



Mission d'étude, de planification et programmation énergétique territoriale

sur le territoire du Syndicat Mixte Baie de Somme
Trois Vallées

Phase 2 : « Perspectives énergétiques du territoire »

01 Mars 2019



FEDERATION
DEPARTEMENTALE
D'ENERGIE
de la
Somme



territoire
d'énergie
SOMME



PHASE 2 : « PERSPECTIVES ENERGETIQUES DU TERRITOIRE DU SYNDICAT MIXTE BAIE DE SOMME TROIS VALLEES »

Objet :

Livrable Phase 2 : Rapport sur les perspectives énergétiques du territoire du Syndicat Mixte Baie de Somme 3 Vallées

Destinataires :

Fédération départementale d'énergie de la Somme

Baie de Somme 3 Vallées

Rédacteurs :

Florian Coupé, AEC

Théo Forté, AEC

Marie Bled, Energies Demain

Relecteurs :

Florian Coupé, AEC

Emilie Essono, Energies Demain

Bettina Lanchais, BS3V

Delphine Roger, FDE 80

Date :

27/02/2019

Version : 2

Sommaire

Sommaire.....	3
1. Introduction	5
1.1 Présentation du Syndicat Mixte Baie de Somme Trois Vallées	5
1.2 L'étude de planification énergétique	5
1.3 Le SRCAE de l'ex-région Picardie et le futur SRADDET de la région Hauts-de-France.....	6
1.4 Le futur SRADDET de la région Hauts-de-France : Hauts-de-France 2040	7
1.5 Troisième révolution industrielle en région Hauts-de-France	8
2. Scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire : 2020, 2030, 2050	9
2.1 Contexte régional	9
2.2 Scénario « Tendanciel »	11
2.3 Scénario « Maximum »	16
2.4 Analyse et comparaison au SRADDET	19
2.5 Analyse par secteur	20
2.6 Facture énergétique	32
3. Potentiel de développement des EnR&R	34
3.1 Méthodologie générale	34
3.2 Gaz renouvelable de la méthanisation.....	35
3.3 Électricité éolienne terrestre.....	46
3.4 Électricité éolienne maritime	50
3.5 Électricité houlomotrice et hydrolienne	51
3.7 Électricité hydroélectrique	53
3.8 Électricité photovoltaïque	56
3.9 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable	64
3.10 Bois-énergie.....	65
3.11 Solaire thermique.....	71
3.12 Récupération de chaleur fatale	74
3.13 Géothermie	78
3.14 Réseau de chaleur	83
3.15 Bilan de chaleur renouvelable.....	85
3.16 Power to gas.....	86
3.17 Conversion du gaz B en gaz H.....	90
3.18 Pyrogazéification	93
4. Conclusion	95
5. Annexes.....	96

5.1	Liste des communes avec un potentiel excédentaire concernant la géothermie très basse énergie par doublets sur aquifère superficiel	96
5.2	Estimation du nombre d'emploi temps-plein (ETP) créés – résultats de l'outil TETE	99
5.3	Tracé des potentiels des réseaux de chaleurs.....	102
5.4	Tableaux	112
5.5	Illustrations du rapport	113

1. Introduction

1.1 Présentation du Syndicat Mixte Baie de Somme Trois Vallées

Situé à l'Ouest de la région des Hauts-de-France, le Syndicat Mixte Baie de Somme Trois Vallées recouvre aujourd'hui le territoire de trois EPCI à fiscalité propre : la Communauté d'Agglomération (CA) de la Baie de la Somme, la Communauté de Communes (CC) du Vimeu, et la Communauté de Communes (CC) Ponthieu-Marquenterre, représentant un total de 139 communes sur les 779 communes du département de la Somme. Avec près de 107 000 habitants (données INSEE 2013) sur une superficie de 1 372 km², le territoire regroupe près de 19 % de la population du département sur environ 22 % de sa surface.

Depuis sa création en 2013, le Syndicat Mixte Baie de Somme Trois Vallées conduit des actions ambitieuses en matière de transition énergétique et climatique qui en font un territoire de référence à l'échelle nationale. Parmi celles-ci, un Projet de Parc Naturel Régional (PNR) Baie de Somme Picardie maritime avec une reconnaissance Agenda 21 local, un Plan Climat Énergie Territorial avec une démarche ClimAgri, un SCoT Baie de Somme Trois Vallées et un Schéma de Trame Verte et Bleue.

De nombreuses installations énergies renouvelables ont pris place sur le territoire, notamment éolienne et bois-énergie. Le Territoire a d'ailleurs pris à bras le corps cette problématique avec l'adoption du *Schéma d'insertion du moyen et du grand éolien* en 2016. Aujourd'hui, il vise à accélérer sa transition énergétique et écologique en développant une stratégie opérationnelle, comprenant notamment le développement de différentes installations de production d'énergies renouvelables. C'est dans ce contexte que s'inscrit l'étude de planification et de programmation énergétique, accompagnant une démarche ambitieuse engagée par le territoire.

Baie de Somme Trois Vallées est engagé dans une stratégie volontariste de lutte contre le changement climatique, en partenariat avec l'ADEME et la Région des Hauts-de-France dans le cadre du Contrat d'Objectifs Territoire Énergie Climat (COTEC). Le territoire a été également labellisé en 2015 Territoire à Énergie Positive pour la Croissance Verte (TEPCV).

En partenariat étroit avec la Fédération départementale d'énergie de la Somme qui accompagne la stratégie énergétique du territoire et qui porte la maîtrise d'ouvrage de cette étude, les objectifs de cette étude sont d'une part, d'approfondir les connaissances énergétiques du territoire et d'autre part d'établir un plan d'action opérationnel lui permettant d'optimiser ses consommations pour tendre vers un modèle, local, autosuffisant, et favorisant le développement des énergies renouvelables. Cette démarche s'inscrit notamment dans le cadre de la Troisième Révolution Industrielle engagée à l'échelle régionale et prévoyant l'objectif de 100 % EnR d'ici à 2050.

1.2 L'étude de planification énergétique

L'objectif principal de l'Étude de Planification et de Programmation Énergétique, tel que le prévoit le cahier des charges de l'ADEME, est de permettre au territoire de définir son schéma de développement des énergies renouvelables en cohérence avec les différentes stratégies locales, régionales et nationales en matière de climat, énergie et développement durable. Il s'agit de proposer une analyse énergétique, écologique et économique du système d'approvisionnement énergétique local.

La connaissance des spécifications du territoire passe par un état des lieux énergétique du territoire tout en dressant ses perspectives énergétiques, la finalité de cette mission étant de définir une stratégie opérationnelle pour tendre vers un territoire à Énergie Positive. Suite à cette étude, un plan d'action décrira les gisements

d'économies d'énergie en premier lieu par secteurs d'activités, les possibilités de réduction des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables sur le territoire, ainsi que les gisements potentiels d'emplois inhérents à cette action.

Il s'agit donc de construire un scénario adaptatif qui prendra en considération le caractère rural du territoire, mais également de développer des réflexions concernant des actions ambitieuses et cohérentes avec la typologie de celui-ci. Le but étant de fixer des objectifs à des horizons définis (court terme, moyen terme, long terme) ainsi que les politiques et mesures qui y conduisent. Ce scénario doit permettre à l'ensemble des parties prenantes du territoire (entreprises, administrations, associations, ménages...) de se mobiliser pour atteindre les résultats fixés.

Une fois les grandes orientations fixées en ce qui concerne la stratégie énergétique, une stratégie qui, pour rappel, prendra en compte les enjeux Énergie-Réseau, il s'agit ensuite d'élaborer une proposition de projets réels qui permettront de concrétiser ces orientations. Ces actions comprennent à la fois le volet de production d'énergie verte et les différents potentiels de sobriété et d'économie d'énergie cernés tout en répondant aux besoins du territoire.

L'ensemble des éléments présentés doivent faire le lien avec l'emploi local. En effet, le développement des énergies renouvelables et la mise en place de la transition énergétique vont dans le sens de la création d'emplois verts sur le territoire.

À ce stade, l'EPE a donné lieu à un état des lieux énergétique du territoire, dont le rapport de phase 1 est disponible. Ce présent rapport détermine l'ensemble des possibilités énergétiques sur le territoire de Baie de Somme 3 vallées.

1.3 Le SRCAE de l'ex-région Picardie et le futur SRADDET de la région Hauts-de-France

Le SRCAE Picardie a eu pour vocation de fixer un cap vers la sobriété et l'efficacité, et de tracer un chemin pour y parvenir. Il a été approuvé par l'arrêté du Préfet de région du 14 juin 2012 et la délibération du Conseil régional du 30 mars 2012.

Par la suite, Le SRCAE de Picardie a été annulé par la cours administrative d'appel de Douai, le 16 juin 2016. Le document et les objectifs qu'il donne seront donc repris dans le futur SRADDET.

Il fixe des priorités dans 5 domaines :

- **Bâtiments**

La Picardie met en œuvre un plan massif de réhabilitation énergétique du bâtiment et soucieux de la qualité de l'air intérieur. Elle structure une offre dynamique et innovante en matière de réhabilitation et de construction de bâtiments. Elle favorise un habitat économe en ressources naturelles.

La mise en place du Picardie Pass Rénovation au sein du SPEE – Service Public de l'Efficacité Énergétique – résulte notamment de cette orientation.

- **Transport et urbanisme**

La Picardie favorise une mobilité durable par ses politiques d'aménagement, elle contribue à l'amélioration de la performance énergétique des modes de transport, limite l'artificialisation des sols par une urbanisation maîtrisée.

- **Agriculture et forêt**

La Picardie accroît son offre de produits issus d'une agriculture locale et diversifiée, elle fait évoluer les pratiques agricoles afin d'en réduire l'impact carbone et la pollution par les produits phytosanitaires, elle prépare son agriculture et sa sylviculture aux évolutions de son contexte naturel.

- **Industrie et services**

La Picardie encourage l'engagement social et environnemental de ses entreprises, elle accompagne ses entreprises dans la diminution de leur impact carbone et le développement des filières de l'économie verte, elle s'engage sur la voie d'une production industrielle plus propre et économe en ressources naturelles.

- **Énergies renouvelables**

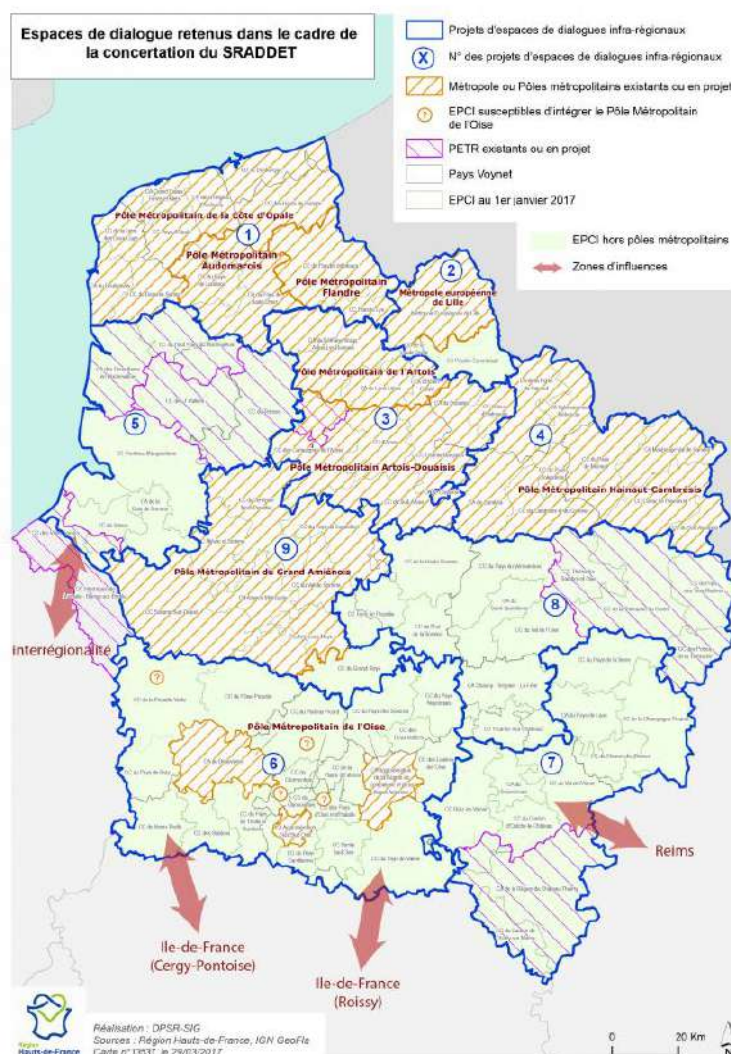
La Picardie accroît l'autonomie énergétique de ses territoires et de ses habitants, elle développe des filières innovantes de production et de stockage d'énergies locales et renouvelables, elle assure la compatibilité du développement des énergies renouvelables avec la préservation de l'environnement et du patrimoine. La région avait notamment l'ambition d'être la première région éolienne de France.

1.4 Le futur SRADDET de la région Hauts-de-France : Hauts-de-France 2040

Le futur schéma régional d'aménagement, de développement et d'égalité des territoires – SRADDET – a été lancé en novembre 2016 avec un processus d'élaboration de plus de 3 ans. Il doit permettre de fixer les objectifs et les grandes orientations de transition énergétique et écologique pour la région Hauts-de-France.

Le projet a été baptisé « *SRADDET Hauts-de-France : Le Grand Dessein* ». Des conférences territoriales ont été mises en place pour recueillir les avis de tous et construire la stratégie territoriale. Neuf espaces de dialogue rassemblent les Départements, l'Etat, les élus des EPCI, des SCoT, des Pays ou PETR et des PNR. Des conférences sont organisées du 6 avril 2018 au 22 juin 2018.

Les objectifs sont en cours de discussion, mais une première version de ceux-ci a été publiée le 4 juin 2018. L'objectif pour le développement des énergies renouvelables est celui-ci :



« Développer l'autonomie énergétique des territoires et des entreprises, multiplier par 2 la part des énergies renouvelables à l'horizon 2030 de **17 à 36 TWh** »

Il se décline de la manière suivante :

- **Solaire** : Atteindre une production de **1 800 GWh/an** de solaire photovoltaïque et de **1 000 GWh/an** de solaire thermique
- **Eolien** : Stabiliser la production éolienne à **8 000 GWh/an**
- **Energies fatales, incinération des déchets, CSR, biomasse**, en réseau ou de grande puissance, **gaz de mines** : Atteindre une production de **3500 GWh/an**
- **Biogaz** (méthanisation) : Atteindre une production de **9 000 GWh/an**
- **Bois Energie** : Atteindre une production de **7 600 GWh/an**
- **Géothermie** basse température et Pompes à chaleur : Atteindre **3 000 GWh/an**

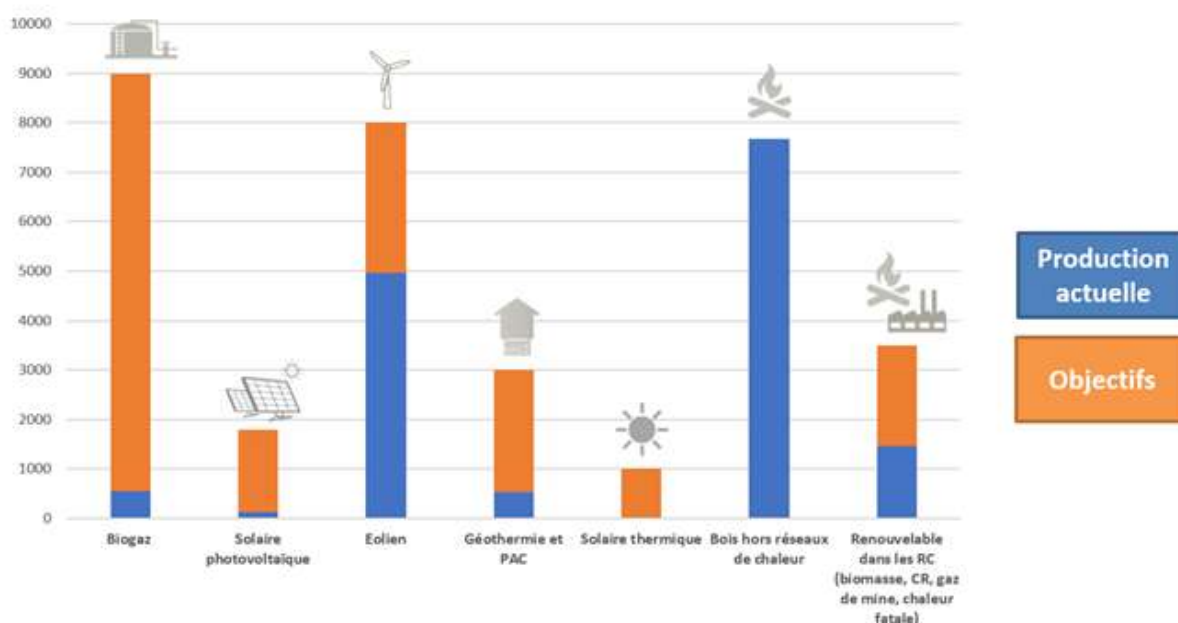


Figure 1 : Objectifs de développement des EnR en 2030 pour la région Hauts-de-France (SRADDET, 4 juin 2018)

1.5 Troisième révolution industrielle en région Hauts-de-France



La région Hauts-de-France s'est doté de plus d'une démarche unique : la Troisième Révolution Industrielle ou TRI ou Rev3. Le concept a été édicté par l'économiste Jeremy Rifkin, auteur de l'ouvrage de référence « *La troisième révolution industrielle* » :

la première révolution industrielle reposait sur le charbon et le télégraphe, et la seconde révolution industrielle reposait sur le pétrole et le téléphone. Dans les deux cas, ces périodes d'avancée reposent sur un vecteur énergétique et un moyen de communication, aujourd'hui, la troisième révolution doit reposer sur les énergies renouvelables et internet.

L'ex-région Nord Pas-de-Calais et la CCI de région Nord de France ont conceptualisé la Rev3 à partir de 2013 sur ce paradigme avec la constitution d'un *Master Plan*. La dynamique permet par la suite de suivre plus de 800 projets, avec un investissement à la fois public et privé estimé à 500 millions d'euros/an.

Avec la fusion des régions Nord Pas-de-Calais et Picardie, la Rev3 est étendue à l'ensemble des Hauts-de-France.

2. Scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire : 2020, 2030, 2050

Cette partie se focalise sur les projections des consommations énergétiques du territoire. Elles sont analysées pour sept secteurs d'activités :

- Résidentiel : logements des ménages,
- Tertiaire : activités de services : commerces, bureaux, écoles, ...
- Industrie : activités de production de biens matériels,
- Mobilité : transport de personnes (voiture, train, bus, avion, ...),
- Fret : Transport de marchandises (routier, ferroviaire, aérien, ...),
- Agriculture : activités de culture et d'élevage,
- Eclairage public.

2.1 Contexte régional

La scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire de la Communauté de Communes Baie de Somme 3 Vallées s'inscrit dans un cadre national et régional ambitieux. D'abord, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte fixe comme objectif de réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Pour y répondre, des Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) sont élaborés. Des objectifs quantitatifs de maîtrise de l'énergie y sont attendus à moyen et long termes. La définition de scénarios prospectifs y est également prescrite. A minima, les scénarios doivent présenter un scénario tendanciel et un scénario en réponse aux objectifs fixés par la Région (2030 et 2050). Les objectifs quantitatifs de réduction des consommations par secteur fixés par le SRADDET sont rappelés en Figure 3.

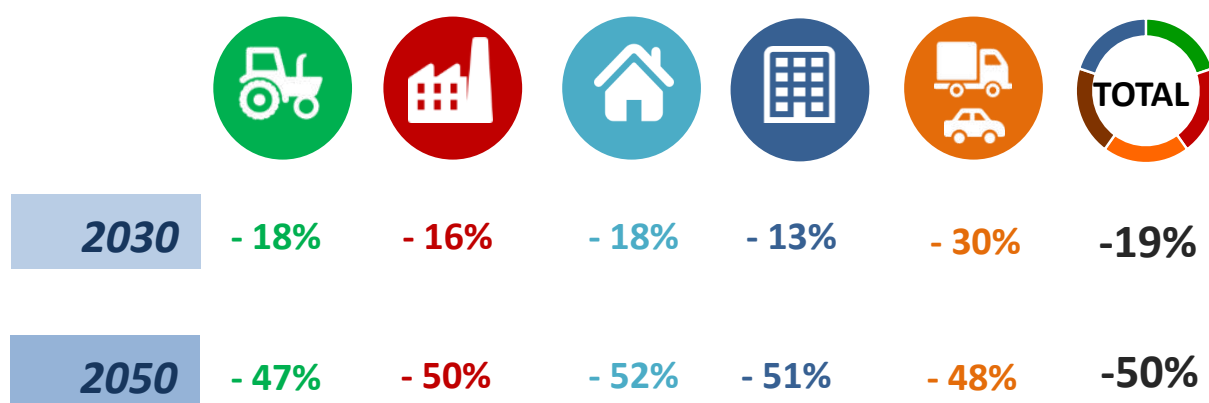


Figure 2 : Objectifs de réduction des consommations fixés par le SRADDET de la région des Hauts-de-France aux horizons 2030 et 2050¹

Au total, la Région se fixe comme objectif de réduire ses consommations de 50 % par rapport à 2010, avec un objectif intermédiaire de – 19 % en 2030. Cette réduction se traduit par une baisse des consommations dans tous les secteurs, dans une plage de -47 % à - 52 %. Les rythmes d'évolution sont néanmoins différents d'un secteur à l'autre. Pour parvenir aux objectifs fixés pour 2050, les secteurs des transports et résidentiel devront fournir le plus d'efforts en maîtrise de l'énergie, pour une baisse de 30 % et 18 % respectivement d'ici 2030.

¹ SRADDET en cours – référence : <http://sraddet.participons.net/download/objectifs-climat-air-energie-futur-sraddet/?wpdmdl=876>

Pionnière de la transition énergétique, la région des Hauts-de-France est engagée depuis 2013 dans un dispositif de REV3, Troisième Révolution Industrielle. Celle-ci se fixe comme objectif d'atteindre une autonomie énergétique à horizon 2050 à travers la multiplication de projets visant à faire émerger des énergies faiblement carbonées.

En vue de ces différents éléments, l'objectif principal de scénarisation est d'accompagner le territoire dans le choix de ses orientations en matière de production et consommation d'énergie pour répondre aux objectifs qu'elle s'est fixée. Un plan d'action multisectoriel est établi, amenant à la construction d'un scénario « Maximum », qui traduit les effets des actions de maîtrise de l'énergie les plus ambitieuses à l'échelle du territoire sur la consommation énergétique en 2020, 2030, et 2050. Ce scénario « Maximum » est comparé à un scénario « Tendanciel », qui montre les perspectives d'évolution sans actions supplémentaires de la part de la collectivité, et sert de point de repère.



2.2 Scénario « Tendanciel »

2.2.1 Méthodologie

Le scénario dit « tendanciel » désigne le scénario d'évolution des consommations sans actions supplémentaires de la collectivité. Il prend notamment en compte les évolutions réglementaires (Ex : RT2020) et technologiques prévisibles (Ex : amélioration des motorisations). Les principales hypothèses par secteur sont résumées ci-dessous :

SECTEUR	Hypothèses du scénario tendanciel	Sources
 Résidentiel	Rénovation légère de 62% des logements Construction neuve pour la pop supplémentaire (selon RT2012, 2020)	<i>SRCAE Picardie²</i>
 Tertiaire	Rénovation légère de 35% du privé existant Construction neuve pour la pop supplémentaire (selon RT)	<i>SRCAE Picardie</i>
 Fret	Performance des moteurs : -25% à -31% selon les modes. Augmentation des distances parcourues : +94% (dont +77% pour le routier, + 95% pour le ferroviaire, + 69% pour le fluvial et le maritime) Incorporation d'agro carburant : de 7% en 2010 à 10% en 2020 puis stabilisation	<i>Energies Demain, d'après le SRCAE et le rapport « Cinq scénarios pour le fret et la logistique en 2040 », PREDIT.</i>
 Agriculture	Pas d'évolutions considérées	<i>Energies Demain</i>
 Éclairage public	Pas d'actions de maîtrise de l'énergie Croissance du parc en fonction de la population	<i>Energies Demain</i>
 Mobilité	Performance des véhicules : + 47% Distances parcourues : + 22% Covoiturage : + 2% Incorporation d'agro carburant : de 7% en 2010 à 10% en 2020 puis stabilisation	<i>Energies Demain d'après le SRCAE</i>

² Le SRCAE Picardie a été annulé par la Cour Administrative d'appel de Douai le 16 juin 2016. Les objectifs fixés par ce document sont cités ici, car le SRADDET (actuellement en cours de validation) en reprend le contenu.



Consommations réelles jusqu'au 2016 (Gaz, Elec)
Aucune évolution ensuite

GRT, GRDF, ENEDIS

Mix énergétique

L'exercice réalisé ici consiste à identifier le gisement en économie d'énergie. Pour le moment il n'y a donc pas eu de travail de refonte du mix énergétique puisque ce travail dépendra du gisement d'énergies renouvelables disponible et de la volonté ou non de la collectivité de le mobiliser. Toutefois certaines tendances ne dépendant pas directement de l'action des collectivités ont été intégrées comme l'augmentation du taux d'agrocarburant de 6% à 10%, ou l'augmentation du solaire thermique dans les constructions neuves.

Évolution de la population



L'évolution de la population s'appuie sur le scénario central de l'INSEE³ réalisé à la maille départementale. La répartition par commune est ensuite réalisée en prenant en compte les tendances observées entre 1990 et 2015. Pour les territoires à forte croissance ou décroissance de population des bornes sont appliquées afin de rester le plus réaliste possible. Sur le territoire de la BS3V, la population passe ainsi de 107 000 habitants en 2010 à 108 500 en 2050 soit une augmentation de 1,4%.

L'évolution de la population est un facteur important car elle influe sur les hypothèses prises dans de nombreux secteurs : résidentiel, tertiaire, transports...

Simulation de la facture énergétique :

Les coûts présentés dans ce rapport représentent la facture énergétique payée par les utilisateurs. Ils sont adaptés à chaque secteur d'activité et prennent en compte un coût moyen d'abonnement. Ils sont calculés en TTC pour les particuliers et Hors TVA pour les professionnels.

L'évolution des coûts annuels par énergie est basée sur les données réelles jusqu'en 2017 (source : base de données PEGASE⁴). A partir de 2018, deux facteurs d'évolution sont pris en compte : le coût de l'énergie et la taxe carbone. Les tableaux ci-dessous résument les hypothèses utilisées :

Tableau 1 : Hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie

Energie	Unité	2015	2020	2030	2040	2050	Source
Fioul	\$ / bl	51	79	111	124	137	IEA assumptions 2017 (Scénario RTS « sans baisse de la demande »)
Charbon	\$ / t	64	72	83	87	90	
Gaz	\$ / Nm ³	1,97	2,00	2,91	3,25	3,44	
Electricité	Indice	100	-	110	-	134	Scénario ADEME 80% EnR

³ Scénario central de projection de population 2013 – 2070, INSEE, 2016

⁴ La base de données Pégase (Pétrole, Électricité, Gaz et Autres Statistiques de l'Énergie) est une base ministérielle qui recense les prix annuels et mensuels de l'énergie en distinguant les usages domestiques et industriels.

Tableau 2 : hypothèses d'évolution de la Taxe Carbone

	2017	2018	2019	2020	2022	2025	2030	2040	2050
€/tonne	30,5	44,6	55	65,4	86,2	103,1	120	160	200
Source	Ministère de la transition écologique et solidaire					Analyse Carbone 4		La valeur tutélaire du carbone, Centre d'Analyse Stratégique, 2009	

Les conditions géopolitiques tant au niveau national qu'international amènent une fluctuation importante des coûts rendant les exercices de prévisions complexes. Cependant, aux horizons 2030 et 2050, on peut supposer avec un bon degré de certitude que les énergies fossiles (produits pétroliers et gaz naturel) seront les plus susceptibles d'enregistrer de fortes croissances de prix. Cette hausse se répercutera directement sur la facture liée aux transports, qui sera doublée sur le territoire. De même, étant donné le contexte français de production d'électricité, des fortes augmentations de coûts sont prévisibles ces prochaines années aussi bien pour les usages domestiques qu'industriels.

Sans aucune action supplémentaire pour maîtriser la demande en énergie, **la facture énergétique du territoire sera plus que doublée**. Au total, elle passerait de 290 M€ à l'année de référence à plus de 640 M€ en 40 ans, soit une hausse de 120 %.

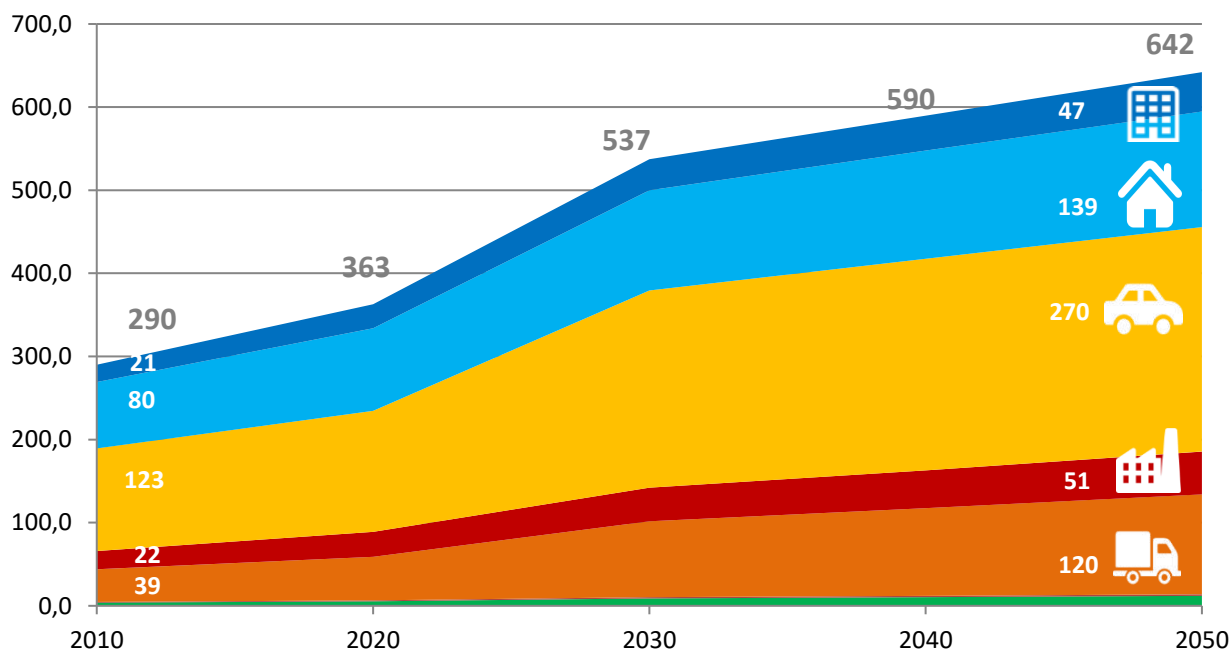


Figure 3 : Évolution de la facture énergétique (en M€) entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel »

2.2.2 Évolution du profil de consommations

La consommation énergétique globale du territoire est représentée à différentes échelles de temps, après décomposition sectorielle. L'application des hypothèses du scénario « tendanciel » résulte en une légère baisse des consommations énergétiques à horizon 2050. Celle-ci passe de 3113 GWh à l'année de l'état des lieux à 2785 GWh en 40 ans. L'ensemble des évolutions de consommations résulte en une baisse de 11 % en 40 ans, traduisant des rythmes d'évolution différents entre les secteurs. Dans le scénario considéré, certains secteurs voient même leurs consommations stagner entre 2010 et 2050 (industrie et agriculture), bien que l'industrie soit un secteur à enjeu dans le bilan des consommations énergétiques du territoire. L'horizon 2030, échéance intermédiaire, enregistre tendanciellement une consommation de 2917 GWh, correspondant à une baisse de 6 % par rapport à 2010.

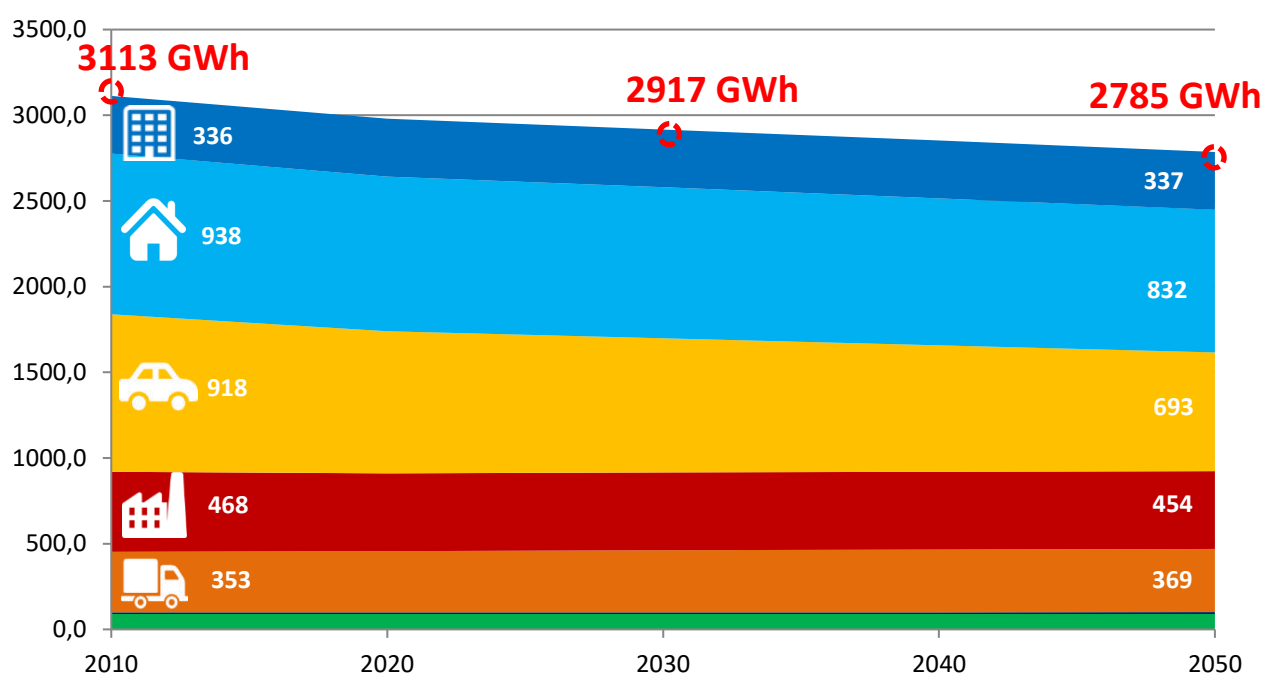


Figure 4 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel

Au niveau des énergies utilisées, les produits pétroliers et le gaz naturel maintiennent le premier rang au niveau des consommations du territoire. De fait, la consommation d'énergies fossiles, tous secteurs réunis, baisse de 13 % en 40 ans. L'électricité, troisième vecteur énergétique du territoire, n'évolue que très peu au cours du temps : ses consommations baissent de 7 % entre 2010 et 2050. L'absence d'hypothèses quant au verdissement des énergies explique le faible taux d'énergies renouvelables à toutes les échelles de temps. Toutefois, la consommation d'énergie provenant du solaire thermique, principalement dans les bâtiments, est amenée à croître de manière tendancielle, de 0,2 GWh en 2010 à 5,2 GWh en 2050 à cause notamment de l'intégration plus fréquentes de ces technologies dans les bâtiments neufs.

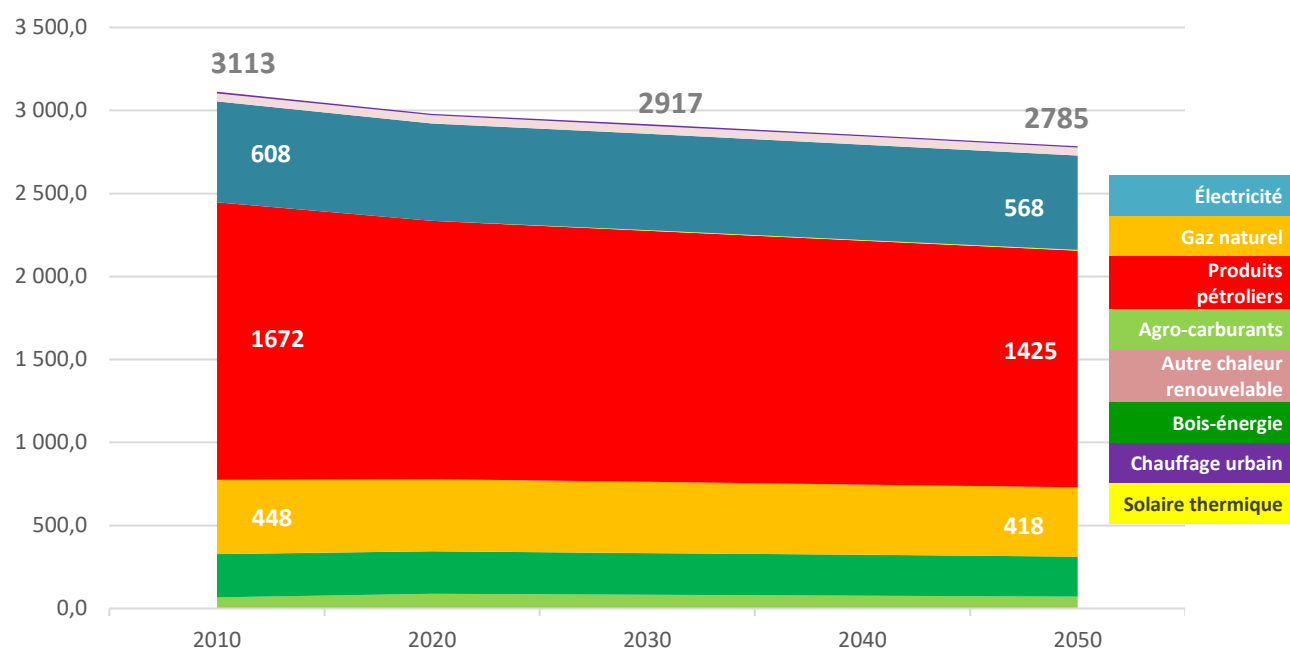


Figure 5 : Évolution des consommations par énergie entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel », en GWh

2.3 Scénario « Maximum »

2.3.1 Méthodologie

Les résultats présentés dans ce scénario traduisent les effets des actions de maîtrise de l'énergie les plus ambitieuses à l'échelle du territoire sur la consommation énergétique en 2020, 2030, et 2050. Des substitutions d'énergies sont considérées pour les secteurs des transports uniquement, en raison de leur importance. En effet, notre but est de prédire l'effet des actions de maîtrise de l'énergie sur le bilan de consommations énergétiques. Les principes des méthodes employées selon les secteurs sont les suivantes :

SECTEUR	Action Proposée	Sources
 Résidentiel	Rénovation BBC de 95% des logements, soit 33 000 maisons individuelles, 3 000 appartements et 5 000 logements HLM. Les déconstructions de bâtiments et les actions de rénovation en cours sont prises en compte dans le modèle.	INSEE, Simulation Prosper
 Tertiaire	Rénovation BBC de 95% des surfaces tertiaires, soit 414 500 m ² de tertiaire public et 779 200 m ² de tertiaire privé.	Diagnostic EPE, Simulation Prosper
 Fret	Adaptation du scénario Négawatt : évolution des flux, efficacité et motorisation alternative.	Diagnostic EPE, Scénario Négawatt
 Agriculture	Adaptation du scénario Afterres 2050 sans évolution du mix énergétique.	Observatoire Régional, Afterres 2050
 Éclairage public	Remplacement intégral par des LEDs, Optimisation en fonction des communes.	INSEE, Simulation Prosper
 Mobilité	Adaptation du scénario Négawatt : parts modales par type de territoire, efficacité énergétique, covoiturage et motorisation alternative.	Diagnostic EPE, Scénario Négawatt
 Industrie	Adaptation du scénario DGEC AMS2 par branche industrielle (sans substitution)	Scénario AMS2 2016-2017 (DGEC) pour la France

2.3.2 Évolution du profil de consommations

Afin de quantifier les résultats des actions de maîtrise de l'énergie sur le territoire, il est important de prédire les consommations à plusieurs horizons de temps intermédiaires (2020, 2030, 2040). Cet exercice permet de rendre compte de la faisabilité des actions choisies, et de les adapter éventuellement pour les décennies suivantes.

En modélisant l'ensemble des gisements d'économie d'énergie sur le territoire de BS3V, on obtient une baisse considérable des besoins énergétiques. La consommation passe de 3113 GWh, tel qu'il a été établi dans l'état des lieux initial, à 1277 GWh en 2050, soit une baisse de 59 %. Pour y arriver, des efforts de sobriété et d'efficacité énergétiques sont attendus dans l'ensemble des secteurs, la consommation de chaque secteur est ainsi au moins divisée par deux par rapport à l'état des lieux initial. Par ailleurs, les trajectoires d'évolution de consommations sont plus ou moins continues en fonction du secteur considéré. De manière générale, le rythme s'accélère à partir de 2020.

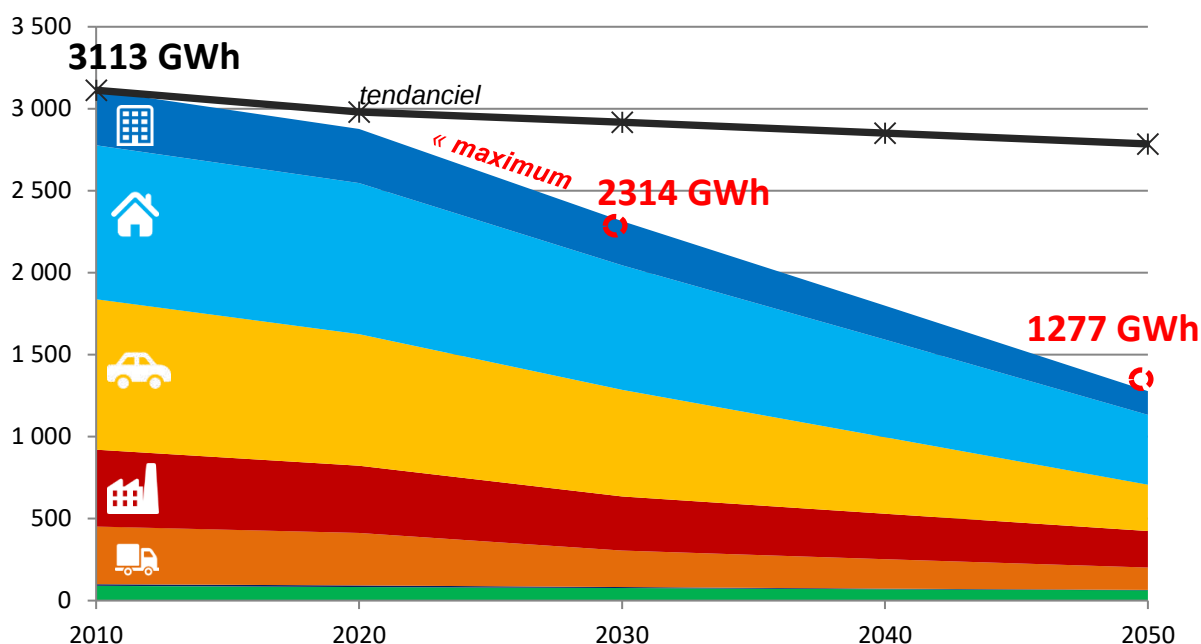


Figure 6 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » de BS3V

La représentation de l'évolution des mix énergétiques par secteur illustre des tendances différentes en fonction du secteur. Par exemple, les transports sont le seul poste pour lequel la part de gaz, due à l'introduction de GNV, est amenée à croître. Quant à l'électricité, des baisses de 37 % pour les bâtiments et 52 % pour l'industrie sont envisagées par rapport à l'année de référence (2010), en parallèle d'une multiplication par 6 des consommations liées à l'usage de véhicules électriques.

Concernant les énergies alternatives, le scénario prend en compte une évolution suivant la tendance actuelle. Il en résulte une légère hausse de consommation de chaleur renouvelable en industrie, et une légère augmentation de solaire thermique dans les logements, avec un passage estimé de 0,2 GWh en 2010 à 5,1 GWh en 2050. Concernant le bois énergie les travaux de rénovation sur les logements utilisant cette énergie permettent d'économiser 170 GWh/an en 2050 ce qui correspond à 2,3 fois la consommation des logements au fioul en cette même année. Il est donc possible d'augmenter la part des logements chauffés au bois sans puiser davantage dans la ressource locale.

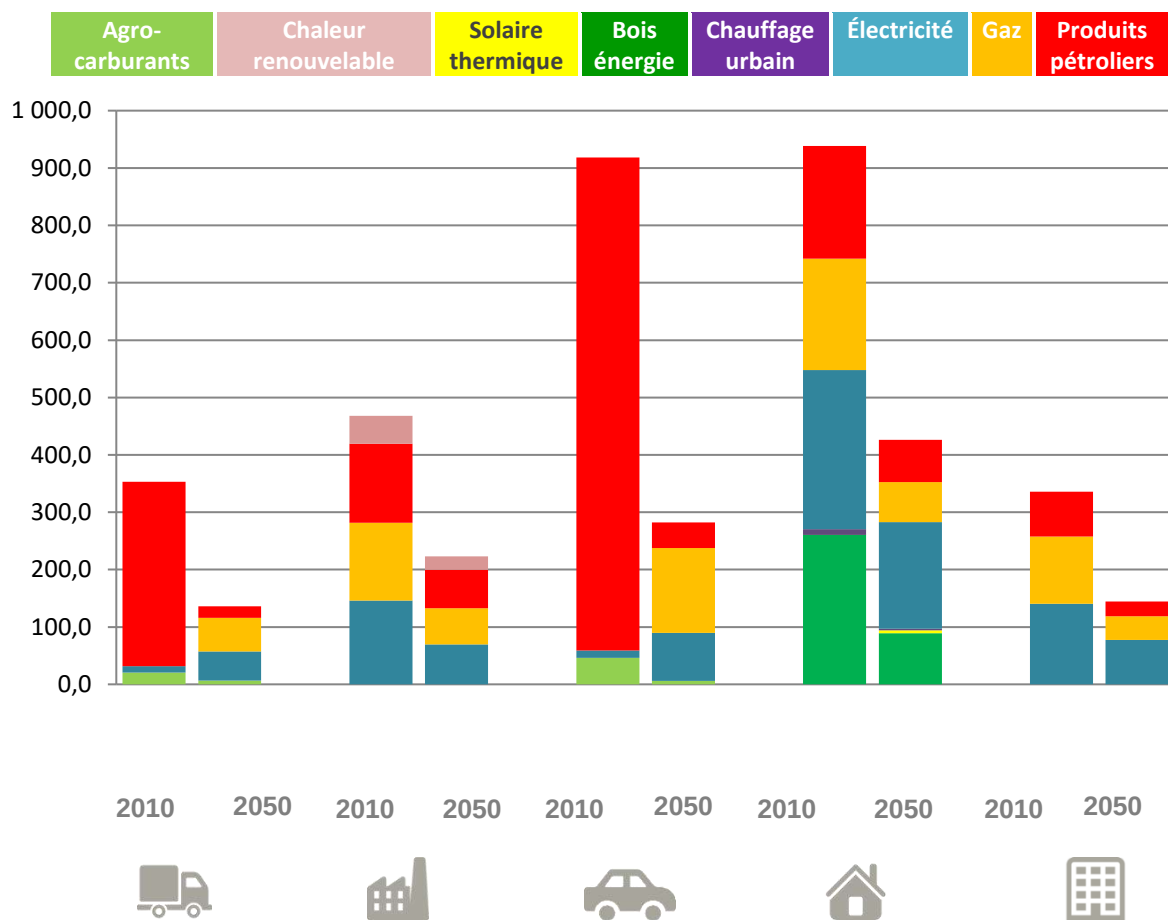


Figure 7 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2010 et 2050

2.4 Analyse et comparaison au SRADEET

Afin de pouvoir juger de l'intérêt du scénario « maximum » du territoire, celui-ci est confronté aux objectifs régionaux d'une part, et au scénario « tendanciel » d'autre part. Il apparaît d'abord que le scénario « tendanciel », tel qu'il a été défini, est loin des objectifs fixés par le SRADEET, et ce à tous les horizons et dans tous les secteurs d'activité. Quant au scénario « maximum », celui-ci est globalement satisfaisant, générant une baisse de consommations plus élevée que l'objectif régional en 2030 et 2050. Ce constat valide les résultats du scénario « maximum », et fonde ainsi sa légitimité. Néanmoins, une décomposition sectorielle montre certaines différences entre le scénario « maximum » et le SRADEET. Dans les transports en particulier, le scénario dépasse de 19 % l'objectif régional en 2050. Dans le tertiaire, il les dépasse de 6 %. Dans l'agriculture en revanche, les économies d'énergie simulées dans le scénario « maximum » ne suffisent pas à répondre à l'objectif de -47 % établi en 2050.

L'objectif étant de répondre aux objectifs régionaux pour l'ensemble des secteurs et non pour chacun des secteurs individuellement, les écarts d'évolution observés n'affectent pas la conformité du scénario. En réalité, au vu de la difficile faisabilité de certaines actions choisies dans le scénario « maximum », un scénario conforme mais « réaliste » reste à définir. Celui-ci se situerait entre le scénario « tendanciel » et le scénario « maximum ». L'établissement d'un scénario « réaliste » fera notamment l'objet de la phase 3 de l'Étude de Programmation Énergétique en cours.

Tableau 3 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2010 pour les deux scénarios (tendanciel et « maximum ») et objectifs réglementaires (SRADEET)

Secteur	Situation en 2030			Situation en 2050		
	SRADEET	Tendanciel	Scénario « maximum »	SRADEET	Tendanciel	Scénario « maximum »
Agriculture	-18%	0%	-15%	-47%	0%	-30%
Industrie	-16%	-3%	-29%	-50%	-3%	-52%
Résidentiel	-18%	-6%	-19%	-52%	-11%	-55%
Tertiaire	-13%	+1%	-20%	-51%	0%	-57%
Transports	-30%	-10%	-31%	-48%	-17%	-67%
Total	-19%	-6%	-26%	-50%	-11%	-59%

2.5 Analyse par secteur

2.5.1 Le résidentiel

- **Scénario « Tendanciel »**



62% du parc rénové
Faiblement

La caractérisation de la population du territoire de BS3V ainsi permet d'estimer l'évolution du parc de bâtiments résidentiels à horizon 2050. La faible hausse de la démographie se traduit d'une part par la construction de peu de nouveaux logements. Les bâtiments récemment construits répondent à des normes énergétiques et environnementales strictes, et ne présentent alors pas d'enjeux énergétiques particuliers. L'évolution des consommations énergétiques du territoire est uniquement régie par le nombre de bâtiments rénovés énergétiquement. Un rythme de rénovation de 2,1 % par an d'ici 2020 (soit environ 950 logements), suivi de 1,6 % par an jusqu'en 2050 (soit environ 700 logements). Les rénovations étant de faible performance il en résulte une baisse de 11 % au niveau de la demande énergétique du secteur. Une baisse tendancielle des consommations des différents usages d'énergie est également estimée dans le scénario, se situant entre -10 % et -35 % par logement entre 2010 et 2050.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux logements	+1,5% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Évolution OMPHALE départemental, INSEE</i>) répartie selon la population actuelle. Surface moyenne, conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Démolition ou vacance	0,12% par an jusqu'en 2050
Rénovation énergétique de logements	2%/an jusqu'en 2050. Niveau de rénovation faible : gain de 10% sur le chauffage.
Baisse des consommations	Consommation de chauffage : -10%/logement de 2010 à 2050 Consommation électricité spécifique : -16%/logement à 2020, -35%/logement à 2050 (par rapport à 2010) Consommation ECS : -10%/logement à 2020, -14%/logement à 2050 (par rapport à 2010)

- **Scénario « Maximum » :**



95% du parc rénové

Dans le secteur résidentiel, l'objectif est d'atteindre 95 % de logements rénovés au niveau BBC en 2050. Pour y parvenir, le rythme de rénovation des logements HLM est estimé à 165 logements/an d'ici 2050. Pour les logements collectifs non sociaux, il est estimé à 100 logements/an, et pour les maisons individuelles à 1110 logements/an. Dans l'ensemble du parc de logements, seules les résidences principales sont ciblées lorsqu'il s'agit de rénovation énergétique. En plus des bénéfices au niveau des consommations d'énergie, les rénovations des bâtiments résidentiels créent de l'emploi. Le scénario maximum représente environ 680 emplois dont 560 emplois locaux.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux logements	+1,5% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Évolution OMPHALE départemental, INSEE</i>) répartie selon la population actuelle. Surface moyenne, conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Démolition ou vacance	0,12% par an jusqu'à 2050
Rénovation énergétique de logements	3% des logements rénovés par an, au niveau BBC (<i>source : DGALN</i>).
Baisse des consommations	Consommation de chauffage : -70%/logement de 2010 à 2050 Consommation électricité spécifique : -16%/logement à 2020, -35%/logement à 2050 (par rapport à 2010) Consommation ECS : -10%/logement à 2020, -50%/logement à 2050 (par rapport à 2010)

2.5.2 Le tertiaire

- **Scénario « Tendanciel » :**

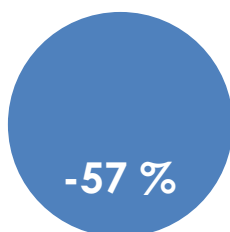


35% du parc
rénové faiblement

L'évolution tendancielle des consommations énergétiques des surfaces tertiaires repose sur le rythme de rénovation de ces dernières. La territorialisation des hypothèses du scénario régional établi dans le cadre du SRCAE de l'ex région Picardie permet de modéliser une rénovation annuelle de 1% des surfaces tertiaires à horizon 2050. Le parc auquel s'applique ce taux de rénovation est également amené à évoluer au cours du temps, suivant des taux de construction de bâtiments tertiaires estimés à partir du parc initial et de l'évolution statistique des emplois et démographie au sein du territoire. Au total, ce sont plus de 2,7 km² de surfaces tertiaires qui auront connu une action de rénovation en 2050 soit un rythme de 9000 m² par an. Les hypothèses établies dans le scénario « tendanciel » du SRCAE, en lien avec le réchauffement climatique, résultent en une hausse d'équipement en climatisation des bâtiments tertiaires, qui augmente de 1 % à 6 % par décennie entre 2010 et 2050.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux bâtiments tertiaires	+1,5 % à 2050, par rapport à 2010 (<i>Evolution OMPHALE départementale, INSEE et hausse de la surface par emploi</i>) répartie selon les surfaces actuelles. Conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Rénovation du parc tertiaire	1 % de surfaces rénovées par an jusqu'en 2050, avec faibles performances de rénovation : gain de 10% sur le chauffage.
Taux d'équipement en climatisation	+1 %/an jusqu'en 2020 par rapport à 2010, +6 % entre 2020 et 2030, puis +5 % entre 2030 et 2050.

- **Scénario « Maximum » :**



95% du parc
rénové

Dans le scénario « maximum », et de la même manière que les logements résidentiels, une simulation Prosper incluant la rénovation BBC comme action de maîtrise de l'énergie permet de préciser l'évolution attendue des consommations énergétiques entre 2010 et 2050. Selon les surfaces des bâtiments, une distinction est faite entre les différentes branches du tertiaire public. Au total ce sont près de 14000m² par an dans le public et 26000m² par an qui devront être rénovés soit 40000 m²/an au total. En plus des bénéfices au niveau des consommations d'énergie, les rénovations des bâtiments tertiaires créent de l'emploi. Le scénario maximum représente environ 200 emplois dont 170 emplois locaux.

2.5.3 L'industrie

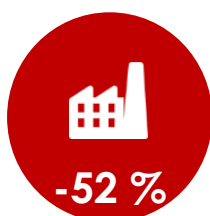
- **Scénario « Tendanciel »**



454 GWh_{eff}/an

Pour construire le scénario tendanciel d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AME⁵ de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées aux différentes branches industrielles présentes sur BS3V. Dans l'état des lieux énergétique du territoire, la consommation du secteur s'établissait à 468 GWhs, soit 15 % du bilan initial global. On observe une baisse de consommation entre 2010 et 2020 puis une stagnation jusqu'à 2050. L'hypothèse de maintien de la consommation énergétique de l'industrie se répercute directement sur le rythme d'évolution de la consommation énergétique du territoire, ralenti par le secteur de l'industrie.

- **Scénario « Maximum » :**



-6,1 GWh_{eff}/an

Pour construire le scénario maximum d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AMS2⁶ de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées aux différentes branches présentes sur le territoire.

Tableau 4 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergies et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages thermiques

Branche d'activité industrielle	2010	2030	2050
Acier	1	0,80	0,62
Ethylène	1	0,82	0,65
Chlore	1	0,79	0,60
Ammoniac	1	0,80	0,62
Clinker	1	0,89	0,78
Papier-pâtes	1	0,77	0,56
Verre	1	0,78	0,58
Aluminium	1	0,69	0,43
Sucre	1	0,74	0,51
Métaux primaires (hors acier et aluminium)	1	0,85	0,71
Chimie (hors éthylène, chlore et ammoniac)	1	0,67	0,40
Minéraux non-métalliques (hors verre et clinker)	1	0,81	0,64
IAA (hors sucre) (dont amidon)	1	0,7	0,44
Equipements	1	0,69	0,43
Autres (textile, etc.)	1	0,7	0,44

⁵ Le scénario AME (Avec Mesures Existantes) illustre les évolutions tendanciennes des consommations d'énergie.

⁶ Le scénario AMS2 (Avec Mesures Supplémentaires n°2) est le scénario de référence de la Stratégie Nationale Bas Carbone. Il illustre le chemin d'atteinte des objectifs fixés par la LTECV.

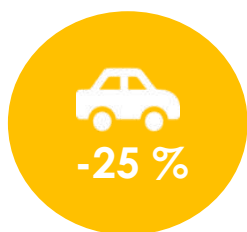
Tableau 5 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergie et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages électriques

Branche d'activité industrielle	2010	2030	2050
Acier	1	0,73	0,50
Ethylène	1	0,88	0,77
Chlore	1	0,79	0,60
Ammoniac	1	0,76	0,55
Clinker	1	0,89	0,78
Papier-pâtes	1	0,77	0,56
Verre	1	0,81	0,64
Aluminium	1	0,69	0,43
Sucre	1	0,74	0,51
Métaux primaires (hors acier et aluminium)	1	0,85	0,71
Chimie (hors éthylène, chlore et ammoniac)	1	0,67	0,40
Minéraux non-métalliques (hors verre et clinker)	1	0,81	0,64
IAA (hors sucre) (dont amidon)	1	0,7	0,44
Equipements	1	0,72	0,48
Autres (textile, etc.)	1	0,7	0,44

Les prédictions d'évolution de la consommation en bois-énergie au niveau de la France Métropolitaine issue du Fonds Chaleur sont adaptées au territoire de l'étude. De fait, celui-ci prévoit une hausse de consommation en bois valant 1,15 Mtep entre 2010 et 2020, puis une augmentation de 0,23 Mtep les cinq ans qui suivent.

2.5.4 La mobilité

- **Scénario « Tendanciel »**

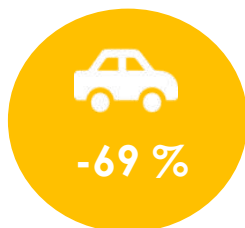


+2%/an de trajets en
voiture en moyenne

Dans le scénario « tendanciel », l'évolution des parts modales et l'amélioration des performances des véhicules régissent principalement l'évolution de consommations énergétiques jusqu'en 2050. L'ensemble des changements liés à la fois au parc de transport collectif et individuel résulte en une baisse de 25 % en 2050 des consommations énergétiques liées à la mobilité sur le territoire de BS3V. Son caractère rural se traduit en une augmentation de l'usage de voiture, en parallèle d'une faible augmentation de l'occupation des transports en commun et des déplacements en modes doux. Les changements d'habitudes des usagers de transports ne sont que très peu considérés, à l'image du covoiturage qui n'augmente quasiment pas, bien que cette voie représente un levier majeur en termes d'éco mobilité.

	Détails des hypothèses
Évolution de la démographie	+1,4% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Evolution OMPHALE départementale, INSEE</i>) répartie selon la population actuelle.
Taux de remplissage des voitures	Augmentation de 2% en 2050 par rapport à 2010
Distance moyenne d'un déplacement	+0,5% par an jusqu'en 2020, stable ensuite
Évolution des parts modales	Domicile-travail en voiture : -7% en 2020, -10% en 2050 (par rapport à 2008) Voiture autres motifs : -10% en 2020, -15% en 2050 (par rapport à 2008) Transports en commun : +13% en 2020, +20% en 2050 (par rapport à 2010) Modes doux : +8% en 2020, +12% en 2050 (par rapport à 2010)
Incorporation d'agro-carburants	Passage de 6% en 2010 à 10% en 2020, stable ensuite
Augmentation du trafic	Trafic routier : 2%/an en moyenne jusqu'en 2050 Trafic ferroviaire : 4,5%/an en moyenne jusqu'en 2050 Trafic longue distance : 0,5%/an jusqu'en 2050
Performance moyenne d'un véhicule léger	Amélioration de 140 gCO ₂ /km en 2010 à 85 gCO ₂ /km en 2030 puis 74 gCO ₂ /km en 2050

- **Scénario « Maximum »**



-11% de trajets en voiture en moyenne

Pour l'établissement du scénario « maximum », les hypothèses du scénario national 2011-2050 publié par Négawatt⁷ ont été adoptées pour la mobilité et le fret. Trois paramètres y sont considérés, à savoir le mode de transport, le type de mobilité, et l'urbanisme et la densité de la zone considérée (pour la mobilité quotidienne). Afin de prédire l'évolution des consommations liée à la mobilité des personnes sur le territoire de BS3V, l'évolution de la démographie est prise en compte, conjointement avec l'évolution du parc de motorisation et les changements de parts modales. Un ensemble d'hypothèses est appliqué, en fonction des vecteurs énergétiques en question, de la fréquence des déplacements (quotidiens/occasionnels), et du mode de transport. L'évolution des parts modales à horizon 2050 est fonction de l'appartenance ou non à un pôle urbain⁸ d'un

territoire.

Sur le territoire de BS3V, Abbeville est en catégorie 1 (Grand Pôle avec commune de plus de 10000 emplois). Maureuil-Caubert, Grand Laviers, Drucat et Caours sont en catégorie 2 (Commune appartenant à un grand pôle mais de moins de 10000 emplois). Les autres communes sont considérées comme rurales. La part de voiture individuelle est davantage amenée à baisser dans les centres de pôles urbains. Les transports en commun s'intensifient également, mais de manière plus faible dans les espaces ruraux. Les modes doux sont amenés à augmenter fortement en centre-ville. Le covoiturage augmente passe de 1,3 à 1,5 voyageurs par véhicule en 2050. En parallèle on observe une amélioration de la performance globale des motorisations et une évolution des vecteurs énergétiques : les motorisations au Gaz Naturel Véhicule (GNV) et à l'électricité représentent la majorité du parc en 2050. Enfin, une diminution du nombre de voyageurs-kilomètres par habitant est également attendue, avec une baisse de 14 %.

		Voiture	Modes Doux	TC
Commune >10000 emplois dans un Grand Pôle Urbain (Abbeville)	2010	87%	2%	11%
	2050	52%	10%	36%
Commune <10000 emplois dans un Grand pôle urbain	2010	92%	1%	7%
	2050	66%	3%	31%
Commune appartenant à un Petit pôle urbain (Maureuil-Caubert, Grand Laviers, Drucat, Caours))	2010	95%	1%	4%
	2050	81%	1%	18%
Espace rural	2010	95%	1%	4%
	2050	86%	1%	13%

Tableau 6 : Évolution des parts modales (en % voyageur-kilomètre) entre 2010 et 2050 en fonction de la nature du territoire et du mode de transport

		GNV	Élec	Produits Pétroliers
Voiture Particulière	2010	0%	0%	100%
	2050	73%	20%	7%
Bus/Car	2010	2%	0%	98%
	2050	75%	20%	5%
Ferroviaire	2010	-	67%	33%
	2050	-	95%	5%

Tableau 7 : Évolution du mix énergétique entre 2010 et 2050 en fonction du mode de transport

⁷ Négawatt = association pour la transition énergétique. [Rapport Technique du Scénario Négawatt 2011-2050 \(p. 185 à 194\).](#)

⁸ Une classification selon trois catégories d'appartenance est définie. Un grand pôle contient au moins 10 000 emplois, un pôle moyen en contient 5 000 à 10 000, et enfin un petit pôle dépasse le seuil des 1 500 emplois.

Tableau 8 : Évolution de la performance moyenne des modes de transport entre 2010 et 2050

		Performance moyenne	
Mode de transport	Unité	2010	2050
Véhicule Léger	<i>L/100 km</i>	6,9	3,2
Véhicule Électrique	<i>kWh/100 km</i>	29,3	14,8
Ferroviaire	<i>% 2010</i>	1	0,85
Bus/Car	<i>L/100 km</i>	37	33
Avion	<i>% 2010</i>	1	0,75

2.5.5 Le fret

• Scénario « Tendanciel »



-0,8%/an de
conso unitaire

L'évolution tendancielle des consommations liées au transport de marchandise est très faible (+4% en 40 ans). Celle-ci est d'une part basée sur l'évolution des parts modales, favorisant le mode fluvial, tel que le prévoit le scénario de consommation énergétique du SRCAE de la Région. La performance des modes de transport engendre également une baisse considérable de consommations. De fait, un gain de 18% à 22% est estimé en consommation par tonne de marchandise transportée sur un kilomètre, pour les transports ferroviaires, fluviaux, maritimes et aériens. L'incorporation d'agro carburants dans les véhicules lourds suit quasiment la même tendance que pour les véhicules légers, à savoir un passage de 7% en 2010 à 10% en 2020, avant de se stabiliser jusqu'en 2050.

	Détails des hypothèses
Évolution des flux de fret	+1% par an jusqu'en 2050
Évolution des parts modales	En milliards de tonnes.km/an de 2002 à 2050 : Routier : +1,4%/an, Ferroviaire : +2,7%/an, Fluvial : +3,1%/an, Maritime : +1,3%/an, Aérien : +1,7%/an
Incorporation d'agro carburants	Passage de 7% en 2010 à 10% en 2020, stable ensuite
Performance moyenne des modes de transport	Routier : -0,8%/an jusqu'en 2050 Réduction des conso/tonne.km autres modes de 2010 à 2030 : Ferroviaire : -18%, Fluvial/Maritime : -22%, Aérien : -19% 2030 à 2050 : calage sur taux d'évolution du routier

• Scénario « Maximum » :



68% de GNV en
2050 pour le routier.

Le scénario « maximum » de prospective énergétique appliqué au fret à horizon 2050 est inspiré du scénario Négawatt 2011-2050⁹. Les hypothèses adoptées traitent principalement de l'évolution des parts modales, du mix énergétique, des performances énergétiques des transports, et de l'évolution du parc en fonction du mode de transport. Dans le scénario considéré, la part de GNV est supposée croître de manière considérable, de même que l'électrique dans les camions ou trains, contre une baisse remarquable de carburants liquides dans tous types de transports. Aucune hypothèse sur le mix énergétique des modes fluviaux, maritimes et aériens n'est émise.

⁹ [Rapport technique du Scénario NégaWatt 2011-2050 \(p.195 à 197\)](#)

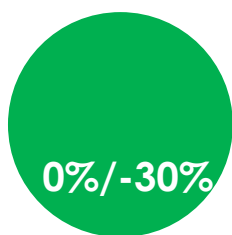
Tableau 9 : Évolution du mix énergétique des transports de marchandise routiers et ferroviaires par énergie en % des Gtonnes.km transportés

		GNV	Électricité	Produits Pétroliers
Routier	2020	2%	1%	97%
	2050	68%	20%	12%
Ferroviaire	2020	-	90%	10%
	2050	-	95%	5%

Tableau 10 : Variation des flux de transport de marchandise en milliards de tonnes.km/an entre 2010 et 2050 par mode de transport

	2010	2050
Routier	349	200
Ferroviaire	82	145
Fluvial/Maritime	13	19
Aérien	374	364

2.5.6 L'agriculture



- **Scénario « Tendanciel » :**

L'évolution de la consommation énergétique liée à l'agriculture est supposée nulle, en l'absence de connaissance exhaustive de l'évolution des activités de culture et d'élevage à l'échelle régionale. Cette considération n'affecte que très peu le bilan de consommations énergétiques à toutes les échelles de temps. A l'état initial, la consommation énergétique liée à l'agriculture ne représentait que 3% du bilan global de BS3V, soit 90GWh.

- **Scénario « Maximum » :**

Suivant le scénario « maximum », la baisse des consommations d'énergie en agriculture est de 30 % en 2050 par rapport à l'année de référence (2010). La prospective énergétique agricole simulée est inspirée du scénario Afterres 2050, qui prévoit un changement de systèmes et de pratiques agricoles (carburant pour le labour, engrais), et des améliorations techniques (serres basse consommation, irrigation économe, moteurs des tracteurs)¹⁰.

Dans le présent scénario, l'introduction d'énergies renouvelables et de chaleur de récupération à échelle locale est négligée, le but étant de modéliser l'effet des actions de maîtrise de l'énergie uniquement.

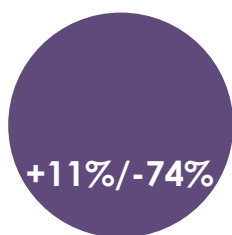
Dans un second temps, il serait intéressant d'intégrer au scénario les potentialités de production d'EnR&R locales pour en mesurer l'effet sur la demande énergétique. En ce qui concerne les carburants (biocarburants, pétrole), des hypothèses supplémentaires sur le taux d'incorporation d'agro carburants sont émises (6% en 2010, et 25% en 2050). De plus, seule la consommation directe en énergie est considérée dans le présent scénario.

Tableau 11 : Évolution de la consommation par énergie en TWh suivant le scénario « maximum »

Vecteur énergétique	2010	2050
Pétrole	44	2
Gaz	5	26
Électricité	11	6
Bois-énergies	1	9
Biocarburants	2	1
Total	63	44

¹⁰ [Scénario Afterres 2050, Solagro, p. 61 \(2016\)](#)

2.5.7 L'éclairage public



- **Scénario « Tendanciel »**

Le scénario « tendanciel » appliqué à l'éclairage public n'affecte aucune action de maîtrise de l'énergie au secteur. La population de BS3V étant amenée à évoluer, cela résulte tout de même en une augmentation de la consommation d'éclairage public. En effet, le principe de calcul des consommations énergétiques liées au secteur est basé sur des ratios de points lumineux par habitant en fonction de la densité de la commune considérée. Au total, une hausse de 11 % des consommations énergétiques est attendue en 2050 par rapport au niveau relevé en 2010. La contribution de l'éclairage public au bilan de consommation énergétique de BS3V demeure négligeable.

- **Scénario « Maximum » :**

Une simulation via l'outil Prosper est à l'origine du scénario « maximum » lié à l'éclairage public, intégrant des actions de remplacements de luminaires et d'optimisation de l'éclairage public. En l'occurrence, l'installation de nouveaux luminaires performants (éclairage LED) permet de doubler la performance par rapport aux anciens lampadaires. Dans les communes rurales, l'extinction nocturne de l'éclairage public est une action considérée dans le scénario de maîtrise de l'énergie, générant un gain de 40 % sur la consommation d'énergie. Pour les communes à caractère urbain, une optimisation de l'éclairage public est envisagée à travers la mise en place de systèmes de réduction de puissance des luminaires (ballasts électroniques, horloges astronomiques, etc.), en fonction de l'heure ou de la détection de présence. Le rythme d'installation de luminaires performants est progressif, avec 14 % de nouvelles installations entre 2015 et 2020, puis 29 % de rénovation dans les 20 ans qui suivent, et enfin un taux de rénovation qui s'accélère pour atteindre 57 % entre 2030 et 2050.

2.6 Facture énergétique

2.6.1 Évolution de la facture énergétique du territoire

Les évolutions de consommations obtenues dans le scénario tendanciel, aboutissent à une augmentation de 121 % de la facture énergétique du territoire en 2050 par rapport à 2010 : elle passe de 290 millions € à 642 millions € annuels.

Les réductions de consommations obtenues grâce au scénario maximum permettent en revanche d'éviter une aussi forte augmentation de la facture énergétique du territoire jusqu'en 2030, et permettent même une baisse en 2050 : la facture est ainsi réduite de 64% par rapport au tendanciel en 2050. En cumulé, sur 40 ans, ce sont 6 milliards € qui sont économisés grâce au scénario maximum.

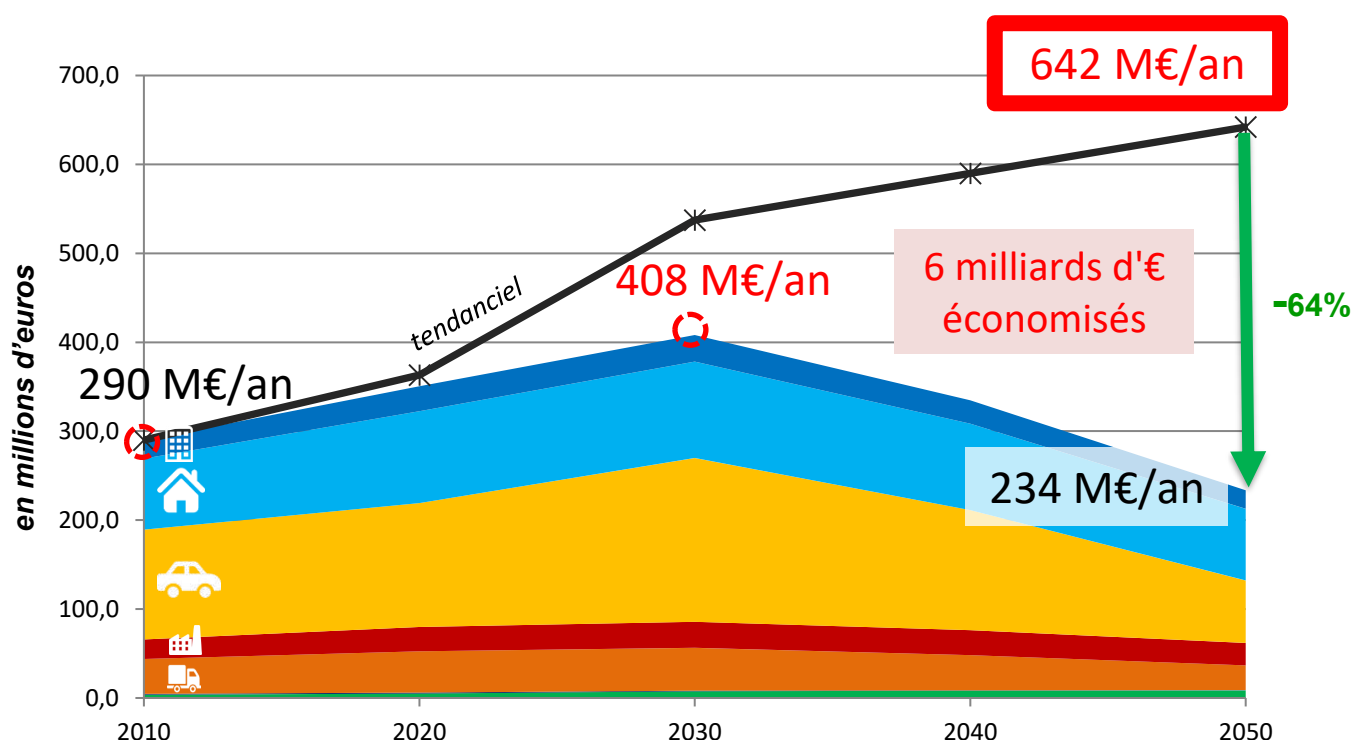


Figure 8 : Prévission d'évolution de la facture énergétique du territoire à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum

2.6.2 Évolution de la facture énergétique des ménages

Les ménages sont directement touchés par l'augmentation des prix de l'énergie. Le scénario tendanciel prévoit ainsi une hausse considérable du budget des ménages attribué à l'énergie : leur facture annuelle passerait de 4044 € en 2010 à environ 7900 € en 2050, soit une hausse de 95%. Selon le scénario maximal en revanche, on parvient à une réduction de la facture énergétique des ménages : 3180 €/an en 2050, soit une baisse de 21% par rapport à 2010.

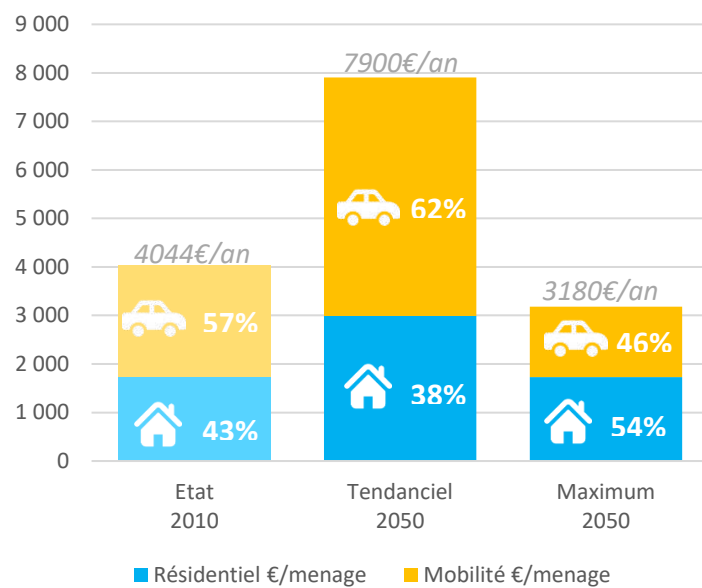


Figure 9 : Prévion d'évolution de la facture énergétique des ménages à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum

3. Potentiel de développement des EnR&R

3.1 Méthodologie générale

L'Étude de Planification Énergétique – EPE – de Baie de Somme 3 Vallées a pour but de construire une stratégie cohérente permettant à ce territoire d'accélérer le mouvement de transition énergétique dans lequel il est engagé. Elle se structure en plusieurs phases et a débuté par une première phase qui a permis de construire un diagnostic complet de la situation énergétique du territoire (consommation, productions locales d'énergie, réseau énergétique). La phase 2 de l'étude de planification énergétique de Baie de Somme 3 Vallées a pour objectif de déterminer les potentialités de développement des différentes filières de production d'énergies renouvelables sur ce territoire. Ces potentiels s'entendent à plusieurs niveaux :

- Les potentiels maximaux dans l'état des technologies actuelles sont déterminés afin de fournir une vision à un horizon lointain (2050) du niveau d'autonomie énergétique que peut atteindre un territoire. Il s'agit donc ici de définir un niveau d'analyse **stratégique** à long terme.
- Ces potentiels de développement sont par la suite partagés selon plusieurs critères de faisabilité afin de déterminer quels sont les objectifs que le territoire peut se fixer à des horizons plus proches. Les projets et types de projets les plus faciles à réaliser dans une échéance de 5 à 10 ans sont renseignés afin d'alimenter la rédaction d'un Contrat d'Objectifs Territoriaux. Ceux-ci sont enfin associés à l'estimation de créations d'emplois faite grâce à l'outil TETE (Transition Ecologique Territoires Emplois) développé par l'ADEME et le Réseau Action Climat (le fonctionnement de cet outil est détaillé en annexe 2). L'approche visée est donc pleinement **opérationnelle**.

Ces deux niveaux d'analyses sont constamment rappelés et présentés dans les paragraphes suivants. En fin de chaque partie, un encart résume les résultats principaux par filière.

Production d'électricité

Photovoltaïque



Éolien



Hydroélectrique



Production de chaleur

Bois-énergie individuel, collectif et réseau de chaleur



Géothermie



Solaire thermique



Production de gaz renouvelable





3.2 Gaz renouvelable de la méthanisation

La méthanisation est une voie de valorisation des déchets organiques d'un territoire. Les intrants peuvent être variés, et comprennent notamment les déjections animales issues de l'élevage, les coproduits des cultures, la fraction fermentescible des ordures ménagères, les déchets de l'industrie agroalimentaire et de la grande distribution et les boues de stations d'épuration. Nous passons en revue l'ensemble de ces secteurs producteurs de matières organiques fermentescibles dans la suite.

Les unités de méthanisation ont trois débouchés principaux :

- La production d'électricité : le gaz est utilisé comme combustible d'un moteur électrique. Cette solution, au rendement faible, est utilisée lorsque l'unité de méthanisation ne peut pas injecter dans le réseau de gaz et qu'il n'y a pas de débouchés de chaleur.
- La cogénération : ce procédé consiste à produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Cela suppose un débouché de chaleur stable, mais permet d'augmenter significativement le rendement de l'installation
- L'injection dans le réseau de gaz : c'est la voie privilégiée à l'heure actuelle, mais elle nécessite de pouvoir accéder au réseau de gaz. Etant donné la forte disponibilité du réseau de gaz sur le territoire de BS3V, c'est ce débouché qui sera privilégié.

Les projets peuvent être à la maille d'une exploitation agricole, mais la maille pertinente est le plus souvent la mutualisation de plusieurs acteurs fournissant des déchets organiques pour une unité de taille plus importante. L'importance des investissements pousse en effet à les mutualiser entre plusieurs acteurs.

Rappel du diagnostic :

Le territoire ne compte actuellement pas d'installation de production de biogaz. En revanche, de nombreux projets ont été recensés : en mai 2018, on recensait 2 projets pour une valorisation en cogénération, 2 projets pour une valorisation en injection et 1 projet sans choix opéré pour la valorisation. Dans le cadre de la démarche de mobilisation, une dizaine de porteurs de projets et d'interlocuteurs ont été repérés et contactés.

Rappel des objectifs de développement :

Le gouvernement a donné pour objectif en 2030 de produire 10 % du gaz consommé en France sous forme de biogaz. GRDF défend l'objectif de produire en 2030 30 % du gaz consommé en France sous forme de biogaz et 100 % en 2050.

La Région Hauts-de-France a pour objectif de devenir la première région en Europe pour la production de biogaz injecté en 2030 avec la production de 9000 GWh/an. Cela positionnera le biogaz comme première énergie de la région, devant le bois-énergie (hors réseaux) et l'éolien.

3.2.1 Les gisements de matières méthanisables sur le territoire

Les gisements de matières méthanisables sont divers, chacun étant soumis à des contraintes propres à la filière dont il est issu. Citons notamment le rayon d'approvisionnement, la saisonnalité, la nécessité de retour au sol, la dispersion de la ressource, le nombre d'acteurs à mobiliser...

Un premier critère est le rayon d'approvisionnement, visible ci-dessous :

Substrats	Distance maximale de collecte (km)
Fumier bovin	5
Lisier porcin	2
Résidus de cultures	50
Boues de stations d'épuration	4
Restes de restauration collective	55
Déchets verts	10
IAA type 1 (Boues)	4
IAA type 2 (déchets d'abattoirs)	25
IAA type 3 (graisses)	50

Figure 10 : Distance de collecte de substrats méthanisables.
Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015

On voit dans ce tableau récapitulatif que certaines matières, comme les lisiers, fumiers et boues de stations d'épuration, peuvent être déplacées sur seulement de très courtes distances quand certaines peuvent voyager sur de plus longues distances. En conséquence, nous considérerons certaines productions de substrat à l'intérieur des frontières stricto sensu du territoire.

L'objet de cette partie est de quantifier chacun des gisements sur le territoire.

3.2.1.1 Lisiers et fumiers de l'élevage

Les activités d'élevage génèrent deux substrats à fort potentiel de méthanisation : le lisier (liquide) et le fumier (solide). Les contraintes logistiques sont particulièrement prégnantes sur ces deux ressources, du fait des nuisances liées à leur transport notamment. L'IRSTEA indique donc à titre indicatif qu'une unité de méthanisation peut récolter du fumier dans un rayon d'environ 5 km, et du lisier dans un rayon de 2 km. Cela restreint donc fortement la maille géographique à laquelle cette ressource peut être utilisée et les projets *in situ* présentent donc un avantage certain.

L'évaluation des cheptels sur le territoire de BS3V repose sur deux bases de données produites par le Ministère de l'Agriculture, de l'Agroalimentaire et de la Forêt :

- Le *Recensement Général Agricole* de 2010, qui indique à la maille communale et surtout à la maille cantonale (cantons de 2011) le nombre d'exploitations et de têtes de bétail. Les données communales comprennent de nombreuses données commercialement sensibles non communiquées, on préférera donc l'usage des données cantonales.
- Les *Statistiques Agricoles Annuelles*. Ces chiffres, donnés à la maille départementale uniquement, permettent d'évaluer l'évolution des cheptels sur la période.

Les limites des cantons de 2011 ne coïncident pas exactement, c'est pourquoi les données ont été « désagrégées » à la maille communale avant de pouvoir être réunies selon le bon périmètre. Si les effectifs ne sont donc pas exacts, il s'agit d'ordres de grandeur corrects :

Type	Effectifs
Total Bovins	79 616
Brebis nourrices	9 269
Total Porcins	7 504
Truies reproductrices de 50 kg ou plus	380
Poulets de chair et coq	245 362

Tableau 12 : Ordres de grandeur des effectifs des animaux d'élevage sur le territoire de BS3V (en têtes)

Les ratios que nous utilisons pour calculer les quantités de fumiers et lisiers sont issus de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* produite par SOLAGRO. Les ratios prennent en compte les itinéraires techniques agricoles utilisés avec notamment le temps de stabulation réel (temps passé à l'étable), des ratios de mobilisation sont également fournis, permettant de quantifier le potentiel de développement à l'horizon 2030. Les quantités d'effluents d'élevage disponibles pour la méthanisation sont donc les suivantes :

	Gisement "brut" (en MWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en MWh/an)
Fumier	109 905	21 981
Lisier	17 145	5 144
TOTAL	127 050	27 125

Tableau 13 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage.

Cette production de substrat est dominée par la production des fumiers issus de l'élevage bovin.

Au-delà de la quantité brute de gisement issu de l'élevage, il ne faut pas oublier que ces matières présentent l'atout de fournir les bactéries indispensables au processus de méthanisation. Les principales exploitations d'élevage, les plus susceptibles d'accueillir une installation de ce type, sont très peu nombreuses sur le territoire et sont facilement cartographiées ci-après, sur la base des données du répertoire des ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement).

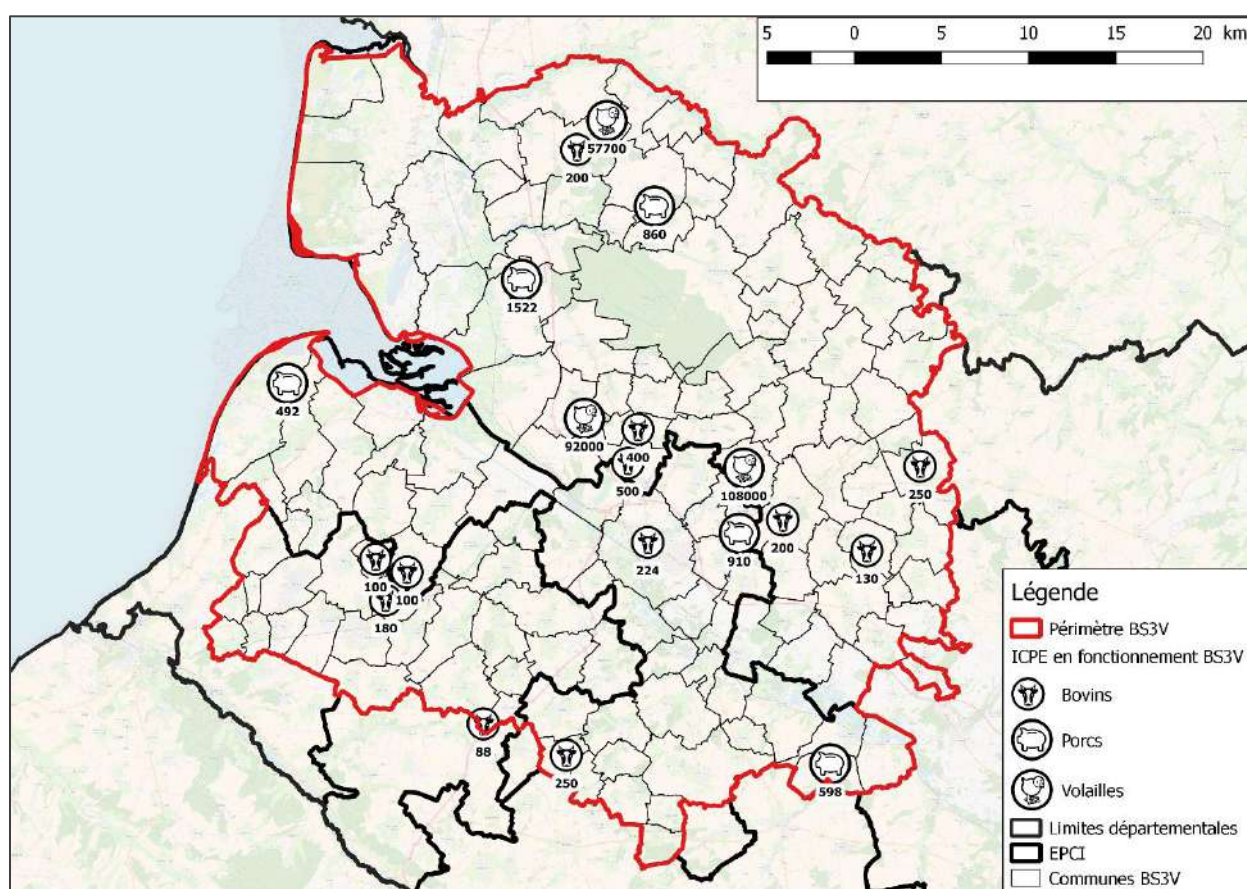


Figure 11 : Principaux élevages porcins et volailles sur le territoire de BS3V (Source : répertoire des ICPE)

3.2.1.2 Coproduits de l'agriculture

De nombreuses parties secondaires issues des plantes cultivées sont actuellement peu valorisées et laissées au champ. Elles peuvent receler un potentiel de méthanisation intéressant.

Les ressources végétales considérées sont :

- Les résidus de cultures : les pailles de céréales, les menues pailles, les pailles d'oléagineux, les résidus de maïs, les fanes de betterave
- Les issues de silos

Pour évaluer les surfaces agricoles sur le territoire de l'agglomération, nous utilisons le RPG 2016 – Répertoire Parcellaire Graphique – qui donne les cultures principales de toutes les parcelles.

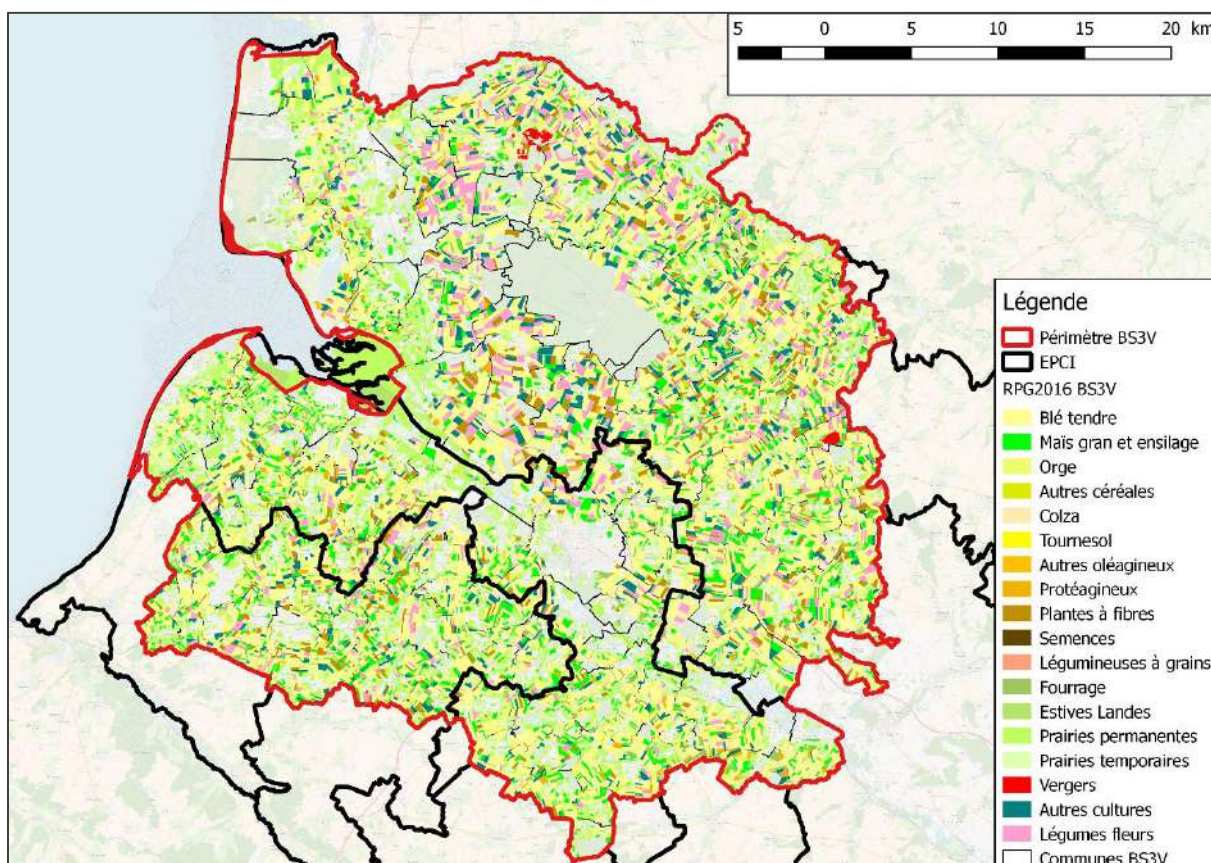


Figure 12 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016)

Les surfaces utiles pour les coproduits méthanisables sont mesurées à partir de cette base et sont les suivantes :

Type	Surface (en ha)
Céréales	41 949
Maïs	9 022
Colza	3 143
Betteraves	6 335

Tableau 14 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2016)

Un contrôle a été effectué pour comparer ces surfaces à d'autres sources de données, qui montrent des écarts minimes quant aux surfaces cultivées. De la même manière que pour l'élevage, nous utilisons les ratios de production de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* de SOLAGRO. Les quantités de matières sont évaluées à l'horizon 2050 et 2030 :

Gisement mobilisable à l'horizon 2030

	Gisement mobilisable (tMB)	Gisement mobilisable (tep)	Gisement mobilisable (MWh)
Menue paille céréales	4 195	697	8 100
Menue paille colza	236	21	242
Paille de Céréales	50 339	8 360	97 205
Paille de Maïs	2 977	545	6 342
Paille de Colza	990	87	1 015
Fane de betteraves	28 506	1 098	12 768
Issues de silos	649	122	1 422
TOTAL		10 929	127 093

Production brute de matières méthanisables

	Gisement mobilisable (tMB)	Production brut (tep)	Gisement brut (MWh)
Paille de céréales	163 603	27 169	315 916
Paille de Maïs	29 773	5 454	63 419
Paille de Colza	6 600	582	6 767
Fane de betteraves	190 037	7 320	85 120
Menues pailles	72 148	11 413	132 710
Issues de silos	2 165	408	4 740
TOTAL		52 345	608 671

Tableau 15 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture.

3.2.1.3 CIVE (Culture intermédiaire à vocation énergétique)

La culture intermédiaire s'implante à l'interculture. Dans une rotation culturale, il s'agit de la période qui se situe entre la récolte d'une culture principale et le semis de la suivante. La durée de l'interculture varie en fonction de la nature des cultures principales présentes dans la rotation et dépend donc des dates de récoltes et de semis de chacune (de 2 à 9 mois).

La CIVE a pour principal objectif de produire de la biomasse. Nous utilisons les ratios de production de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* de SOLAGRO. Concernant les hypothèses de détermination du gisement de résidus de culture utilisable, elles sont les suivantes :

- L'utilisation de la paille dans 66% des cas (deux années sur trois), comme litière ou substrat de méthanisation ce qui permet un retour de 50% de la matière organique au sol.
- Pour les autres pailles, le taux de mobilisation est plus restreint car leurs utilisations et récoltes présentent des obstacles importants. Ainsi le taux de mobilisation du colza, maïs-grain et tournesol est située entre 5% et 15%. Ce taux est similaire à celui appliqué pour les menues pailles et fanes de betteraves sucrières.
- Pour 90% du volume, l'hypothèse considéré est une récolte de CIVE avant l'hiver pendant un nombre de mois restreints (pratique majoritaire aujourd'hui). Pour le reste du volume (10%), il est pris une hypothèse haute de récolte du couvert à l'implantation de la culture suivante, permettant à la CIVE d'atteindre 2 mois poussants supplémentaires.

Les quantités de matières sont évaluées à l'horizon 2050 et 2030 :

	Production brut (tep)	Gisement brut (MWh)	Gisement mobilisable (MWh)
Paille de Maïs	1 722	20 027	6 008
Paille de Tournesol	0,18	2	0,61
Paille d'orge de printemps	2 473	28 754	8 626
Fane de betteraves	1 885	21 914	6 574
TOTAL		70 697	21 209

Tableau 16 : Production de matières méthanisables à partir de CIVE.

3.2.1.4 Déchets urbains

La partie des déchets pouvant être méthanisée est ce qu'on appelle la FFOM – Fraction Fermentescible des Ordures Ménagères. Au sein du territoire, ces déchets font l'objet de différentes voies de valorisation.

Pour les déchets de Communauté d'Agglomération de la Baie de Somme, les déchets sont a priori acheminés sur le site d'Idex à Amiens où ils sont méthanisés et permettent ainsi d'alimenter le réseau de chaleur de la ville.

Les déchets de la Communauté de Communes du Vimeu sont traités par le Centre d'enfouissement technique IKOS (rapport d'activité 2017). Il s'agit a priori du Centre d'Enfouissement Technique des Corbières du syndicat TRINOVAL sur la commune de Thieulloy l'Abbaye. Le site produit du biogaz qui est valorisé uniquement en interne pour produire de la chaleur permettant de traiter les lixiviats.

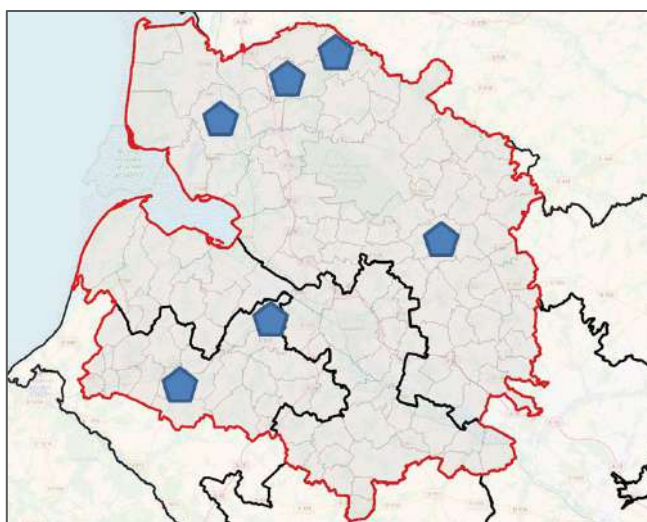
Concernant la Communauté de Communes Ponthieu-Marquenterre, les déchets verts sont acheminés sur la plate-forme de compostage de Regnière-Ecluse gérée par SEDE.

Le tonnage total de déchets urbains des trois EPCI représente environ **45 GWh d'énergie**. Cependant, ce volume d'énergie est déjà valorisé.

3.2.1.5 Déchets des industries agroalimentaires

L'évaluation des tonnages de produits susceptibles d'être méthanisés se fait également par application de ratios sur la base des effectifs des industries concernées. Cette méthode demeure néanmoins imparfaite et bien moins fiable que d'obtenir les réponses directes des entreprises concernées, ce qui est généralement difficile. Ces entreprises devront donc être impliquées dans la constitution d'un tissu local d'installations de méthanisation, en tachant de les mobiliser et de connaître mieux leur production de déchets.

Le territoire compte plusieurs entreprises de ce secteur agro-alimentaire (croisement du répertoire des entreprises SIRENE et du répertoire des ICPE).



Industries agro-alimentaires
PÂTISSERIE PASQUIER VRON
SAUVAGE VIANDES
SARL NATURE FRAIS
FERME SAINT CHRISTOPHE
SAS MOULINS RIQUIER
SOCIÉTÉ DES SUCRERIES DU MARQUENTERRE

Figure 13 : Les principales industries agroalimentaires du territoire

La production des matières est évaluée à **4 200 MWh** par an (avec les ratios de l'étude ADEME/Solagro/Inddigo).

3.2.1.6 Boues des stations d'épuration

Le territoire compte une vingtaine de stations d'épuration, mais seules 3 d'entre elles ont une capacité de traitement supérieures à 10 000 EH, qui est le seuil minimal au-delà duquel on observe que des projets peuvent se réaliser (compte-tenu de l'effort à fournir pour la mobilisation de la ressource).

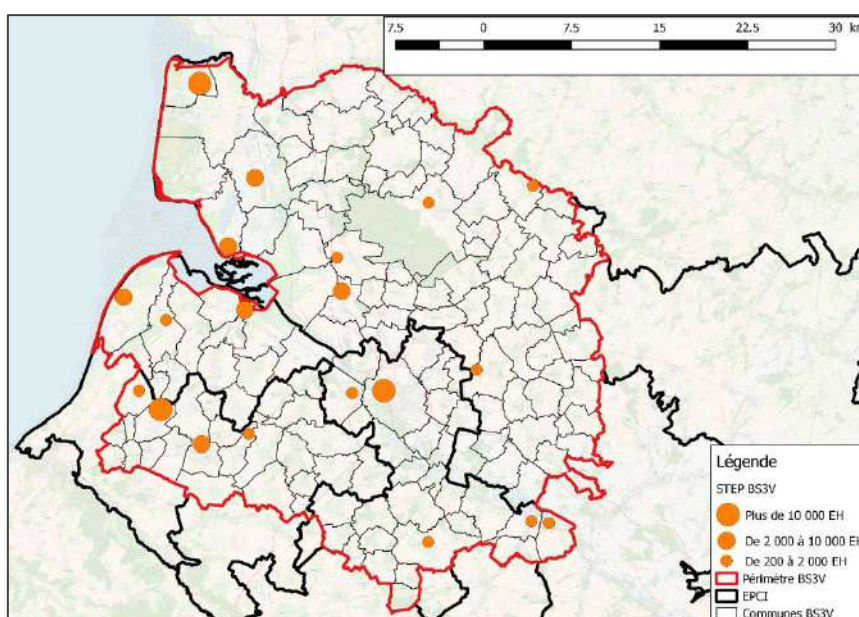


Figure 14 : Stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal)

Les stations d'épuration les plus importantes (plus de 10 000 équivalents-habitants) sont :

- ABBEVILLE,
- FRIVILLE-ESCARBOTIN,
- FORT-MAHON-PLAGE.

Les stations d'épuration d'Abbeville et Friville-Escarbotin, les plus productrices, sont susceptibles de produire par an 912 tonnes de matières sèches (tMS), ce qui correspond environ à 2 000 MWh d'énergie, en prenant le pouvoir méthanogène moyen observé sur la France. On le voit, tout comme les déchets de l'industrie agroalimentaire, cette production n'est pas suffisante pour envisager la création d'une installation dédiée uniquement pour traiter ces boues mais peut en revanche constituer un appoint pour varier le mix de substrats.

3.2.2 Créations d'emploi liés à la méthanisation

Le tableau suivant récapitule les gisements bruts et mobilisables vers 2030 pour chacune des filières pertinentes.

	Gisement "brut" (en MWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en MWh/an)
<i>Elevage</i>	127 050	27 125
<i>Agriculture</i>	608 671	127 093
<i>CIVE</i>	70 697	21 209
<i>Déchets IAA</i>	4 200	4 200
<i>Boues STEP</i>	2 000	2 000
TOTAL	812 618	181 627

Tableau 17 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030

En supposant une implantation lissée sur 20 ans du gisement mobilisable vers 2030 en injection, soit environ 9,1 GWh implantés par an de 2018 à 2037, l'outil TETE donne le nombre d'équivalent temps-plein (ETP) disponible chaque année jusqu'en 2050. Les résultats sont présentés en annexe 2.1.

Ainsi le nombre d'ETP varie d'une trentaine en début de période de création d'installations (2018) pour atteindre 182 en 2037. Il diminue ensuite jusqu'en 2050 pour redescendre à 66 ETP. En moyenne sur la période 2018-2050, ce sont une centaine d'ETP qui sont créés par la mobilisation du potentiel de 160 GWh de méthanisation en injection.

3.2.3 Possibilité d'injection sur le réseau de gaz

Actuellement les installations de production de biogaz valorisent leur production sous forme de cogénération. L'autre possibilité de valorisation est l'injection sur le réseau de gaz. Le contexte est particulièrement favorable à cette possibilité, avec des opérateurs (GRDF et GRTgaz principalement) proactifs sur le sujet, portant de grandes ambitions (un communiqué de novembre 2017 indique un objectif de 30 % de gaz vert en 2030).

Le schéma ci-dessous présente les possibilités d'injection sur le réseau de gaz, ainsi que les moyens de lever les contraintes pouvant apparaître sur le réseau de gaz.

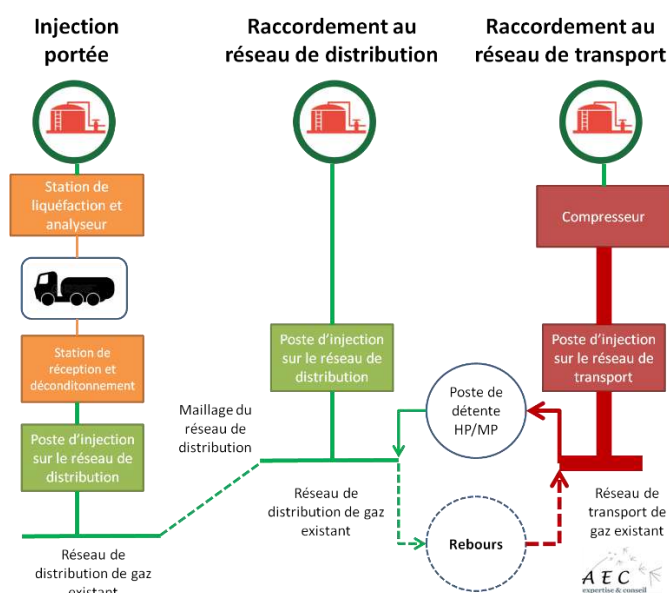


Figure 15 :

**Possibilités de
raccordement en
injection**

L'injection portée consiste en la compression et le transport par camion du gaz. Cette solution encore en développement n'a à priori pas sa place sur le territoire, du fait de l'importance du réseau de gaz.

L'injection sur le réseau de distribution repose sur :

- la création d'une canalisation de distribution entre le réseau de distribution de gaz existant et l'unité de méthanisation (compter entre 50 et 100 €/ml selon les débits et les difficultés de création de la tranchée) ;
- la construction d'un poste d'injection sur le réseau de distribution, regroupant les fonctions d'odorisation, d'analyse du gaz, un système anti-retour et le comptage. Le poste d'injection sur le réseau de distribution est loué à environ 52 k€/an par GRDF.

Des contraintes d'injection peuvent apparaître sur le réseau de distribution. En première approche, il faut s'assurer que la production ne dépasse pas la consommation de gaz sur la zone de desserte gazière. Si les prévisions de production dépassent les prévisions de consommation, trois possibilités de levée de contrainte existent :

- le maillage du réseau de distribution, qui consiste à relier deux zones de dessertes gazières entre elles, afin de permettre un débouché plus important au gaz injecté ;
- la création d'unité de rebours, installation industrielle permettant la compression du gaz depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport. Cette solution est encore récente, et présente des coûts importants (de l'ordre de 2 M€). La création de rebours doit se faire sur la base d'un schéma de déploiement important de production de biogaz, pour rentabiliser l'investissement ;
- le positionnement de stations de recharge de GNV sur les poches de distribution en contraintes, afin d'augmenter le niveau de consommation de gaz et de relever la puissance injectable ;

Enfin, il est également possible de se raccorder sur le réseau de transport de gaz, avec à priori des débits injectables très élevés. Pour cela il est nécessaire :

- de comprimer le gaz pour porter sa pression au niveau de celle du réseau de transport. Les compresseurs sont des équipements relativement coûteux (environ 180 k€ pour un compresseur de 200 m³/h, auxquels il faut rajouter des OPEX de l'ordre de 10 %) ;
- de construire une canalisation de transport entre le compresseur et le poste d'injection (de 220 à 800 €/ml) ;
- de construire un poste d'injection sur le réseau de transport, regroupant les fonctions d'odorisation, de comptage, de système anti-retour et d'analyse. Le poste d'injection est facturé par GRT Gaz à 670 k€¹¹.

Le déploiement d'un nombre important d'unités de production en injection sur le réseau de gaz doit donc être coordonné pour garantir l'utilité des infrastructures créées. Sur le territoire, une installation en lien avec la zone d'Abbeville n'aura pas de problème d'injection, ce qui pourrait advenir pour les autres zones et nécessiter des dispositifs supplémentaires.

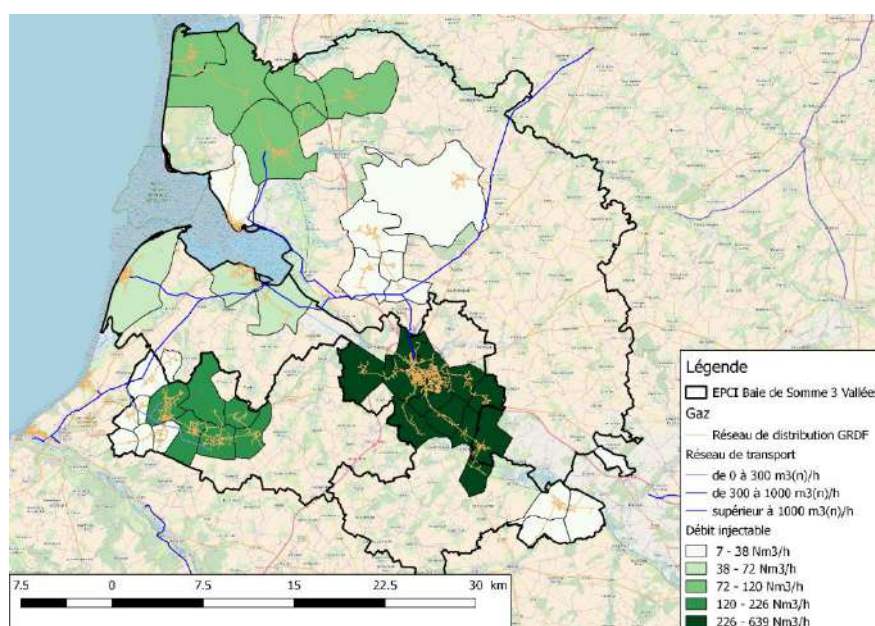


Figure 16 : Potentiel d'injection de biogaz sur le réseau de distribution de gaz du territoire.

¹¹ http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf

3.2.4 Bilan du potentiel de gaz renouvelable sur le territoire

Le bilan de potentiel de gaz renouvelable sur le territoire s'établit à environ 741 941 MWh dont 22% (160 GWh) mobilisable en 2030.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	742 GWh (hors CIVE) 841 GWh (avec CIVE)	
Mobilisable en 2030	160 GWh (hors CIVE) 181 GWh (avec CIVE)	
Equivalence en installations	13-14 méthaniseurs (de 200 Nm3/h) pour le gisement mobilisable en 2030	
Consommations de gaz en 2050	432 GWh	342 GWh
Part de la consommation couverte par la production brute locale	172 %	217 %

Tableau 18 : Bilan du potentiel de gaz renouvelable

3.2.5 Dynamique en cours sur le territoire

De nombreux acteurs ont une réflexion en cours pour la réalisation d'une unité de méthanisation. La carte ci-dessous rassemble les informations sur ces réflexions et ces projets.

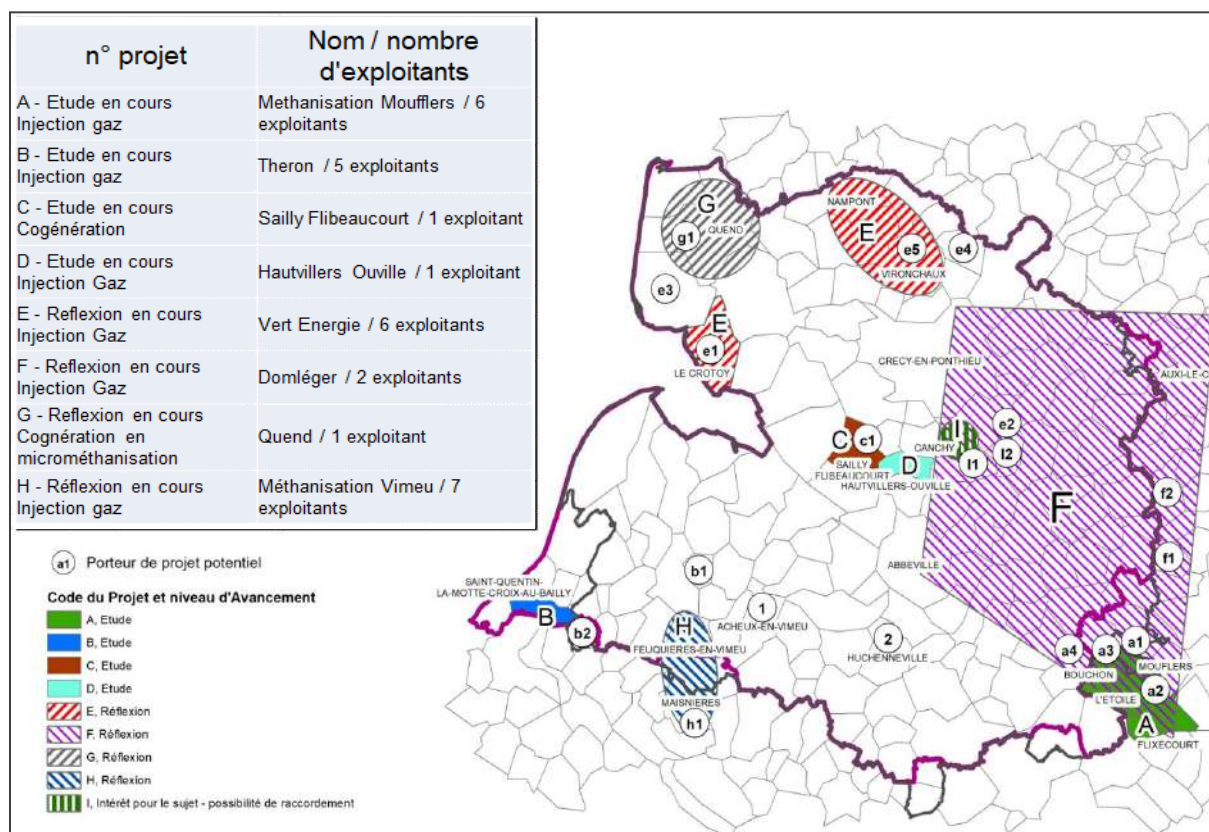


Figure 17 : Carte des porteurs de projets potentiels et des réflexions en cours pour la réalisation d'une unité de méthanisation



Les matières issues des cultures et de l'élevage représentent près de 160 GWh mobilisables à moyen terme (2030). Ce sont les principales sources de substrats pour la méthanisation, les autres gisements (déchets de l'industrie agroalimentaire, boues de STEP, ...) pouvant représenter un appoint surtout utile pour la diversification des sources d'approvisionnement.

En termes de développement, cela représente environ une dizaine d'installations sur la période, ce qui est conforme aux objectifs de développement ambitieux de la région. Dans ce cas, la question d'une adaptation substantielle du réseau de distribution se posera rapidement.

La méthanisation en injection constitue donc une filière prioritaire pour le territoire.



3.3 Électricité éolienne terrestre

L'électricité éolienne s'est fortement développée en France depuis 2003 et représente en 2017 une puissance installée de 13,55 GW et une production de 24 TWh par an, ce qui représente 4,5 % de la production nationale d'électricité.

Rappel du diagnostic :

Au moment de l'état des lieux, le territoire du BS3V compte 99 mâts répartis sur 14 parcs, pour une puissance de 208,3 MW et un productible estimé à 458,2 GWh/an. Cette production représente 77 % de la consommation électrique du territoire.

Rappel des objectifs de développement :

La région Hauts-de-France a pour objectif de « stabiliser » la production éolienne à l'horizon 2030. Cela correspond à la réalisation des projets en cours et à ne plus encourager la filière, ce qui aboutit à une augmentation de la production d'énergie de 60 % par rapport à 2015 pour porter la production à 8000 GWh/an.

3.3.1 Zones favorables au grand éolien

La carte qui suit est issue du Schéma Régional Éolien de l'ex-région Picardie, elle détaille les zones favorables à l'éolien sur le territoire en regard des parcs déjà installés. Ce zonage reprend les différentes contraintes cartographiées dans le SRE :

- Les paysages règlementés, les paysages à protéger, les paysages à petite échelle, les paysages de belvédères, le patrimoine culturel.
- Les ZNIEFF, le patrimoine naturel, les couloirs migratoires de l'avifaune.
- Les contraintes techniques des radars et du domaine aéronautique

Aujourd'hui, le SRE n'est plus reconnu comme document réglementaire pour l'implantation de parc éolien et une étude doit être menée de manière spécifique pour chaque projet présenté. Néanmoins celui-ci est reconnu comme un document de référence réunissant et croisant de nombreuses données.

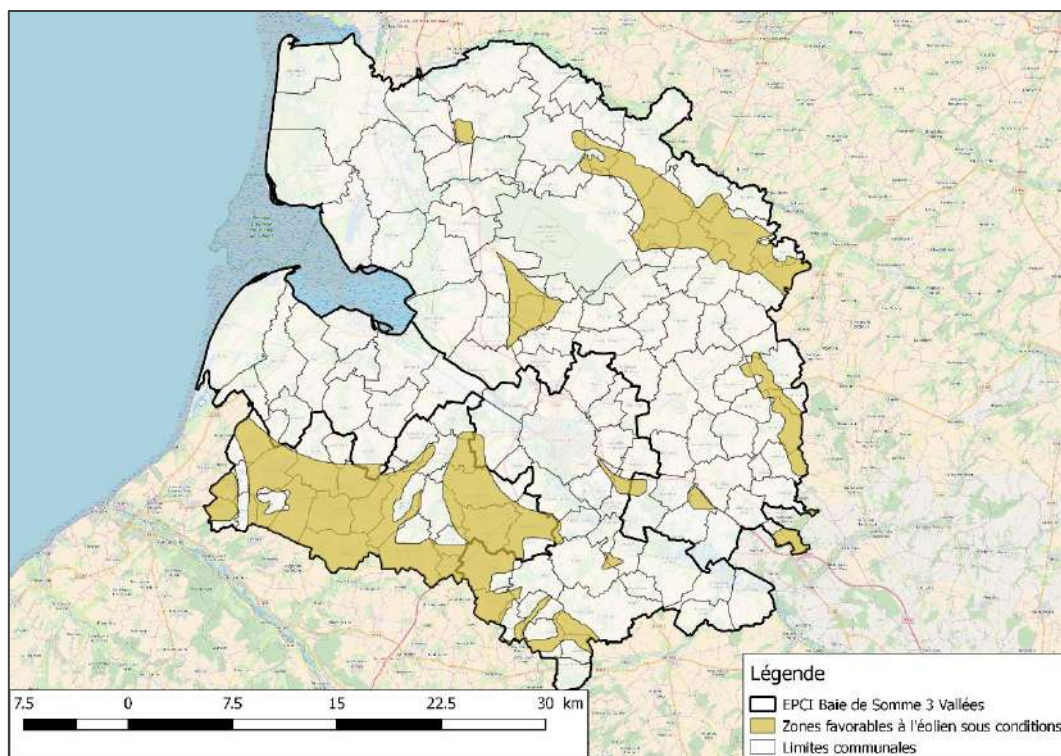


Figure 18 : Zones favorables à l'éolien sous conditions (Source : Schéma Régional Éolien de l'ex-région Picardie)

Cette cartographie ne prend pas non plus en compte l'une des contraintes majeures à l'installation de parcs éoliens, la distance de 500 m de toute habitation. La carte ci-dessous permet de visualiser le nouveau zonage. A noter que dans la zone de servitude de 20km autour du radar météorologique d'Abbeville, Météo-France a émis de nombreux avis négatifs.

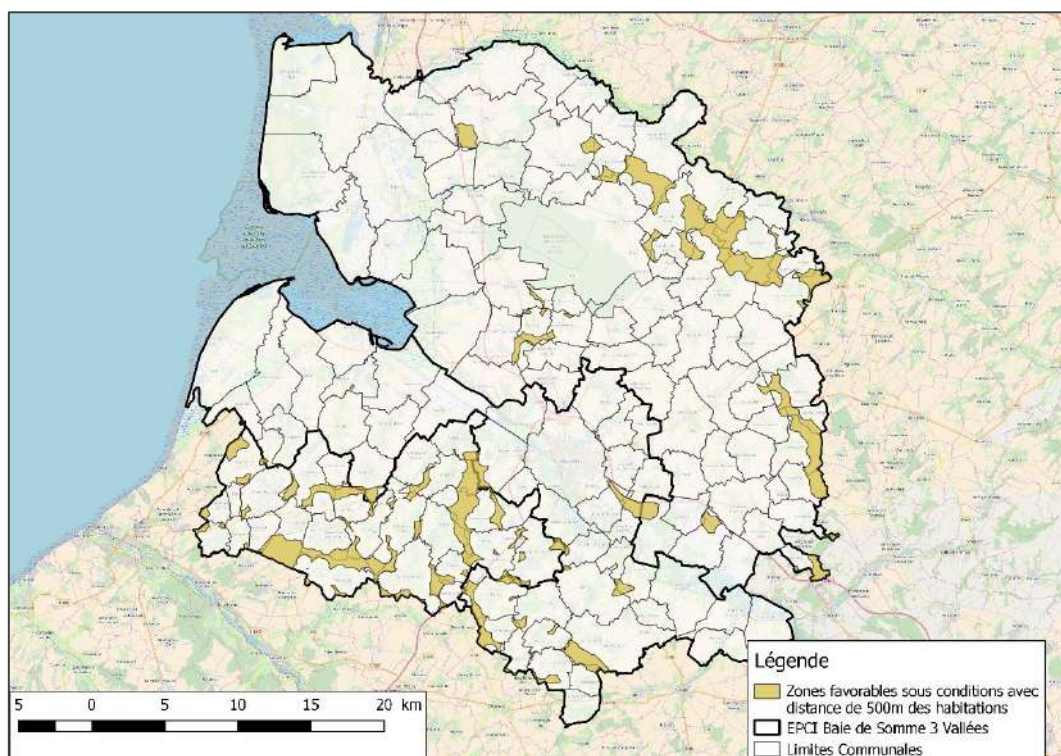


Figure 19 : Zones favorables à l'éolien sous conditions situées à moins de 500 m d'une habitation (Source : Schéma Régional Éolien de l'ex-région Picardie et BD TOPO de l'IGN)

3.3.2 Schéma d'insertion du moyen et du grand éolien dans le Parc naturel régional Baie de Somme

La carte qui suit est issue du Schéma d'insertion du moyen et du grand éolien dans le Parc Naturel régional de Baie de Somme, annexé au Projet de Parc Naturel Régional Baie de Somme Picardie Maritime. En effet, cette démarche supplémentaire a permis de déterminer quels étaient les enjeux spécifiques au futur PNR au sein des zones favorables à l'éolien sous conditions.

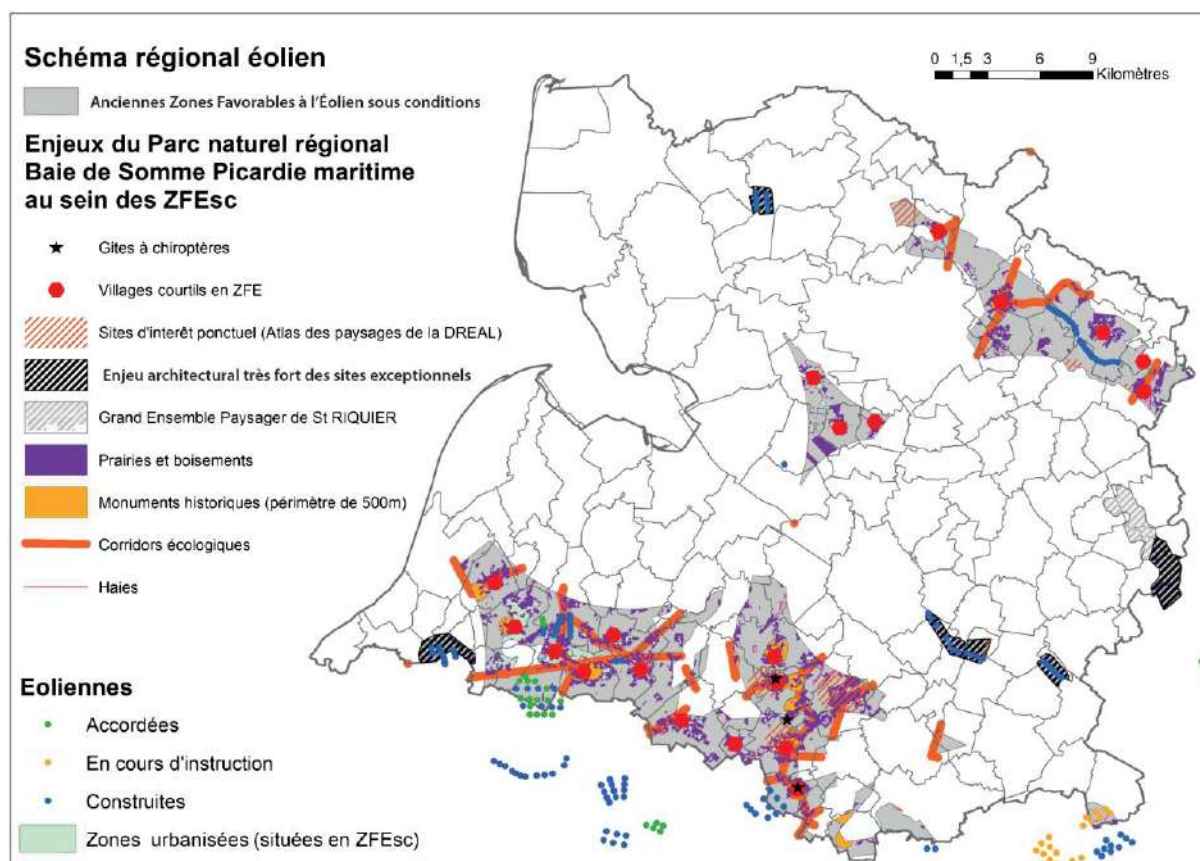


Figure 20 : Carte des enjeux du parc naturel régional Baie de Somme Picardie maritime pour l'éolien

Cette carte fait ainsi apparaître une multiplicité d'enjeu sur la zone sud-ouest du territoire, ce qui augure peu de projets en perspective. D'après nos informations, le parc éolien de Condé Folie à l'extrême sud-est du territoire est en cours de construction (il est indiqué en cours d'instruction ci-dessus). Il concerne 5 mâts de 3,3 MW de puissance unitaire sur le parc et 2 mâts sur la commune de Bettencourt-Rivière.

Des réflexions sont en cours pour le prolongement du parc de Saint Riquier sur la commune de Estrées-les-Crécy. Des réflexions sont également en cours pour la densification du parc de la Haute Borne 1 de la commune de Vron.

Au regard de l'enjeu de labélisation, mais aussi des avis du PNR qui sont basés sur une analyse très fine des enjeux environnementaux et paysagers (beaucoup plus fine que celle du schéma) le PNR n'est pas en capacité de proposer des zones prometteuses pour l'implantation de nouvelles éoliennes.

De plus, si le projet d'Estrées-les-Crécy (situé à proximité de Dompierre-sur-Authie), voit le jour (la société Novergie est prête à s'investir sur un projet participatif), cela amoindri la chance que le PNR émette un avis positif sur un projet à Dompierre.

3.3.3 La possibilité du « repowering »

Les technologies éoliennes évoluant, les turbines disponibles aujourd'hui sur le marché sont bien plus productives que celles qui ont été installées au sein des parcs actuellement en activité. Cette évolution est portée par deux aspects :

- L'amélioration propre des technologies, permettant de produire plus pour des installations de même diamètre.
- L'augmentation de la taille des installations du fait de l'amélioration des technologies de construction. Sur cet aspect, si la reconduction des installations au terme de leur durée de vie est possible, elle ne le sera pas forcément avec des installations de taille supérieure.

Il convient néanmoins de souligner que les puissances instantanées installées pourraient croître de l'ordre de 50 % en considérant l'installation de nouvelles technologies (amélioration de l'efficacité des pales, sans augmentation significative de la taille des éoliennes).

Il existe trois possibilités de renouvellement :

- Modifier la position ou la taille des éoliennes ;
- En installer des plus grandes aux mêmes emplacements ;
- Effectuer un renouvellement à l'identique.

Si le cadre réglementaire actuel permet déjà le traitement des modifications de parc, et donc le renouvellement, les quelques parcs qui ont procédé à leur renouvellement l'ont fait par le biais d'une procédure d'autorisation complète (comme pour une installation neuve).

La réglementation prévoit qu'en cas de « modification substantielle » des installations qui relèvent de l'autorisation environnementale une nouvelle autorisation doit être délivrée. Une nouvelle instruction parue le 17 juillet fixe les règles d'évaluation de cette modification substantielle. Ainsi, si le renouvellement du parc se réalise à l'identique (même type de machines et mêmes emplacements), il s'agit d'une modification non substantielle. En revanche, sont d'office considérés comme modification substantielle l'ajout d'une éolienne de plus de 50 mètres de hauteur (mât) et une augmentation de la puissance installée au-delà de 20 MW. Entre ces deux extrêmes, l'instruction laisse une marge aux Préfets pour juger de l'importance de la modification et demander des éléments supplémentaires au développeur.



En croisant à la fois les cartes issues du SRE et du Schéma d'insertion de l'éolien du futur PNR, il apparaît que le territoire a déjà réalisé une bonne partie de son potentiel.

Les possibilités futures de production accrue se situent essentiellement dans l'évolution des parcs existants avec le repowering à venir. En considérant que toutes les éoliennes voient leur puissance passer à 3,6 MW, l'augmentation de puissance installée serait de **148 MW supplémentaires** et entraînerait une augmentation de la production de **326 GWh/an**.



3.4 Électricité éolienne maritime

L'implantation d'éoliennes au large du territoire de BS3V ne fait pas partie stricto sensu de la mission de l'EPE. La maîtrise des projets est assurée par l'Etat et il a été convenu que les productions énergétiques futures des 6 parcs en projets sur le littoral métropolitain ne seraient pas pris en compte dans les bilans territoriaux des régions ou des territoires attenants.

Le territoire est concerné par le projet au large du Tréport comportant 62 éoliennes pour une puissance totale de 496 MW. Les enquêtes publiques ont été ouvertes le mardi 16 Octobre 2018. Le projet est développé par ENGIE et il est prévu qu'il entre en fonctionnement à l'horizon 2021.

A partir de l'outil TETE, en indiquant une implantation des 496 MW d'éolien maritime sur la période 2018-2021, soit 124 MW par an sur 4 ans, on obtient le nombre d'équivalent temps-plein (ETP) disponible chaque année jusqu'en 2050 présenté en annexe 2.2. Celui-ci est d'environ 1 200 ETP lors de la période d'implantation et il se stabilise ensuite aux alentours de 260 ETP durant la période 2022 – 2043. Le nombre d'ETP décroît ensuite rapidement entre 2044 et 2047 pour atteindre une valeur nulle correspondant à la fin de l'exploitation du parc (donc une durée d'exploitation de 25 ans).



Figure 21 : Position du projet de parc éolien offshore du Trépot (source : site dédié au projet <https://dieppe-le-treport.eoliennes-mer.fr/>)

3.5 Électricité houlomotrice et hydrolienne

Les deux filières de production électrique sont ici des filières émergentes pour lesquelles la maturité n'est pas encore atteinte. De plus comme nous allons le voir, le potentiel de développement évalué au niveau national est relativement restreint sur le territoire.

3.5.1 Houlomotrice

Le principe de l'énergie houlomotrice est d'utiliser l'énergie des vagues et de la houle pour produire de l'électricité. Il se différencie donc de l'énergie marémotrice (mise en œuvre au sein de l'usine de l'estuaire de la Rance entre Dinan et Saint-Malo) qui valorise l'énergie des marées pour produire de l'électricité.

Le potentiel de développement a été évalué entre 10 et 15 GW en France par l'ADEME, essentiellement sur la façade Atlantique.

Une cartographie a été établie par EDF R&D et le CEREMA (Direction Technique Eau, Mer et Fleuves) pour constituer la base de données ANEMOC. Il a été retenu les puissances supérieures à 20 kW/m et une profondeur entre 50 et 130 m.

Le potentiel de développement se situe en fait dans les lieux présentant le plus de vagues (rouleaux). De ce fait il n'y a pas de potentiel de développement sur le littoral de la Baie de Somme.

Figure 22 : Principe d'action de l'énergie houlomotrice.

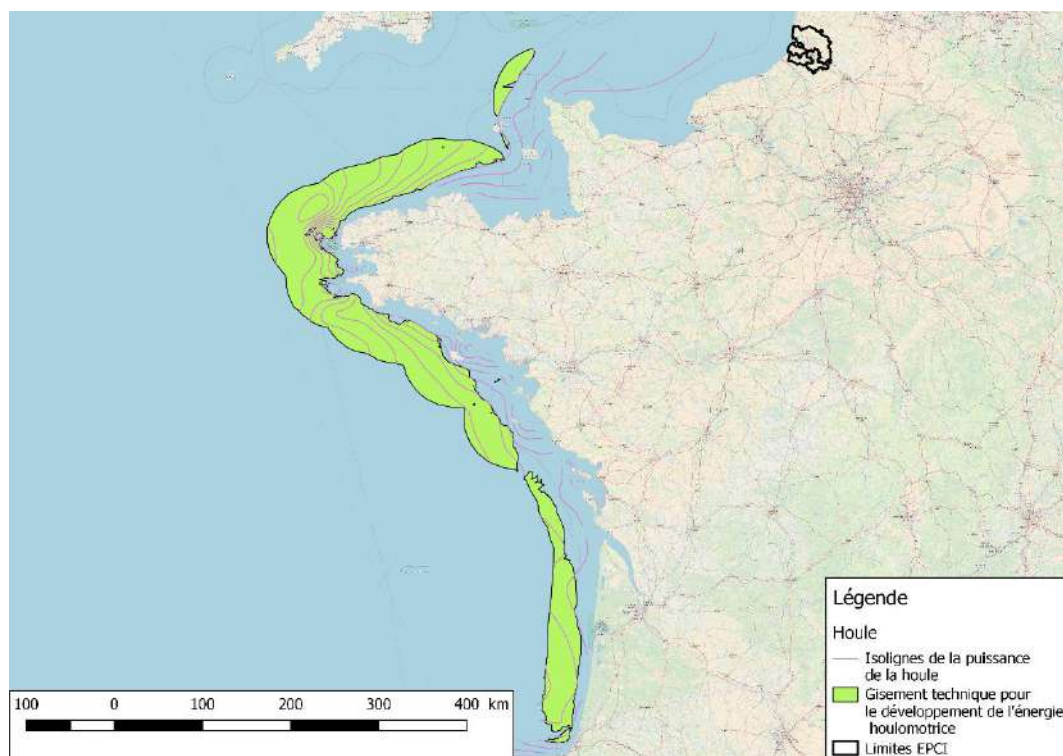
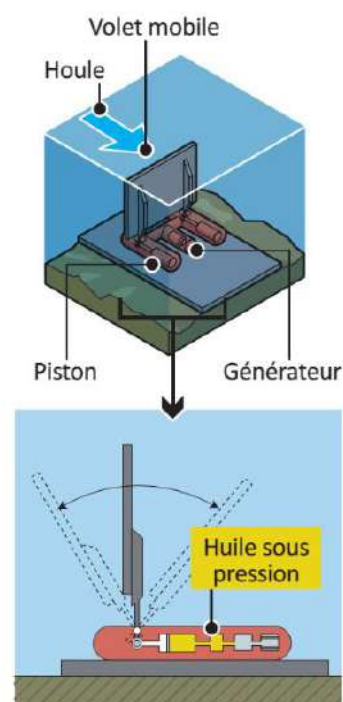


Figure 23 : Situation géographique du potentiel houlomoteur français (Source : EDF R&D et le CEREMA).

3.5.2 Hydroliennes

L'énergie hydrolienne consiste à produire de l'électricité au travers d'une turbine placée sur un courant fort et transformant la force de l'écoulement. Cette énergie est donc particulièrement présente sur les littoraux présentant des discontinuités de manière à créer des écoulements contraints plus forts sur certains chemins.

De ce fait, le potentiel sur les côtes françaises est concentré sur le Finistère et surtout le Cotentin. Le potentiel a été évalué à 4 GW selon l'Ifremer avec une concentration autour du Raz Blanchard (Bretagne). Actuellement, des développements technologiques sont encore nécessaires. Le projet le plus avancé est le parc de Paimpol-Bréhat porté par EDF. Néanmoins pendant l'été 2018, Naval Energies a annoncé fermer son usine de production de turbine hydrolienne à Cherbourg, ce qui handicape fortement la filière, une société anglaise pourrait reprendre l'activité.

Il n'y a pas de potentiel important sur la baie de Somme puisque son littoral ne présente pas de courant transversaux forts.

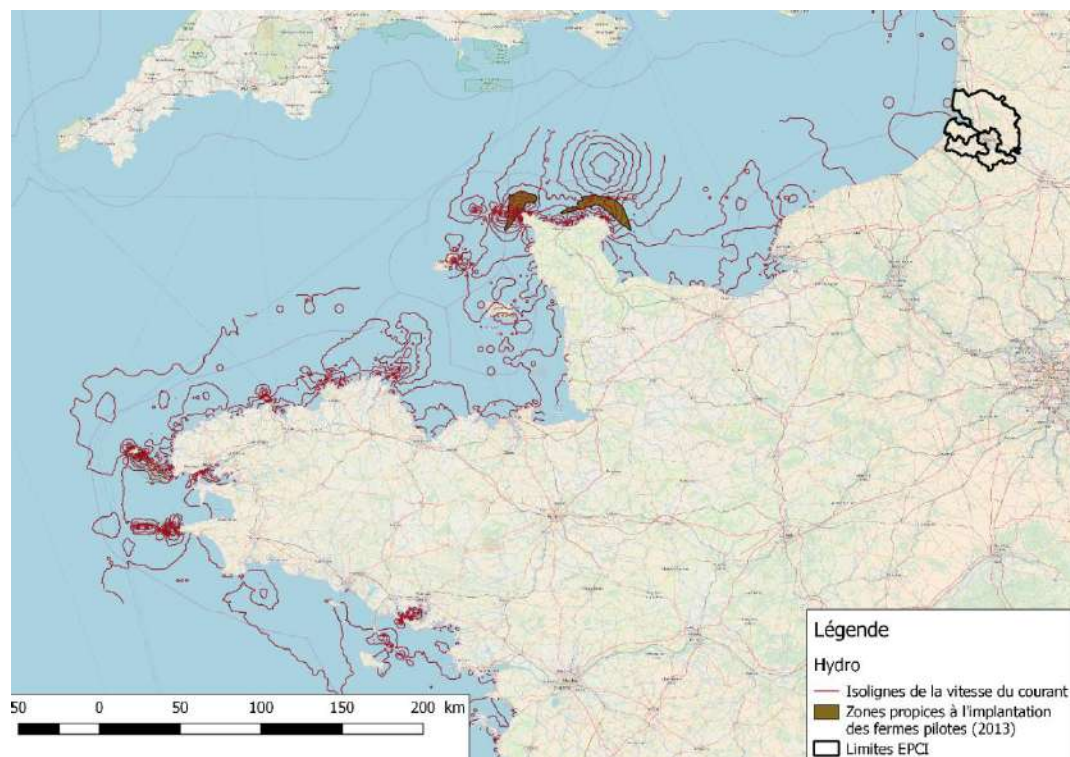


Figure 24 : Zones propices pour l'implantation d'hydroliennes et territoire de Baie de Somme 3 vallées.



3.7 Électricité hydroélectrique

Le petit hydraulique désigne les installations de puissance inférieure à 10 MW. On distingue généralement les trois classes de puissances suivantes :

- **la petite centrale hydraulique** (puissance allant de 0,5 à 10 mégawatts)
- **la micro-centrale** (de 20 à 500 kilowatts)
- **la pico-centrale** (moins de 20 kilowatts)

Au-delà de cette terminologie, ces installations sont généralement raccordées au réseau électrique ou peuvent servir à l'alimentation d'une installation isolée dans un cadre d'autoconsommation.

Sur le territoire, différents obstacles positionnés sur les cours d'eau ont fait l'objet d'une analyse, afin de calculer les puissances disponibles et de déterminer le type d'installation qui peut être implanté sur ces cours d'eau. Pour chaque site, la puissance est calculée selon la formule suivante :

$$\text{Puissance} = 0.7 \times \text{Hauteur de chute} \times \text{Débit} \times \text{Masse volumique} \times g$$

où g est l'accélération de la pesanteur : $9,81 \text{ m.s}^{-2}$.

Rappel du diagnostic :

Aucune installation hydroélectrique n'a été recensée sur le territoire ((à l'exception de l'installation hydroélectrique de Long datant de 1903, non fonctionnelle, conservée à titre patrimonial).

Rappel des objectifs de développement :

Aucun objectif de développement n'est défini au sein du SRADDET.

Le contexte général de la gestion des cours vise en priorité à restaurer la continuité écologique des cours d'eau (directive cadre sur l'eau de 2000). Cette continuité entre en contradiction avec la présence de certains ouvrages sur les cours d'eau, dont les seuils, les écluses ainsi que certaines installations hydroélectriques. La tendance est donc plutôt à l'arasement des obstacles à l'écoulement.

Le territoire de Baie de Somme 3 Vallées recèle plusieurs sites intéressants d'un point de vue du potentiel de production électrique, réunissant deux caractéristiques : hauteur de chute et débit suffisants. Nous avons à notre disposition la base de données du Répertoire des Obstacles à l'Écoulement pour repérer ces sites ; elle n'est néanmoins pas complète, nous analysons donc également les autres études qui ont pu être menées sur ce sujet.

3.7.1 Répertoire des obstacles à l'écoulement

68 obstacles à l'écoulement se trouvent sur la Maye, la Somme et ses affluents. Sur ces 68 sites, seuls 14 d'entre eux présentent une hauteur de chute supérieure à 1 mètre et 4 d'entre eux ont présentés une configuration intéressante pour l'implantation d'un dispositif hydroélectrique :

- **sur la Somme** : le barrage supérieur de Long présente une hauteur de chute de 1,280 m de hauteur, avec un débit probable de $35 \text{ m}^3/\text{s}$. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance électrique disponible est de l'ordre de **363 kW**.



Figure 25 : Vue aérienne du barrage de Long (Source : Géoportail)

- **sur la Somme** : l'écluse d'Abbeville présente une hauteur de chute de 1,9 m, avec un débit probable de 35 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance électrique disponible est de l'ordre de **459 kW**.



Figure 26 : Vue aérienne de l'écluse d'Abbeville (Source : Géoportail)

- **sur la Somme** : l'écluse de Pont-Rémy et le barrage de Pont-Rémy présentent respectivement une hauteur de chute de 1,81 m et de 1,80m, avec un débit probable de 35 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. Les puissances électriques disponibles seraient de l'ordre de **437 kW** et **435 kW**.



Figure 27 : Vue aérienne de l'écluse et du barrage de Pont-Rémy (Source : Géoportail)

Il est à noter que la Somme est classé « *Potentiel mobilisable sous conditions strictes* » dans l'étude de l'Agence Eau Artois-Picardie de 2008 du fait de la présence de nombreux sites faisant l'objet de protections réglementaires.

Le reste des sites présente un potentiel mobilisable inférieur.

3.7.2 Étude départementale du potentiel

Le potentiel hydroélectrique des barrages existants sur le fleuve Somme (partie canalisée) depuis Péronne à l'amont jusqu'à Saint-Valéry-sur-Somme à l'aval, a été étudié en 2010 par le Conseil départemental de la Somme, complétée par l'étude des ouvrages appartenant au Conseil départemental, de la ville d'AMIENS et de quelques sites privés (PÉRONNE, SAILLY LAURETTE, DAOURS, LONG et PONT RÉMY).

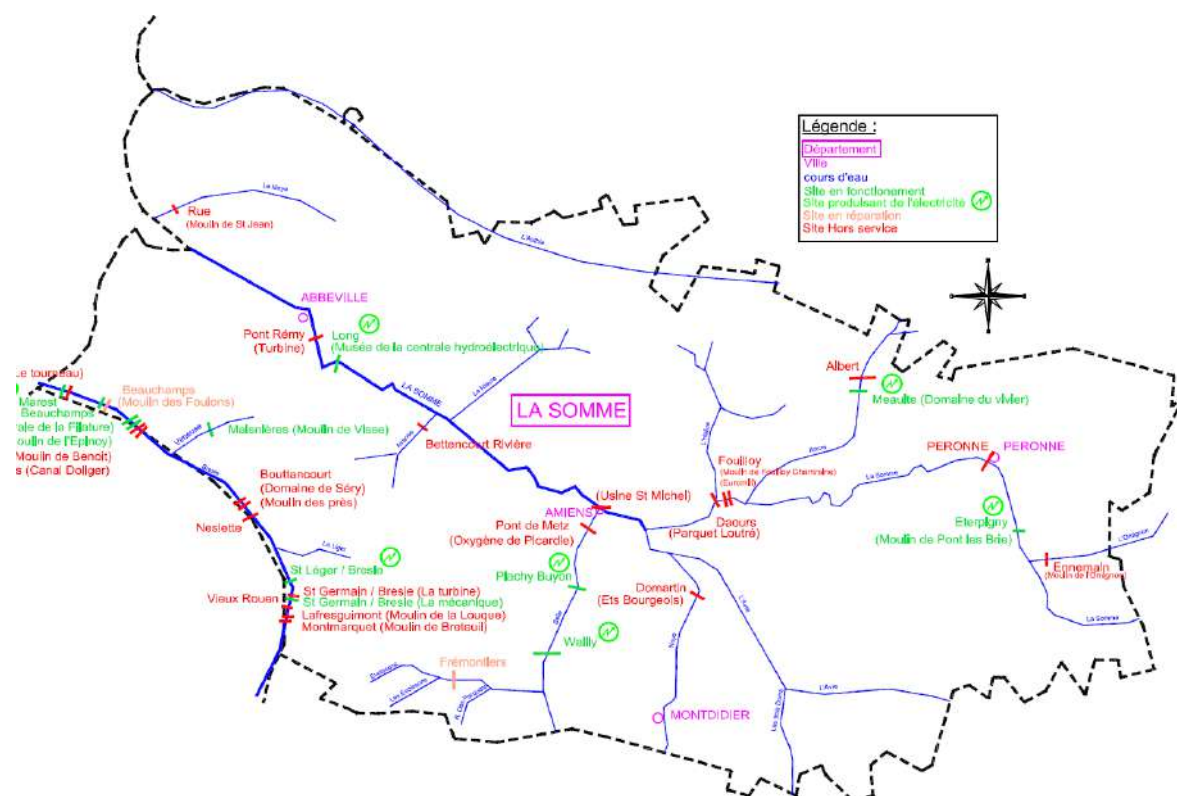


Figure 28 : Inventaire des sites hydroélectriques en activité ou à l'arrêt.

La FDE 80 entame une mise à jour de cette étude afin composée de 3 parties successives :

1. Analyse des données disponibles, mise en évidence des sites à potentiel
2. Visite des sites à potentiel, élaboration de fiches de synthèse pour chaque site, classement des sites selon leur rentabilité (ou tout autre critère à déterminer avec le maître d'ouvrage)
3. Etude de faisabilité des meilleurs sites.

Cette approche « en entonnoir » permet de réduire le montant des études et accélérer la sélection en écartant au fur et à mesure les sites dont les renseignements collectés ne permettent pas d'envisager un intérêt technico-économique.

Concernant les ETP créés dans le cadre d'un développement, afin de donner un référentiel d'ETP mobilisables pour une installation, les résultats présentés en annexe 2.4 pour une installation de 600 kW montrent une mobilisation de 17 ETP l'année de mise en place de l'installation et de 0,16 ETP par an en moyenne sur la période 2019-2038. La durée d'exploitation est donc estimée à 20 ans.



Le potentiel de développement respectueux des contraintes spécifiques au milieu aquatique est réduit avec 3 projets potentiels sur la Somme, dont la faisabilité technique, économique et environnementale pourrait être étudiée. Ces projets permettraient le développement d'une puissance de 350 à 500 kW, pour une production de 300 à 1100 MWh par an. Les puissances développées ne sont pas négligeables mais ce type d'aménagement n'est a priori pas une priorité en comparaison des autres usages du cours d'eau, notamment de sa navigabilité.



3.8 Électricité photovoltaïque

Les installations photovoltaïques sont pour l'instant peu nombreuses sur le territoire, essentiellement représentées par des installations de particuliers. Les plus grandes installations que nous avons recensées sont des installations déployées sur des toitures agricoles.

Rappel du diagnostic :

La puissance cumulée sur le territoire est de 4 361 kW. Ce qui donne une production de 4 344 MWh/an. Plusieurs installations remarquables ont été recensées sur des toitures agricoles, le territoire ne compte pas de centrale au sol. Deux communes ont fait connaître leur intérêt pour un projet de centrale au sol.

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a pour objectif de produire 1800 GWh/an d'électricité photovoltaïque, ce qui correspond à une multiplication par 14 par rapport à la production de 2015.

3.8.1 Technologie et état des lieux de la filière

Les cellules photovoltaïques permettent de convertir l'énergie de rayonnement du soleil en énergie électrique. Plusieurs technologies de cellules photovoltaïques existent, les deux principales sur le marché étant les cellules en silicium cristallin (monocristallin ou multicristallin) et les cellules en couches minces.

Les rendements et prix varient grandement selon les technologies : les cellules en couches minces ont des rendements faibles (de 5 à 10 %) mais des prix peu élevés, les cellules en silicium cristallin permettent d'atteindre des rendements de l'ordre de 15 % (multicristallin) à 18 % (monocristallin) pour des prix plus élevés.

La puissance des panneaux photovoltaïques est exprimée en kilowatt-crête (kWc), et correspond à la puissance électrique maximale que pourrait produire le panneau.

3.8.2 Potentiel de développement sur le territoire

Le potentiel de développement a été essentiellement modélisé par l'analyse des toitures du territoire, qui constituent une cible à priori prioritaire pour l'installation de panneaux photovoltaïques. Les zones non construites de type carrière ou friche ont également été investiguées.

3.8.2.1 Ensoleillement et périmètre de protection des monuments historiques

L'ensoleillement sur le territoire est calculé à la maille de chaque bâtiment. A l'échelle de la France, il est sensiblement moins élevé que dans d'autres zones méridionales avec une valeur moyenne de 1 010 kWh produit par an pour chaque kWc installé, dans des conditions optimales d'orientation et d'inclinaison.

En ce qui concerne la protection patrimoniale, la réglementation a évolué. Auparavant, l'avis conforme de l'ABF – Architecte des Bâtiments de France – était requis pour pouvoir installer un dispositif photovoltaïque dans les zones de protection des monuments historiques. L'installation n'est aujourd'hui plus interdite si l'ABF donne un avis négatif. Cet avis n'est pas prescriptif, et il revient au maire de le suivre ou non. Sur Baie de Somme 3 Vallées, les zones de ce type se retrouvent essentiellement autour des églises classées au centre des villes et villages. Elles ne représentent, quoiqu'il en soit, pas une surface de toitures très importante.

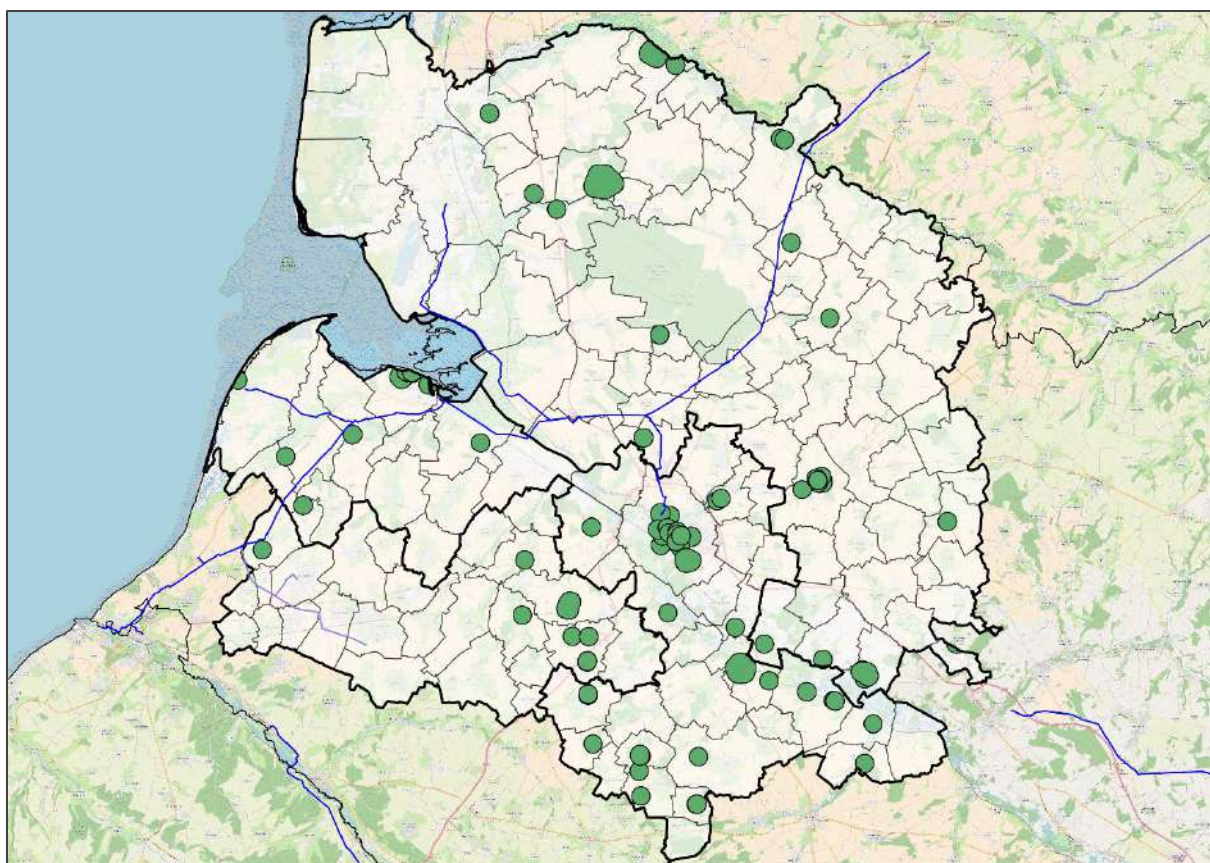


Figure 29 : Périmètre de protection des monuments historiques (en vert), sur le territoire de Baie de Somme 3 Vallées.

3.8.2.2 Évaluation et catégorisation des toitures disponibles sur le territoire

Une fois ce premier travail effectué, l'analyse s'effectue au niveau du bâti. Pour caractériser finement chacun des bâtiments, on cherche à caractériser l'orientation du bâti, l'inclinaison du toit (incliné ou plat) et la surface disponible.

La base de données utilisée est la BD TOPO, fournie par l'IGN. Dans le cas de toits inclinés, il est nécessaire d'obtenir l'orientation du bâti. Ce travail est effectué à partir de l'orientation de l'emprise au sol du bâti.

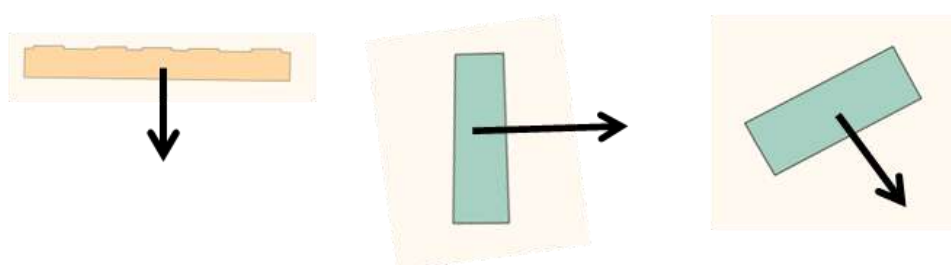


Figure 30 : Orientation possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est)

Ces deux informations (orientation du bâti, inclinaison du toit), permettent d'appliquer un facteur de correction sur la production des panneaux installés :

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES				
INCLINAISON ORIENTATION	 0° —	 30° ↗	 60° ↘	 90° ↓
Est 	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est 	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud 	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest 	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest 	0,93	0,90	0,78	0,55

 : position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

source Hespul

Figure 31 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul).

La production des panneaux photovoltaïques, sous nos latitudes, est optimale pour un panneau incliné à environ 30°, orienté vers le sud. Pour une surface équivalente, à ensoleillement équivalent, un panneau posé sur un toit horizontal produira en moyenne 7 % d'électricité en moins annuellement. Le tableau précédent fait également ressortir le manque de pertinence de panneaux photovoltaïques positionnés verticalement en termes de rendement.

3.8.2.3 Surface de panneaux photovoltaïques disponible par toit

En raison de l'encombrement des toits (cheminées, équipements techniques, puits de lumière), seul 60 % des surfaces de toit sont supposées disponibles pour l'installation de panneaux photovoltaïques.

En outre, dans le cas de toitures inclinées, seule 50 % de la surface de toit est considérée pour ne prendre en compte que la face de la toiture la mieux orientée. On considère que 10 m² de panneaux photovoltaïques ont une puissance de 1,4 kWc.

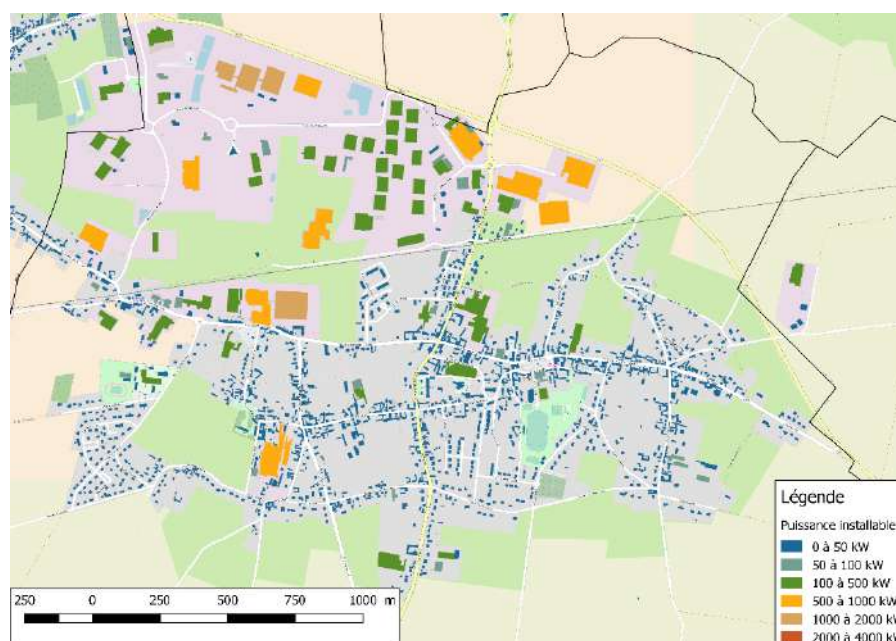


Figure 32 : Exemple du cadastre solaire sur Feuquières-en-Vimeu

Les surfaces disponibles pour le photovoltaïque représentent en tout plus de 5,8 millions de m². Au-delà de ce chiffre brut, la répartition des différentes opportunités est à considérer. En effet, le potentiel d'installation sur les bâtiments résidentiels et tertiaires (dits bâtiments indifférenciés dans la BD TOPO) représente plus la moitié de la puissance disponible (59%), 21% concernent les bâtiments du secteur industriel et 18% ceux du secteur agricole. Les surfaces des bâtiments commerciaux, essentiellement les supermarchés, sont minimes.

Type	Puissance Totale (MW)	CA de la Baie de Somme	CC du Vimeu	CC Ponthieu-Marquenterre
Agricole	145,7	35,4	27,9	82,5
Industriel	167,1	59,7	64,7	42,7
Commercial	15,9	10,7	3,0	2,2
Résidentiel	470,1	184,0	91,9	194,2

Tableau 19 : Puissance "brute" disponible par type pour le photovoltaïque.

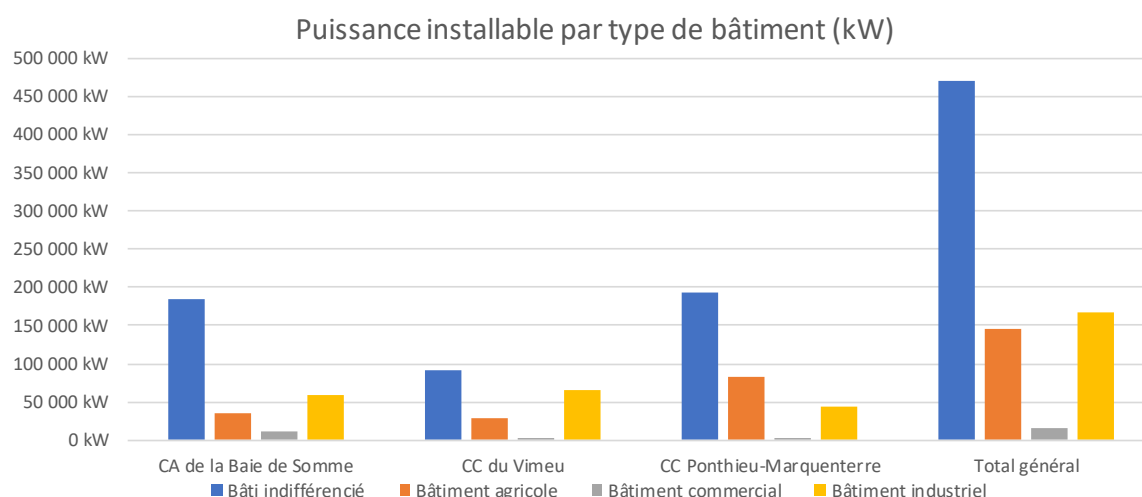


Figure 33 : Répartition de la puissance installable par communautés de communes et par type.

Ce potentiel est réparti sur les 3 communautés de communes : le potentiel brut le plus important se situe sur la communauté de communes de Ponthieu-Marquenterre qui regroupe une puissance potentielle de 322 MW (pour 783 km²) quand la communauté d'agglomération représente 290 MW de potentiel (pour 285 km²) et la communauté de communes du Vimeu 187 MW (pour 196 km²).

En rapport à la surface du territoire, c'est la communauté d'agglomération qui représente le plus gros potentiel avec 1,02 MW/km² contre 0,95 MW/km² pour la communauté de communes du Vimeu et 0,41 MW/km² pour la communauté de communes de Ponthieu-Marquenterre.

Surtout la répartition des puissances disparates est assez disparate suivant la taille des projets. En classant les bâtiments par taille de projet et par type de bâtiments, on distingue clairement plusieurs cibles :

- Les installations de très grandes puissances représentent la plus grande production potentielle (216 MW au total). Ces installations de très grandes puissances correspondent aux toitures de bâtiments industriels et de bâtiments agricoles. L'accompagnement par plusieurs acteurs (Baie de Somme 3 Vallées, Chambre d'agriculture, Territoire d'Énergie de la Somme, financeurs, ...) doit se concentrer sur cette cible.

- Viennent après, les installations de petites puissances (201 MW au total). Il s'agit néanmoins d'une puissance très dispersée, qui nécessite la réalisation d'un très grand nombre de projets. Des actions territoriales peuvent être menées pour encourager les propriétaires à étudier cette solution, de type communication et accompagnement au sein d'un guichet, par exemple à l'Espace Info Energie.

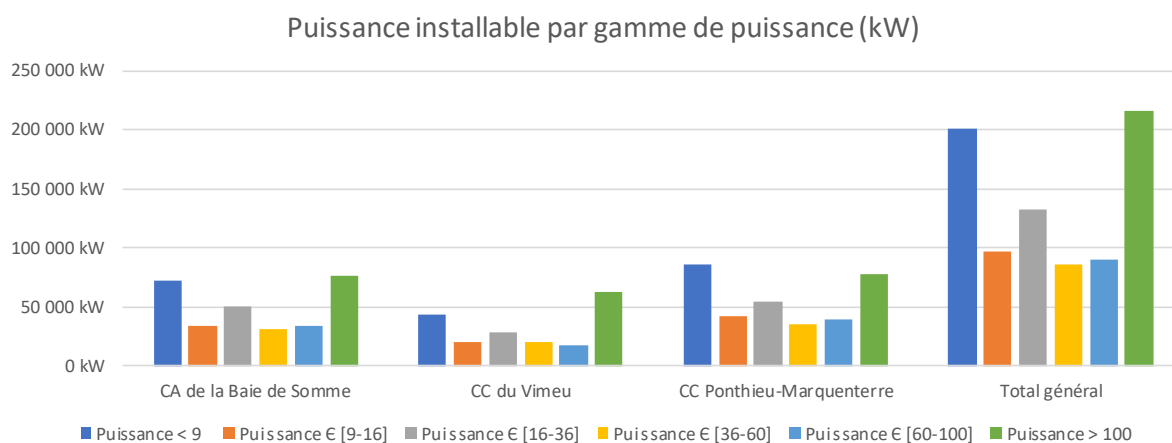


Figure 34 : Répartition de la puissance installable par communautés de communes et par gamme de puissance

3.8.3 Financement de projets et objectifs possibles pour le territoire

Actuellement, les coûts des panneaux photovoltaïques sont en forte baisse, parallèlement, les tarifs d'achat de l'électricité produite et injectée sur le réseau sont en baisse. En conséquence, la rentabilité des projets d'envergure n'est plus assurée à des latitudes septentrionales comme celles de Baie de Somme 3 Vallées. L'autoconsommation constitue aujourd'hui un modèle alternatif à considérer.

Pour calculer un potentiel réaliste est raisonnable de développement du photovoltaïque à long terme sur le territoire, nous retenons comme hypothèses la réalisation de 75 % du gisement brut sur les bâtiments industriels, agricoles, commerciaux et sportifs et de 25 % du gisement sur les bâtiments indifférenciés. Ce qui donne un objectif à long terme de **364 MW installés**, pour une production de **368 GWh par an**. En rapport avec la consommation d'électricité estimée en 2050 pour les deux scénario (560 GWh pour le scénario tendanciel et 514 GWh pour le scénario « maximum »), ce niveau de production représenterait respectivement **66%** et **72%**.

Concernant les ETP créés dans le cadre du développement, nous prenons l'hypothèse d'un développement constant sur 20 ans du photovoltaïque « grandes toitures » et « petites toitures ». Les résultats présentés en annexe 2.3 montrent une mobilisation moyenne de 73 ETP par an sur la période 2018-2050.

3.8.4 Études des friches

Une liste de 176 friches se situant sur le territoire fourni par Baie de Somme 3 Vallées a permis l'étude de ces terrains pour l'implémentation de centrale photovoltaïques au sol. Afin d'avoir un équivalent en puissance installable, nous avons pris un équivalent puissance par hectare de 0,4 MW par hectare provenant de l'étude des installations similaires en Europe.

23 des 176 friches pourraient accueillir des installations avec une puissance estimée de plus de 500 kW, 9 d'entre elles dépassent le Mégawatt (sous réserve d'une étude de faisabilité technique, économique et environnementale plus poussée). De plus, un croisement a été fait avec la base BASOL (Base de données sur les sites et sols pollués) mis en place par le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire pour détecter les sites pollués pouvant faire l'objet d'une réhabilitation.

Parmi les terrains se situant en périphérie des centres urbains et pour lesquelles aucun projet n'est indiqué (ou encore au stade de la réflexion), les 9 projets les plus importants seraient les suivants :

Nom friche	Commune	Type d'Activité	Surface (ha)	Puissance installable (MWc)
Abelia Decors	Abbeville	Industrielle	10,8	4,34
Porcher	Woincourt	Industrielle	4,5	1,83
Ancien lavoir a légumes	Nouvion	Agricole	4,4	1,79
Briqueterie Flet	Bourseville	Industrielle	2,5	1,01
Ancien atelier Rousseau	Woincourt	Industrielle	2,0	0,82
Ancienne centrale EDF	Abbeville	Industrielle	1,9	0,79
Terrain SNCF	Woincourt	SNCF	1,6	0,65
FTH	Cayeux-sur-Mer	Industrielle	1,4	0,57
Friche SNCF	Noyelles-sur-Mer	SNCF	1,3	0,53

Tableau 20 : Liste de projets possibles sur friches



Figure 35 : Zones autour de la friche industrielle Porcher (Source : Bing Aerial)



Figure 36 : Friche industrielle Abelia Decors à Abbeville (Source : Bing Aerial s)



Figure 37 : Ancien lavoir à légumes à Novion (Source : Bing Aerial)



Figure 38 : Friche de la Briqueterie Flet à Bourseville (Source : Bing Aerial)



Figure 39 : Ancienne centrale EDF à Abbeville (Source : Bing Aerial)



Figure 40 : Friche FTH à Cayeux-sur-Mer (Source : Bing Aerial)



Figure 41 : Friche SNCF à Noyelles-sur-Mer (Source : Bing Aerial)

Les 9 projets les plus importants sont présentés par le biais de leur représentation satellite. La commune de Woincourt présente notamment 3 sites pour une puissance cumulée de 3,3 MW qui sont proches.

Ces 9 projets représenteraient une puissance globale de **12,33 MWc** pour une production de **12,45 GWh/an**.

En complément, la FDE 80 effectue un recensement départemental très précis des friches, sites et sols pollués, pouvant accueillir de grandes centrales photovoltaïques au sol et venir ainsi conforter ce diagnostic.



Le potentiel d'installations se répartit entre :

- bâtiments du secteur résidentiel pour de petites installations en très grand nombre
- et de grandes toitures du secteur industriel et agricole que les instances du territoire peuvent accompagner, notamment pour des projets en autoconsommation.

De plus, un certain nombre de friches sur le territoire pourrait faire l'objet de projets de centrales photovoltaïques au sol de puissance considérable.

Un objectif à long terme du territoire serait la production de 380 GWh par an, qui ferait du photovoltaïque la deuxième source d'électricité renouvelable après l'éolien.

3.9 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable

Le bilan de potentiel d'électricité renouvelable sur le territoire s'établit à environ 1 607 MWh. En rapport avec les consommations d'électricité estimées en 2050, ce potentiel permettrait au territoire de devenir très exportateur en électricité notamment grâce à l'éolien et au photovoltaïque.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	1 607 GWh <u>Eolien : 458 GWh (production actuelle) + 326 GWh (repowering)</u> <u>Hydroélectrique : 5 GWh</u> <u>Photovoltaïque au sol : 12 GWh</u> <u>Photovoltaïque sur toiture : 806 GWh</u>	
Mobilisable en 2030	1 129 GWh <u>Eolien : 458 GWh (production actuelle) + 326 GWh (repowering)</u> <u>Hydroélectrique : 5 GWh</u> <u>Photovoltaïque au sol : 12 GWh</u> <u>Photovoltaïque sur toiture : 368 GWh</u>	
Equivalence en installations	Repowering des installations éoliennes Plus de 560 ha de panneaux photovoltaïques	
Consommations d'électricité en 2050	567 GWh	475 GWh
Part de la consommation couverte par la production locale brute	283 %	338 %

Tableau 21 : Bilan du potentiel d'électricité renouvelable



3.10 Bois-énergie

L'analyse de ce vecteur énergétique s'envisage selon plusieurs aspects complémentaires afin de garantir une utilisation adéquate et pérenne de la ressource :

- La quantité de bois disponible sur le territoire pour l'énergie. Il s'agit pour nous d'évaluer quelles sont les ressources qui peuvent être utilisées à partir du territoire dans le cadre d'une gestion durable de la forêt. Sans présager que la ressource ne s'échange pas avec les territoires voisins, cette évaluation permet de quantifier quel pourrait être l'équilibre raisonnable à atteindre entre offre et demande.
- La filière d'approvisionnement permettant de mobiliser la ressource supplémentaire dans une optique de consommation locale.

Rappel du diagnostic :

Le territoire présente un usage exceptionnel du bois-énergie dans le secteur résidentiel, puisque 37 % des consommations de ce secteur sont couvertes par ce vecteur, ce qui représente 260,5 GWh par an. La chaufferie du réseau de chaleur d'Abbeville produit 17,8 GWh/an, les autres chaufferies collectives produisent 7,3 GWh/an de chaleur.

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a fixé comme objectif une utilisation stable et constante en ce qui concerne le bois-énergie domestique, en énergie finale, ce qui suppose néanmoins une amélioration des rendements des installations. L'utilisation collective du bois-énergie est associée à la chaleur fatale ou au combustible solide de récupération dans un objectif global de la chaleur en réseau de 2 TWh supplémentaires, ce qui représente plus du doublement de la production actuelle.

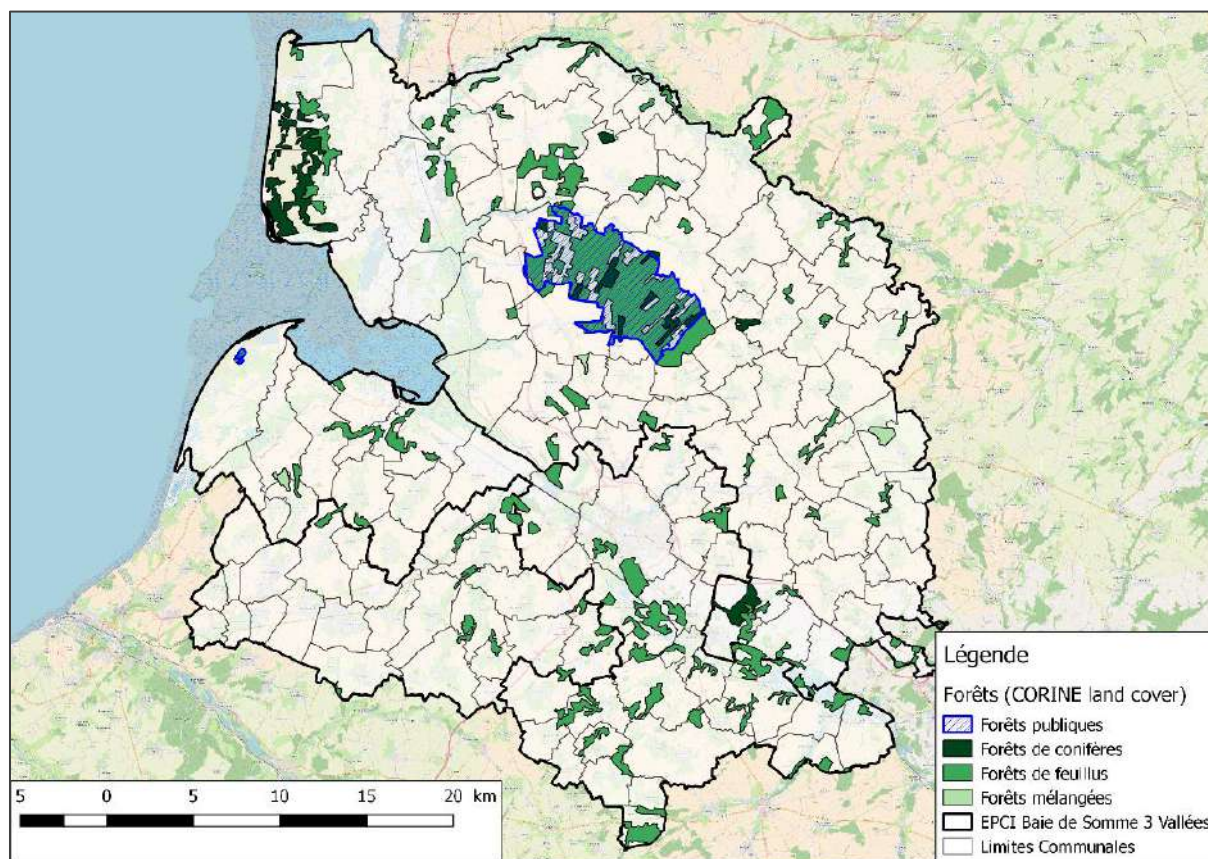
3.10.1 Ressources bois pour l'énergie

L'évaluation de la ressource bois repose essentiellement sur des données cartographiques pour évaluer les surfaces et les linéaires de haies et sur l'étude de référence *Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035* menée par l'IGN¹², le FCBA¹³ et l'ADEME et publié en 2016. Cette étude est une référence nationale, actualisation d'une précédente étude.

¹² Institut géographique national

¹³ Forêt Cellulose Bois-construction Ameublement

3.10.1.1 Bois forestier



Les surfaces de forêts sur le territoire sont de 13 010 ha selon la base de données OCS2009 (Occupation Cadastre du Sol de 2009), en très grande majorité constituées de Feuillus. La plupart de ces surfaces forestières sont privées, les seules forêts publiques sont la forêt domaniale de Crécy-en-Ponthieu et la forêt communale de Cayeux. L'étude de référence imagine deux scénarios pour la mobilisation du bois en forêt, chacun d'eux traduisant l'effort réalisé pour produire plus ou moins de bois. Il s'agit des scénarios « Tendanciel » et « Dynamique Progressif ». Pour ces deux scénarios, les facteurs de production sont relativement similaires en Hauts-de-France, avec des productions moyennes de 16,1 et 17,4 MWh/ha/an, traduisant la difficulté à mettre en œuvre la démarche dynamique sur une propriété forestière fortement morcelée.

La production maximale de bois pour l'énergie est donc sur le territoire comprise entre **102 et 109 GWh par an**.

3.10.1.2 Bois bocager

Le linéaire de haies sur le territoire est évalué grâce aux données fournies par Baie de Somme 3 Vallées. Cette évaluation donne un linéaire de 1 775 km sur l'emprise de Baie de Somme 3 Vallées. Les ratios que nous utilisons proviennent de l'étude *L'entretien des haies et le bois-énergie Biomasse Normandie pour l'ADEME en Haute-Normandie*, 2006 qui nous semblent les plus détaillés. Selon cette étude, la production est de 5,43 tonnes de matières fraîches par km et par an. Cette production serait déjà en grande partie valorisée en bois-bûches. En arrêtant qu'une tonne de matière fraîche produit 2200 kWh, cela donne une production de **21 228 MWh par an**.

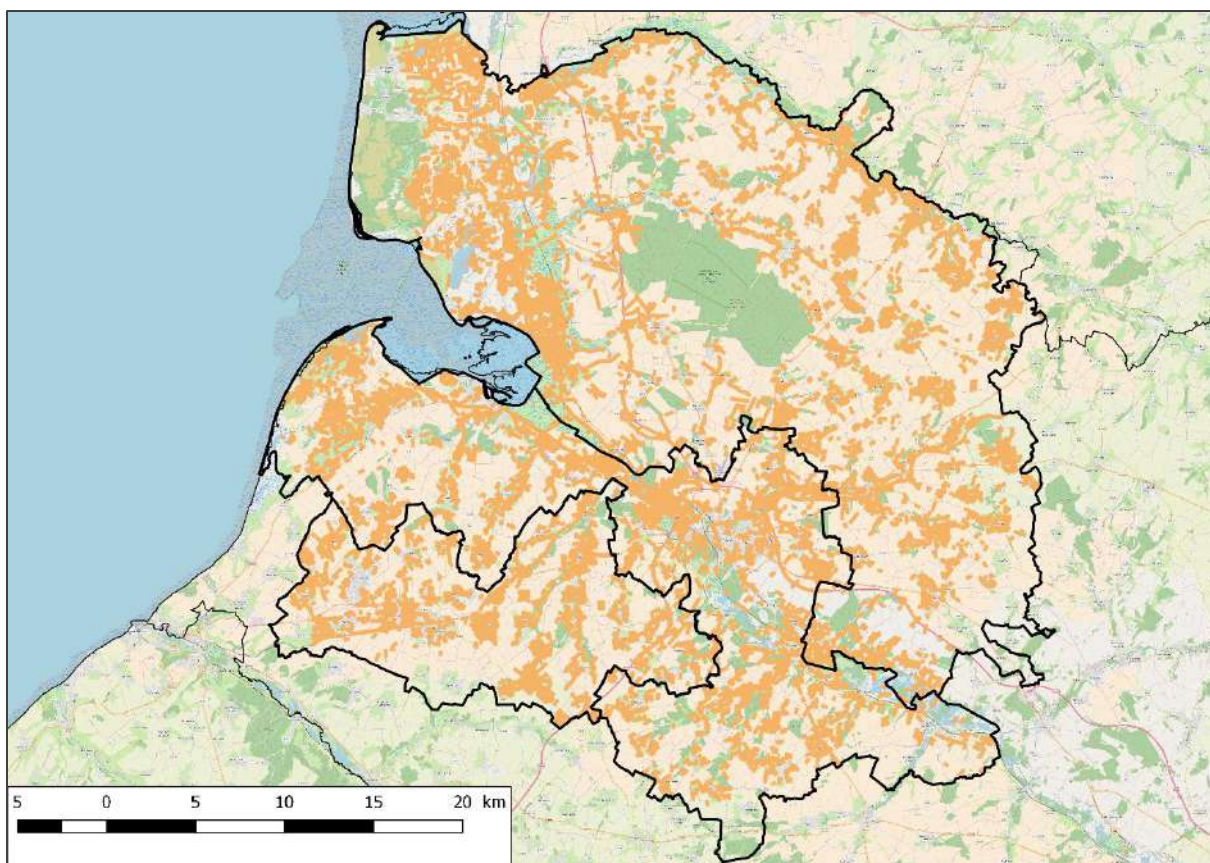


Figure 43 : linéaire de haies de Baie de Somme 3 Vallées)

3.10.1.3 Bois déchet

Pour évaluer le gisement de bois déchet disponible sur le territoire, nous nous basons sur les chiffres fournis par les syndicats de collecte des déchets. En 2016, 3 978 tonnes de bois ont été collectés sur le territoire, ces matières sont plus énergétiques car moins humides, avec un contenu énergétique de 3650 kWh par tonne ce qui représente **14 520 MWh**.

3.10.2 Comparaison ressources et consommation actuelle

Il convient à ce stade de rappeler quelle est la consommation actuelle du territoire en bois énergie, une consommation portée essentiellement d'une part par l'usage traditionnel du bois-bûche dans le logement et d'autre part par la consommation du réseau de chaleur d'Abbeville et des 6 chaudières bois-énergie.

Ressources : • Bois forestiers : ⇒ 109 GWh/an • Bois bocagers : ⇒ 21 GWh/an • Bois « jardin » : ⇒ Difficile à évaluer • Bois déchets : ⇒ 15 GWh/an • TOTAL : ⇒ ~145 GWh/an	Consommations actuelles (rappel) : • Bois-bûches en maison individuelle ⇒ 260 GWh/an • Réseau de chaleur : ⇒ 18 GWh/an • Chaudières bois-énergie : ⇒ 7 GWh/an • TOTAL : ⇒ ~285 GWh/an
--	--

Figure 44 : Chiffres-clés du bois-énergie sur le territoire.

On voit donc ici que la consommation excède a priori largement la production du territoire. Ce qui paraît étonnant au premier abord. Il est probable que cet écart est ici surévalué, puisque certaines productions ne peuvent être prises en compte puisqu'il n'existe pas de moyen de les évaluer. C'est notamment le cas du bois de jardin ou le cas de certains bois de récupération. Néanmoins, alors que l'on pourrait s'attendre à trouver une production excédentaire sur un territoire rural comme BS3V, le territoire est a priori importateur.

Cela ne signifie pas forcément qu'il n'existe pas de potentiel de développement sur le territoire. D'une part, il existe en réalité deux échelles d'approvisionnement : locale et régionale. Les petites installations collectives comme les ménages consomment aujourd'hui une ressource locale alors que les installations plus importantes consomment une ressource plus lointaine. Cela se retrouve dans l'exemple de la chaufferie du réseau de chaleur d'Abbeville : avant 2014, le bois provenait de la forêt de Crécy-en-Ponthieu. Il s'agit désormais de bois déchiqueté provenant de plateformes de bois-énergie, avec une distance moyenne d'approvisionnement de 90 km en 2016.

D'autre part, un gain important peut être espéré par l'amélioration des rendements des installations bois-énergie domestique ainsi que par la baisse des consommations d'énergie pour le chauffage dans le cadre de maisons mieux isolées, ressource qui peut être réutilisée pour de nouveaux projets sans pour autant augmenter les consommations en bois du territoire. En supposant une baisse des consommations de chauffage de -2,5 % par an, et un taux de renouvellement des installations de chauffage au bois énergie de 2 % par an, un gain d'environ 10 000 MWh peut être espéré. Ce gain de 10 000 MWh correspond environ à 5 000 logements neufs chauffés au bois énergie avec une installation performante.

Cela signifie donc que le développement du bois-énergie sur le territoire ne doit pas être proscrit mais doit se concentrer sur ce qui est le plus bénéfique d'un point de vue environnemental : l'alimentation d'une consommation locale dans de petites unités dans le cadre d'une filière locale d'approvisionnement. L'objectif raisonnable du territoire devrait être de maximiser la valorisation de la ressource locale au sein d'une filière locale.

3.10.3 Recommandations

Sur la base du constat détaillé ci-dessus, nous proposons plusieurs recommandations pour améliorer l'usage du bois-énergie sur le territoire.

3.10.3.1 Cibles pour l'implantation de petites chaudières bois

La priorité doit être donnée à l'implantation de petites chaudières bois-énergie, qui sont les plus susceptibles de favoriser le dynamisme d'une chaîne d'approvisionnement locale. Les cibles prioritaires sont :

- Le milieu agricole : l'élevage peut présenter des besoins de chaleur importants ainsi que les process de séchage.
- Le tertiaire public : il existe un enjeu d'exemplarité sur ce secteur et une possibilité d'action plus directe. La création de chaufferies mutualisées en contexte rural est maîtrisée avec des AMO susceptibles d'accompagner l'émergence de ces petits réseaux de chaleur.
- L'industrie agro-alimentaire : les besoins thermiques de ce type d'industrie sont plutôt bien couverts par ce type de chaleur (contrairement à l'industrie lourde).

À titre d'exemple, sur un territoire tout proche de BS3V, les communautés de communes du Montreuillois, des 7 vallées et du Ternois ont bénéficié d'une dynamique intéressante portée par la maison du bois et l'association Energ'Ethic. Sur ces territoires, les grandes industries agroalimentaires ont migré vers le bois-énergie avec un approvisionnement inter-régional et une quarantaine de petites installations bois-énergie ont été mise en place. Environ les deux tiers de ces installations ont été construites dans le secteur agricole et un quart équipent de petits réseaux de chaleur ruraux. A la suite de cette mutation, une plateforme d'approvisionnement citoyenne a été mise en place avec des rayons d'approvisionnement courts. Sur la base de cette situation voisine, il convient ainsi de souligner que c'est essentiellement la structuration de l'aval qui doit être menée en priorité. Une fois qu'il existe suffisamment de contrats d'approvisionnement il est envisageable de créer une nouvelle structure pour un approvisionnement local et vertueux.

3.10.3.2 Action auprès des particuliers : amélioration des installations de chauffage

Il n'existe pas d'étude ou de sondage spécifique sur le territoire de Baie de Somme 3 Vallées concernant l'utilisation qui est faite de la ressource bois-énergie au sein des installations individuelles. Néanmoins il est peu probable que l'on ne retrouve pas les tendances générales que l'on observe au niveau régional et national sur cette utilisation. Le constat partagé sur ce sujet est que les installations dans le secteur résidentiel telles que les poêles, inserts et cheminées sont souvent d'un rendement assez faible.

Le rendement d'une cheminée à foyer ouvert n'est ainsi que de 10 à 20 % alors qu'une installation à foyer fermé peut atteindre des rendements de l'ordre de 80 %. Grâce au passage d'un foyer ouvert à un foyer fermé à haut rendement, il est donc théoriquement possible d'utiliser 1 bûche là où on en utilisait 4 pour produire la même quantité de chaleur et donc de réutiliser les 3 bûches gagnées pour alimenter les nouveaux équipements dans de nouveaux logements. Les données nationales dont nous disposons résultent d'une grande enquête réalisée par l'institut BVA qui évalue le rendement moyen des installations à environ 50 %.

C'est notamment une orientation nationale retenue dans le Grenelle de l'environnement qui entend conserver le volume actuel de bois consommé sous forme de bois-bûches tout en augmentant les rendements et en équipant de nouveaux foyers.

Il pourrait donc être intéressant de s'inspirer des enseignements tirés de l'enquête menée sur un territoire proche de Baie de Somme 3 Vallées. L'agence d'urbanisme de l'Audomarois a en effet mené une enquête sur le territoire conjoint de la CAPSO (Communauté d'Agglomération du Pays de Saint-Omer) et la CCPL (Communauté de Communes du Pays de Lumbres). Cette enquête a pris la forme d'un sondage téléphonique réalisé par l'entreprise Efficience.



Les préconisations issues de cette enquête indiquent notamment que des actions pourraient être entreprises en priorité en direction des propriétaires équipés en foyer ouvert et en équipement de plus de 15 ans, dont beaucoup ont conscience de la nécessité de changer leur installation. La communication pourrait être axée autour de la promotion des équipements labellisés « Flamme verte » à haut rendement énergétique. Ce type d'action contribue également à l'amélioration de la qualité de l'air.

3.10.3.3 Éléments sur la structuration d'une filière locale

L'approvisionnement en bois-énergie sous la forme de bois-bûche s'effectue en grande partie au travers d'une activité non marchande ou du moins d'une activité hors circuit marchand habituel. De nombreux propriétaires s'approvisionnent notamment avec le bois qu'ils exploitent par leurs propres moyens. Cet aspect de la filière d'approvisionnement n'est donc pas analysé en détail.

À un échelon plus élevé, le territoire compte une seule plateforme dédiée au bois-énergie, Agricompost 80, dédié. Des plateformes existent autour de la zone et l'approvisionnement des installations ne semblent pas poser de problème.

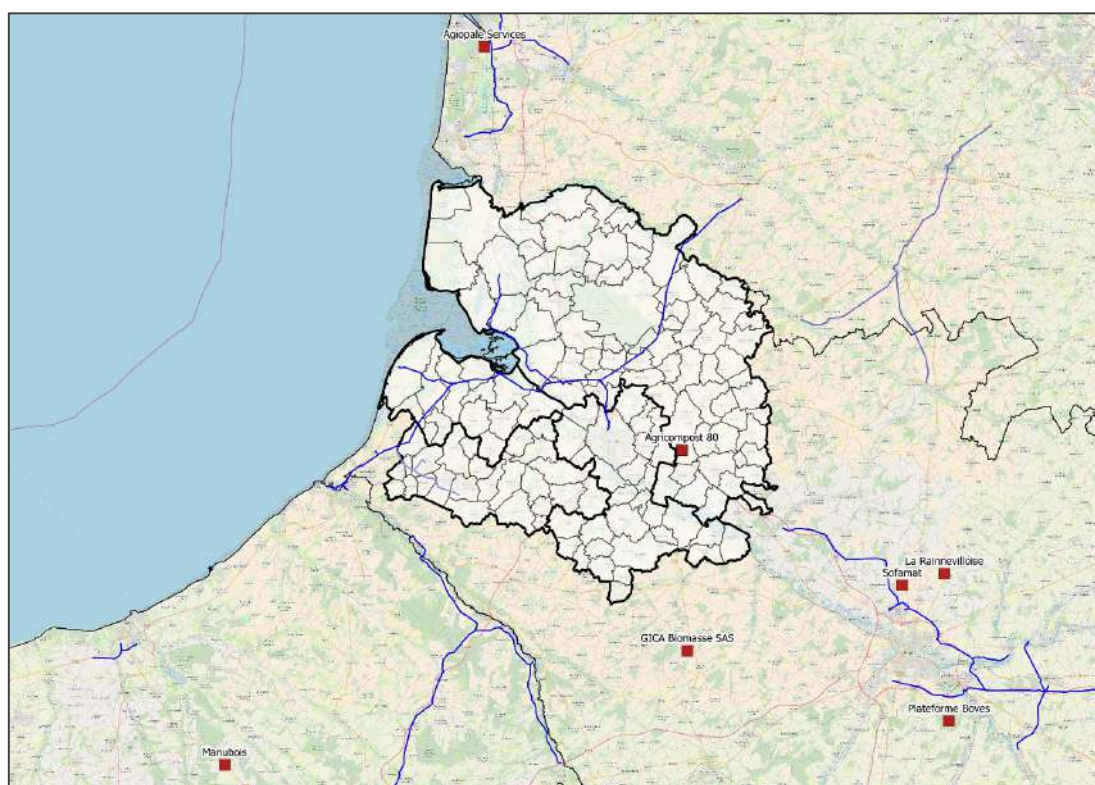


Figure 45 : Carte des plateformes de bois déchiqueté autour du BS3V (Source : Nord Picardie Bois et ADEME)



Étant donné les ressources forestières, bocagères ou de récupération, limitées sur le territoire, les options à privilégier sont dirigées vers une utilisation locale de la ressource dans de petites unités avec :

- Le développement et l'optimisation de l'utilisation du bois-bûche dans le secteur résidentiel individuel en encourageant de nouveaux équipements plus performants.
- Le développement de petits projets, avec notamment pour cible les secteurs dépendant de l'action publique (enseignement, santé, ...).
- Le développement d'un approvisionnement de proximité par la suite.



3.11 Solaire thermique

Les installations solaires thermiques ont pour but de produire **l'eau chaude sanitaire**, essentiellement pour couvrir les besoins du résidentiel et du tertiaire. Dans tous les cas, le chauffe eau solaire est utilisé en bi-énergie, afin de permettre la production d'eau chaude quand les ressources solaires ne sont pas suffisantes.

Les principales typologies de projets sont :

- Les **CESI (chauffe-eau solaire individuel)** pour répondre au besoin d'un logement individuel, de préférence implantés sur le logement résidentiel.
- Les **CESC (chauffe-eau solaire collectif)** pour les logements collectifs, donc certains peuvent être financés dans le cadre du fonds chaleur de l'ADEME.

Rappel du diagnostic :

Aucune installation solaire thermique n'a été recensée sur le territoire.

Rappel des objectifs de développement :

La région Hauts-de-France a fixé comme objectif une production de 1000 GWh/an d'eau chaude sanitaire à partir de l'énergie solaire en 2030. Si cet objectif est inférieur à l'objectif d'autres filières, il est très ambitieux puisque le point de départ est aujourd'hui quasiment nul.

3.11.1 Dispositif technique

Deux principales technologies sont développées :

- Les capteurs plans vitrés, dans lequel le liquide calorifique (généralement de l'eau) circule et est réchauffé par les rayons solaires. Ce type de capteur utilise également l'effet de serre créé par la vitre pour améliorer le rendement.



Figure 46 : Capteur plan vitré

- Les capteurs tubulaires, technologie plus élaborée utilisant des tubes sous vide pour récupérer la chaleur provenant du soleil. Cette technologie est plus coûteuse mais présente des rendements plus élevés.

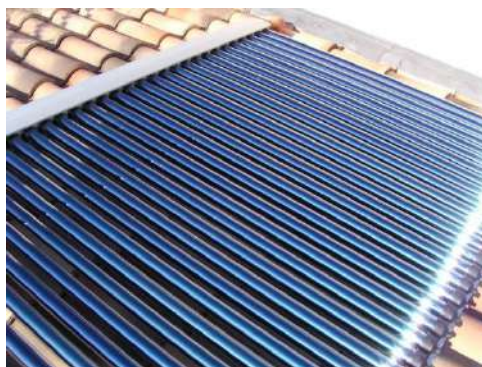


Figure 47 : Capteur tubulaire

Le second paramètre est la disposition du chauffe-eau par rapport au système solaire thermique. Le chauffe-eau peut être monté directement au-dessus des panneaux solaires thermiques, ou bien être situé dans le bâtiment pour des raisons architecturales.

3.11.2 Les installations en Hauts-de-France

Il semble superflu pour ce type d'installation de décrire par le menu l'ensemble des possibilités d'installation sur le territoire et donc un « gisement » d'énergie renouvelable sur celui-ci. La production d'eau chaude sanitaire peut intervenir sur de nombreuses cibles à l'aide d'un dispositif en biénergie, CESI pour les maisons individuelles, et CESC pour les immeubles collectifs ou besoins tertiaires importants.

Sur les Hauts-de-France, les principales installations qui se sont mises en place concernent les secteurs suivants :

- EHPAD et centre d'accueil : Résidence de Beaupré, La Gorgue ; Maison d'accueil spécialisée de Thumeries ; foyer de personnes âgées Voltaire Leclercq à Loos en Gohelle.
- Hôpitaux : Hazebrouck ; Cambrai.
- Centre nautique : piscine d'Estaires.
- Equipements sportifs : salle de sports Cartigny à Ronchin.
- Immeubles collectifs : résidence verte du golf d'Arras ; 8 logements sociaux à Beuvrequen

Ce sont donc ces cibles qui sont le plus susceptibles d'être équipées. Sur le territoire on peut notamment citer :

- Le Centre Hospitalier de la Baie de Somme, le centre hospitalier d'Abbeville
- L'EHPAD « Coiret-Chevalier » à Cayeux-sur-mer, la résidence de la Baie d'Authie à Fort-Mahon-Plage, la maison de retraite de Valloires à Argoules, l'EHPAD « La Forêt » à Crécy-en-Ponthieu, la MARPA « Les Tilleuls » à Nouvion, ...
- Des installations sportives.
- Les nouveaux logements sociaux qui pourraient être construits.

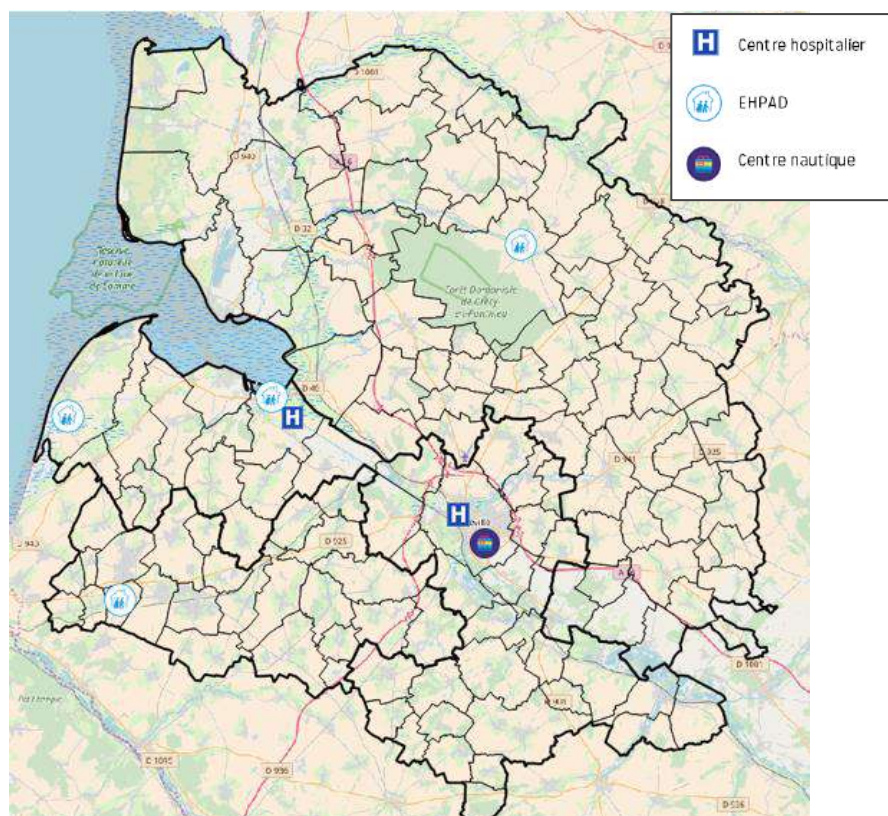


Figure 48 : Cartographie des cibles possibles pour des projets de solaire thermique

Il convient de rappeler aussi que les retours d'expérience sur ce type d'installation sont assez partagés, avec plusieurs installations qui n'ont pas donné satisfaction. La filière technique autour de ce type de dispositif est beaucoup moins mature dans le nord de la France que sur des territoires plus méridionaux. Si cela n'est pas le cas pour la région Hauts-de-France, l'agence régionale de la Région voisine de Normandie est ainsi très réservée sur le financement de tels projets par le Fonds Chaleur.

L'accompagnement par des AMO qualifiées est donc indispensable pour mettre en œuvre des projets de qualité susceptibles de (re)lancer la filière locale. Le CD2E par exemple est un organisme indiqué.



Dans un premier temps, la filière du solaire thermique a indéniablement besoin de projets exemplaires et de qualité pour se relancer. Créer une ou plusieurs installations collectives de production d'eau chaude sanitaire avec l'aide des AMO compétentes permettra de renforcer cette filière émergente.

3.12 Récupération de chaleur fatale



Lors du fonctionnement d'un procédé de production ou de transformation, l'énergie thermique produite grâce à l'énergie apportée n'est pas utilisée en totalité. Une partie de la chaleur est inévitablement rejetée. C'est en raison de ce caractère inéluctable qu'on parle de « chaleur fatale », couramment appelée aussi « chaleur perdue ». Cependant, cette appellation est en partie erronée car la chaleur fatale peut être récupérée. C'est seulement si elle n'est pas récupérée qu'elle est perdue.

La chaleur se constitue sous forme de rejets gazeux, liquides ou diffus, les rejets liquides étant les plus faciles à capturer suivi des rejets gazeux. Les rejets peuvent être valorisés de deux façons :

- En interne, pour répondre à des besoins propres de chaleur ;
- En externe, par le biais d'un réseau de chaleur.

Le niveau de température du procédé de production est une caractéristique déterminante de sa stratégie de valorisation puisqu'il conditionne la forme des rejets.

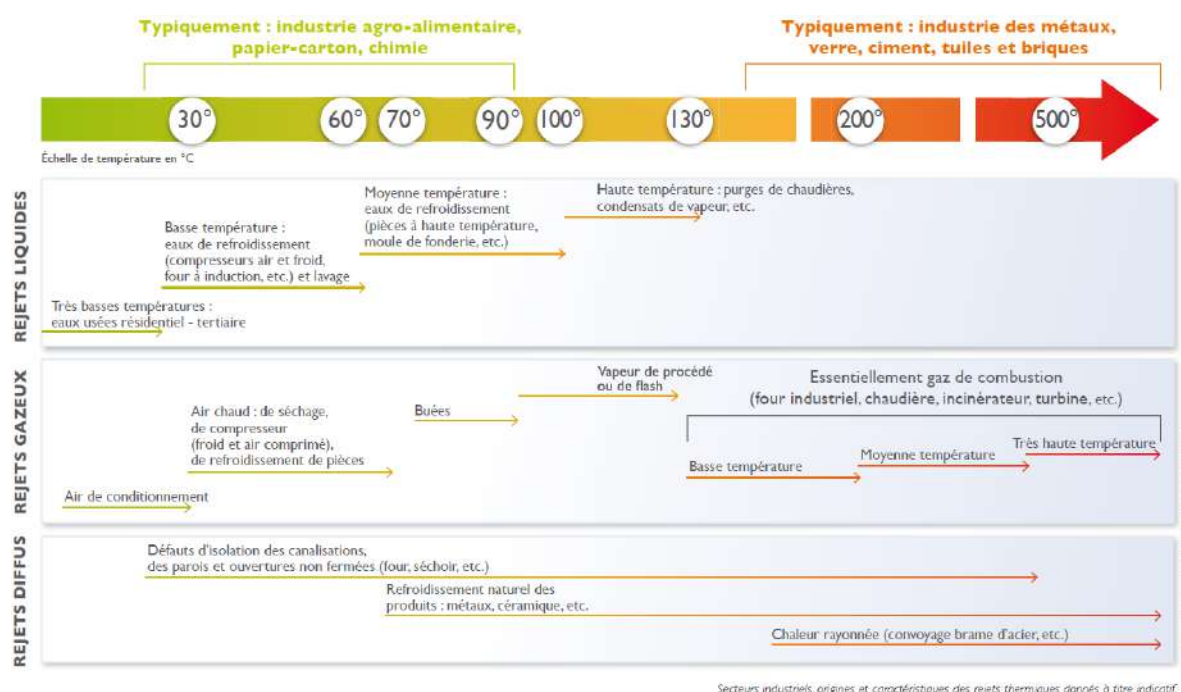


Figure 49 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017)

Dans le but de la plus grande valorisation possible, la cible doit être les rejets à plus haute température, associés aux industries métallurgiques, du verre et du ciment.

Grâce à la base de données ICPE¹⁴, IREP¹⁵ et à l'enquête EACEI¹⁶ de l'INSEE, une estimation de la chaleur fatale industrielle a pu être faite conformément à l'étude « La chaleur fatale industrielle » réalisée par l'ADEME en 2015. Les filtres d'étude pour la récupération de chaleur fatale industrielle sont les suivants :

- Type de rejets : fumées et buées ;
- Température de rejets supérieures à 150 °C ;
- Système d'organisation en « 3 x 8 » ;

¹⁴ Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

¹⁵ Registre français des Emissions Polluantes

¹⁶ Enquête Annuelle sur les Consommations d'Énergie dans l'Industrie

- Fonctionnement durant toute l'année.

Le gisement brut de chaleur fatale dans l'industrie sur le territoire est estimé à **76 GWh** par an, gisement reparti dans 10 établissements sur le territoire.

Les établissements ont été classés en 3 catégories :

- Faible potentiel (supérieur à 1 MWh/an et inférieur à 1 GWh/an)
- Fort potentiel (1 à 50 GWh)
- Très fort potentiel (plus de 50 GWh/an).

Le potentiel de chaleur récupérable calculé est néanmoins à prendre avec précaution. Il est possible que la chaleur fatale soit sous-estimée ou surestimée en fonction du degré d'avancement technologique des équipements de chaque entreprise et des techniques de récupération de chaleur déjà en place au sein des établissements.

Sur le territoire de BS3V, les industries intéressantes pour la récupération de chaleur sont représentées sur la figure ci-dessous :

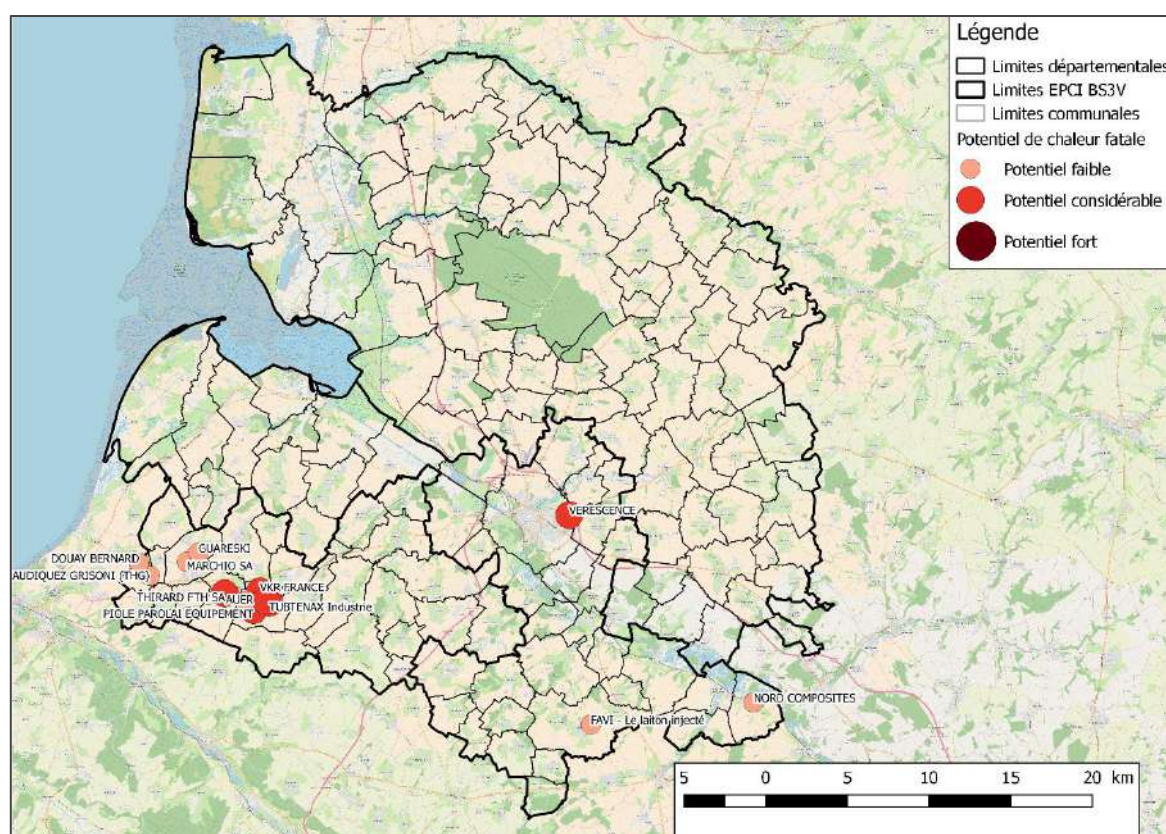


Figure 50 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire

Les établissements prometteurs en termes de chaleur fatale sont présentés succinctement dans le tableau ci-après. Les informations sont extraites des déclarations liées à la base ICPE :

Nom établissement	Commune	Type d'Activité	Potentiel
DECAYEUX DAD SA (FEUQUIERES)	FEUQUIERES EN VIMEU	Fabrication d'articles métalliques ménagers	Potentiel considérable
VKR FRANCE	FEUQUIERES EN VIMEU	Fabrication de charpentes et d'autres menuiseries	
VERESCENCE	ABBEVILLE	Fabrication de verre creux	
PIOLE PAROLAI EQUIPEMENT	FEUQUIERES EN VIMEU	Fabrication de meubles de bureau et de magasin	
TUBTENAX Industrie	FEUQUIERES EN VIMEU	Traitement et revêtement des métaux	
THIRARD FTH SA	FRESSENNEVILLE	Fabrication de serrures et de ferrures	
FAVI - Le laiton injecté	HALLENCOURT	Fonderie d'autres métaux non ferreux	Faible potentiel
AUER	FEUQUIERES EN VIMEU	Fabrication d'appareils ménagers non électriques	
GUARESKI	FRIVILLE ESCARBOTIN	Fabrication d'autres articles de robinetterie	
DAVERGNE Raoul (FONDERIE)	FEUQUIERES EN VIMEU	Fonderie d'autres métaux non ferreux	
MARCHIO SA	FRIVILLE ESCARBOTIN	Traitement et revêtement des métaux	
DOUAY BERNARD	BETHENCOURT SUR MER	Traitement et revêtement des métaux	
NORD COMPOSITES	CONDE FOLIE	Fabrication de matières plastiques de base	
TETARD HAUDIQUEZ GRISONI (THG)	BETHENCOURT SUR MER	Fabrication d'autres articles de robinetterie	

Tableau 22 : Description des établissements concernés par des potentiels de valorisation de chaleur fatale

Deux types de situation peuvent apparaître :



Figure 51 : Entreprise FAVI (Bing Satellite)

- ❖ Celle de l'entreprise **FAVI** située à Hallencourt, en périphérie de la ville. Cependant, il n'existe aucune autre entreprise de taille à proximité permettant de valoriser la chaleur. La valorisation de la chaleur pourrait être accompagné d'une densification de la zone industrielle par des entreprises utilisant de la chaleur.

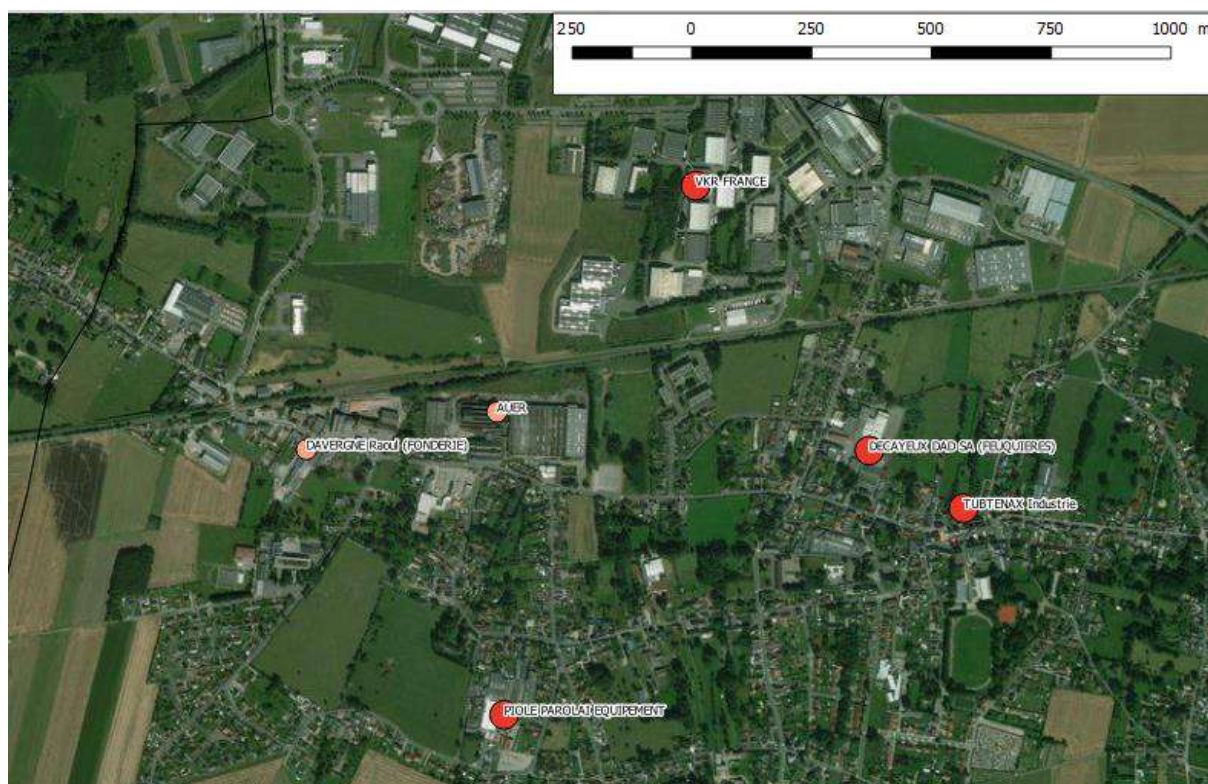


Figure 52 : Entreprise AUER au sud et DECAVEUX au nord (Bing Satellite)

- ❖ Celle des entreprises situées à Feuquières-en-Vimeu : 6 entreprises à fort potentiel se retrouvent dans un cercle de 1 km de rayon. Ceci permettrait la valorisation directe de la chaleur sur la zone.



Certaines entreprises du territoire pourraient faire l'objet d'utilisation de la chaleur fatale.

Le développement de l'utilisation de cette énergie pourrait se faire par le biais d'un développement de réseau au niveau de zones industrielles permettant aux entreprises aux alentours d'utiliser de la chaleur. Ceci permettrait aussi de limiter la longueur de réseau à installer étant donné que les zones industrielles se trouvent en périphérie des centres urbains, où la consommation linéique est importante.



3.13 Géothermie

La géothermie, comme son nom l'indique, consiste à puiser dans le sol l'énergie. Il existe plusieurs types de géothermie, caractérisés notamment par la classe de température et l'abondance de l'énergie disponible :

- En régions volcaniques, la géothermie haute énergie permet de créer de l'électricité et de la chaleur.
- La géothermie collective basse énergie se déploie essentiellement dans un ensemble urbain ou dans un réseau de chaleur. En France, elle est essentiellement exploitée à travers les installations en profondeur sur la nappe du Dogger dans le bassin parisien.
- La géothermie très basse énergie, dite aussi géothermie de surface, permet de capter l'énergie issue de ressources géothermiques situées à une profondeur inférieure à 100 m. La chaleur est contenue principalement dans les nappes d'eau accompagnant les cours d'eau.

C'est sur cette ressource que se sont concentrées nos analyses. Les calories souterraines sont récupérées grâce à un système de pompe à chaleur, souvent réversibles et pouvant être utilisées pour subvenir à des besoins de froid.

Deux systèmes permettent la récupération de cette énergie, suivant les circonstances locales du sous-sol :

- Géothermie sur nappe opérant par prélèvement (et réinjection) d'une eau de surface dans une nappe alluviale ou une nappe phréatique.
- Géothermie sur sonde, ou géothermie sèche, opérant par circulation en circuit fermé d'un fluide caloporteur dans un échangeur thermique vertical ou horizontal.



Figure 53 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.

Rappel du diagnostic :

Plusieurs installations géothermiques sont en fonctionnement sur le territoire dont 3 installations collectives pour environ 1,4 GWh/an de production.

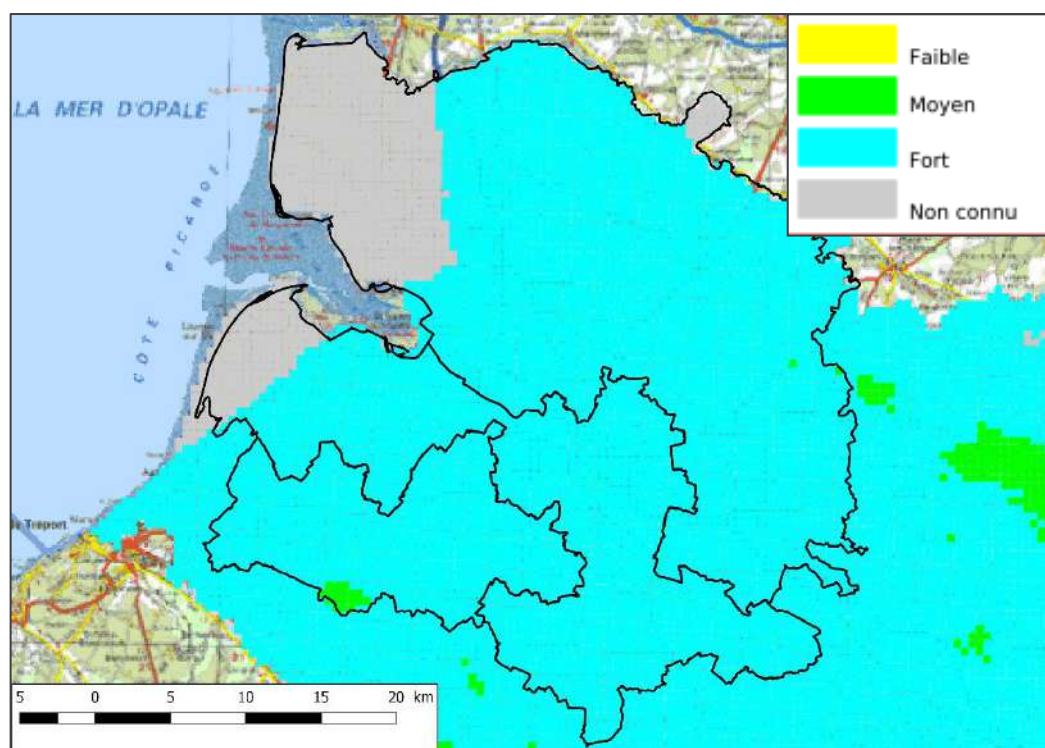
Rappel des objectifs de développement :

La région Hauts-de-France a fixé comme objectif une production de 3000 GWh/an d'énergie à partir de la géothermie. Cet objectif est particulièrement important étant donné la production actuelle plutôt anecdotique. Il suppose le développement fort autant pour la géothermie basse énergie (réseaux de chaleur) que pour la géothermie très basse énergie.

3.13.1 Les ressources géothermiques sur le territoire

Nous disposons de plusieurs outils sur le territoire pour cerner les zones où le potentiel géothermique est intéressant. En premier lieu, dans le cadre de la constitution de la plateforme de conseil sur la géothermie www.geothermie-perspectives.fr, le BRGM et l'ADEME ont cartographié pour la région Picardie le potentiel du meilleur aquifère. Cette cartographie est relativement succincte avec une donnée fournie pour des « pixels » de grandes tailles où le potentiel est décrit de faible à fort. De plus, certaines zones sont indiquées comme non connues alors qu'il s'agit de zones en bordure de cours d'eau pour lesquelles la nappe alluviale est a priori présente. Les couches sédimentaires en bordure du lit des cours d'eau sont en effet généralement des zones porteuses.

Cette couche cartographique est représentée avec les forages géothermiques qui ont été réalisés (sans qu'il soit possible de savoir si ces forages sont exploités). La situation de ces forages montre que les possibilités de déploiement sur le territoire sont a priori importantes.



Cette donnée cartographique est complétée par les analyses menées par BRGM dans le cadre de son rapport « Etude du potentiel de développement de la géothermie en région Picardie » datant de Mai 2013. Celui-ci détaille le potentiel des aquifères superficiels ainsi que le potentiel sur sonde du territoire.

3.13.1.1 Potentiel des aquifères superficiels

L'étude cherche ici à comparer les ressources géothermales avec les besoins thermiques de surface. L'échelle d'étude considérée est une maille carrée de 250 m de côté et les besoins thermiques ont été déterminés à partir de la base BD TOPO pour la surface de bâtiments et du modèle ENERTER pour les consommations thermiques des bâtiments de l'ex région Picardie.

Après détermination de la puissance géothermique disponible par maille et la puissance nécessaire en surface pour couvrir les besoins thermiques, il est défini le taux d'adéquation comme le rapport de la puissance disponible et la puissance nécessaire. Ce taux d'adéquation est ensuite lié à un taux de couverture géothermique, représentant la couverture des besoins thermiques par la production géothermique. C'est ce taux de couverture

qui permet de générer la carte du ratio énergie géothermique disponible sur le besoin thermique estimé, représentée ci-après par commune.

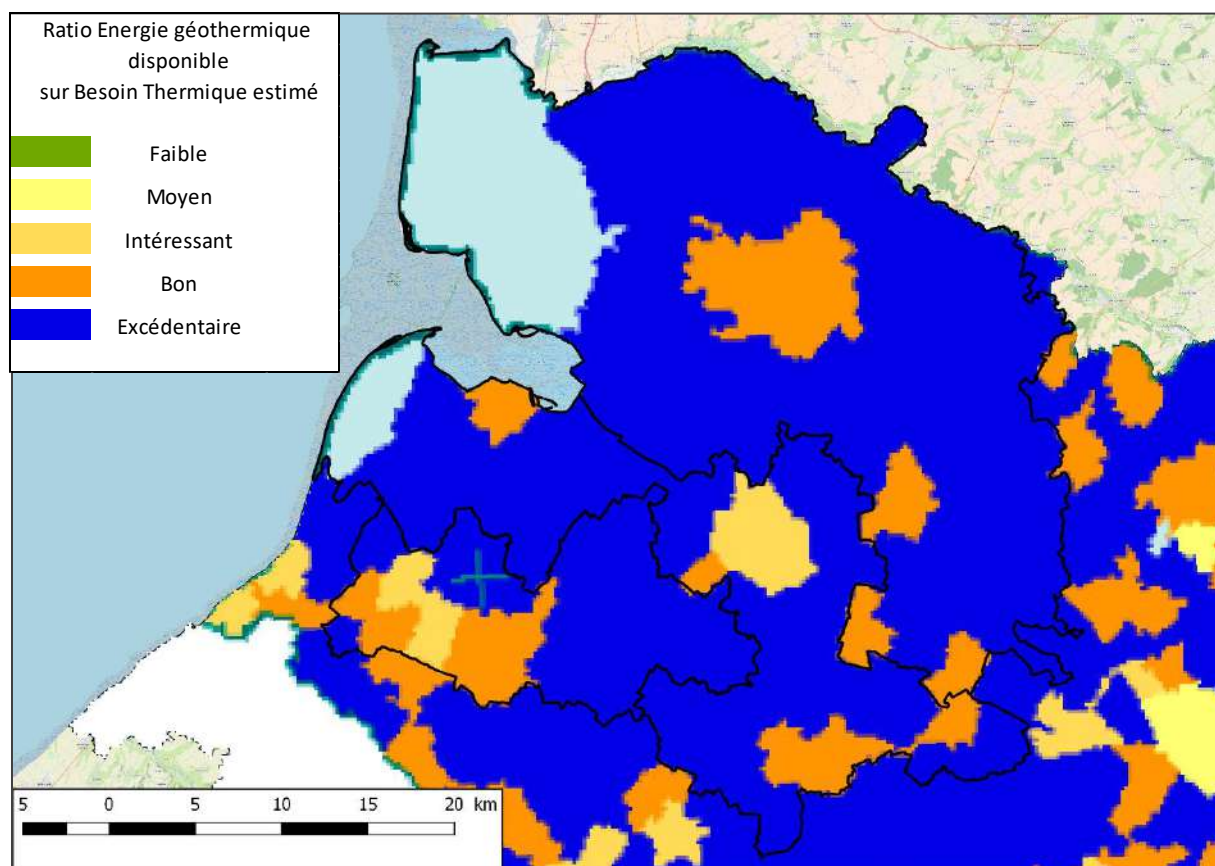


Figure 55 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013)

On constate donc que la production géothermique des aquifères superficiels serait plus grande que les besoins thermiques pour un grand nombre de communes. Cependant, comme l'indique le rapport, ces communes « se révèlent être de petite taille (généralement moins de 500 habitants pour les communes avec un potentiel excédentaire). Pour ce type de communes [listées en annexe], la solution géothermique sur doublet superficiel serait efficace sous condition de la viabilité économique, à étudier au cas par cas pour chaque opération ». En effet, pour certains villages, avec un bâti isolé et dispersé, l'utilisation de la géothermie pourrait être plus intéressante d'un point de vue économique en ayant recours à des systèmes à boucles fermées. »

Les communes concernées sur le territoire de Baie de Somme 3 Vallées sont listées en annexe 5.1 de ce rapport.

3.13.1.2 Potentiel de développement des sondes géothermiques verticales

Les sondes géothermiques peuvent être pertinentes dans le cas d'un sous-sol « sec » ou avec une ressource faible. L'étude consiste donc ici à déterminer le nombre de sondes de puissance 5 kW nécessaires pour alimenter les mailles sans ressource aquifère ou avec un besoin thermique assez faible pour envisager une opération avec doublet sur aquifère superficiel.

Dans le cas où le besoin est faible, concernant la viabilité économique, le recours à des sondes ou à des champs de sonde doit être limité à 10 sondes géothermiques. En effet, un champ de 10 sondes correspond à l'équivalent d'un doublet en termes d'investissement.

La carte suivante présente le nombre nécessaire de Sondes Verticales Géothermiques nécessaires pour couvrir la totalité du besoin thermique.

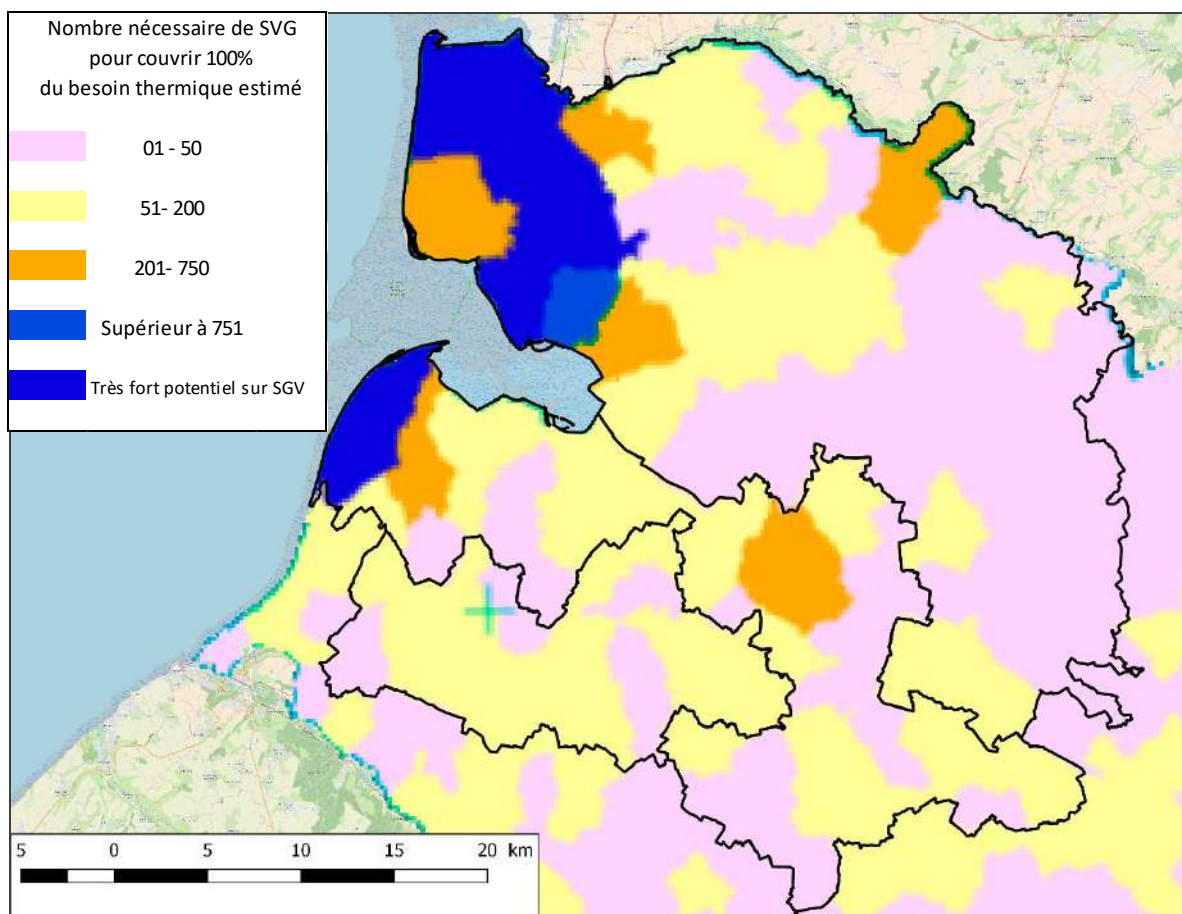


Figure 56 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013)

Ainsi, les communes avec un potentiel intéressant sont celles pour lesquelles le nombre de sondes est le plus faible.

3.13.1.3 Potentiel de développement sur les aquifères profonds

L'étude de BRGM porte sur les communes disposant de besoins importants compatibles avec la mise en place de réseaux de chaleur.

Le territoire de Baie de Somme 3 Vallées sont localisés dans la partie nord de l'aquifère Dogger est le moins profond (donc moins chaud) et le moins productif. Ceci rend impossible la possibilité d'utilisation de la géothermie basse énergie.

3.13.1.4 Cible de développement

Le potentiel d'implantation géothermique doit être considéré sur la base de ce qui est réaliste comme installation. En effet, la géothermie très basse énergie nécessite des dispositifs thermiques particuliers dans les bâtiments équipés : plancher chauffant, radiateur très basse température, système de climatisation dédié. En conséquence, le déploiement de ce type d'installation ne doit pas être considéré en intégrant toute demande de chaleur présente dans les zones favorables comme une demande substituable. Il s'agit bien plus d'agir par opportunité quand une nouvelle zone ou infrastructure est construite ou profondément rénovée sur une zone favorable.

L'un des grands intérêts de ce type de technologie est aussi la possibilité de fournir du froid, ce qui le rend particulièrement adapté aux surfaces commerciales. Sur le territoire, la plupart des supermarchés se trouvent en a priori zones favorables :

- Aldi Marché l'Hyper U d'Abbeville ;
- Le Leclerc de Pont-Rémy ;
- Carrefour Market de Feuquières-en-Vimeu ;
- ...

En termes d'équilibre économique, les développeurs de ce type d'installation qui ont participé aux rencontres organisées dans le cadre de l'EPE soulignent que la rentabilité est possible surtout pour les installations collectives pouvant bénéficier du fonds chaleur, elle est plus incertaine (avec un temps de retour sur investissement très long) pour les installations de particulier.



Le territoire est favorable à la géothermie en aquifère superficiel avec une majorité de communes où l'énergie disponible serait plus importante que les besoins géothermiques. En cas de ressource faible, des sondes géothermiques peuvent être installées si le nombre de sondes nécessaires pour couvrir le besoin thermique est limité à une dizaine d'unités.

Étant donné les contraintes particulières de cette forme d'énergie, il convient d'agir plus particulièrement dans une logique d'opportunité quand un projet urbanistique se met en place en zone favorable.

3.14 Réseau de chaleur

En 2015, le Syndicat Nation des Réseaux de Chaleur (SNCU) a publié son étude sur le potentiel de développement des réseaux de chaleur au niveau national. Le potentiel est considérable, notamment sur la Picardie où 2 600 millions de KWh supplémentaire pourrait être livrés via des réseaux existants ou de nouveaux réseaux, soit une multiplication possible des livraisons par 8 par rapport à 2012.

À l'échelle du territoire, l'Observatoire des réseaux a cartographié les zones de voirie pour lesquelles la consommation de chaleur serait supérieure à 1,5 MWh par mètre (critère technique d'éligibilité au Fonds Chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre (rentabilité importante). Un exemple de carte est présenté ci-après.

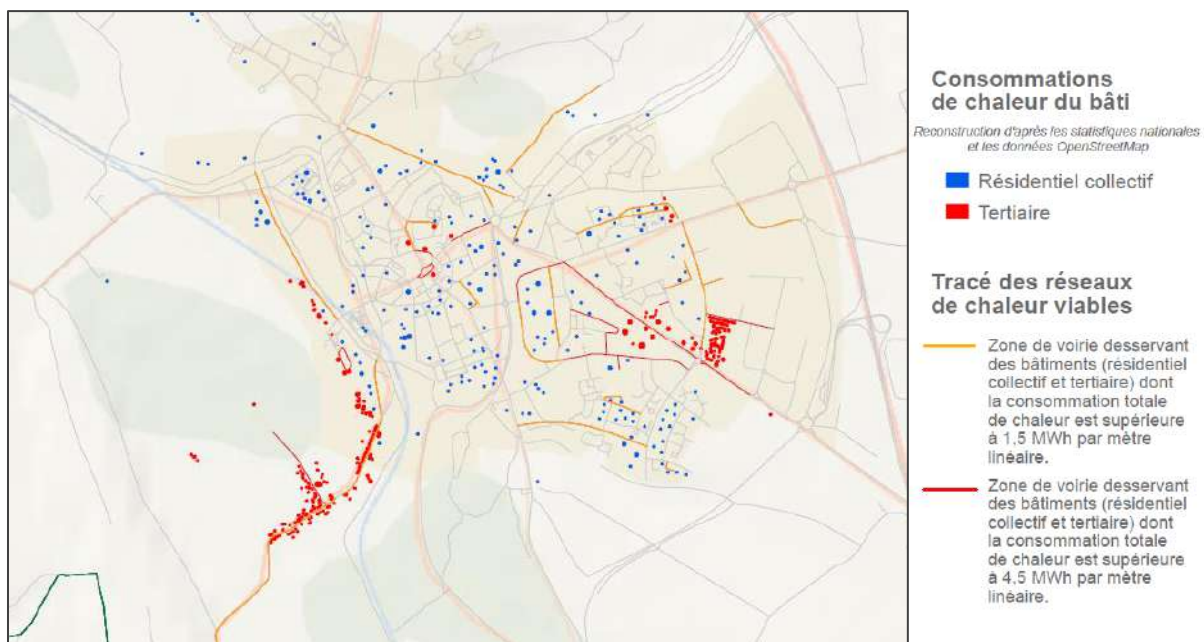


Figure 57 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur la commune d'Abbeville (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)

À partir de ces données, il est possible d'extraire les linéaires concernés par commune sur le territoire. La commune d'Abbeville est concernée par 82% de ce potentiel.

	Linéaire pour lequel la consommation totale de chaleur est supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire	Linéaire pour lequel la consommation totale de chaleur est supérieure à 4,5 MWh par mètre linéaire	Total
Abbeville	14 276 m	5 639 m	19 916 m
Cambron		47 m	47 m
Cayeux-sur-Mer		120 m	120 m
Chépy		259 m	259 m
Drucat		701 m	701 m
Fort-Mahon-Plage		1 417 m	1 417 m
Frivilles-Escarbotin		351 m	351 m
Grand-Laviers		164 m	164 m
Miannay		162 m	162 m
Moyenneville		330 m	330 m

	Linéaire pour lequel la consommation totale de chaleur est supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire	Linéaire pour lequel la consommation totale de chaleur est supérieure à 4,5 MWh par mètre linéaire	Total
Quend	93 m		93 m
Quesnoy-le-Montant		233 m	233 m
Rue	166 m	97 m	263 m
Valines		251 m	251 m
Total général	14 535 m	9 771 m	24 306 m

Tableau 23 : Liste des communes concernés par le potentiel de réseaux de chaleur (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)

Environ 2,5 kilomètres du potentiel de linéaire potentiel d'Abbeville sont déjà couverts par le réseau de chaleur déjà installé. L'intégralité des cartographies associées aux communes citées sont présentées en partie 5.3.

Le potentiel de linéaire de réseau de chaleur est concentré sur les zones urbaines du territoire et en particulier sur la commune d'Abbeville. Ce potentiel doit être associée à une source d'énergie comme la chaleur fatale ou la géothermie.

3.15 Bilan de chaleur renouvelable

Le bilan de chaleur renouvelable sur le territoire s'établit à environ 170 MWh. Le potentiel n'est pas totalement estimable en particulier le potentiel géothermique.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	250 GWh <u>Bois énergie</u> = > 145 GWh <u>Solaire thermique</u> = < 20 GWh <u>Géothermie</u> = non calculable, mais important (dizaines de GWh) <u>Chaleur fatale</u> : ~ 80 GWh	
Mobilisable en 2030	220 GWh <u>Bois énergie</u> = > 145 GWh <u>Solaire thermique</u> = < 20 GWh <u>Géothermie</u> = non calculable, mais important (dizaines de GWh) <u>Chaleur fatale</u> = ~ 50 GWh (projets les plus importants)	
Consommations chauffage et ECS (hors gaz) en 2050	632 GWh	250 GWh
Part de la consommation couverte par la production locale d'EnR thermique (bois énergie + solaire thermique)	40 %	100 %

Tableau 24 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable

3.16 Hydrogène et Power to gas

3.16.1 Présentation

Le terme « Power to gas » désigne la production de gaz de synthèse grâce à de l'électricité :

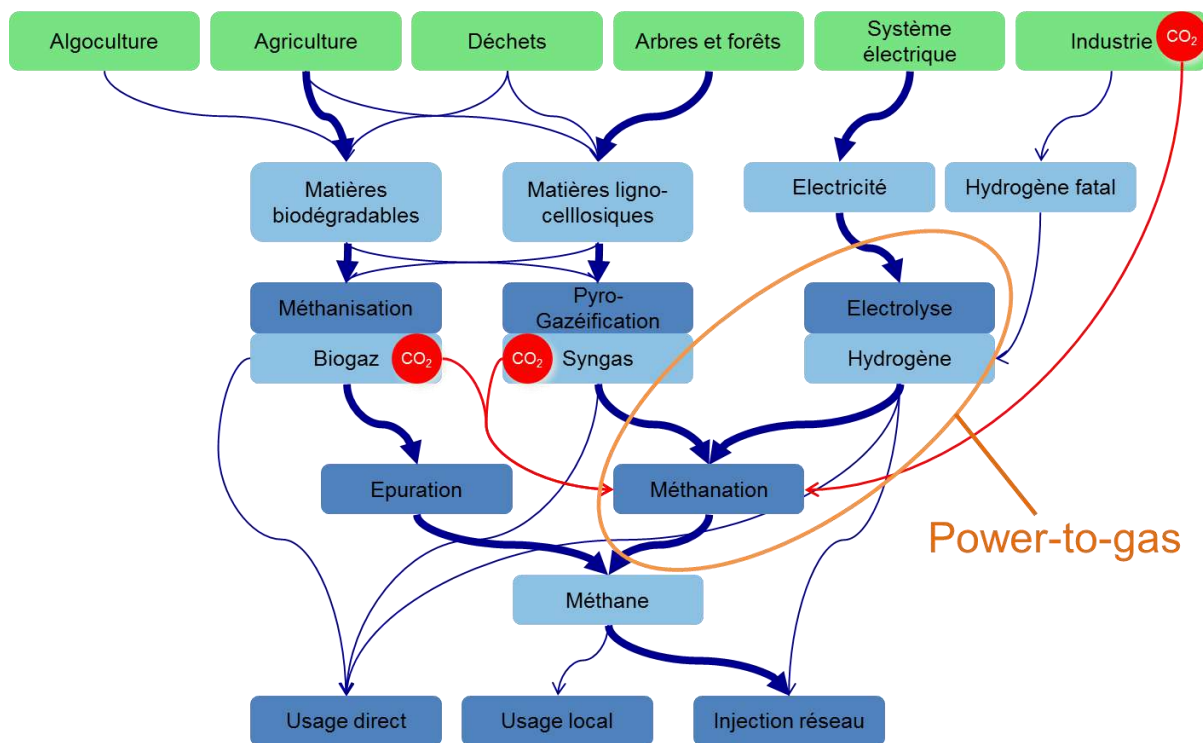


Figure 58 : Filières de production d'hydrogène et de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050.

Par électrolyse, l'eau est séparée en dihydrogène (H₂) et dioxygène (O₂). L'hydrogène ainsi produit peut être utilisé directement :

- Comme carburant véhicules,
- En injection dans le réseau de gaz naturel : un taux de 6 % d'hydrogène dans le gaz naturel est actuellement accepté, avec des recherches en cours pour porter ce taux à 20 % d'hydrogène en volume (projet GRHYD mené par GRDF, à Dunkerque).

L'étude de l'ADEME « Evaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone) » pointe néanmoins le fait que les possibilités d'injection directe d'hydrogène sont fortement restreintes en raison de la limitation du taux de 6% d'hydrogène dans le gaz naturel.

Ainsi, pour bénéficier au mieux des infrastructures existantes de distribution, transport et stockage de gaz naturel, il est judicieux d'utiliser du dioxyde de carbone (CO₂) pour produire du méthane à partir de l'hydrogène. Cette réaction produit également de la chaleur, chaleur qui peut par exemple être valorisée sur un réseau de chaleur.

Les rendements du processus complet de Power-to-gas varient de 60 à 90 % selon les technologies et selon la valorisation ou non de la chaleur produite.

Le Power-to-gas est particulièrement adapté dans un contexte d'excédent de production d'électricité, ce qui pourrait être le cas si la pénétration de source d'électricité renouvelable non pilotables dans le mix électrique se poursuit. Un taux de charge correct des installations (taux de charge considéré aux environs de 40 % dans l'étude « Vers un gaz 100 % Renouvelable ») doit être assuré pour garantir la rentabilité des installations. Il ne s'agira

donc pas uniquement d'absorber quelques pics de surproduction dans l'année, mais de faire fonctionner l'installation dès que le prix de l'électricité passe sous une valeur seuil.

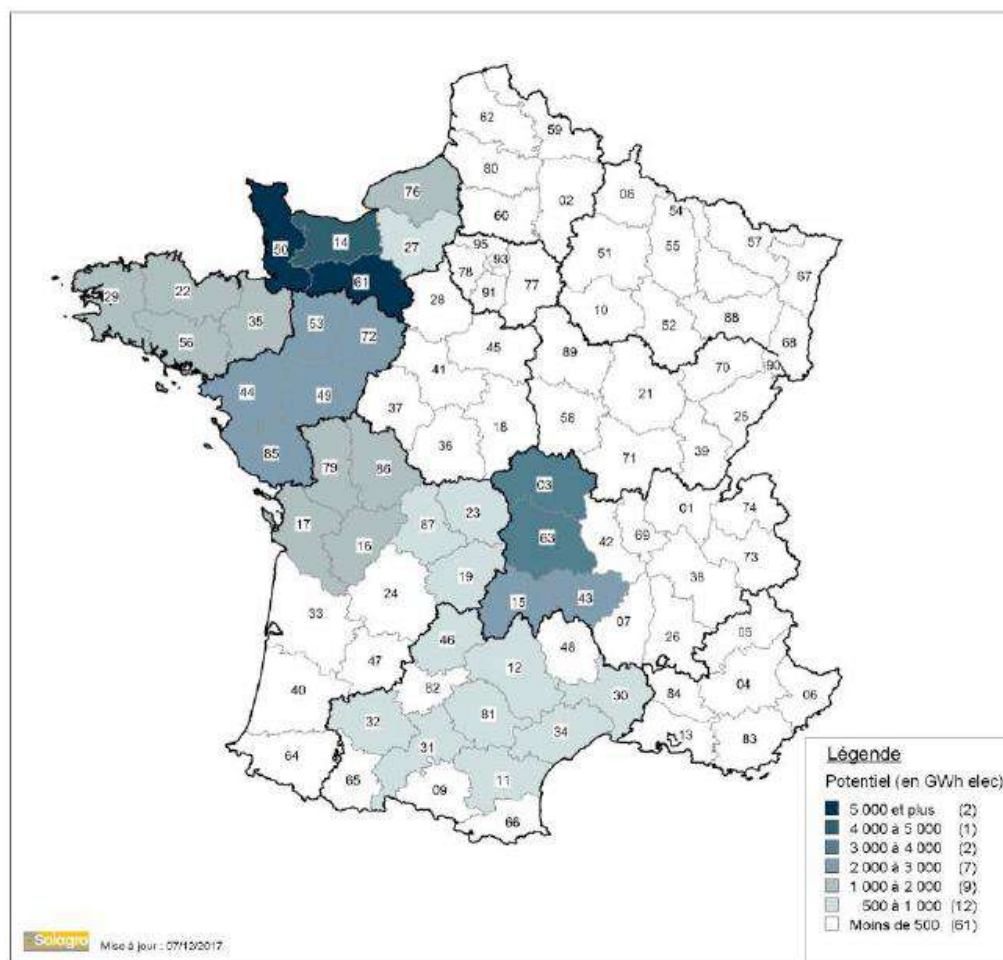


Figure 59 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys.

La carte ci-dessus présente le potentiel de production de gaz par département. La Seine-Maritime présente un potentiel important, ce qui s'explique par un potentiel de production électrique important grâce à l'éolien en mer, et un gisement de CO₂ important. En effet, la synthèse de méthane nécessite une proximité aux lieux de production d'électricité, mais également un gisement de CO₂ suffisant.

3.16.2 Gisement de CO₂ pour la production de biométhane

3.16.2.1 Sources considérées

Si la production d'électricité renouvelable sur le territoire est déjà étudiée par ailleurs, il reste à évaluer la production de CO₂ sur le territoire. La production de CO₂ est l'une des principales contraintes dimensionnant le potentiel en Power-to-gas. La difficulté réside dans la capture du CO₂, qui peut rapidement devenir très coûteuse.

Une solution naturelle est de positionner des unités de Power-to-gas à proximité des unités de méthanisation. Ces dernières produisent du CO₂, qui est normalement relâché dans l'atmosphère. Ce CO₂ est donc considéré comme quasiment gratuit. De plus, l'adjonction d'une unité de Power-to-gas à une unité de méthanisation permet de réduire les coûts de raccordement au réseau de gaz, en mutualisant les installations d'injection.

Les sources suivantes sont le CO₂ issu de combustion, en premier lieu de combustion de source renouvelable puis de source fossile ou issus de procédés de l'industrie lourde (cimenterie, haut-fourneau). Ces sources

présentent également des concentrations en CO₂ faibles (de 1 à 30 %), et il est donc nécessaire de mettre en place des solutions de captage. Ces solutions sont pour le moment étudiées pour de grandes installations.

Les ordres de grandeur sont les suivants :

Source type	tCO ₂ /h	MW electrolyseur équivalent
Centrale charbon 600 MW, rendement 35%PCI	585	6311
Centrale CCGT Gaz 400MW , rendement PCI 57%	142	1528
Petite Chaudière procédé ou Chaufferie biomasse 5MW, rendement PCI 90%	2	22
Méthaniseur, équivalent cogénérateur 0,7 MWe (rend élec 35% PCI)	0,37	4,0
Cimenterie 2000 t/j clinker	73	792
Haut fourneau 2Mtacier/an	440	4750

Figure 60 : Sources de CO₂ et puissance électrique d'électrolyse qui peut y être associée, source E&E consultant pour l'ADEME (Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire).

3.16.2.2 Méthanisation

L'étude « Vers un gaz 100 % renouvelable » indique des ratios généraux pour la récupération de CO₂ sur les unités de méthanisation. En premier ordre de grandeur, on estime à 50 TWh électrique la productible de Power-to-gas grâce au CO₂ récupéré sur les unités de méthanisations injectant sur le réseau 128 TWh. On retient donc un productible de 0,39 GWh_e/GWh_{gaz injecté}. Sur Baie de Somme 3 Vallées, ce gisement de CO₂ représente les productibles du Power-to-gas suivants :

Gisement de gaz renouvelable	Production de biométhane (GWh _{gaz injecté})	Productible de Power-to-gas (GWh _e)
Mobilisable en 2030	160 GWh/an	62,6 GWh _e /an
Gisement Brut	742 GWh/an	289,3 GWh _e /an

Tableau 25 : Productible de Power-to-gas à partir du CO₂ issu de la méthanisation.

Le potentiel de production de Power-to gas représente donc 289,3 GWh_e/an grâce à la récupération de CO₂ sur les unités de méthanisation.

3.16.2.3 Unités de combustion

Les unités de combustion dégagent du CO₂ dans leurs fumées, de manière plus faible et très variable (1 à 30 %) des fumées. En première approche, le registre ICPE permet de repérer les principales installations de combustion sur le territoire. La faisabilité et le coût de la récupération de CO₂ sur les fumées doit être effectuée au cas par cas dans un second temps si souhaité.

Pour que le gaz soit considéré comme « renouvelable », il est préférable de récupérer le dioxyde de carbone sur des installations de production de chaleur renouvelable. Il n'existe cependant pas de législation ou d'incitation économique sur le sujet à l'heure actuelle.

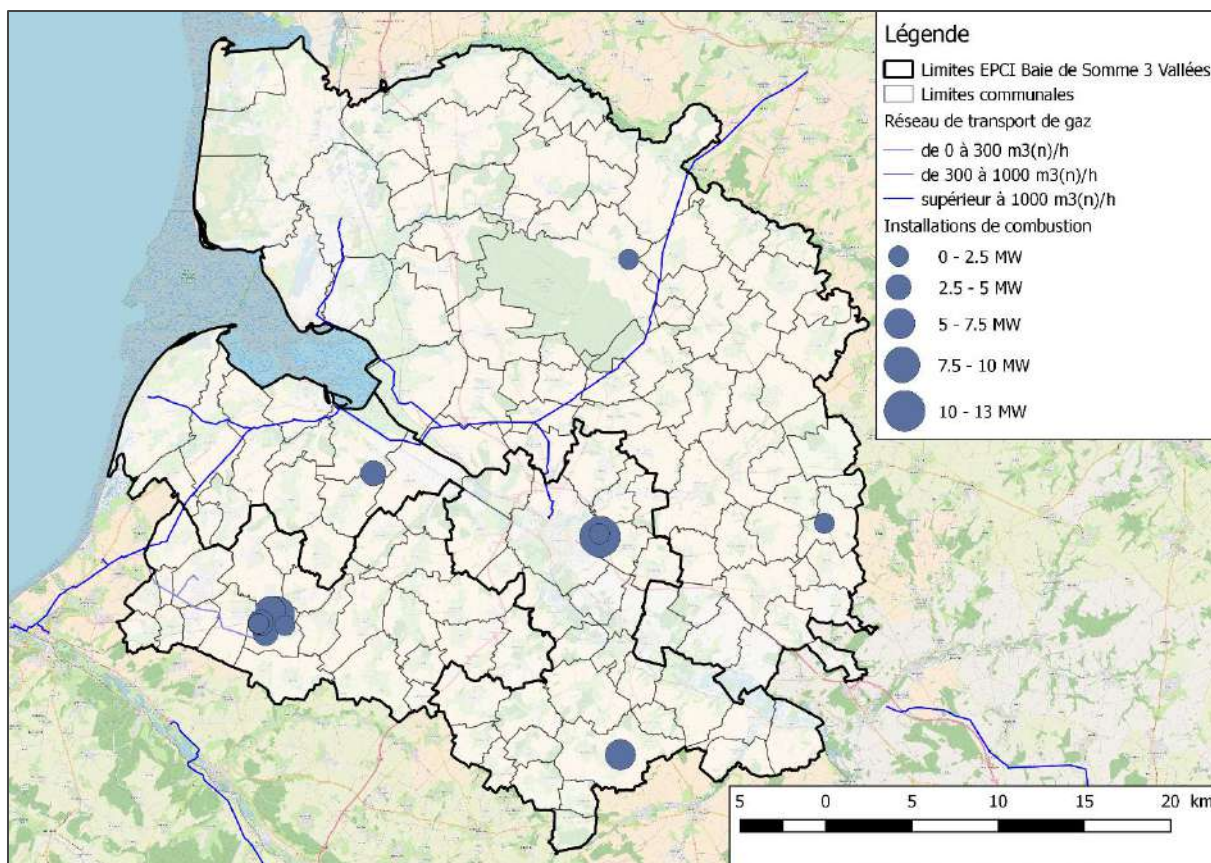


Figure 61 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE.

Le recensement fait apparaître les installations ci-dessus, la plus importante étant Lactinov avec une puissance thermique déclarée au registre ICPE de 12,8 MWth, puis l'installation de VKR avec 8,02 MWth. Plusieurs incohérences ont été constatées dans la base ICPE, il convient donc d'être prudent sur les valeurs affichées.

Pour les installations ICPE, 58,8 MWth ont été recensés. **Aucune installation ne dépasse cependant les 20 MWth : ce seuil est utilisé pour exclure les installations trop réduites, sur lesquelles récupération de CO₂ n'est pas intéressante.**

3.16.3 Bilan

Le gisement de CO₂ paraît donc conséquent, avec des productibles de Power-to-gas suivants :

- 289,3 GWhe/an sur les unités de méthanisation ;
- Aucun potentiel suffisant sur les installations de combustion.

Soit un total de 289 GWhe/an. Ce résultat est trop brut pour être considéré directement. Il convient d'ajouter notamment :

- Les contraintes économiques : quelle rentabilité pour ces installations ?
- Les contraintes techniques : Quelle faisabilité pour chaque gisement de CO₂ identifié ? Quelle capacité d'injection sur le réseau de gaz ? Quelle capacité de soutirage sur le réseau électrique aux vues des fortes puissances appelées ?

Néanmoins le potentiel de gisement de CO₂ existe sur le territoire et pourra être considéré avec le déploiement des solutions de Power-to-gas.

3.17 Conversion du gaz B en gaz H

Une partie de la région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (appelé « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas : cette zone représente plus de 1,3 millions, soit environ 10 % de la consommation française, répartis sur 6 départements dont la Somme.

La déplétion progressive du gisement ne permet pas d'envisager la prolongation du contrat d'approvisionnement entre les Pays-Bas et la France au-delà de son terme actuel en 2029. En outre, les tremblements de terre dans la région de production pourraient conduire le gouvernement néerlandais à réduire encore plus rapidement la production de gaz B.



Figure 62 : Carte des réseaux de transport de gaz B et H dans la zone concernée par le plan de conversion (source : GRTgaz)

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs de cette région, il est nécessaire de convertir le réseau de gaz naturel pour lui permettre d'accepter du gaz à haut pouvoir calorifique (appelé « gaz H ») qui alimente le reste du territoire français. Les réseaux de distribution et de transport sont impactés par cette conversion.

La conversion en gaz H de la zone alimentée en gaz B nécessitera à la fois des modifications des infrastructures actuelles et une intervention chez chaque client. La bascule se fera progressivement, en suivant un découpage géographique en une vingtaine de secteurs, à un rythme compatible avec les opérations nécessaires chez les clients et selon un ordonnancement réalisable pour les flux sur le réseau.



Figure 63 : Secteurs de conversion et zones pilotes (source : GRTgaz)

Le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz B en gaz H concerne cinq gestionnaires d'infrastructures :

- ❖ GRTgaz, le gestionnaire de réseaux de transport de gaz naturel sur cette zone ;
- ❖ trois gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : GRDF, la SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne ;
- ❖ Storengy, l'opérateur du site de stockage souterrain de Gournay sur Aronde.

Le processus va se dérouler de la façon suivante :

- 1) Une alimentation en gaz B+ dont le pouvoir calorifique est supérieur au gaz B, afin de permettre une continuité de l'alimentation, le temps d'effectuer les travaux nécessaires à la mise en place du gaz H ;
- 2) Des interventions chez chacun des clients pour régler, adapter voir remplacer les appareils ;
- 3) L'alimentation en gaz H.

Une première série de modifications sera réalisée entre 2018 et 2020 pour permettre la conversion en phase pilote des secteurs de Doullens, Gravelines, Grande Synthe et Dunkerque. Elle sera suivie d'une phase de déploiement industriel à partir de 2021 et jusqu'en 2028.

GRTgaz a conçu deux scénario de conversion :

- ❖ Un scénario de « référence » correspondant à l'illustration présentée ci-après ;
- ❖ Un scénario « accélérée » qui permettrait de terminer la conversion de l'ensemble des zones en 2026. Ce scénario permettrait de faire face à certaines configurations de réduction accélérée des exportations de gaz B des Pays-Bas vers la France.

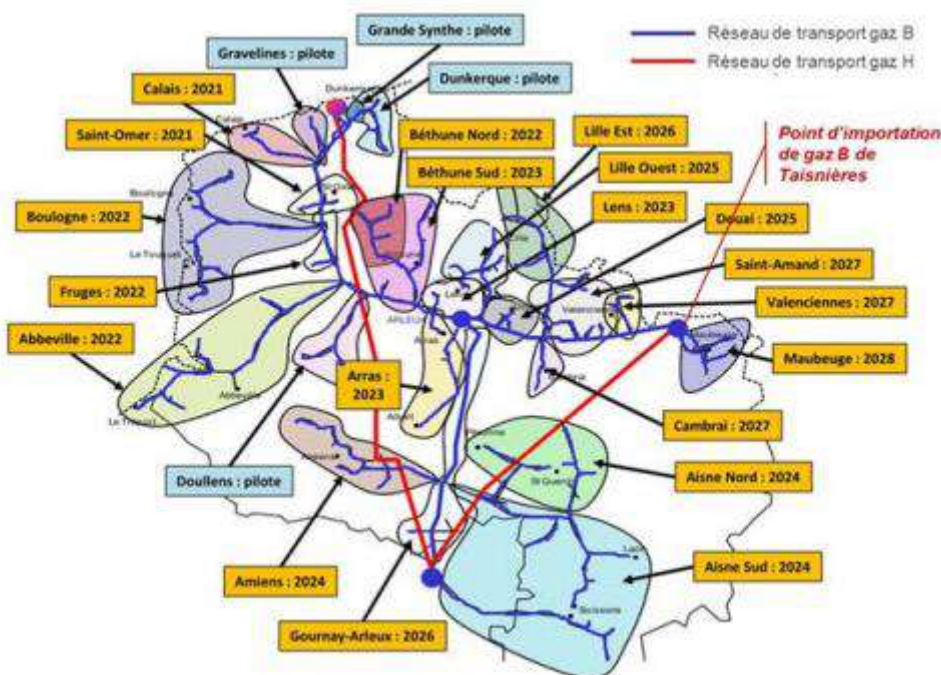


Figure 64 : Séquencement des zones à convertir (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE)

Concernant le territoire de Baie de Somme 3 Vallées, le scénario de « référence » prévoit une conversion de la zone en 2022.

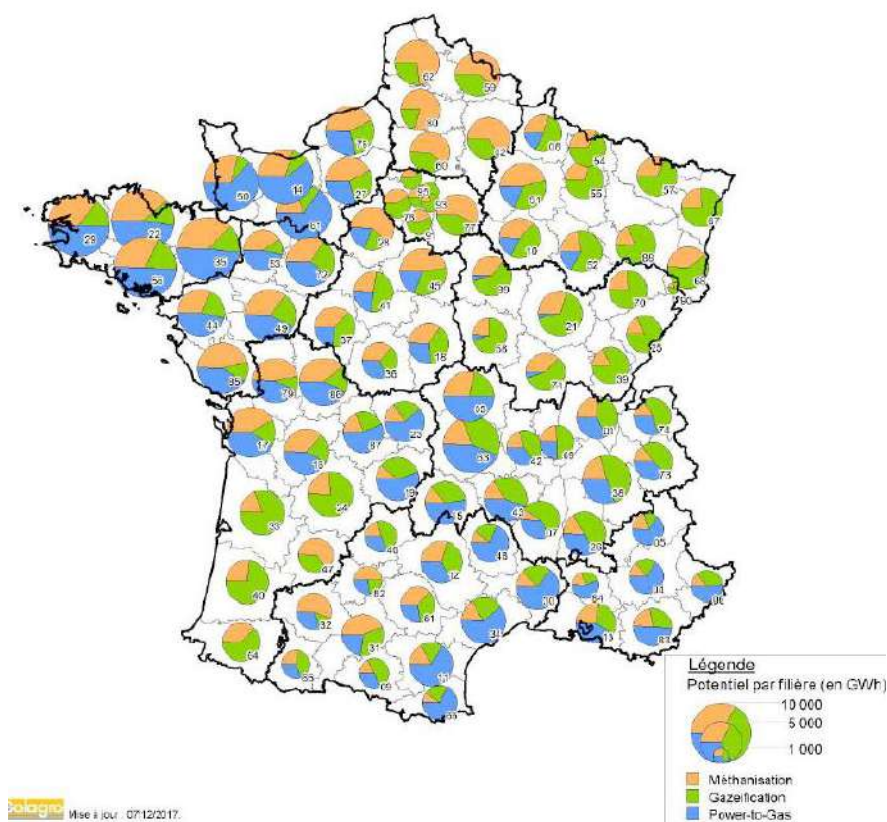
Secteur	Scénario de référence	Scénario accéléré
Doullens	2018	2018
Grande Synthe	2019	2019
Gravelines	2019	2019
Dunkerque	2020	2020
Calais	2021	2021
Saint-Omer	2021	2021
Abbeville	2022	2021
Bethune Nord	2022	2021
Boulogne	2022	2021
Fruges	2022	2021
Arras	2023	2022
Bethune Sud	2023	2022
Lens	2023	2022
Aisne Nord	2024	2023
Aisne Sud	2024	2023
Amiens	2024	2023
Douai	2025	2024
Lille Ouest	2025	2024
Gournay-Arleux	2026	2025
Lille Est	2026	2025
Cambrai	2027	2026
Saint-Amand	2027	2026
Valenciennes	2027	2026
Maubeuge	2028	2023

Figure 65 : Dates de conversion des secteurs dans les scénarios de référence et accéléré (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE)

3.18 Pyrogazéification

La pyrogazéification est un procédé thermochimique permettant de produire un combustible gazeux à partir de matière organique. Pour permettre de produire un gaz principalement constitué de méthane et dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel, il est nécessaire de compléter le procédé avec une étape de méthanation.

Contrairement à la méthanisation, la ressource en jeu pour la pyrogazéification est la matière sèche soit principalement le bois ne pouvant être brûlé dans des chaufferies et les Combustibles Solides de Récupération.



Le potentiel du territoire concernant la pyrogazéification est évalué par département dans l'étude « Mix de gaz 100% Renouvelable en 2050 ? » de l'ADEME : le potentiel pour la Somme est estimé à 1 321 GWhs pour la gazéification du bois (contre 3 800 GWh pour la méthanisation) et 200 GWh pour la gazéification des CSR.

Les scénarios nationaux estiment à 9 TWh la production nationale provenant de gazéification des CSR et entre 31 et 138 TWh celle provenant de la gazéification du bois.

Les enjeux concernant la pyrogazéification sont multiples :

- Un des leviers de développement de la filière est une révision de l'arbitrage des ressources entre les vecteurs énergétiques, notamment entre injection de gaz et cogénération bois.
- Il est nécessaire de structurer une filière
 - De tri du bois substituable d'être utilisé pour la pyrogazéification ;
 - De tri des déchets afin d'alimenter les installations. Les collectivités et les industriels acteurs du déchet sont les parties prenantes de la chaîne de valeur des CSR.

		100% EnR&R	100%EnR& R avec pyrogazéi- fication haute	100%EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Demande	TWh_{PCS}	293	361	276	317
Demande - référence	TWh _{PCS}	286	286	286	286
+ réduction cogénération biogaz	TWh _{PCS}	5	5	5	5
+ réduction cogénération bois	TWh _{PCS}	0	71	0	0
- chaleur pyrogazéification	TWh _{PCS}	-5	-10	-3	-5
- chaleur power-to-gas	TWh _{PCS}	-10	-9	-15	-4
+ Production électrique (TAC)	TWh _{PCS}	26	28	10	46
- chaleur power-to-heat	TWh _{PCS}	-9	-9	-8	-11
Gaz injecté	TWh_{PCS}	293	361	276	317
ENRR	TWh_{PCS}	293	361	276	238
Méthanisation	TWh _{PCS}	128	128	100	128
Gazéification bois	TWh _{PCS}	65	138	31	67
Power-to-gas	TWh _{PCS}	90	85	135	34
Gazéification-CSR	TWh _{PCS}	9	9	9	9
H2-fatal	TWh _{PCS}	0	0	0	0
Gaz naturel	TWh_{PCS}	0	0	0	79

Figure 67 : Bilan annuel offre demande des 4 scénarios étudiés pour 2050 dans le cadre de l'étude « Mix de gaz 100% Renouvelable en 2050 ? »

Alors que des projets de plusieurs centaines de MW étaient étudiés par le passé, les projets actuels s'orientent vers des tailles de 3 à 20 MW représentant entre une dizaine et une cinquantaine de millions d'euros.

4. Conclusion

L'atteinte des objectifs de maîtrise des consommations d'énergie sur le territoire dépendra de l'implication de l'ensemble des acteurs du territoire : collectivité, entreprises et industrie. Les efforts à fournir sont importants mais ils permettront de diminuer la vulnérabilité du territoire vis-à-vis des coûts de l'énergie tout en dynamisant l'économie locale en créant de l'emploi.

Concernant le développement des énergies renouvelables, le territoire est source de potentiels variés. Une quinzaine d'installations de méthanisation sont implantables sur la Baie de Somme 3 Vallées permettant au territoire d'être exportateur de gaz. Une complémentarité peut être mise en place avec le power to gas en utilisant le CO₂ rejeté dans le cadre de production de gaz de synthèse à partir d'électricité.

Tandis qu'une grande partie du potentiel éolien du territoire est déjà réalisé, il existe un grand potentiel concernant l'énergie photovoltaïque répartis entre installations sur bâtiments du secteur résidentiel et grandes toitures du secteur industriel et agricole. Par ailleurs, des projets de centrales photovoltaïques pourraient être menés sur certaines friches du territoire. Le territoire possède un gisement brut très important qui grâce à l'éolien et au photovoltaïque, pourrait être territoire à énergie positive concernant l'électricité.

Étant donné la ressource limitée sur Baie de Somme 3 Vallées, l'action concernant le bois énergie devra se concentrer vers une utilisation locale de la ressource par le biais du développement d'un approvisionnement de proximité et celui de petits projets de chaufferies bois. De plus, le territoire est favorable à la géothermie : cette forme d'énergie pourrait être intégrée lors de nouveaux projets urbanistiques. Certaines entreprises du territoire pourraient aussi faire l'objet d'utilisation de la chaleur fatale et ainsi créer des pôles d'attractivité pour l'utilisation de chaleur sur les zones industrielles concernées.

5. Annexes

5.1 Liste des communes avec un potentiel excédentaire concernant la géothermie très basse énergie par doublets sur aquifère superficiel

Commune	INSEE	EPCI
Acheux-en-Vimeu	80004	CC du Vimeu
Agenvillers	80006	CC Ponthieu-Marquenterre
Arrest	80029	CA de la Baie de Somme
Arry	80030	CC Ponthieu-Marquenterre
Bailleul	80051	CA de la Baie de Somme
Béhen	80076	CC du Vimeu
Bellancourt	80078	CA de la Baie de Somme
Bernay-en-Ponthieu	80087	CC Ponthieu-Marquenterre
Bettencourt-Rivière	80099	CA de la Baie de Somme
Boufflers	80118	CC Ponthieu-Marquenterre
Bourseville	80124	CC du Vimeu
Brailly-Cornehotte	80133	CC Ponthieu-Marquenterre
Bray-lès-Mareuil	80135	CA de la Baie de Somme
Brucamps	80145	CC Ponthieu-Marquenterre
Brutelles	80146	CA de la Baie de Somme
Buigny-l'Abbé	80147	CC Ponthieu-Marquenterre
Buigny-Saint-Maclou	80149	CC Ponthieu-Marquenterre
Bussus-Bussuel	80155	CC Ponthieu-Marquenterre
Cahon	80161	CC du Vimeu
Canchy	80167	CC Ponthieu-Marquenterre
Caours	80171	CA de la Baie de Somme
Cocquerel	80200	CC Ponthieu-Marquenterre
Condé-Folie	80205	CA de la Baie de Somme
Coulouvillers	80215	CC Ponthieu-Marquenterre
Cramont	80221	CC Ponthieu-Marquenterre
Dominois	80244	CC Ponthieu-Marquenterre
Dompierre-sur-Authie	80248	CC Ponthieu-Marquenterre
Domqueur	80249	CC Ponthieu-Marquenterre
Domvast	80250	CC Ponthieu-Marquenterre
Drucat	80260	CA de la Baie de Somme
Eaucourt-sur-Somme	80262	CA de la Baie de Somme
Epagne-Epagnette	80268	CA de la Baie de Somme
Ercourt	80280	CC du Vimeu
Ergnies	80281	CC Ponthieu-Marquenterre
Erondelle	80282	CA de la Baie de Somme
Estréboeuf	80287	CA de la Baie de Somme
Fontaine-sur-Maye	80327	CC Ponthieu-Marquenterre

Forest-l'Abbaye	80331	CC Ponthieu-Marquenterre
Forest-Montiers	80332	CC Ponthieu-Marquenterre
Franleu	80345	CA de la Baie de Somme
Froyelles	80371	CC Ponthieu-Marquenterre
Gapennes	80374	CC Ponthieu-Marquenterre
Grand-Laviers	80385	CA de la Baie de Somme
Grébault-Mesnil	80388	CC du Vimeu
Gueschart	80396	CC Ponthieu-Marquenterre
Hautvillers-Ouville	80422	CC Ponthieu-Marquenterre
Lamotte-Buleux	80462	CC Ponthieu-Marquenterre
Lanchères	80464	CA de la Baie de Somme
Liercourt	80476	CA de la Baie de Somme
Ligescourt	80477	CC Ponthieu-Marquenterre
Limeux	80482	CA de la Baie de Somme
Machiel	80496	CC Ponthieu-Marquenterre
Machy	80497	CC Ponthieu-Marquenterre
Maison-Roland	80502	CC Ponthieu-Marquenterre
Mareuil-Caubert	80512	CA de la Baie de Somme
Mérélessart	80529	CA de la Baie de Somme
Mesnil-Domqueur	80537	CC Ponthieu-Marquenterre
Miannay	80546	CC du Vimeu
Millencourt-en-Ponthieu	80548	CC Ponthieu-Marquenterre
Mons-Boubert	80556	CA de la Baie de Somme
Mouflers	80574	CC Ponthieu-Marquenterre
Nampont	80580	CC Ponthieu-Marquenterre
Neufmoulin	80588	CA de la Baie de Somme
Neuilly-le-Dien	80589	CC Ponthieu-Marquenterre
Neuilly-l'Hôpital	80590	CC Ponthieu-Marquenterre
Noyelles-en-Chaussée	80599	CC Ponthieu-Marquenterre
Noyelles-sur-Mer	80600	CC Ponthieu-Marquenterre
Ochancourt	80603	CC du Vimeu
Oneux	80609	CC Ponthieu-Marquenterre
Pendé	80618	CA de la Baie de Somme
Ponches-Estruval	80631	CC Ponthieu-Marquenterre
Ponthoile	80633	CC Ponthieu-Marquenterre
Port-le-Grand	80637	CC Ponthieu-Marquenterre
Quesnoy-le-Montant	80654	CC du Vimeu
Saigneville	80691	CA de la Baie de Somme
Sailly-Flibeaucourt	80692	CC Ponthieu-Marquenterre
Saint-Blimont	80700	CA de la Baie de Somme
Sorel-en-Vimeu	80736	CA de la Baie de Somme
Le Titre	80763	CC Ponthieu-Marquenterre
Toeufles	80764	CC du Vimeu
Vauchelles-les-Quesnoy	80779	CA de la Baie de Somme
Vaux-Marquenneville	80783	CA de la Baie de Somme

Vercourt	80787	CC Ponthieu-Marquenterre
Villers-sous-Ailly	80804	CC Ponthieu-Marquenterre
Villers-sur-Authie	80806	CC Ponthieu-Marquenterre
Vironchaux	80808	CC Ponthieu-Marquenterre
Vron	80815	CC Ponthieu-Marquenterre
Wiry-au-Mont	80825	CA de la Baie de Somme
L'Etoile	80830	CC Ponthieu-Marquenterre
Yaucourt-Bussus	80830	CC Ponthieu-Marquenterre
Yvrencheux	80833	CC Ponthieu-Marquenterre
Regnière-Ecluse	80665	CC Ponthieu-Marquenterre

5.2 Estimation du nombre d'emploi temps-plein (ETP) créés – résultats de l'outil TETE

L'outil Transition Ecologique Territoire Emplois (TETE), réalisé par le Réseau Action Climat et l'ADEME, est un outil qui permet d'effectuer une estimation des emplois créés à travers des politiques de transition écologique à l'échelle d'un territoire pour chaque année d'ici à 2050.

Cet outil se base sur les données disponibles dans les Plan Climat-Air-Energie Territorial (PCAET) ou tout autre travail de prospective énergétique. Il peut être utilisé à plusieurs types d'échelle : nationale, départementale, ancienne région, nouvelle région ou ensemble de communes. C'est cette dernière échelle qui a été utilisée pour évaluer la création d'emplois.

Les données d'entrées correspondent à un nombre d'unité installées par années entre 2018 et 2050 : l'unité dépend du type d'énergie étudiée. Par exemple, l'unité d'installation est le MW pour le type « éolien terrestre » alors que celle pour le type « méthanisation -injection » est le GWh.

Le fichier renvoie après le nombre d'ETP mobilisables par année sur la période 2018-2050 au niveau national et local, en fonction du rythme de création d'installations.

5.2.1 Méthanisation injection

Unité	2018	2019	2020	2 021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																	
GWh implantés	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
ETP locaux créés	36	45	53	61	69	77	85	93	101	109	117	124	132	139	147	154	161

Unité	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																
GWh implantés	9,1	9,1	9,1													
ETP locaux créés	168	175	182	156	156	147	139	130	122	114	106	98	90	82	74	66

5.2.2 Eolien maritime

Unité	2018	2019	2020	2 021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																	
MW implantés	124,0	124,0	124,0	124,0													
ETP locaux créés	1 196	1 253	1 309	1 363	295	291	288	284	280	277	273	270	266	265	263	262	261

Unité	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																
MW implantés																
ETP locaux créés	259	258	257	256	254	253	252	251	249	186	123	61	0	0	0	0

5.2.3 Photovoltaïque

Unité		2018	2019	2020	2 021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																		
MW implantés	PV grandes toitures	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
MW implantés	PV petites toitures	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
ETP locaux créés	PV grandes toitures	36	37	38	39	40	41	42	43	45	47	49	50	52	54	56	58	60
ETP locaux créés	PV petites toitures	31	31	32	32	32	31	31	30	31	33	34	35	36	37	38	39	40
ETP locaux créés	Total	67	68	70	71	72	73	73	73	76	79	82	85	88	91	94	97	100

Unité		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																	
MW implantés	PV grandes toitures	11,7	11,7	11,7													
MW implantés	PV petites toitures	5,9	5,9	5,9													
ETP locaux créés	PV grandes toitures	62	63	65	41	41	41	41	41	40	38	36	34	32	30	27	25
ETP locaux créés	PV petites toitures	41	42	43	23	23	23	23	23	23	21	20	19	18	17	15	14
ETP locaux créés	Total	102	105	108	65	64	64	64	63	63	60	56	53	49	46	43	40

5.2.4 Hydraulique

Unité	2018	2019	2020	2 021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																	
MW implantés	0,6																
ETP locaux créés	17,31	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15

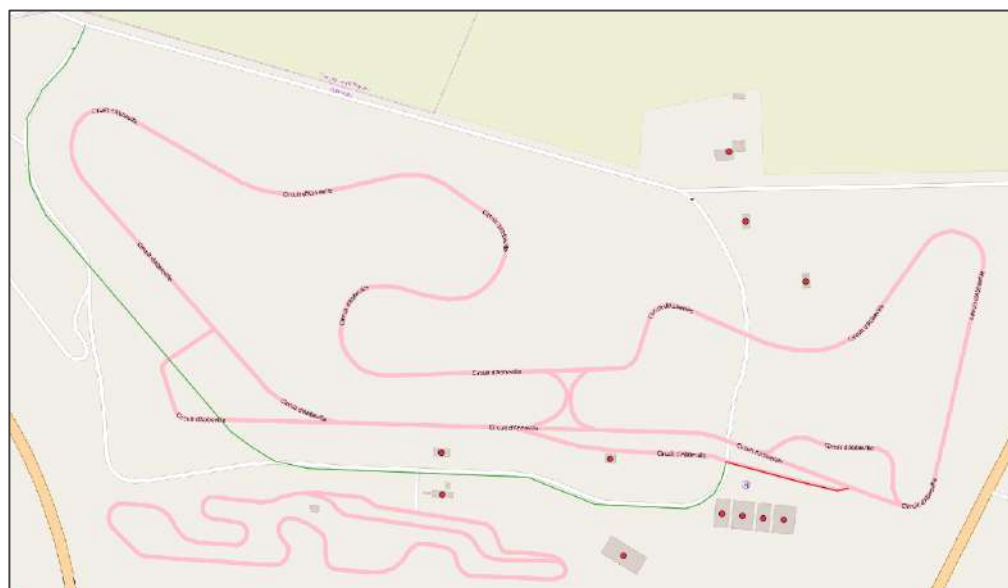
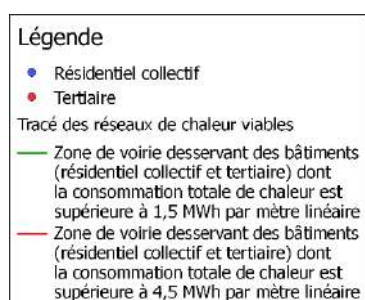
Unité	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
Résultats : emploi local, en équivalent temps-plein (ETP)																
MW implantés																
ETP locaux créés	0,15	0,15	0,15	0,15	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

5.3 Tracé des potentiels des réseaux de chaleurs

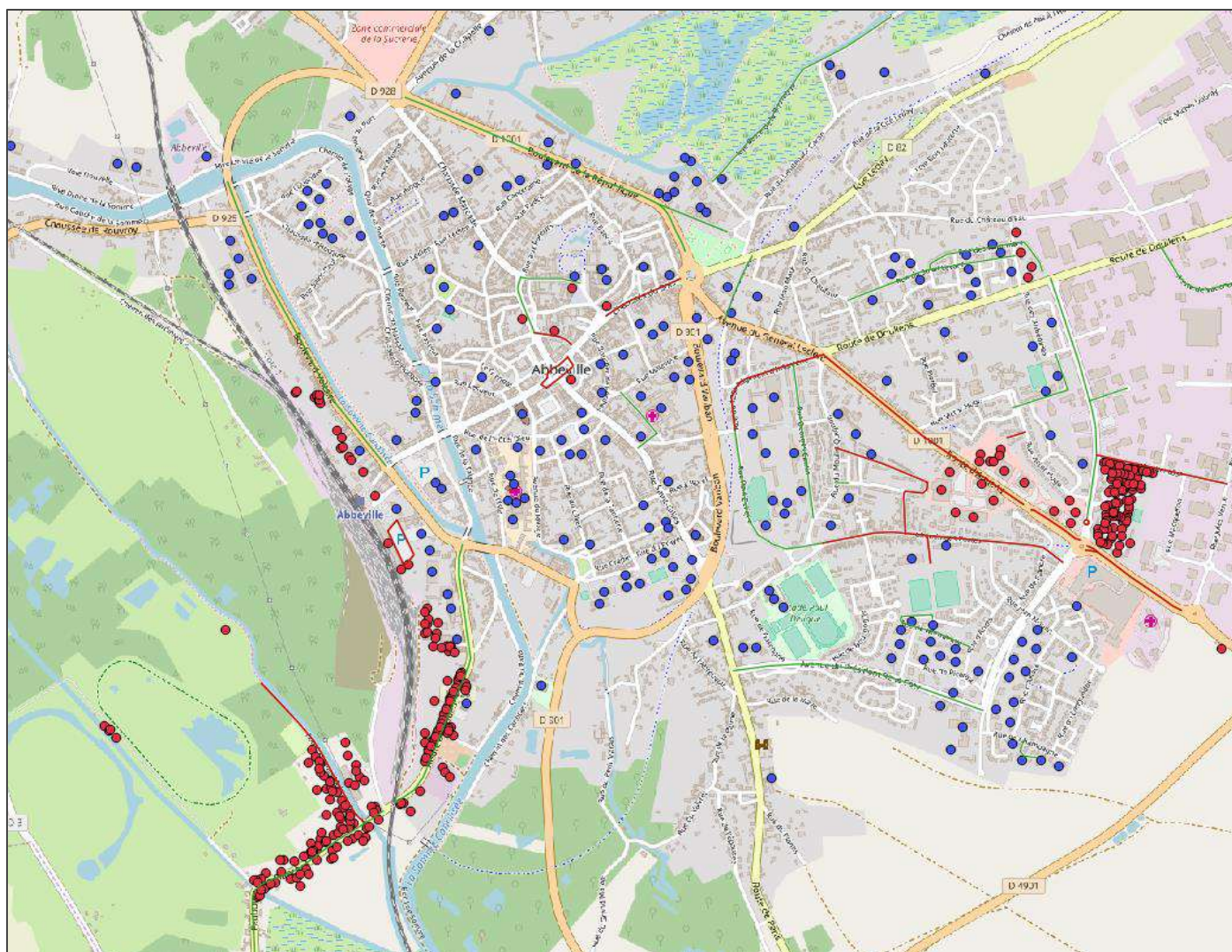
À l'échelle du territoire, l'Observatoire des réseaux a cartographié les zones de voirie pour lesquelles la consommation de chaleur serait supérieure à 1,5 MWh par mètre (critère technique d'éligibilité au Fonds Chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre (rentabilité importante).

L'intégralité des cartographies associées aux communes listées en partie 3.14 sont présentées ci-après.

5.3.1 Abbeville



Circuit d'Abbeville



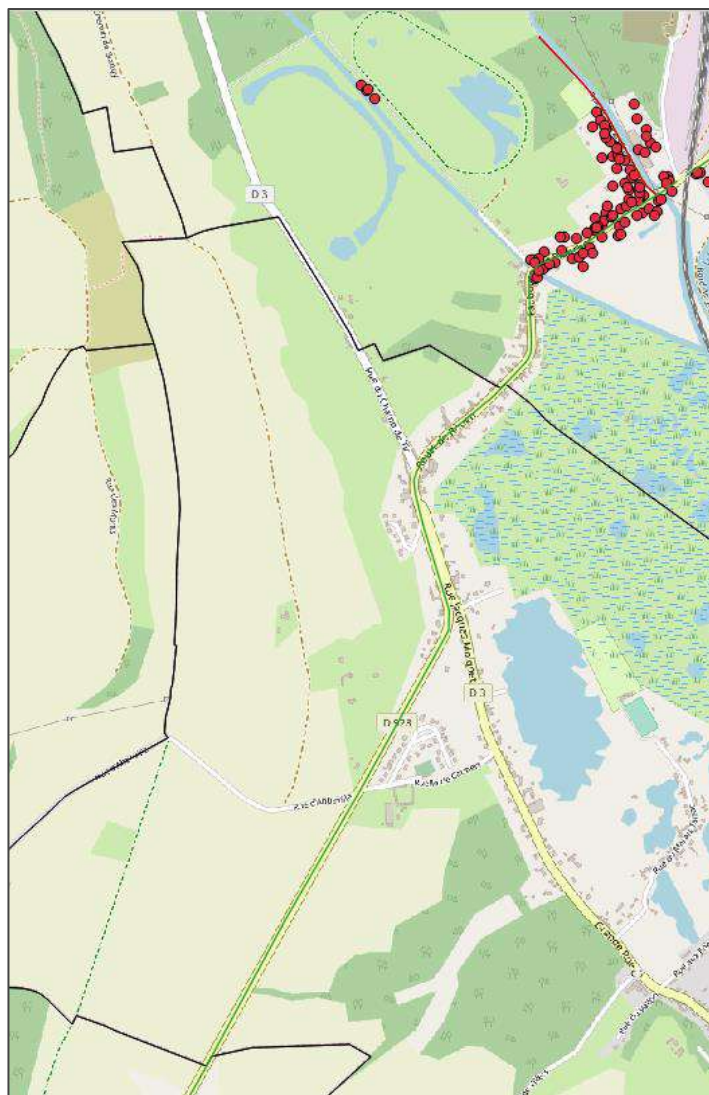
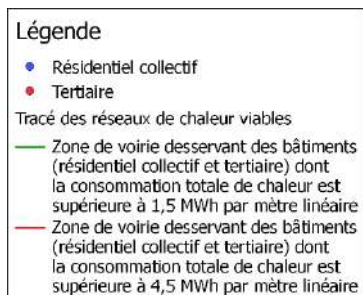
Centre-ville d'Abbeville

Légende

- Résidentiel collectif
- Tertiaire

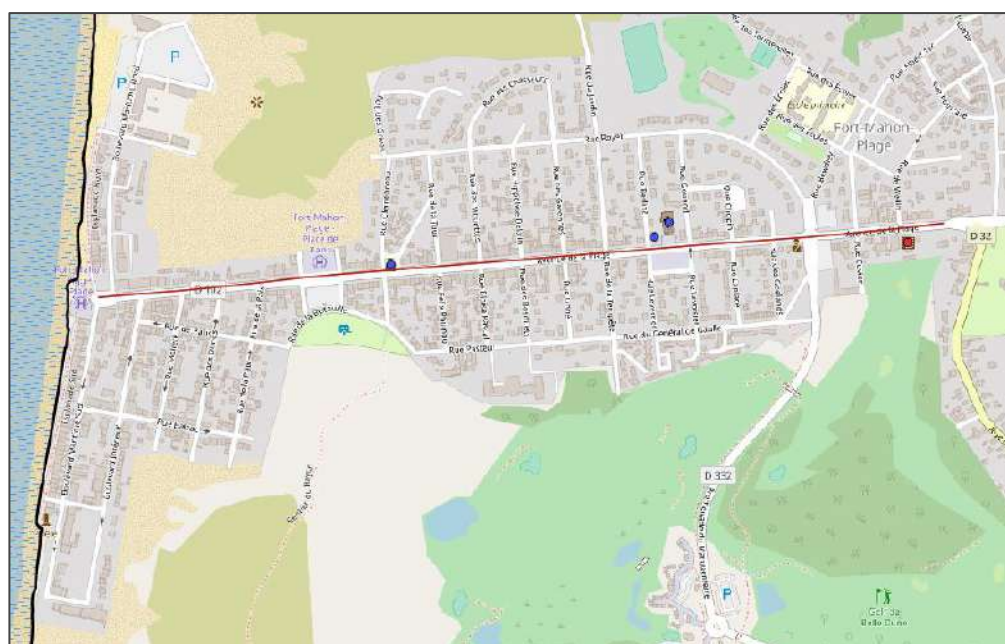
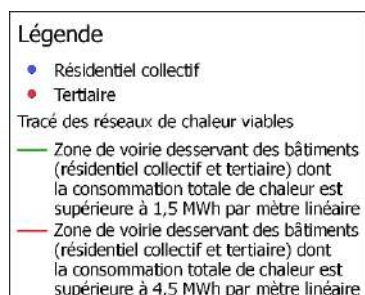
Tracé des réseaux de chaleur viables

- Zone de voirie desservant des bâtiments (résidentiel collectif et tertiaire) dont la consommation totale de chaleur est supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire
- Zone de voirie desservant des bâtiments (résidentiel collectif et tertiaire) dont la consommation totale de chaleur est supérieure à 4,5 MWh par mètre linéaire

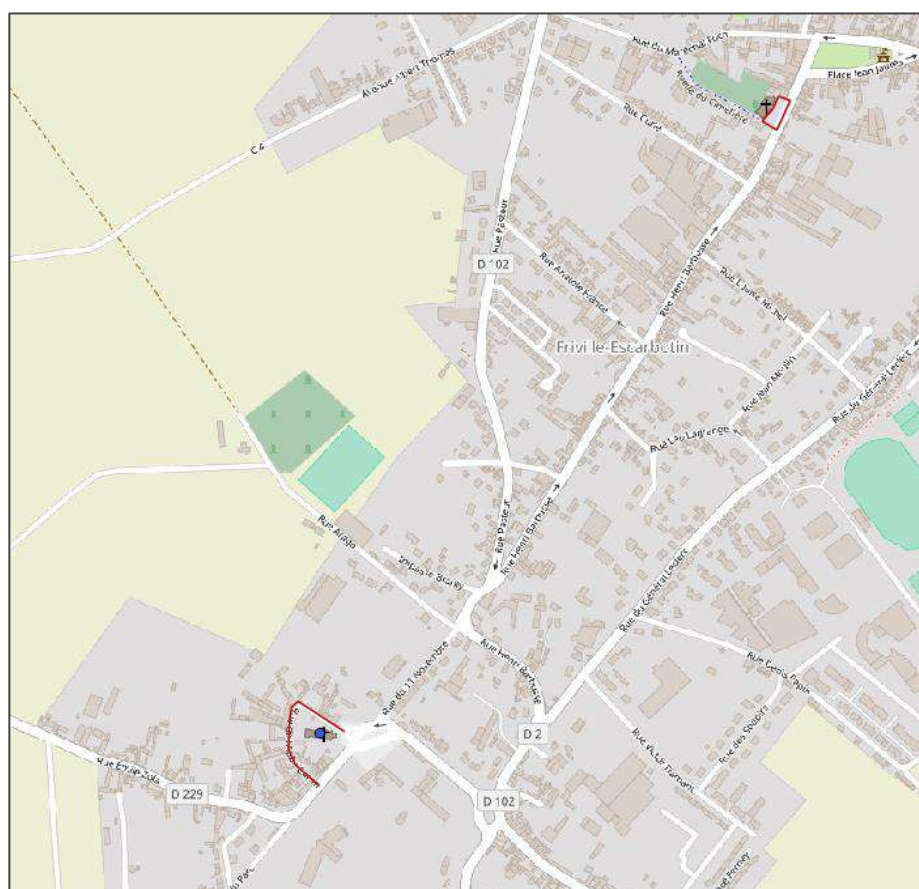
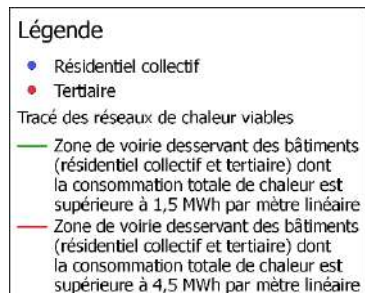


Portion de potentiel partant d'Abbeville, traversant Mareuil-Caubert et Huchenneville

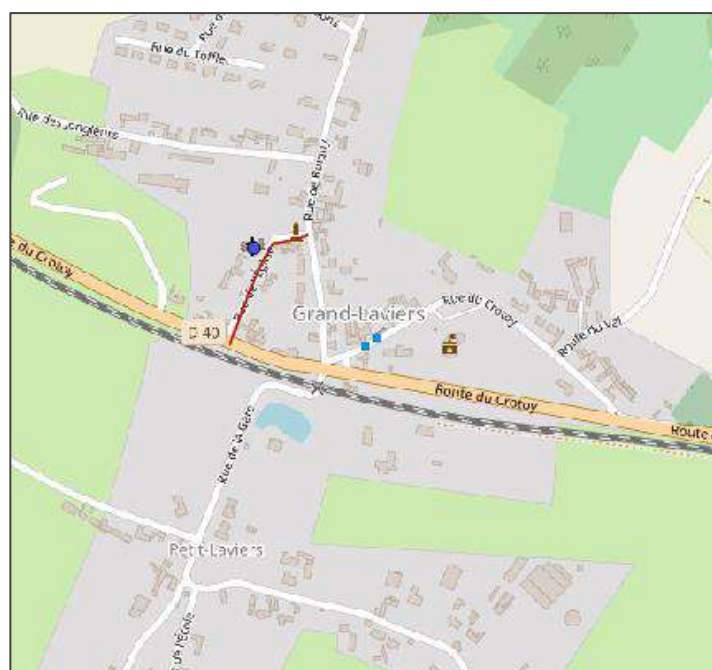
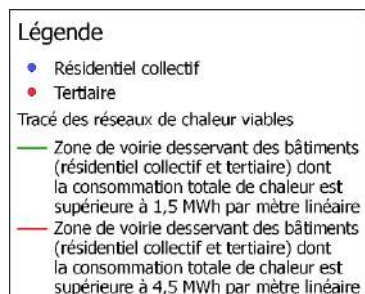
5.3.6 Fort-Mahon-Plage



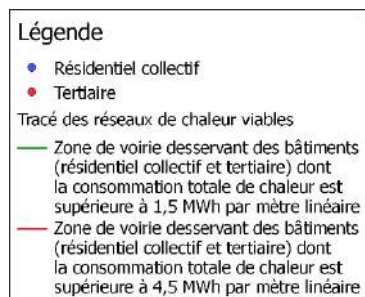
5.3.7 Friville-Escarbotin



5.3.8 Grand-Laviers



5.3.9 Miannay



5.4 Tableaux

Tableau 1 : Hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie	12
Tableau 2 : hypothèses d'évolution de la Taxe Carbone	13
Tableau 3 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2010 pour les deux scénarios (tendanciel et « maximum ») et objectifs réglementaires (SRADDET)	19
Tableau 4 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergies et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages thermiques	23
Tableau 5 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergie et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages électriques	24
Tableau 6 : Évolution des parts modales (en % voyageur-kilomètre) entre 2010 et 2050 en fonction de la nature du territoire et du mode de transport	26
Tableau 7 : Évolution du mix énergétique entre 2010 et 2050 en fonction du mode de transport	26
Tableau 8 : Évolution de la performance moyenne des modes de transport entre 2010 et 2050	27
Tableau 9 : Évolution du mix énergétique des transports de marchandise routiers et ferroviaires par énergie en % des Gtonnes.km transportés	29
Tableau 10 : Variation des flux de transport de marchandise en milliards de tonnes.km/an entre 2010 et 2050 par mode de transport	29
Tableau 11 : Évolution de la consommation par énergie en TWh suivant le scénario « maximum »	30
Tableau 12 : Ordres de grandeur des effectifs des animaux d'élevage sur le territoire de BS3V (en têtes)	36
Tableau 13 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage.	37
Tableau 14 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2016)	38
Tableau 15 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture.	39
Tableau 16 : Production de matières méthanisables à partir de CIVE.	40
Tableau 17 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030	42
Tableau 18 : Bilan du potentiel de gaz renouvelable	44
Tableau 18 : Puissance "brute" disponible par type pour le photovoltaïque.	59
Tableau 19 : Liste de projets possibles sur friches	61
Tableau 21 : Bilan du potentiel d'électricité renouvelable	64
Tableau 22 : Description des établissements concernés par des potentiels de valorisation de chaleur fatale	76
Tableau 23 : Liste des communes concernés par le potentiel de réseaux de chaleur (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)	84
Tableau 24 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable	85
Tableau 25 : Productible de Power-to-gas à partir du CO ₂ issu de la méthanisation.	88

5.5 Illustrations du rapport

Figure 1 : Objectifs de développement des EnR en 2030 pour la région Hauts-de-France (SRADDET, 4 juin 2018).....	8
Figure 2 : Objectifs de réduction des consommations fixés par le SRADDET de la région des Hauts-de-France aux horizons 2030 et 2050	9
Figure 3 : Évolution de la facture énergétique (en M€) entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel ».....	13
Figure 4 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel	14
Figure 5 : Évolution des consommations par énergie entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel », en GWh.....	15
Figure 6 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » de BS3V	17
Figure 7 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2010 et 2050	18
Figure 8 : Prévision d'évolution de la facture énergétique du territoire à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum.....	32
Figure 9 : Prévision d'évolution de la facture énergétique des ménages à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum.....	33
Figure 10 : Distance de collecte de substrats méthanisables. Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015.....	36
Figure 11 : Principaux élevages porcins et volailles sur le territoire de BS3V (Source : répertoire des ICPE).....	37
Figure 12 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016)	38
Figure 13 : Les principales industries agroalimentaires du territoire	41
Figure 14 : Stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal)	41
Figure 15 : Possibilités de raccordement en injection	42
Figure 16 : Potentiel d'injection de biogaz sur le réseau de distribution de gaz du territoire.....	43
Figure 17 : Carte des porteurs de projets potentiels et des réflexions en cours pour la réalisation d'une unité de méthanisation	44
Figure 18 : Zones favorables à l'éolien sous conditions (Source : Schéma Régional Éolien de l'ex-région Picardie).....	47
Figure 19 : Zones favorables à l'éolien sous conditions situées à moins de 500 m d'une habitation (Source : Schéma Régional Éolien de l'ex-région Picardie et BD TOPO de l'IGN)	47
Figure 20 : Carte des enjeux du parc naturel régional Baie de Somme Picardie maritime pour l'éolien	48
Figure 21 : Position du projet de parc éolien offshore du Trépot (source : site dédié au projet https://dieppe-le-treport.eoliennes-mer.fr/)	50
Figure 22 : Principe d'avion de l'énergie houlomotrice.	51
Figure 23 : Situation géographique du potentiel houlomoteur français (Source : EDF R&D et le CEREMA).....	51
Figure 24 : Zones propices pour l'implantation d'hydroliennes et territoire de Baie de Somme 3 vallées.	52
Figure 25 : Vue aérienne du barrage de Long (Source : Géoportail).....	54

Figure 26 : Vue aérienne de l'écluse d'Abbeville (Source : Géoportail).....	54
Figure 27 : Vue aérienne de l'écluse et du barrage de Pont-Rémy (Source : Géoportail)	54
Figure 28 : Inventaire des sites hydroélectriques en activité ou à l'arrêt.	55
Figure 29 : Périmètre de protection des monuments historiques (en vert), sur le territoire de Baie de Somme 3 Vallées.	57
Figure 30 : Orientation possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est)	57
Figure 31 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul).	58
Figure 32 : Exemple du cadastre solaire sur Feuquières-en-Vimeu	58
Figure 33 : Répartition de la puissance installable par communautés de communes et par type.	59
Figure 34 : Répartition de la puissance installable par communautés de communes et par gamme de puissance	60
Figure 35 : Zones autour de la friche industrielle Porcher (Source : Bing Aerial)	61
Figure 36 : Friche industrielle Abelia Decors à Abbeville (Source : Bing Aerial s)	61
Figure 37 : Ancien lavoir à légumes à Nouvion (Source : Bing Aerial).....	62
Figure 38 : Friche de la Briqueterie Flet à Bourseville (Source : Bing Aerial)	62
Figure 39 : Ancienne centrale EDF à Abbeville (Source : Bing Aerial)	62
Figure 40 : Friche FTH à Cayeux-sur-Mer (Source : Bing Aerial).....	63
Figure 41 : Friche SNCF à Noyelles-sur-Mer (Source : Bing Aerial)	63
Figure 42 : Surfaces forestières sur le territoire de Baie de Somme 3 Vallées (Source : OCS2009)	66
Figure 43 : linéaire de haies de Baie de Somme 3 Vallées).....	67
Figure 44 : Chiffres-clés du bois-énergie sur le territoire.....	68
Figure 45 : Carte des plateformes de bois déchiqueté autour du BS3V (Source : Nord Picardie Bois et ADEME).....	70
Figure 46 : Capteur plan vitré.....	71
Figure 47 : Capteur tubulaire	72
Figure 48 : Cartographie des cibles possibles pour des projets de solaire thermique.....	73
Figure 49 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017)	74
Figure 50 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire	75
Figure 51 : Entreprise FAVI (Bing Satellite).....	76
Figure 52 : Entreprise AUER au sud et DECAYEUX au nord (Bing Satellite).....	77
Figure 53 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.	78
Figure 54 : Carte du potentiel du meilleure aquifère (Source : géothermie-perspectives)	79
Figure 55 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013)	80
Figure 56 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013)	81
Figure 57 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur la commune d'Abbeville (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)	83
Figure 58 : Filières de production d'hydrogène et de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050.....	86
Figure 59 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys.....	87

Figure 60 : Sources de CO ₂ et puissance électrique d'électrolyse qui peut y être associée, source E&E consultant pour l'ADEME (Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire).....	88
Figure 61 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE.....	89
Figure 62 : Carte des réseaux de transport de gaz B et H dans la zone concernée par le plan de conversion (source : GRTgaz)	90
Figure 63 : Secteurs de conversion et zones pilotes (source : GRTgaz)	91
Figure 64 : Séquencement des zones à convertir (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE).....	92
Figure 65 : Dates de conversion des secteurs dans les scénarios de référence et accéléré (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE).....	92
Figure 66 : Répartition du potentiel de gaz injectable par département et filière en 2050 (Solagro, « Mix de gaz 100% Renouvelable en 2050 ? », ADEME	93
Figure 67 : Bilan annuel offre demande des 4 scénarios étudiés pour 2050 dans le cadre de l'étude « Mix de gaz 100% Renouvelable en 2050 ? »	94