

* : l'accroissement naturel est estimé sur les feuillus à 6,25 m3/ha/an

- Concernant les boisements privés et publics (**sans DGD**) – types « peupleraies » :

Gestionnaire	Surface (ha)	Accroissement naturel* annuel (m3/an)	VPR annuel moyen (m3) – 60% de l'accroissement naturel	Production annuelle de BIBE (m3)	Potentiel BIBE En tonne (30% HR) Tranche haute	Potentiel BE En tonne (30 % HR) Tranche basse
Propriétaires Privés	110	880	528	264	113	56
Propriétaires Publics (Communes)	1 107	8 856	5 313	2 656	1 138	569
Sous Total	1 217	9 736	5 841	2 920	1 251	625

* : l'accroissement naturel est estimé sur les peupleraies à 8 m3/ha/an

Le potentiel mobilisable en Bois Industrie / Bois Energie est de 6 278 tonnes annuelles.
La part dédiée au **bois énergie** uniquement (en production de plaquettes forestières à 30 % d'humidité relative) est de **3 138 tonnes annuelles**.

Sur la base d'un pouvoir calorifique moyen de 3 600 kWh PCI/tonne, **le potentiel de bois énergie mobilisable sur le territoire du Grand Douaisis est de 11,3 GWh/an.**

Même si l'étude présente un faible potentiel en bois énergie sur le territoire propre au Grand Douaisis, la mobilisation des gisements peut se faire au niveau local (et non territorial).
En effet, en élargissant le prisme d'étude et en se basant sur le périmètre du PNR SE, le potentiel mobilisable est plus intéressant.

Le territoire plus large du Grand Douaisis intégrant les communes du PNR SE produit annuellement 20 245 tonnes de Bois Industrie / Bois Energie.
Le bois énergie est principalement issu des forêts Domaniales et des boisements privés.

De plus, ce territoire capitalise annuellement 25 784 m³ de BO/BIBE, soit un potentiel d'environ 4 000 tonnes de plaquettes forestières capitalisées.
L'exploitation actuelle ne remet pas en cause l'existence des boisements car nous prélevons moins que ce que la forêt est capable de produire.

Au global, en élargissant le périmètre qui ne remet pas en cause la dimension locale de l'approvisionnement, le territoire pourrait produire 50,84 GWh/an en bois énergie.



3.10.1 Introduction

La combinaison des arbres et des cultures est très ancienne dans les paysages agricoles français et européens. Cependant, en France, les systèmes traditionnels agroforestiers ont fortement régressé depuis les années 50, période du remembrement et de la modernisation du matériel agricole. Un recensement effectué en 2002 avait évalué à 160 000 hectares les surfaces d'agroforesterie traditionnelle en France, dont la majorité sont des prés-vergers.

Aujourd'hui, de nouvelles formes d'agroforesterie voient le jour, répondant aux contraintes liées aux systèmes agricoles actuels. Les principales évolutions par rapport à l'agroforesterie traditionnelles concernent le choix des essences, la disposition des arbres et leur densité. De nombreux essais se sont mis en place depuis les années 80, et des projets de recherche et développement ont permis de mieux comprendre le fonctionnement des parcelles agroforestières. Aujourd'hui, un réseau de plus de 80 parcelles de démonstration d'agroforesterie dites « modernes » est en place dans une vingtaine de départements, et représente environ 1 500 hectares.

3.10.2 Description des formes agroforestières

On distingue plusieurs formes agroforestières. D'une part, l'agroforesterie intraparcellaire où les arbres sont implantés à l'intérieur de la parcelle, et, d'autre part, les structures bocagères où les arbres sont en pourtour de parcelle.

a) Agroforesterie intraparcellaire

L'agroforesterie se définit comme l'association simultanée d'une production arborée et d'une production agricole sur une même surface (C. Dupraz, 2011)⁴⁷ ; cette dernière pouvant être une culture ou une prairie.

➤ **Agroforesterie intraparcellaire : arbres forestiers associés à des cultures**

L'agroforesterie intraparcellaire est relativement récente, et représenterait environ 4 000 ha de plantations agroforestières.

En agroforesterie, la densité de plantation est nettement inférieure à celle pratiquée en foresterie ; respectivement 50 à 200 arbres/ha et plus de 1 000 arbres/ha. Cette faible densité préserve un ensoleillement suffisant de la parcelle à même de garantir un rendement satisfaisant de la culture.

L'écartement entre les lignes d'arbres se situe généralement entre 25 et 35 mètres pour des arbres qui atteindront 15 mètres de hauteur. Cette distance dépend aussi de la mécanisation et de la largeur des outils, et en particulier celle des rampes du pulvérisateur. Il est en effet préférable pour limiter les passages d'avoir un écartement multiple de la largeur du pulvérisateur en prenant soin de laisser 1 m de chaque côté. La distance entre les arbres varie de 4 à 10 m sur le rang.

L'association des arbres avec des cultures facilite la reprise des premiers et homogénéise leur croissance les premières années. L'arbre agroforestier pousse plus vite du fait des soins apportés aux cultures (désherbage, fertilisation, travail du sol) et d'un plus fort ensoleillement.

L'association avec des cultures, notamment d'hiver, oblige l'arbre à s'enraciner profondément du fait de la compétition avec la culture. Cet enracinement profond offre de nombreux avantages. Il permet une meilleure résistance de l'arbre au stress hydrique et aux tempêtes. Il permet aussi de recycler l'azote lessivé.

⁴⁷ C. Dupraz et F. Liagre. Agroforesterie : des arbres et des cultures.

Cependant, les plantations d'arbres à faible densité – comparativement à la forêt – nécessitent un entretien plus important. Il convient notamment de protéger efficacement les arbres contre le grand gibier (cervidés, sangliers) à l'aide des gaines ; ceci augmente fortement le coût unitaire des plantations. Un contrôle régulier est aussi nécessaire pour l'agriculteur au cours des premières années.

Dans l'objectif de produire du bois d'œuvre, il convient aussi d'élaguer les branches basses pour favoriser la formation d'un tronc suffisamment haut (2 m à 2,50 m de haut). À la différence des plantations forestières, le grand espacement entre les arbres ne provoque pas l'auto-élagage des branches inférieures.

➤ **Vergers de haute-tige (prés-vergers)**

Les prés-vergers consistent en des prairies plantées d'arbres fruitiers de haute tige.

Le pré-verger représente le système agroforestier le plus répandu en France avec 140 000 ha, et concerne majoritairement la Normandie et les Pays de Loire (Sarthe et Mayenne).

Ce système procure une couverture permanente au sol et pourrait constituer une piste d'avenir pour les vergers cultivés en bio.

Les recherches en agroforesterie sont coordonnées par le Réseau Mixte Technologique (RMT) « Agroforesteries ». Il est toutefois difficile de collecter des données quantitatives, surtout à l'échelle locale sur les territoires. Les principaux résultats sont donc qualitatifs. Les données chiffrées sont des estimations ou des moyennes nationales.

Aujourd'hui, on estime qu'il existe environ 1 500 variétés de pommes en Nord-Pas-de-Calais (Espace naturel régional – Centre régional de ressources génétiques).

➤ **Sylvo-pastoralisme**

Dans ce système, la densité d'arbres est souvent élevée. Selon la densité d'arbres, leur essence, et le climat, la production pastorale d'herbe de sous-bois peut être très variable. Elle est importante dans les systèmes méditerranéens où la strate herbacée peut bénéficier de l'abri des arbres. Elle est en général faible dans les systèmes tempérés où l'ensoleillement est le facteur limitant majeur de la production pastorale. Le pâturage est en général le mode de gestion de l'espace dominant. Les animaux pâturent en se nourrissant, à certaines périodes de l'année, de la production de fruits (glands, châtaignes) et marginalement le feuillage des arbustes ligneux.

b) Haies bocagères

Le bocage traditionnel est une forme d'agroforesterie : les arbres sont en bordure de champs à une densité variant de 150 à 400 m de haies par hectare.

L'arbre peut occuper 10 % de la surface de la parcelle. Autrefois, avec de petites parcelles (0,5 à 2 ha), l'arbre était au cœur du système agricole ; le paysan tirait parti de ce que l'on nomme aujourd'hui la multifonctionnalité de l'arbre.

On rappellera que l'arbre champêtre (haies et arbres épars) occupe environ 750 000 ha en France, et constitue donc la plus importante forme agroforestière.

Forêt cultivée ou pâturée Sylvo- pastoralisme Prés-bois	Jachère ligneuse améliorée	Arbre des champs Isolé, aligné, bosquet	Arbre des lisières Haie, alignement, bande boisée	Arbres en vergers associés Prés- vergers	Arbres le long des routes Fruitiers, platanes, chênes, ...
AGROFORESTERIE					

Tableau 48 : Les contours de l'agroforesterie en France

3.10.3 Impacts agronomiques et environnementaux

Les plantations agroforestières ont généralement des effets positifs sur l'environnement. Elles présentent un fort intérêt dans les zones peu pourvues en infrastructures agroécologiques en apportant de la diversité dans le paysage.

a) Compétition entre les arbres et la culture

➤ Ensoleillement

La présence d'arbres dans le champ tend à réduire le rayonnement pour les cultures. Cependant, cette réduction est variable dans la parcelle : elle est maximale sous la ligne de plantation des arbres, et diminue rapidement quand on s'en éloigne.

Les travaux de recherche ont montré que les impacts négatifs de l'ombre des arbres sur la culture sont limités tant que le rayonnement disponible reste supérieur à 80 % du rayonnement nature.

L'impact du houppier sur le rayonnement dépend surtout de la concomitance des cycles de la culture et des arbres. Aussi, l'impact de l'ombrage est atténué si la culture a un cycle précoce et les arbres ont un cycle tardif (Moreno, 2015).

Ainsi, plus les arbres sont hauts, plus l'espacement entre les rangées devra être important (objectif maximum 50 arbres/ha pour des arbres de 15-20 m de haut). Un ratio satisfaisant pour ne pas trop impacter la culture intercalaire est d'espacer les lignes de plantation d'au moins deux fois la hauteur des arbres adultes.

Les lignes de plantation devront être faite préférentiellement selon l'orientation Nord-Sud. C'est dans cette situation que l'ensoleillement de la culture intercalaire est la plus homogène sur la parcelle ; limitant ainsi le risque de décalage de maturité des grains et donc celui de la récolte.

➤ **Azote**

Les besoins en azote des arbres sont limités, et certains fixent même l'azote de l'air, comme l'aulne à feuilles en cœur (*Alnus cordata*) ou le févier d'Amérique (*Gleditsia triacanthos*). L'enracinement profond des arbres permet de mobiliser l'azote situé en profondeur. Les arbres fonctionnent comme une pompe à nutriments en remontant en surface des cations (K, Ca, Mg...) issus de l'altération de la roche mère (C. Dupraz, 2011) qui pourront ainsi être absorbés par la culture annuelle.

➤ **Rôle anti-érosif**

Concernant l'érosion, l'effet positif vient surtout de la ligne enherbée au pied des arbres qui permet une meilleure infiltration de l'eau. Les lignes d'arbres doivent donc suivre les courbes de niveau pour une efficacité maximale. Ce qui peut être contradictoire avec la recherche de plantation nord-sud. Le meilleur compromis est alors à trouver.

➤ **Matière organique**

Le bilan organique de la parcelle est localement amélioré : la décomposition des racines fines, l'apport de litière et l'enherbement de la ligne d'arbres contribuent à l'enrichissement du sol en MO (C. Dupraz, 2011).

➤ **Stockage de carbone**

Les parcelles agroforestières permettent aussi d'accroître le stockage de carbone dans le bois et dans le sol (mortalité des racines, litière). Pour 50 arbres/ha (agroforesterie), le stockage moyen de carbone sur 20 ans est estimé entre 0,1 et 1,35 t de carbone/ha/an dans la biomasse aérienne et entre 0,04 à 0,4 t de carbone/ha/an dans le sol. Pellerin et al. (2013) estiment donc un potentiel d'atténuation à 2030 de 2,8 millions de tCO₂ éq./ha/an réparti entre haies (1,8 Mha de parcelles avec des haies) et agroforesterie (400.000 ha de parcelles agroforestières (ADEME, 2015).

La présence des arbres et de la végétation spontanée au pied des arbres pourrait contribuer à un meilleur contrôle biologique des ravageurs des cultures en hébergeant des auxiliaires.

Au niveau agronomique les premiers travaux montrent que l'association arbre-culture est plus productive à surface égale que chaque production cultivée séparément. Ainsi le coefficient de rendement équivalent (CRE⁴⁸) proposé par Willey et Osiry (1972) puis développé par Willey (1979) se situe entre 1,06 et 1,15 (Coulon, 2005).

⁴⁸ La formule utilisée pour calculer le CRE est : $\text{rdt de la culture associée} / \text{rdt de la culture pure} + \text{rdt des arbres associés} / \text{rdt des arbres en cultures pures}$

3.10.4 État des lieux

a) L'agroforesterie et réglementation de la politique agricole commune

Depuis la dernière réforme de la PAC de 2015, l'aide découplée (appelé Droit à paiement unique - DPU) du 1^{er} pilier est remplacée par une aide en plusieurs parties qui repose désormais sur trois grands principes :

- L'admissibilité des surfaces,
- La présence de 5% minimum de surfaces d'intérêt écologique,
- Et le respect de la conditionnalité.

Dans le détail, les conditions sont les suivantes :

- Le paiement de base est versé en fonction des surfaces agricoles détenues par les agriculteurs, à hauteur des droits à paiement de base (DPB) qu'ils détiennent. Seules les surfaces agricoles admissibles ouvrent droit au paiement de base ;
- Le paiement vert est versé en complément du paiement de base à tout exploitant qui respecte un ensemble de trois critères bénéfiques pour l'environnement : contribution au maintien des prairies permanentes, diversité des assolements (au moins trois cultures différentes) et présence d'au moins 5% de surfaces d'intérêt écologique (SIE) sur la superficie arable de l'exploitation ;
- Ces deux paiements sont soumis au respect d'exigences et de critères en matière environnementale, de santé et de protection animale, appelé conditionnalité (BCAE).

➤ Admissibilité des surfaces arborées

Une surface est admissible au paiement de base dès lors qu'elle comporte un couvert de production agricole : terres arables (destinées à la production de cultures, y compris jachère et prairies temporaires de moins de 5 ans), cultures permanentes et prairies permanentes. Certains éléments topographiques non agricoles (haies, bosquets et mares) présents sur ces surfaces sont également admissibles, à condition de respecter certains critères.

Sont admissibles :

- Toutes les haies à condition qu'elles n'excèdent pas 10 m de large ;
- Les bosquets dont la surface est strictement supérieure à 10 ares et inférieure ou égale à 50 ares ;
- Les parcelles agroforestières sur terres arables (cultures) ou en cultures permanentes (prairies) composées d'arbres d'essences forestières ne dépassant pas 100 arbres/ha (arbres isolés ou alignés). Il n'y a pas de seuil minimal de densité et de surface de la parcelle ;
- De même, les arbres fruitiers sur des terres agricoles (prés-vergers ou arbres isolés) ;
- Les arbres disséminés (isolés ou alignés) sur prairies et pâturages permanents, en appliquant la règle du prorata.

Ceci définit les conditions qui permettent à un agriculteur de conserver les arbres sans risque de subir une perte des aides. Ainsi, les arbres champêtres bénéficient des aides PAC. Cette situation est donc favorable au maintien des arbres dans le paysage agricole.

Notons qu'il ne s'agit que d'un retour à la situation d'avant 2007, date à laquelle les surfaces d'arbres avaient été souvent déduites du calcul des surfaces agricoles.

➤ **Conditionnalité des aides**

La conditionnalité des aides est un ensemble de règles à respecter pour pouvoir bénéficier de l'intégralité de certaines aides PAC : aides couplées et découplées du 1^{er} pilier de la PAC et certaines aides du 2nd pilier, notamment l'indemnité compensatoire pour handicap naturel (ICHN), l'aide à la mise en place de systèmes agroforestiers (ex-mesure 222), les nouvelles mesures agro-environnementales et climatiques (MAEC) et les aides à l'agriculture biologique.

Dans le cadre de la nouvelle PAC 2015, compte-tenu de la mise en place du paiement vert. On distingue les exigences relatives au respect de dispositions réglementaires (Directive Nitrates, Directive Habitats, Directive Oiseaux...) et les bonnes conditions agro-environnementales (BCAE).

Parmi les différentes BCAE, la BCAE n°7 impose :

- Le maintien de l'intégralité des éléments visés par la BCAE, à savoir :
 - Toutes les haies de l'exploitation de largeur inférieure à 10 m,
 - Tous les bosquets et mares dont la surface est comprise entre 10 ares et 50 ares.
- Le respect d'une interdiction de tailler les haies et les arbres entre le 1er avril et le 31 juillet.

❖ **Paiement vert et surfaces d'intérêt écologique**

Les surfaces d'intérêt écologique (SIE) est un critère incontournable pour l'agriculteur s'il veut bénéficier du paiement vert.

La part des SIE doit représenter au minimum 5% de la superficie arable de l'exploitation.

Sont comptabilisés en SIE :

- Les éléments topographiques non agricoles (arbres, haies, bosquets, mares, terrasses, fossés...)
- Certaines surfaces agricoles (agroforesterie, bandes tampons, cultures fixant l'azote...) présents sur une terre arable ou directement adjacents à celle-ci.

Pour chaque type de SIE, une équivalence en surface SIE a été définie.

L'agroforesterie ne bénéficie pas de traitement particulier au titre de l'admissibilité des parcelles. Quelle que soit la configuration de la parcelle, agroforesterie intraparcellaire ou en bordure de champ, les arbres sont considérés comme des arbres disséminés (alignés ou isolés selon le cas).

La règle est la suivante : 100 arbres/ha maximum sur terres arables et règle du prorata sur prairies permanentes.

❖ **Paiement vert - SIE « Hectares en agroforesterie »**

La SIE « Hectares en agroforesterie » n'est valable que pour les parcelles admissibles aux paiements directs (densité maximale de 100 arbres forestiers/ha) et dont la plantation a bénéficié

de l'aide à la mise en place de systèmes agroforestiers (mesure 222 sur la période 2007-2014 ; mesure 8.2 sur la période 2015-2020).

❖ **Prise en compte des éléments arborés et prairies dans les surfaces d'intérêt écologique**

Type	Condition	Équivalence : ha / Ha SIE
Prairie permanente	Plus de 5 ans	1 ha $\equiv$ 1 ha de SIE
Haie sur terres arables	Moins de 10 m de largeur	1 km $\equiv$ 1 ha de SIE
Haie sur prairie permanente		Exclue (prairie déjà comptée)
Arbres isolés	Diamètre du houppier supérieur à 4 m ou s'ils sont conduits en arbres têtards.	1 arbre $\equiv$ 30 m ² de SIE
Arbres alignés (hors agroforesterie)	Diamètre du houppier supérieur à 4 m ou arbres conduits en têtards, et espace entre 2 couronnes successives inférieur à 5 m.	1 ml $\equiv$ 10 m ² de SIE
Agroforesterie avec aide 8.2 (222)	Densité de 30 à 100 arbres/ha	1 ha $\equiv$ 1 ha de SIE
Agroforesterie sans aide 8.2 (222)	Densité de 30 à 100 arbres/ha Diam. houppier > 4 m	SIE Arbres alignés : 1 ml $\equiv$ 10 m ² de SIE
	Densité de 30 à 100 arbres/ha Diam. houppier < 4 m	Non éligible SIE (cas d'une jeune plantation)
Arbres alignés (hors agroforesterie)	Diamètre du houppier supérieur à 4 m ou arbres conduits en têtards, et espace entre 2 couronnes successives inférieur à 5 m.	1 ml $\equiv$ 10 m ² de SIE Si tous les espaces entre couronne sont supérieurs à 5 m, l'alignement est transformé en arbres isolés. Si espace ponctuellement supérieur à 5 m, l'alignement est coupé. L'espace non conforme n'est pas compté en SIE.

3.10.5 Surfaces agroforestières

En 2014, les surfaces agroforestières sont estimées, par le réseau associatif de l'agroforesterie (AFAC-Agroforesteries, AFAF), à quelque 3 000 ha plantés chez environ 400 agriculteurs.

Il n'existe pas de données locales sur les surfaces agroforestières existantes sur le territoire d'étude.

Il ne semble pas y avoir de projet au cours des 5 dernières années.

a) Évaluation des SIE présentes sur le territoire

En 2009-2012, à la demande du Ministère de l'Écologie, Solagro a développé une méthode afin d'évaluer la « Pertinence des infrastructures agroécologiques au sein d'un territoire dans le cadre de la politique agricole commune ».

La notion d'infrastructures agroécologiques rassemble les surfaces et éléments topographiques naturels ou semi-naturels présents sur les exploitations agricoles et qui contribuent à la fonctionnalité des écosystèmes naturels et agricoles.

Cette définition est donc similaire à celle des surfaces d'intérêt écologique (SIE) considéré par la PAC 2015-2020 (et qui font suite aux éléments topographiques de la PAC 2010-2014).

Les infrastructures étudiées sont les suivantes :

- Les haies ;
- Les arbres isolés et les alignements ;
- Les surfaces agroforestières y compris prés-vergers ;
- Les bosquets ;
- Les lisières de bois ;
- Les bandes tampons ;
- Les jachères ;
- Les prairies naturelles (permanentes).

A noter que cette démarche s'appuie sur un travail mené sur les systèmes agricoles à haute valeur naturelle (HVN) pour le compte du Centre commun de recherche de la Commission européenne et pour le Ministère de l'Environnement. Les données de bases (DatAgreste, IGN-IFN...) et les méthodes calculatoires étant similaires.

Ainsi, le travail a permis d'évaluer la surface de ces « éléments topographiques » et leur taux de présence à une échelle géographique fine.

Ceci permet d'estimer la surface réelle et la surface équivalente SIE, et donc d'apprécier l'atteinte ou non du taux objectif de 5% de SIE rapporté à la SAU.

La seconde étape a consisté à définir les types de SIE à mettre en place sur les territoires ne répondant pas à l'objectif de 5% de SIE.

Pour cela, notre méthode prend en considération le système de production agricole du territoire, et plus particulièrement l'orientation technico-économique agricole du territoire (OTEX) : grandes cultures, polyculture, polyculture-élevage, élevage, vergers, vignes, cultures spéciales...

A chaque catégorie de SIE est affecté un coefficient de pertinence vis-à-vis de l'OTEX considéré.

Ainsi, la SIE à implanter pour atteindre l'objectif est ventilé selon les surfaces écologiques et agroforestières les plus pertinentes.

Les données ont été traitées à l'échelle des petites régions agricoles (PRA) par souci de robustesse statistique.

Le territoire d'étude appartient à la PRA « 59028 – Plaine de la Scarpe », dont la situation est résumée dans le Tableau 49 suivant :

SIE	Surface - densité
SAU	29 100 ha
Prairies naturelles peu productives	0,06 %
Bandes enherbées	1,77 %
Haies	0,53 %
Arbres fruitiers	NR
Lisières de bois (bord de parcelles)	0,08 %
Bosquets	0,74 %
Arbres épars	0,36 %
Total SIE	3,46 %

Tableau 49 : Situation de la PRA "59028 - plaine de la Scarpe"

Les surfaces d'intérêt écologique ne représentent que 3,5% de la SAU, soit seulement 66 % de l'objectif 5 % de la SAU.

Les formations bocagères (haies, bosquets, arbres épars) représentent 1,63 % de la SAU, ce qui est assez faible par rapport à la moyenne nationale (env. 3 %).

Il conviendrait d'implanter 800 ha de SIE pour atteindre ce taux objectif qui garantit un fonctionnement satisfaisant des systèmes agricoles.

Les mises en place de SIE pourraient s'orienter préférentiellement vers les éléments compatibles avec les systèmes agricoles du Douaisis, à savoir :

- Les bandes tampons en bord de parcelles ;
- Les parcelles agroforestières en cultures intercalaires compatibles avec les systèmes de grandes cultures du territoire ;
- Les plantations bocagères pour conforter la trame verte et bleue au contact des espaces urbains et des villes.

3.10.6 Acteurs agroforestiers et actions

a) Opération « Plantons le Décor »

Depuis 1983, l'opération « Plantons le décor » est l'une des initiatives d'Espaces Naturels Régionaux en faveur de la préservation du paysage. Cette opération est coordonnée par Espaces Naturels Régionaux et est relayée par 24 territoires du Nord-Pas de Calais, partenaires de l'opération, dont la Communauté d'agglomération du Douaisis et la Communauté de communes de Cœur d'Ostrevent.

« Plantons le décor » propose à la population régionale près de 150 espèces d'arbres, d'arbustes et de fruitiers adaptés au sol et au climat du Nord Pas-de Calais.

Ce sont ainsi plus de 4 millions d'arbres plantés depuis le début de l'initiative, soit l'équivalent de 4 000 km de haies ! Le rythme de croisière étant désormais de près de 80 000 plants par an, et la participation de 2 000 à 2 500 planteurs (particuliers et collectivités) chaque année.

b) Réseau régional des acteurs membres de l'AFAC-Agroforesterie

L'AFAC-Agroforesterie est le réseau national des opérateurs de l'arbre champêtre et de l'agroforesterie en France. Cette fédération regroupe 236 adhérents, dont 193 organismes (associations, collectivités, chambre d'agriculture...).

Parmi ces adhérents, 67 structures participent au programme national « Plantons 3 millions d'arbres en France » ; ce programme cofinance la plantation des haies et des arbres agroforestiers menées localement.

Dans le Nord, 6 structures y participent :

- Le PNR de l'Avesnois (55 000 arbres⁴⁹) ;
- Planteurs volontaires Nord-Pas-de-Calais (53 000 arbres) ;
- Jardin du Cygne (46 000 arbres) ;
- La Fédération départementale des Chasseurs du Nord (33 000 arbres) ;
- La CC des Hauts de Flandres (22 000 arbres) ;
- Canopée Reforestation (20 000 arbres).

La région Hauts-de-France est la seconde région en termes de nombre d'arbres plantés ; elle totalise 20% des arbres de ce programme national, juste derrière les Pays de la Loire (22%). Par ailleurs, les 10 opérateurs des Hauts-de-France ont augmenté fortement leur volume de plantation par rapport aux années précédentes. Au plan régional, la dynamique de replantation de haies est donc très forte.

Lors de la campagne de plantation 2017/18, les Planteurs Volontaires du Nord ont accompagné 5 plantations ont été faites sur le territoire du SCoT du Grand Douaisis :

- Flers-en-Escrebieux : 200 arbres / haie / agriculteur ;
- Villers-au-Tertre : 200 arbres / haie / agriculteur ;
- Roost-Warendin : 605 arbres / haies / association ;
- Sin-le-Noble : 100 arbres / haies / association ;
- Coutiches : 360 arbres / haie / agriculteur.

⁴⁹ Nombre d'arbres plantés depuis le début du programme (2010).

c) Acteurs locaux intervenants sur le patrimoine fruitier

Dans le Nord, plusieurs acteurs se mobilisent en faveur de l'arbre champêtre ; et ceci de longue date. C'est notamment le cas dans l'Avesnois, où l'Atelier Agriculture Avesnois Thiérache (AAAT) anime et accompagne le programme de restauration des vergers de haute tige depuis le milieu des années 1990. L'Avesnois possède un patrimoine évalué à environ 10 000 arbres fruitiers de haute tige, équivalent de 2 000 à 3 000 ha de prés-vergers.

Plusieurs programmes d'action successifs ont permis d'entretenir et de restaurer une centaine d'hectares de vergers de haute tige dans l'Avesnois-Thiérache. Ces actions ont été menées en partenariat avec la DDTM du Nord et de l'Aisne (programme FGER et CTE), puis de la région Nord-Pas-de-Calais et maintenant Hauts de France. Le Conservatoire Régional d'Espace Naturel Régional est un partenaire scientifique et technique essentiel par son rôle dans la conservation des variétés locales et la multiplication afin de les réimplanter chez des agriculteurs.

L'AAAT a notamment développé un label biologique pour les vergers à cidre de haute tige, et les cidres fermiers sont reconnus en Avesnois. L'objectif est de permettre aux agriculteurs de valoriser au mieux leur production soit par la transformation fermière, soit par la filière biologique, afin de permettre la préservation de ce patrimoine fruitier, culturel et paysager. Aujourd'hui, 200 tonnes de pommes à cidre sont en label Ecocert.

Ce sont ainsi 4 à 5 milles pommiers plantés et restaurés, une centaine de variétés anciennes diffusées, et près de 200 agriculteurs impliqués.

Nous n'avons pas identifié d'acteurs locaux spécifiquement sur le territoire du SCoT du Grand Douaisis sur la question de l'arbre champêtre et agroforestier.

3.10.7 Approche économique de l'agroforesterie

Il reste difficile d'estimer précisément la rentabilité globale d'un système agroforestier et les chiffres sont très variables.

Le coût d'implantation des arbres d'une parcelle agroforestière en grandes cultures est estimé à environ 800 €/ha pour 50 arbres par hectare, soit un coût entreprise d'environ 15 €/arbre.

Le coût de l'investissement est variable selon le type de projet agroforestier (**TABLEAU 51**). Il dépend principalement :

- Du type de projet agroforestier : grandes cultures, élevage ovin ou bovin. Dans le cadre de l'étude, nous avons uniquement considéré le cas des grandes cultures ;
- Des essences d'arbres choisies : par exemple, l'utilisation de plants améliorés tels que des noyers hybrides peut engendrer un surcoût total de l'ordre de 200 à 300 €/ha (C. Dupraz, 2011) ;
- De la densité de plantation ;
- De la qualité des plants ;
- Des fournitures utilisées.

- Du type de main d'œuvre pour la réalisation des travaux (prestataire de service ou agriculteur lui-même). La réalisation de la plantation par l'agriculteur divise par trois l'investissement total (seules les dépenses en fournitures et en mécanisation sont alors prises en compte) (C. Dupraz, 2011)

Densité (arbres/ha)	50	100
Préparation sol	60 €	80 e
Sous-solage	120 €	170 €
Piquetage	80 €	120 e
Total operations	260 €	370 €
Plants		
Coût unitaire	1,5	
Paillage, protection abri-serre, tuteurs		
Coût unitaire	3,5	
Total fournitures	250 €	500 €
Plantation (MO)		
Coût unitaire plantation MO (€/arbre)	1,75	
Total plantation	88 €	175 €
Frais de dossier + suivi 3 ans		
Total frais de dossier	150 €	200 €
Total année plantation	748 €	1 245 €
Regarni an + 1		
Taux	5%	
Total regarni année n+1	17 €	34 €
Total par ha	775 €	1 279 €
Total par arbre	15,5 €	12,8 €

Tableau 50 : Exemple de coût d'une plantation de merisiers faite par un prestataire de services pour une production intercalaire types grandes cultures et pour deux densités de plantation différentes (densité de 50 à 1400 arbres/ha) [Source : C.Dupraz, 2011]

Lorsque l'agriculteur réalise lui-même la plantation, le coût de la main d'œuvre correspond à celui d'un volume horaire estimé entre 15 à 20 heures par hectare sur la base d'une densité de plantation de 100 arbres/ha.

La plantation comprend les travaux de piquetage, de plantation proprement dite et de pose de protections individuelles (C. Dupraz, 2011).

Les arbres impactent la marge brute de la culture sur trois dimensions :

- Baisse de la surface cultivée : la surface occupée par les lignes d'arbres entraîne une baisse de la surface cultivée totale qui varie entre 3 et 15 % de la surface initiale (en comparaison d'une culture pure).
- Baisse du rendement de la culture intercalaire avec le développement des arbres : elle dépend de la phase de croissance des arbres (le rendement de la culture intercalaire diminue avec le développement des arbres) et de leur implantation (largeur de la bande cultivée par rapport à la hauteur des arbres adultes).
- Surcoût de travail agricole : augmentation de la charge de travail de l'agriculteur (entretien des arbres, manœuvres en bout de champ, etc.), pertes de produits phytosanitaires par débordement sur les lignes d'arbres.

Le surcoût total varie suivant le type de culture intercalaire. En grandes cultures, ce surcoût est estimé entre 5 à 15 % par hectare par rapport à une culture pure (C. Dupraz, 2011).

La marge brute de la parcelle agroforestière en grandes cultures dépend principalement de la largeur des allées cultivées et de la densité d'arbres. Prenons l'exemple d'une parcelle agroforestière plantée en noyer, comparée à une culture pure en rotation blé-blé-colza (marges n'incluant pas les revenus générés par la vente du bois) :

- Pour une densité de plantation de 40 arbres/ha et une largeur de bandes cultivées égale à trois fois la hauteur des arbres adultes ($L = 3H$), la marge brute cumulée est proche à 90% de celle de la parcelle agricole.
- Pour une densité de plantation de 60 arbres/ha et une largeur de bandes cultivées égale à deux fois la hauteur des arbres adultes ($L = 2H$), la marge brute cumulée représente 80% de celle de la parcelle agricole.
- Pour une densité de plantation de 80 arbres/ha et une largeur de bandes cultivées égale à la hauteur des arbres adultes ($L = H$), la marge brute cumulée ne représente plus que 65% de celle de la parcelle agricole.

Source : (C. Dupraz, 2011).

La marge liée à l'exploitation des arbres dépend beaucoup du coût horaire appliqué et varie donc selon que les travaux sont réalisés par l'agriculteur ou par une entreprise.

Convertir progressivement une partie (les aides à la plantation démarrent à 2 ha) de la SAU de l'exploitation en plantation agroforestière présente plusieurs avantages (C. Dupraz, 2011) :

- Limiter l'impact sur la trésorerie grâce à des plantations échelonnées dans le temps (tous les 5 ans).
- Augmenter le revenu annuel de l'exploitation grâce à la vente des arbres. À partir de la récolte des arbres, le revenu agricole moyen de l'exploitation sera significativement augmenté (+15% en moyenne).

La rentabilité sur le long terme est difficile à estimer. Pour évaluer les recettes et dépenses à long terme, il est nécessaire d'utiliser un taux d'actualisation pour prendre en compte la dépréciation liée au temps qui passe, égal à 4% pour un projet agroforestier.

En comparaison avec une culture pure, la rentabilité de la parcelle agroforestière peut atteindre 15 à 20% de plus (essences forestières courantes et essences fruitières), avec un bon suivi des arbres, et elle peut dépasser 50% de plus dans le cas d'espèces à forte valeur ajoutée (noyer, cormier, alisier). Ceci dépend également de l'efficacité biologique de l'association (C. Dupraz, 2011).

La rentabilité dépend également de la relation entre le prix du bois, de la présence de scieries localement et celui des produits agricoles dans les années futures. D'une part, le prix des produits agricoles pourrait être en hausse avec une augmentation de la demande liée au développement de leur utilisation dans l'industrie chimique et des agrocarburants. D'autre part, le prix du bois pourrait augmenter avec la demande pour remplacer certains matériaux dérivés du pétrole. Il est alors difficile d'estimer l'attractivité économique de l'agroforesterie (C. Dupraz, 2011).

Il conviendrait aussi de considérer les valeurs non marchandes mais qui ne sont pas chiffrables comme les avantages que le peuplement apporte à son propriétaire et à la collectivité : paysage, protection climatique, stimulation de la biodiversité, hébergement du gibier ...

Opération	Unité	Vitesse d'exécution	Période d'intervention
Désherbage au pied de l'arbre	Arbres/h	25 à 50	De l'année 1 à 5
Entretien ligne d'arbres	H / 100 m	0,5	De l'année 1 à n, dégressif
Entretien protection	Arbres / h	13 à 17	De l'année 1 à 5
Taille formation basse	Arbres / h	25 à 50	Années 2 et 3
Taille formation haute	Arbres / h	25 à 50	Années 4 et 5
Élagage 2 à 5 m	Arbres / h	20 à 30	De l'année 4 à 8
Élagage 5 à 8 m	Arbres / h	12 à 16	De l'année 6 à 15
Taille de rattrapage	Arbres / h	30 à 60	De l'année 10 à 25
Éclaircissage houppier	Arbres / h	Variable	De l'année 20 à n
Éclaircie jeunes arbres	Arbres / h	18 à 22	Année 15

Tableau 51 : Temps de travail nécessaire pour l'entretien des peuplements d'arbres pour des feuillus divers (hors peupliers)

Désignation	P.U. HT
Préparation sol (agriculteur)	100 €/ha
Piquetage (prestataire)	85 €/ha
Fourniture de plants	69 €/ha
Paillage, protections, tuteurs	200 €/ha
Main d'œuvre de plantation (agriculteur)	58 €/ha
Main d'œuvre de paillage-protection (agriculteur)	39 €/ha
Entretien pendant 2 ans	84 €/ha
Fourniture pour regarnis	26 €/ha
Main d'œuvre de regarnis	6 €/ha
Ingénierie de travaux (frais de dossier, suivi 3 ans)	249 €/ha
Total par ha	915 €/ha
Total par arbre	14,7 €/arbre

Tableau 52 : Coût d'un projet agroforestier réalisé en 2014 en Haute-Garonne d'un mélange d'espèces forestières plantées sur une parcelle de grande culture de 20,6 ha avec une densité de 62 arbres/ha

3.10.8 Freins et leviers pour le développement de l'agroforesterie

a) *Domaine technique*

L'agroforesterie nécessite l'acquisition de compétences propres pour l'entretien des arbres, que les agriculteurs n'ont généralement pas. Par ailleurs, le manque de références techniques (C. FAURE, 2014) et de statistiques fiables (P. Balny, Février 2015) augmente la difficulté d'adoption de ces pratiques.

Intrinsèquement, l'agroforesterie est une pratique qui nécessite une vision à long terme. De par la nature de l'arbre et de son développement lent, la valorisation du bois n'intervient qu'à long terme (20 à 40 ans), bien différente des facteurs de décision à court terme qui prévalent dans l'agriculture contemporaine.

Ceci implique donc que l'agriculteur puisse se projeter sur plusieurs années. (C. FAURE, 2014). Or, il n'est pas aisé pour un agriculteur, dans le contexte économique de ces dernières années, de se projeter au-delà de 10 ans, voire de 5 ans.

Par ailleurs, cette pratique peut impliquer une réorganisation du système de production agricole. Autant de freins qui peuvent faire hésiter les agriculteurs à s'engager.

Des critères pédologiques limitent le potentiel de développement de l'agroforesterie. Pour des considérations de rentabilité, sont exclus les sols superficiels et à faible réserve utile, ainsi que les parcelles « trop petites » (inférieure à 2 ha) qui de plus sont exclues des aides financières. Pour la France, on ne considérera que les sols de plus d'un mètre de profondeur et une réserve utile supérieure à 75 mm (ADEME, 2015).

b) *Domaine économique*

À l'aversion naturelle au risque s'ajoutent de nombreux facteurs d'incertitudes, notamment l'évolution des prix (du bois par exemple).

Les freins économiques sont limités dans la mesure où la plantation peut bénéficier d'un soutien public et où elle ne remet pas en cause l'éligibilité aux droits aux paiements de base (soit 100 arbres par ha). Dans le cas contraire l'investissement reste important et nécessite une trésorerie conséquente. On peut considérer que les aides apportées permettent de couvrir les investissements de plantation et sont donc suffisantes.

c) *Domaine réglementaire*

Les systèmes agroforestiers bénéficient d'un soutien public depuis plusieurs années, ce qui encourage leur implantation par les agriculteurs.

En particulier, la PAC a intégré progressivement, l'arbre champêtre au cours des 15 dernières années. Il existe aujourd'hui plusieurs aides. Dans la nouvelle PAC 2014-2020, on recense plusieurs éléments relatifs à la prise en compte des haies et des arbres dans les mécanismes d'aide.

L'attribution du paiement vert (représentant 30% des aides directes, soit 2,4 milliards d'euros par an pour la France) est soumise à trois conditions :

- La diversité des cultures,
- Le maintien des prairies permanentes,
- Un pourcentage minimal de 5% de surfaces d'intérêt écologique (SIE) sur les terres arables de l'exploitation dont les arbres et haies sont des éléments constitutifs.

Les plantations agroforestières ayant bénéficié de la mesure 222 (période 2007-2014) ou mesure 8.1 (période 2015-2020), tout comme les haies, sont reconnues comme des SIE. 1 ha en agroforesterie est égal à 1 ha de SIE et 1 mètre linéaire de haies est égal à 10 m² de SIE.

3.10.9 Perspectives de développement potentiel au plan national

Pellerin et Al *et al.* (2013) ont estimé à 5,9 Mha (3,9 Mha en cultures et 1,98 Mha en prairie), les surfaces qui peuvent techniquement faire l'objet de plantations intraparcellaires. Compte tenu des freins à l'adoption d'une technique nouvelle, ils estiment à 4% en hypothèse basse et 10% en hypothèse haute, les plantations intraparcellaires en 2030 (par rapport à ce potentiel), soit entre 230 000 ha et 590 000 ha à l'échelle nationale.

Le réseau associatif national des acteurs agroforestiers (AFAC-Agroforesterie, AFAF) évalue dans une fourchette de 1 000 ha à 5 000 ha le potentiel annuel de plantation, selon l'intensité de la mobilisation. Sur cette base, les surfaces pourraient s'établir entre 20 000 ha et 90 000 ha en 2030. Les objectifs retenus par l'INRA (400 000 ha en 2030) supposent donc une forte inflexion à la hausse de la tendance actuelle. » (P. Balny, Février 2015)

3.10.10 Potentiel sur le territoire : bilan quantitatif

L'analyse présentée précédemment a montré qu'il **serait souhaitable de déployer 800 ha de SIE pour atteindre 5% de SAU**, sur la petite région agricole (PRA) de la Plaine de la Scarpe.

Pour quantifier le volume de bois que cela pourrait générer sur le territoire, les hypothèses suivantes sont retenues :

- La répartition des 800 ha surfaces peut être la suivante :
 - Implantation de 200 ha en bandes tampon, représentant l'équivalent de 200 km de bandes de 10m de large à positionner préférentiellement le long des cours d'eau ;
 - La plantation de 300 ha de haies bocagères, soit un linéaire de 300 km de haies ;
 - La mise en place de 300 ha en parcelles agroforestières.
- **Le volume de bois produit peut être évalué** sur la base des ratios suivants, issus de la littérature :
 - Haies : entre 8 et 10 m³/km de haie (1 km de haie équivalent à 1 ha) ;
 - Agroforesterie : 10 m³/ha/an de bois de qualité (bois d'œuvre) auquel s'ajoutent 2 m³/ha/an de bois-énergie (branches).

Ainsi, en prenant ces hypothèses, le volume de bois produit pourrait être le suivant :

- **Haies : 2 700 m³/an, soit environ 1 500 t de bois par an ;**
- **Agroforesterie : 3 000 m³/an de bois d'œuvre et 600 m³ de bois énergie, soit autour de 2000 t de bois au total.**

Comme nous l'avons indiqué auparavant, les pratiques agroforestières permettent sur le territoire de stocker environ 1,5 à 1,7 t C/ha/an (sol+ biomasse aérienne) au cours des 20 premières années qui suivent la plantation.

La plantation de 600 ha de surfaces agroforestières et bocagères permettrait de stocker de l'ordre de 960 t C/an.

3.10.11 Bibliographie

ADEME. (2015, Janvier). Réintégrer l'arbre dans les systèmes agricoles pour diversifier la production et renforcer les écosystèmes.

Agr'eau. (2015, Mai). Fiche réglementaire Arbres, haies et bandes végétalisées dans la PAC 2015-2020.

Arbre & Paysage 32. (s.d.). Agroforesteries en pays d'Armagnac.

Boughriet, R. (2015, Décembre 17). *Lancement d'un plan national pour développer et gérer durablement l'agroforesterie*. Consulté le Janvier 11, 2016, sur Actu Environnement: <http://www.actu-environnement.com/ae/news/plan-agroforesterie-PAC-conseiller-association-unique-formation-25907.php4>

C. Dupraz, F. L. (2011). *Agroforesterie, des arbres et des cultures*. Paris: Editions France Agricole.

C. FAURE, R. M. (2014, Août). Agroforesterie. L'arbre creuse le sillon des cultures. *La France agricole* (3549), pp. 33-39.

Chambres d'Agriculture. (Juin 2010). *L'agroforesterie dans les réglementations agricoles - Etat des lieux en juin 2010*. Guide.

Chenu C. et Al. 2014. Stocker du carbone dans les sols agricoles : évaluation de leviers d'action pour la France. *Innovations Agronomiques* 37 (2014), 23-37

Coulon, P. M. (2005). *Le pré-verger pour une agriculture durable : Guide technique*. Solagro.

GUYOT. (1986). *Brise-vent et rideaux abris avec référence particulière aux zones sèches*. Rome: FAO.

Ministère de l'agriculture, de l'alimentation, de la pêche, de la ruralité et de l'aménagement du territoire. (2012, Janvier). Analyse : l'agroforesterie en France : intérêts et enjeux. N°37. 1-4.

P. Balny, D. D. (Février 2015). *Promotion des systèmes agroforestiers - Propositions pour un plan d'actions en faveur de l'arbre et de la haie associés aux productions agricoles*. CGAAER.

G.Moreno . 2015.System Report : Cereal Production beneath Walnut in Spain. AGFORWAD, Agroforestry for Europe

Pellerin S., Bamière L., Angers D., Béline F., Benoît M., Butault J.P., Chenu C., Colnenne-David C., De

Cara S., Delame N., Doreau M., Dupraz P., Faverdin P., Garcia-Launay F., Hassouna M., Hénault C.,

Jeuffroy M.H., Klumpp K., Metay A., Moran D., Recous S., Samson E., Savini I., Pardon L., 2013.

Quelle contribution de l'agriculture française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre?

Potentiel d'atténuation et coût de dix actions techniques. Synthèse du rapport d'étude, INRA (France),

92p.

Pointereau, B. (1995). *Arbres des champs : Haies, alignements, prés-vergers ou l'art du bocage*. (Solagro, Éd.)

Pointereau, S. L. (2008). *Arbres et Eaux : rôle des arbres champêtres*. Toulouse: Solagro.

4. PROSPECTIVE

4.1. LA TRANSITION ÉNERGETIQUE S'IMPOSE EN FRANCE

Au niveau planétaire, la production d'énergie est dominée par les hydrocarbures responsables de la plus grande partie des changements climatiques en cours.

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (2017), les hydrocarbures représentent plus de 80% de l'approvisionnement énergétique mondial. La hausse des consommations a été tirée fortement par deux décennies de croissance chinoise puis indienne, même si la demande en énergie a été stable sur les deux dernières années. La production de charbon a nettement décliné sur les dernières années tandis que le gaz et les énergies renouvelables progressaient.

Pour l'électricité, c'est le charbon qui domine le monde avec environ 40% de la production, suivi par le gaz (21%), l'hydraulique (16,5%), le nucléaire (10,6%)⁵⁰. Les autres renouvelables représentent 7% environ en 2016 de la production mondiale, une part en forte hausse.

En France, à partir de la crise pétrolière de 1973 lors de la guerre du Kippour, notre pays s'est doté de nombreuses politiques et instruments pour limiter sa dépendance pétrolière, à commencer par le programme nucléaire de 1974 et la création d'agences pour l'efficacité énergétique. Plus récemment, l'engagement de l'Europe et de la France dans le protocole de Kyoto s'est traduit par plusieurs engagements de nature et de portée juridique variée, en particulier :

- La Loi d'Orientation sur l'Energie de 2005 (LOE) qui pose l'objectif de développer les énergies renouvelables au même niveau que l'énergie nucléaire.
- Les directives européennes sur les réseaux d'énergie qui posent le principe de concurrence et de séparation des fonctions de production, de transport et de distribution de l'électricité et du gaz
- La loi Grenelle 2 qui pose des objectifs climatiques ambitieux et transcrit les objectifs européens sur les énergies renouvelables, soit 23% au total.
- Les accords de Paris de la COP21, et l'engagement national climatique, ratifiés par la France dès 2016 à l'unanimité du Parlement. Ces accords engagent notamment notre pays vers la décarbonisation totale de l'économie et donc la sortie des hydrocarbures à l'horizon de trente à cinquante ans.
- Enfin, la loi Transition Énergétique pour la Croissance Verte⁵¹ est entrée en vigueur en 2015.

Ce dernier texte précède la COP21 mais il comprend des objectifs forts comme la diminution de moitié de la consommation finale en 2050 avec un premier palier de diminution de 20% en 2030 et de baisse de la part des fossiles de 30% à cette échéance, ou encore la promotion des énergies renouvelables pour atteindre 32% de la consommation d'énergie et 40% de l'électricité à la même date. Le texte comprend des leviers importants, par exemple la rénovation de l'habitat rendue systématique, ainsi que l'ambition de ne construire plus que des bâtiments publics « à énergie positive et à haute performance environnementale ». Côté transports, les véhicules faiblement émetteurs seront privilégiés, et les entreprises d'au moins cent salariés doivent élaborer des « plans de mobilités » en lien avec les collectivités concernées.

⁵⁰ Chiffres 2015 cités par AIE 2017

⁵¹ LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

Enfin, la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) en cours d'élaboration devra fixer par décret et par périodes de cinq ans, les « budgets carbone » – c'est-à-dire les plafonds d'émissions à ne pas dépasser – dans les différents secteurs d'activité (transports, bâtiments, industrie, agriculture). Cette stratégie de niveau réglementaire, s'impose notamment aux services de l'Etat et s'appuiera aussi sur une taxation progressive des énergies fossiles.

Plus controversée, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), déterminera par étapes la trajectoire à suivre pour les différentes filières énergétiques. Elle détermine notamment la part du nucléaire dans la production électrique mais aussi l'ampleur des appels d'offre sur les énergies renouvelables gérés par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie). Cette planification, en cours de finalisation courant 2018, détermine aussi les besoins en moyens de production classiques ou renouvelables électriques, gaziers ou en chaleur.

4.2. UNE REGION FORTEMENT CONSOMMATRICE D'ENERGIE FOSSILE

Selon l'Observatoire du Climat, la facture énergétique annuelle de la Région Hauts de France représente environ 12 milliards d'Euro. Cette dépense atteint donc 8% du PIB régional⁵².

L'enjeu d'une maîtrise de cette consommation n'est donc pas seulement celui des nuisances locales ou des émissions de gaz à effet de serre (GES). Il s'agit également d'une question centrale pour l'économie des territoires et pour le niveau de vie de ses habitants. La diminution des consommations est donc un enjeu fort pour la Région des Hauts de France : En particulier il s'agit de réduire la précarité énergétique dans un habitat souvent ancien, et permettre la compétitivité des industries intensives en énergie, encore assez présentes dans la région.

Toujours selon l'Observatoire du Climat, la consommation d'énergie finale est de 209 TWh pour les Hauts de France⁵³. La région compte ainsi pour 12% de l'énergie consommée du pays avec seulement 9% de la population, une différence pour l'essentiel liée à la présence du pôle sidérurgique de Dunkerque et d'industries lourdes ailleurs dans la région. La consommation a atteint son pic en 2002 (225 TWh) et a baissé depuis de 7% avec même un creux de 10% lors de la crise économique. Cette consommation est constituée en premier lieu par du gaz (26%) et des produits pétroliers (30,6%) et de l'électricité (21,8%). Cette dernière consommation décroît de 1,3% par an tandis que le gaz augmente de 1,3% par an.

Dans l'industrie, outre la sidérurgie qui ne concerne pas le Douaisis, les consommations sont tirées par l'Agro-Alimentaire (21% de la consommation des industries régionales).

Dans le résidentiel, les ménages sont plus nombreux et consomment au total 25% de plus qu'en 1990, mais leurs consommations unitaires ont baissé de 7% sur la période. Les transports ont augmenté leur consommation de 28% : ils sont tirés par le transport routier de marchandises, l'équipement des ménages en autos et l'étalement urbain. Enfin, le Tertiaire a eu la plus forte augmentation (+38%) sur cette période, pour une consommation composée à 44% d'électricité.

Les objectifs régionaux sont actuellement définis par des documents issus des anciennes régions. En particulier le SRCAE (Schéma Régional Climat-Air-Energie) issu de l'ancien périmètre Nord Pas de Calais s'applique jusqu'en 2019 sous forme d'un règlement Etat-Région (il est présenté en note)⁵⁴ tandis que le SRADT (Schéma Régional d'Aménagement et de Développement du Territoire) est un objectif plus ambitieux de l'institution régionale. Un nouveau schéma, le SRADDET (Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires) sera ensuite mise en place à l'échelle de la nouvelle région.

⁵² INSEE 2012

⁵³ « Consommation d'énergie en Hauts de France » Observatoire Climat 2017 sur données 2014

⁵⁴ Les consommations des scénarios régionaux sont données par le tableau suivant. Ils comprennent un horizon court désormais obsolète (2020) et un horizon long (2050), en MWh

Projections Nord Pas de Calais dans les schémas énergie					
GWh			Base 2012	2050	Evolution 2050/2012
Tendanciel	Total Tendanciel		31 059	19 477	0,63
	Habitat	Thermique	22 818	9352	0,47
		Elec spé	2 789	4597	1,41
	Tertiaire	Thermique	9 890	5929	0,63
		Elec spé	4 863	5509	1,14
	Transport	Carburants	26 247	13912	0,63
	Sidérurgie	Total	37 794	34702	0,94
	Hors sidérurgie	Total	45 981	42218	0,94
Total SRCAE			31 059	13 426	0,43
SRCAE	Habitat	Thermique	22 818	3464	0,23
		Elec spé	2 789	3500	1,21
	Tertiaire	Thermique	9 890	2475	0,31
		Elec spé	4 863	5982	1,30
	Transport	Carburants	25 621	8385	0,44
	Sidérurgie	Total	37 794	15446	0,55
	Hors sidérurgie	Total	45 981	18792	0,55
Total SRADT			31 059	11 291	0,36
SRADT	Habitat	Thermique	22 818	2822	0,20
		Elec spé	2 789	2484	0,88
	Tertiaire	Thermique	9 890	2007	0,26
		Elec spé	4 863	3064	0,56
	Transport	Carburants	25 663	6802	0,38
	Sidérurgie	Total	37 736	12411	0,45
	Hors sidérurgie	Total	44 335	14582	0,45
Projections Nord Pas de Calais SRCAE et SRADT, E&E Consultant 2018					

Tableau 53 : Projections Nord Pas de Calais dans les schémas énergie

Les consommations dans les scénarios régionaux (ici présentés seulement pour le long terme) sont données dans le **TABLEAU 53** ci-dessus.

La **FIGURE 58** suivant résume de façon agrégée les évolutions projetées de la consommation d'énergie des deux départements :

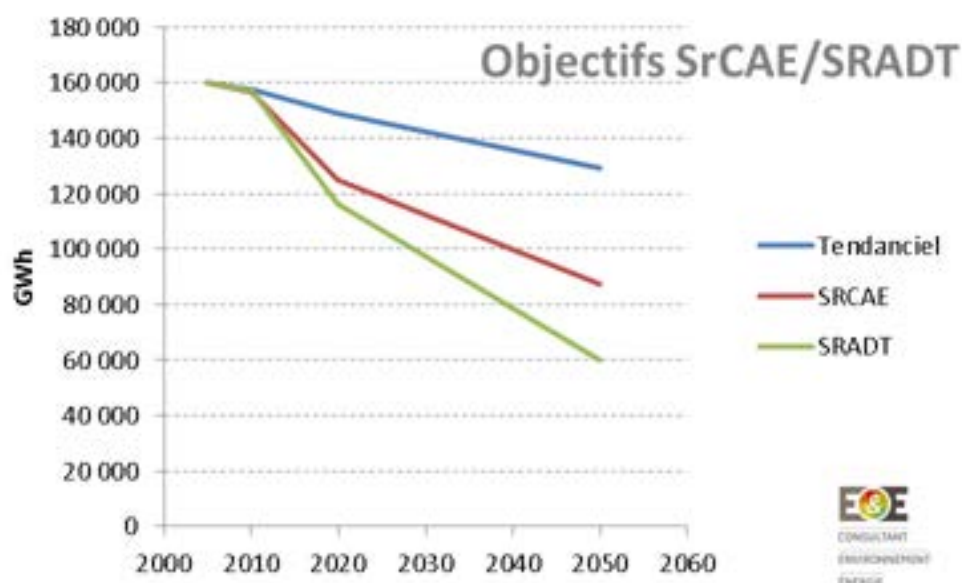


Figure 58 : Evolution de la consommation d'énergie Nord pas de Calais projetée dans le SRADT et le SRCAE

L'objectif général des collectivités du Douaisis s'inscrit dans ce contexte de réductions d'émissions de gaz à effet de serre et de transition énergétique, engagées par la France et l'Europe depuis le début du siècle (loi d'Orientation sur l'Energie de 2003, lois Grenelle de l'Environnement, loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte), et par l'engagement de notre pays dans l'Accord de Paris.

Les collectivités se sont engagées à travers les processus de la Troisième Révolution Industrielle (TRI / REV3) et dans celui des Territoires à Energie Positive (TEP-CV), pour limiter le recours aux énergies fossiles, à augmenter fortement l'usage des énergies renouvelables dans une économie performante et économe en énergie. Cet engagement veut lier la prospérité économique et les avancées technologiques avec la transition énergétique et écologique nécessaire pour limiter le réchauffement climatique.

Les engagements nationaux et européen sur les énergies, l'accord de Paris ont des conséquences concrètes sur le territoire, et d'abord la diminution puis la fin des énergies fossiles à l'horizon 2050.

Pour la perspective de long terme, ces évolutions ont plusieurs implications :

- **Electricité** : Une diminution des consommations unitaires des équipements de l'habitat et du tertiaire est déjà observable, il s'agit d'une tendance de long terme vu les politiques de normalisation déjà adoptées en Europe. Cette baisse est progressivement contrée par un report de la demande électrique pour des substitutions dans les transports, l'industrie lourde, voire le stockage d'hydrogène. L'enjeu est donc de stabiliser la consommation mais aussi d'adapter les réseaux et à les rendre plus flexibles.
- **Chaleur** : La diminution des besoins est liée en particulier aux engagements de rénovation de l'habitat et du tertiaire. Cette transformation est actée par la loi et les objectifs des collectivités, mais se heurte à de grandes difficultés de mise en œuvre et de financement. Par ailleurs, on observe une efficacité croissante des productions industrielles. Ainsi par exemple, déjà les sucreries, ou encore prochainement les data centers, qui passent progressivement d'exportateurs nets de chaleur à l'équilibre ce qui limite les options de récupération depuis l'industrie et le tertiaire.
- **Transports** : Les systèmes actuels d'approvisionnement dominés par le pétrole sont totalement modifiés avec une perspective de diminution drastique puis de fin des transports terrestres à moteur thermique utilisant des hydrocarbures fossiles. L'évolution des modes de consommation et de production fait aussi évoluer fortement la demande des transports de marchandises, à la fois à la hausse (multiplications des livraisons) et à la baisse (nouvelles exigences urbaines). Il reste aussi pour les transports une forte incertitude technico-économique entre les trois vecteurs en concurrence (gaz/électricité/hydrogène).

Pour ces trois facteurs, les choix du territoire ont un fort impact, en particulier les choix de transfert d'énergie dans les transports (électricité, gaz ou hydrogène), les choix d'implantations industrielles ou d'évolution des industries existantes, mais surtout la question de la rénovation des bâtiments de l'habitat et du tertiaire.

Les collectivités ont à la fois un rôle dans ces évolutions via leurs propres consommations mais aussi et surtout pour leurs choix politiques. Les collectivités ont aussi un impact fort sur la demande de transport via l'urbanisme, le développement des infrastructures des modes doux (pistes, parkings) ou encore les développements des espaces nécessaires au transfert modal en bordure de ville ou près des voies d'eau.

On notera que ces modifications de demande ont des implications également sur la perspective des réseaux, puisque les points d'approvisionnement des transports sont plus concentrés (gaz, électricité), les échanges interrégionaux électriques restent importants avec le cas échéant des transits depuis la Manche et la Mer du Nord vers les agglomérations (Métropoles nordistes, Paris, Allemagne). Le transport et la production d'hydrogène, présents à Waziers, deviennent aussi stratégiques.

4.3. LE CONTEXTE DES ENERGIES RENOUVELABLES

Pour le développement des énergies renouvelables, ces perspectives ont des implications très différentes entre l'électricité, les carburants et la chaleur. Examinons les déterminants de ces trois vecteurs.

- L'électricité se trouve à la fois favorisée par le caractère flexible de l'implantation du solaire photovoltaïque et par l'ubiquité du réseau. La boucle locale d'approvisionnement électrique en autoproduction se dessine désormais à l'échelle du quartier. Elle permet à tous les habitants (y compris les locataires) et à toutes les entreprises de participer par leur production ou leurs achats de courant à la production locale ENR. Même si le système n'est pas encore totalement stabilisé, la question de l'appoint en provenance du réseau ou celle des exportations d'excédents ne pose pas de difficultés autres que celles d'une organisation collective et d'une répartition des charges collectives. Les collectivités -par exemple en mettant à disposition des toitures ou des friches et délaissés- peuvent investir mais aussi simplement encourager les projets.
- Les carburants renouvelables sont en partie déterminés par les choix locaux d'investissement, d'infrastructure de recharge, ou encore d'exigences réglementaires dans les agglomérations telles que l'interdiction accélérée du diesel en centres villes ou, à l'inverse de parkings favorisés pour les modes alternatifs. Les collectivités sont ici en première ligne car elles déterminent les implantations de bornes électriques et des stations-service.
- Reste la chaleur, le point le plus épineux pour programmer la sortie des énergies fossiles et la montée des énergies renouvelables. Celui-ci pose plusieurs difficultés :
 - ✓ Le besoin de chaleur, en particulier dans l'habitat, se modifie assez radicalement dans les projections proposées par les schémas en vigueur, notamment le SRCAE pour près des trois quarts et même les 4/5 dans le SRADT. Dans ces projections régionales -qui font échos aux engagements nationaux- toutes les habitations sont rénovées à l'échéance de 2050. Ceci représente un chantier considérable et soutenu sur une longue période. C'est aussi un risque si la baisse des consommations n'est « que » de 53%, dans un scénario dit « tendanciel ». Ceci se produira si les difficultés de ce chantier l'emportent et que les pouvoirs publics agissent de façon limitée. L'incertitude est donc encore ici considérable et fait l'objet d'un exercice quantifié sur le Douaisis.
 - ✓ Contrairement à la boucle électrique d'autoconsommation sous ses différentes formes, qui s'appuie sur le réseau RTE/ENEDIS pour son appoint et ses excédents, la boucle ou le réseau de chaleur doit assurer elle-même sa pointe d'hiver. Il lui faut soit avoir en stock de quoi passer l'hiver, soit rester branché au réseau de gaz et disposer de moyens redondants de production de chaleur. Faute de quoi l'installation devra être fortement surdimensionnée ce qui est inacceptable économiquement.
 - ✓ Autre facteur majeur, le devenir du gaz naturel. La domination actuelle du gaz - plus des deux tiers de la demande de chaleur dans le SCOT- ne peut pas se maintenir à l'identique. Le gaz naturel fossile est en effet de plus en plus taxé, mais aussi il représente une part croissante des émissions avec le déclin prochain des produits pétroliers.

- ✓ Mais surtout, le choix des renouvelables thermique peut entrer en conflit avec le gaz déjà très implanté, en particulier par le développement des réseaux de chaleur dans les villes denses.
- ✓ Apparaît aussi un conflit d'usage pour le gaz renouvelable. Même si le GRT parle désormais de 30% de biogaz produit localement, ce gaz n'est pas forcément injecté mais parfois utilisé localement en cogénération, et il alimente aussi de façon efficace des systèmes de transport.

Dans le cas de la chaleur, la programmation des énergies renouvelables est donc un exercice essentiel pour lancer le territoire sur des investissements importants. Il s'agit d'abord d'amorcer le mouvement mais aussi d'assurer une progression continue des investissements sur toute la période. La programmation assure le « cliquet », le déclenchement d'opérations au bon moment pour éviter les investissements inopportuns à long terme ; elle permet de « nettoyer » les textes et les règlements de l'urbanisme (PLUI, ZAC, SCOT...) pour lever les blocages mais aussi pour s'assurer que toutes les opportunités sont saisies par les collectivités ; elle permet d'assurer une charge constante et pérenne pour les entreprises locales impliquées dans la mise en œuvre des boucles de chaleur.

La programmation permet par exemple de faciliter la mutualisation des travaux d'enfouissement ou de réorganisation des réseaux électriques et de transmissions de la chaleur. Elle permet aussi de combiner le cycle de vie des zones et parcs d'activité avec la montée en puissance des énergies renouvelables en boucle.

4.4. EN PROSPECTIVE : LE TEMPS DES BOUCLES LOCALES

Pour conclure cette partie générale, le message sur les boucles locales et surtout sur le passage d'un vecteur d'énergie à un autre est au cœur de la Troisième Révolution Industrielle.

En effet, la liste des ressources renouvelables ne peut être prise isolément. On doit aussi la combiner avec les vecteurs d'énergie et les stockages potentiels pour aboutir à un système fonctionnel et économique à 100% d'énergies renouvelables et non-carbonées.

La boucle locale énergétique que la REV3 veut développer procède de cette combinaison. Deux idées essentielles s'imposent : **le changement de vecteur d'énergie et la décentralisation**.

Les changements de vecteurs d'énergie

Une partie importante de cette évolution des réseaux -au cœur de la Troisième Révolution Industrielle (REV3) est le passage d'un vecteur à un autre, par exemple l'utilisation d'électricité excédentaire dans une pompe à chaleur pour utiliser au mieux la ressource renouvelable. Cette optimisation des usages limite fortement les besoins de stockage. Ces transferts d'énergie permettent aussi à plus long terme l'utilisation du gaz comme stockage via l'hydrogène. Le tableau suivant présente quelques-unes des technologies de passage :

Matrice des vecteurs d'énergie				
De / Vers	Chaleur	Electricité	Gaz	Hydrogène
Chaleur	x	ORC	x	x
Electricité	Pompe à chaleur	x	Méthanation	Electrolyse
Gaz	Combustion	Turbines / Pile à combustible	x	Reformage
Hydrogène	Pile à combustible	Pile à combustible	Méthanation	x
Parcs d'Activité TRI/REV3. [E&E Consultant; Cohérence Energies; Co-Porteurs; Synervie]				

Tableau 54 : Matrice des vecteurs d'énergie

ORC : Cycle Organique de Rankine. Les machines à ORC transforment des sources de chaleur en électricité. Elles sont notamment utilisées dans les industries lourdes mettant en œuvre des chaleurs élevées (cimenteries...)

La décentralisation des réseaux

La décentralisation des réseaux est au cœur de REV3. Elle consiste tout d'abord à multiplier les acteurs impliqués de l'énergie : fournisseurs, réseaux, distributeurs, plateformes intermédiaires...

Le nouveau système va aussi passer d'un système à sens unique, d'un producteur de grande taille à un consommateur final, et aussi ajouter une dimension de choix du consommateur. La **FIGURE 59** et la **FIGURE 60** suivantes illustrent ce changement :

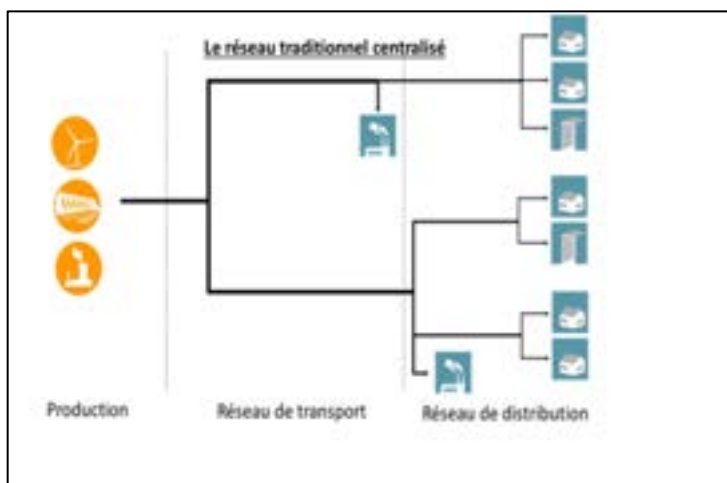


Figure 59 - Le réseau centralisé traditionnel - d'après ABB

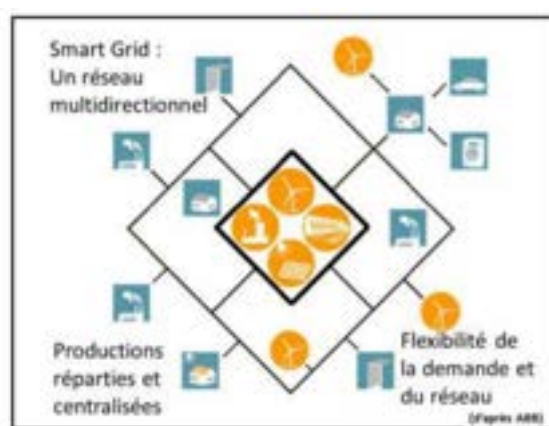


Figure 60 - Le réseau décentralisé futur - d'après ABB

Ce futur décentralisé n'est pas nécessairement « tout local ». Ainsi, cela n'a pas de sens de ne consommer que du bois cultivé dans le SCOT exclusivement, alors que le pétrole et le gaz viennent de pays lointains. Il vaut bien mieux un équilibrage des productions, à la fois plus économique mais aussi pas moins durable. Il vaut mieux en effet un ensemble de projets « durables », répartis entre les endroits les plus appropriés et à la bonne échelle, tels qu'illustrés par le **TABLEAU 55** suivant, qui présente quelques échelles appropriées de décentralisation :

Echelle	Raccordement électrique	Exemple-type d'échange	Exemple de financement	Exemple type
Local	Basse ou moyenne tension	Auto-production	Auto financement	Toiture PV
Régional	Moyenne tension	Coopératives d'investissement	Fonds d'investissement	Groupe d'éoliennes terrestres
Continental	Réseau de transport	Marchés d'énergie	Syndicats bancaires	Eolien off-shore, PV au sol

Tableau 55 : Ensemble de projet durable en fonction de l'échelle