



**Mission d'étude, de planification et
programmation énergétique territoriale**
sur le territoire de la communauté de communes des
Villes-Sœurs

Phase 2 : « Perspectives énergétiques du territoire »

05 Mars 2019



FEDERATION
DEPARTEMENTALE
D'ENERGIE
de la
SOMME



territoire
d'énergie
SOMME



**PHASE 2 : « PERSPECTIVES ENERGETIQUES
DU TERRITOIRE DE LA COMMUNAUTE DE
COMMUNES DES VILLES-SŒURS »**

Objet :

Livrable Phase 2 : Rapport sur les perspectives
énergétiques du territoire de la communauté de
communes des Villes-Sœurs

Destinataires :

Fédération départementale d'énergie de la
Somme

Syndicat Départemental d'Energie de la Seine-
Maritime

Communauté de Communes des Villes-Sœurs

Rédacteurs :

Théo Forté, AEC

Maël Moreau, Energies Demain

Relecteurs :

Florian Coupé, AEC

Emilie Essono, Energies Demain

Date :

07/03/2019

Version : 1

Sommaire

Sommaire.....	4
1. Introduction	6
1.1 Présentation du Pole d'Equilibre Territorial et Rural du Cœur des Hauts-de-France	6
1.2 L'étude de planification énergétique	7
1.3 Le SRCAE de l'ex-région Picardie et le futur SRADDET de la région Hauts-de-France.....	8
1.4 Le futur SRADDET de la région Hauts-de-France : Hauts-de-France 2040	10
1.5 Troisième révolution industrielle en région Hauts-de-France	13
2. Scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire : 2020, 2030, 2050	14
2.1 Contexte régional	14
2.2 Scénario « Tendanciel »	16
2.3 Scénario « Maximum »	20
2.4 Analyse et comparaison au SRADDET	23
2.5 Analyse par secteur	24
2.6 Facture énergétique	36
3. Potentiel de développement des EnR&R.....	38
3.1 Méthodologie générale.....	38
3.2 Gaz renouvelable de la méthanisation.....	39
3.3 Électricité éolienne terrestre.....	50
3.4 Électricité hydroélectrique	54
3.5 Électricité photovoltaïque	57
3.6 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable	62
3.7 Bois-énergie.....	63
3.8 Solaire thermique	68
3.9 Récupération de chaleur fatale	71
3.10 Géothermie	75
3.11 Réseau de chaleur	80
3.12 Bilan de chaleur renouvelable	82
3.13 Power to gas.....	83
3.14 Conversion du gaz B en gaz H.....	87
4. Conclusion.....	91
5. Annexes.....	92
5.1 Liste des communes avec un potentiel excédentaire concernant la géothermie très basse énergie par doublets sur aquifère superficiel	92
5.2 Estimation du nombre d'emploi temps-plein (ETP) créés – résultats de l'outil TETE	92
5.3 Tracé des potentiels des réseaux de chaleurs.....	95

5.4	Tableaux	99
5.5	Illustrations du rapport	100

1. Introduction

1.1 Présentation du Pole d'Equilibre Territorial et Rural du Cœur des Hauts-de-France

Situé à l'ouest de la Somme, la communauté de communes des Villes-Sœurs est située sur deux Régions, la Normandie et les Hauts-de-France et deux départements, la Seine-Maritime et la Somme. Elle regroupe 28 communes rassemblant environ 39 000 habitants (données INSEE 2013) sur une superficie de 214 km².

Aujourd'hui, la communauté de communes des Villes Sœurs 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 (EPE), accompagnant une démarche volontariste engagée par le territoire. De plus, un Plan Climat-Air-Énergie (PCAET) est en cours d'élaboration.

En partenariat étroit avec la Fédération Départementale d'Énergie de la Somme (FDE80) qui accompagne la stratégie énergétique du territoire et qui porte la maîtrise d'ouvrage de cette EPE, et le Syndicat Départemental d'Énergie de Seine-Maritime (SDE 76), les objectifs 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 et autosuffisant, qui favorise 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, aligné avec une baisse de 60 % des consommations énergétiques de la Région des Hauts-de-France.

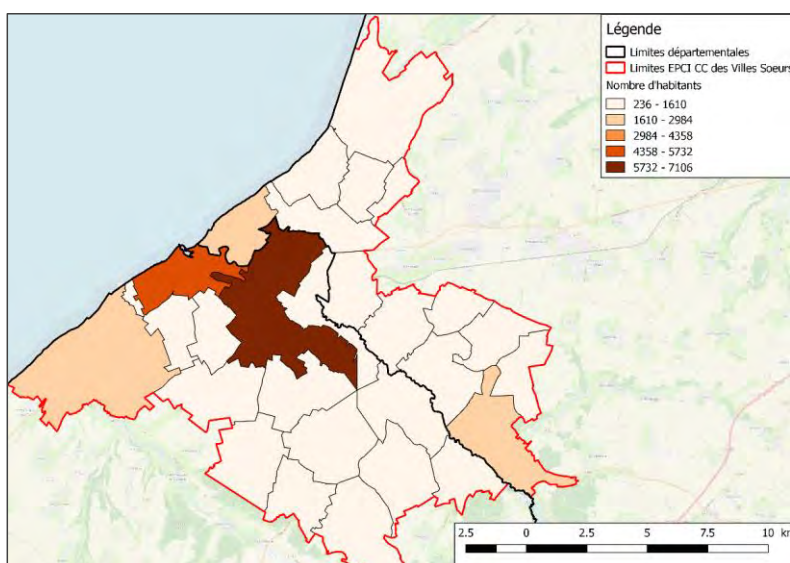


Figure 1 : Limites territoriales du périmètre de l'EPE et population par commune

1.3 Les anciens SRCAE des régions Picardes et Normandie

1.3.1 L'ancien SRCAE de l'ex-région Picardie

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 Renovation 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.

1.3.2 L'ancien SRCAE de la Région Normandie

Le SRCAE présente la situation et les objectifs du territoire haut-normand dans les domaines du climat, de l'air et de l'énergie ainsi que leurs perspectives d'évolution aux horizons 2020 et 2050. Il est l'aboutissement d'une démarche concertée avec les acteurs du territoire à travers trois sessions d'ateliers sectoriels (bâtiment, industrie et entreprise, énergies renouvelables, transport et mobilité, agriculture et forêt). Il a été approuvé par l'arrêté du Préfet de Région du 21 Mars 2013 et la délibération du Conseil régional du 18 Mars 2013.

Il fixe des priorités dans 5 domaines :

- **Bâtiments**

La Normandie a pour objectif de réduire la consommation énergétique des bâtiments par la rénovation suivant des standards élevés de performance énergétique, le développement des EnR que le solaire thermique, les pompes à chaleur, la biomasse individuelle et le photovoltaïque intégré et la stabilisation des consommations énergétiques de bois énergie en système individuel.

- **Transports**

La Normandie favorise une mobilité durable par ses politiques d'aménagement, elle contribue à l'amélioration de la performance énergétique des modes de transport.

- **Agriculture**

La Normandie diminue l'usage des intrants dans les exploitants et la consommation énergétique des exploitations agricoles. Elle promouvait une agriculture de proximité, durable et encourage des comportements d'achats plus responsables.

- **Industrie**

La Normandie développe les mesures d'efficacité énergétique dans les entreprises et favorise des actions de réduction des émissions de polluants.

- **Énergies renouvelables**

La Normandie structure et développe les filières innovantes de production d'énergies locales et renouvelables.

1.4.1 Le futur SRADET de la Région Normandie



Les objectifs sont en cours de discussion, mais une première version de ceux-ci a été publiée début 2019. L'objectif pour le développement des énergies renouvelables est celui-ci :

« Pour satisfaire aux objectifs nationaux, la part des énergies renouvelables dans la consommation doit atteindre 32% en 2030. »

Il se décline de la manière suivante :

- **Bois Energie :**
 - Particuliers : Atteindre une production de **5 100 GWh/an**
 - Collectif et industrie : Atteindre une production de **5 500 GWh/an**
 - **Solaire Thermique :** Atteindre une production de **100 GWh/an**
 - **Biogaz (chaleur et injection) :** Atteindre une production de **1 700 Gwh/an**
 - **Chaleur fatale et déchets (chaleur) :** Atteindre une production de **1 000 GWh/an**
-
- **Eolien :** Atteindre une production à **3 500 GWh/an**
 - **Méthanisation (production d'électricité) :** Atteindre une production de **1 700 GWh/an**
 - **Hydraulique :** Atteindre une production de **126 GWh/an**
 - **Solaire photovoltaïque :** Atteindre une production de **600 GWh/an**
 - **Cogénération :**
 - **Bois :** Atteindre une production de **700 Gwh/an**
 - **Chaleur fatale et déchets :** Atteindre une production de **400 Gwh/an**

- **Eolien marin** : Atteindre une production de **4 500 GWh/an**
- **Hydrolien** : Atteindre une production de **1 400 GWh/an**

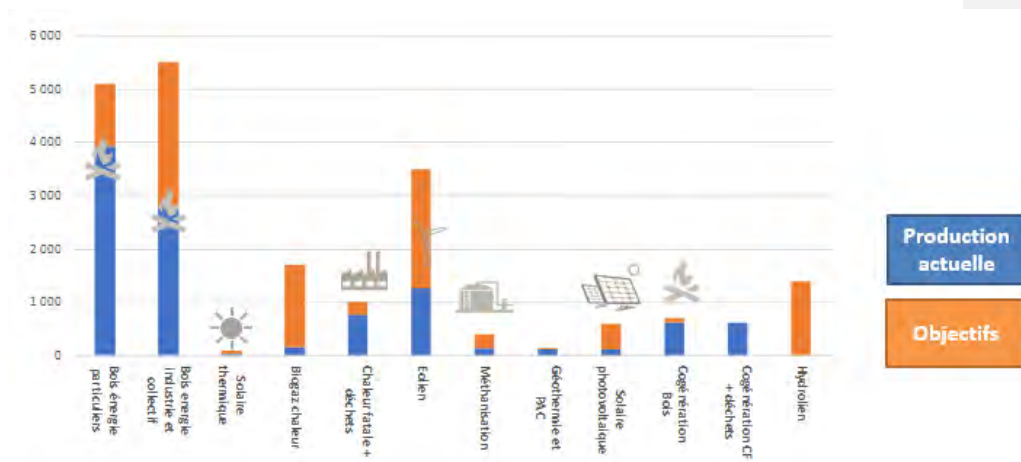


Figure 4 : Objectifs provisoires de développement des EnR en 2030 pour la Région Normandie (SRADDET, début 2019)

1.4.2 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**



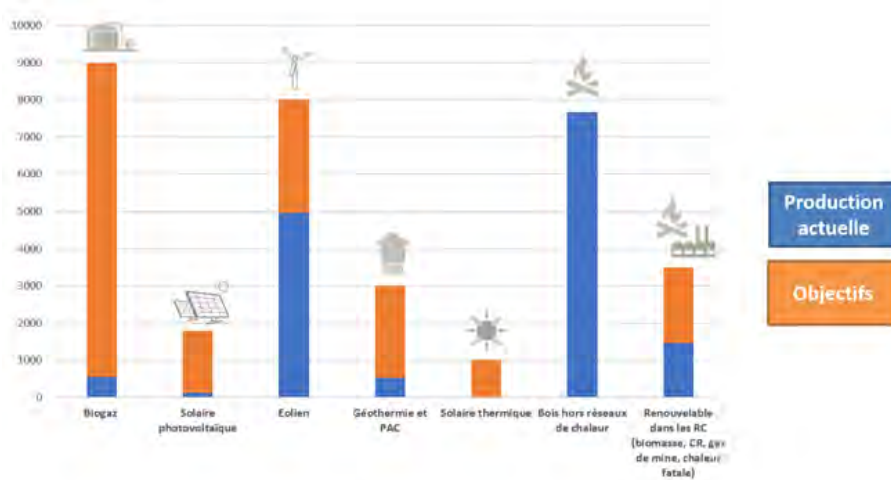


Figure 5 : Objectifs de développement des EnR en 2030 pour la région Hauts-de-France (SRADET, 4 juin 2018)

1.5 Troisième révolution industrielle en région Hauts-de-France



La région Hauts-de-France s'est dotée 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 CCVS 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). Le SRADDET de Normandie étant encore en cours d'élaboration et ne disposant pas encore d'objectifs chiffrés de réduction des consommations pour cette région, l'étude se base sur les objectifs quantitatifs de réduction des consommations par secteur fixés par le SRADDET des Hauts-de-France, qui sont rappelés en Figure 3.

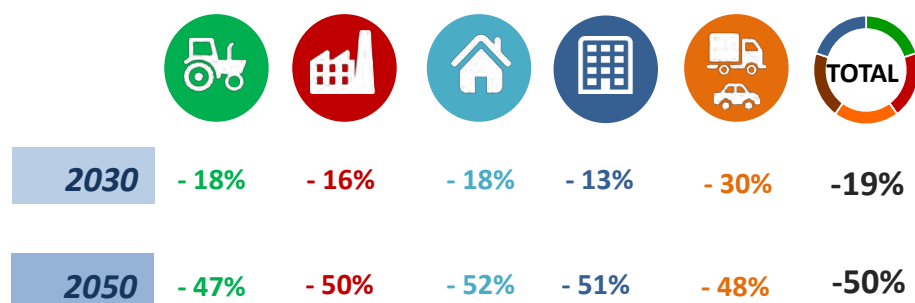


Figure 6 : Objectifs de réduction des consommations fixés par le SRADDET de la région des Hauts-de-France aux horizons 2030 et 2050¹

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

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

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.

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>
 Industrie	Consommations réelles jusque 2016 (Gaz, Elec) Aucune évolution ensuite	<i>GRT, GRDF, ENEDIS</i>

Mix énergétique

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 SRADET (actuellement en cours de validation) en reprend le contenu.

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'agro-carburant de 6% à 10%, ou l'augmentation du solaire thermique dans les constructions neuves.

Évolution de la population



L'évolution de la population prise en compte dans l'outil Prosper 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. Selon ces projections sur le territoire de la CCVS, la population passe ainsi de 39 560 habitants en 2010 à 33 870 en 2050 soit une **diminution de 14%**. Ce chiffre est inférieur aux prévisions du SCOT sur le territoire qui fixe une augmentation de la population de 6% à l'horizon 2030. Cette différence de population influe sur plusieurs secteurs :

- Sur le secteur résidentiel : la population supplémentaire nécessite de construire de nouveaux logements. Toutefois ses logements étant neufs et donc très performant l'augmentation des consommations pour ce secteur est négligeable et n'a donc pas été considérée
- Sur le Tertiaire, les hypothèses de scénarisation prévoient une augmentation des surfaces de tertiaire pour répondre aux besoins des habitants supplémentaires. Toutefois comme pour le résidentiel, les surfaces créées correspondent à des bâtiments très performant. Le gain sur le secteur est donc négligeable.
- Sur la Mobilité, les habitants supplémentaires engendrent une hausse du nombre de déplacements et donc des consommations. Cette augmentation a été calculée dans le chapitre correspondant mais son influence sur le bilan énergétique globale est limitée (+ 8 GWh, le gain total passant de -56% à -53%), les grands enjeux du territoire ne sont cependant pas bouleversés par ce facteur.

En conséquence, afin de garder une cohérence sur l'ensemble du territoire de la Somme et éviter une surestimation globale de la population, l'outil Prosper et les principaux chiffres de ce rapport seront basés sur l'hypothèse des -14%. Le chapitre Mobilité fera en revanche l'objet d'un calcul supplémentaire afin de prendre l'évolution de la population prévue dans le SCOT.

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
---------	-------	------	------	------	------	------	--------

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.

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

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 91 M€ à l'année de référence à plus de 195 M€ en 40 ans, soit une hausse de 114 %.

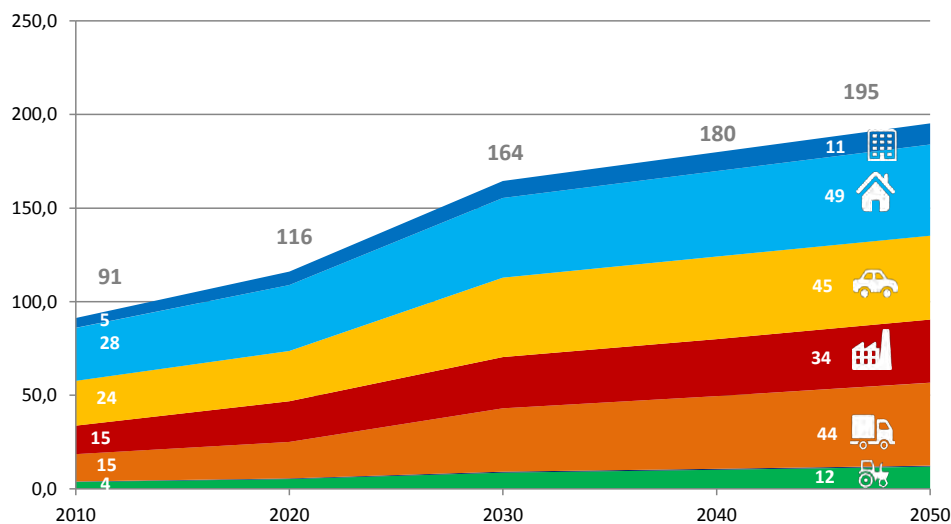


Figure 7 : Évolution de la facture énergétique (en M€) entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel »

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 1688 GWh à l'année de l'état des lieux à 1509 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, l'industrie connaît une très légère hausse de consommation entre 2010 et 2020, puis voit sa consommation stagner, bien qu'il s'agisse d'un secteur à enjeu dans le bilan des consommations énergétiques du territoire. L'horizon 2030, échéance intermédiaire, enregistre tendanciellement une consommation de 1584 GWh, correspondant à une baisse de 6 % par rapport à 2010, cette baisse étant essentiellement due à la mobilité.

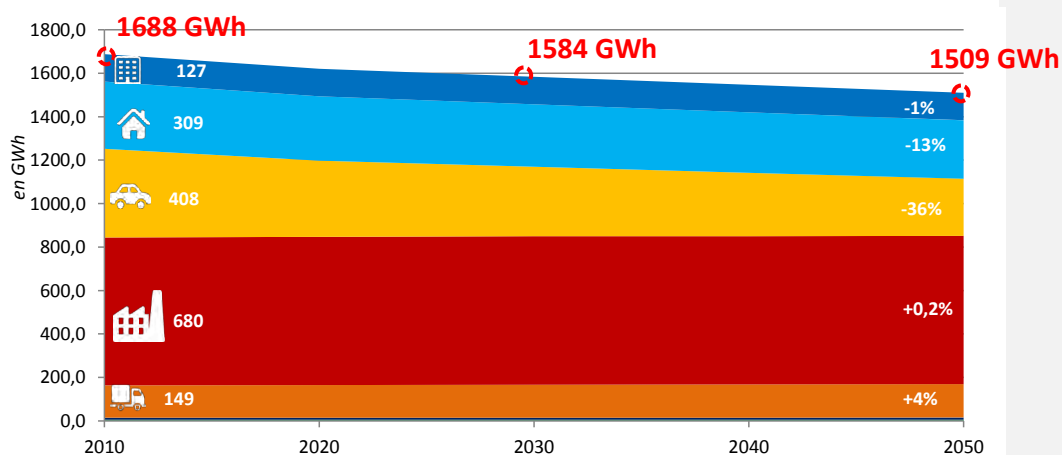


Figure 8 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel

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 12 500 maisons individuelles, 2 100 appartements et 1 700 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 199 000 m ² de tertiaire public et 275 000 m ² de tertiaire privé.	Diagnostic EPE, Simulation Prosper
 Fret	Adaptation du scénario Négawatt ⁵ : évolution des flux, efficacité et motorisation alternative.	Diagnostic EPE, Scénario Négawatt
 Agriculture	Adaptation du scénario Afterres 2050 (scénario de transition agricole et alimentaire élaboré par Solagro) ⁶ sans évolution du mix énergétique.	Observatoire HdF, 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

⁵ Negawatt est une association œuvrant pour la transition énergétique. www.negawatt.org

⁶ Solagro est une entreprise associative œuvrant pour la transition énergétique. <https://solagro.org/>

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 la CCVS, on obtient une baisse considérable des besoins énergétiques. La consommation passe de 1688 GWh, tel qu'il a été établi dans l'état des lieux initial, à 1264 GWh en 2050, soit une baisse de 56 %. 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, sauf pour l'agriculture et l'industrie. 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.

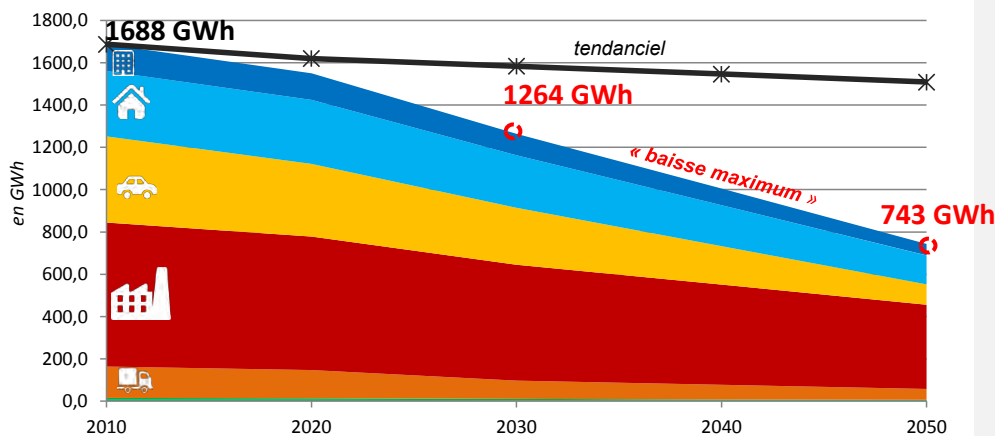


Figure 9 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » de la CCVS

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 41% pour les bâtiments et 36 % pour l'industrie sont envisagées par rapport à l'année de référence (2010), en parallèle d'une multiplication par 9 des consommations liées à l'usage de véhicules électriques.

Concernant les énergies alternatives, le scénario prend en compte une évolution suivant la tendance actuelle et les projets identifiés. Pour le résidentiel une légère augmentation de solaire thermique dans les logements neufs a été prise en compte, avec un passage estimé de 0,1 GWh en 2010 à 1,1 GWh en 2050. Concernant le bois énergie les travaux de rénovation sur les logements utilisant cette énergie permettent d'économiser 42,8 GWh/an en 2050 par rapport à 2010, ce qui correspond à 2,4 fois la consommation des logements au fioul en cette même année. Il serait donc possible de remplacer tous les logements chauffés au fioul par des logements chauffés au bois sans puiser davantage dans la ressource locale.

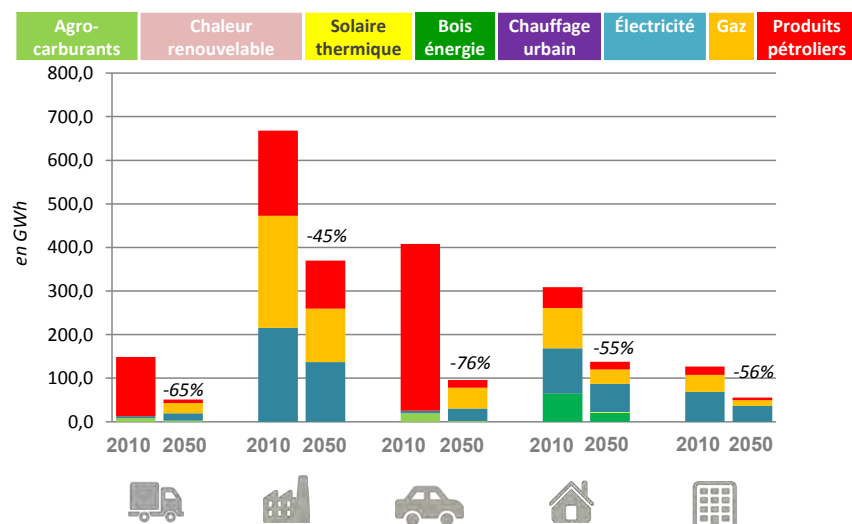


Figure 10 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2010 et 2050

2.4 Analyse et comparaison au SRADET

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 SRADET de la région des Hauts-de-France, 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 SRADET. Dans les transports en particulier, le scénario dépasse de 25 % l'objectif régional en 2050. Dans le tertiaire, il les dépasse de 7 %. Dans l'agriculture et l'industrie en revanche, les économies d'énergie simulées dans le scénario « maximum » ne suffisent pas à répondre aux objectifs de -47 % et 50% établis 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.

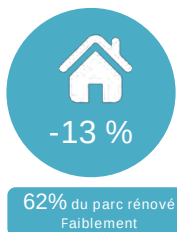
Tableau 3 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2010 pour les deux scénarios (tendanciel et « maximum ») et objectifs réglementaires (SRADET)

Secteur	Situation en 2030			Situation en 2050		
	SRADET	Tendanciel	Scénario « maximum »	SRADET	Tendanciel	Scénario « maximum »
Agriculture	-18%	0%	-15%	-47%	0%	-30%
Industrie	-16%	0%	-19%	-50%	0%	-41%
Résidentiel	-18%	-7%	-19%	-52%	-13%	-56%
Tertiaire	-13%	0%	-20%	-51%	-1%	-58%
Transports	-30%	-15%	-36%	-48%	-25%	-73%
Total	-19%	-6%	-25%	-50%	-11%	-56%

2.5 Analyse par secteur

2.5.1 Le résidentiel

- **Scénario « Tendanciel »**

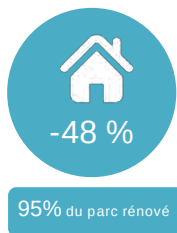


La caractérisation de la population du territoire de la CCVS permet ainsi d'estimer l'évolution du parc de bâtiments résidentiels à horizon 2050. La baisse de la démographie se traduit d'une part par la construction d'un nombre négligeable de nouveaux logements. Les bâtiments récemment construits répondent 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 % par an jusqu'en 2050 (soit environ 260 logements). Les rénovations étant de faible performance il en résulte une baisse de 13 % 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	+0% 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 » :**

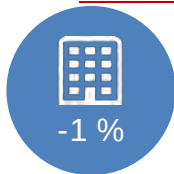


Dans le secteur résidentiel, l'objectif est d'atteindre 95 % de logements rénovés au niveau BBC en 2050. Pour y parvenir, le rythme de rénovation des logements HLM est estimé à 43 logements/an d'ici 2050. Pour les logements collectifs non sociaux, il est estimé à 50 logements/an, et pour les maisons individuelles à 310 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 170 emplois locaux.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux logements	+0% 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	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 » :**

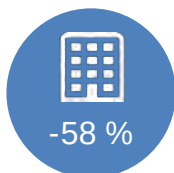


35% du parc
rénové faiblement

L'évolution tendancielle des consommations énergétiques des surfaces tertiaires repose sur le rythme de rénovation de ces dernières. La territorialisation des hypothèses des scénarios régionaux (SRCAE 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 175 000 m² de surfaces tertiaires qui auront connu une action de rénovation en 2050 soit un rythme de 4400 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	+0 % 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 5000m² par an dans le public et 6900m² par an dans le privé qui devront être rénovés soit près de 13 000 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 70 emplois locaux.

2.5.3 L'industrie

- **Scénario « Tendanciel »**



682 GWh_{th}/an

Pour construire le scénario tendanciel d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AME⁷ de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées aux différentes branches industrielles présentes sur la CCVS. Dans l'état des lieux énergétique du territoire, la consommation du secteur s'établissait à 680 GWh, soit 40 % du bilan initial global. On observe une très légère hausse 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 » :**



-7 GWh_{th}/an

Pour construire le scénario maximum d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AMS2⁸ 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

⁷ Le scénario AME (Avec Mesures Existantes) illustre les évolutions tendanciennes des consommations d'énergie.

⁸ 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.

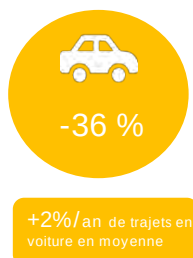
Tableau 5 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergie et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages électriques

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 »



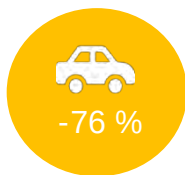
Dans le scénario « tendanciel », l'évolution des parts modales et l'amélioration des performances des véhicules régissent principalement l'évolution de consommations énergétiques jusqu'en 2050. L'ensemble des changements liés à la fois au parc de transport collectif et individuel résulte en une baisse de 36 % en 2050 des consommations énergétiques liées à la mobilité sur le territoire de la CCVS. Pour la majorité des communes, leur 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.

Influence des hypothèses sur la démographie

Il existe une différence importante entre les prévisions démographiques du SCOT (+6%) et celles prises en compte dans l'outil Prosper (-14%). Pour des raisons de cohérence de l'analyse au niveau départemental ce sont les chiffres de l'outil PROSPER qui sont présentés ici. En prenant en compte l'évolution démographique du SCOT le bilan total du secteur serait **21GWh plus élevé** et la diminution totale des consommations de **30% (contre 36%)**, les ordres de grandeurs sont donc comparables. Ces chiffres ont été calculés sur la base des déplacements moyens d'un habitant, il est toutefois utile de rappeler que l'impact transport des habitants supplémentaires est dépendant de la localisation des nouveaux logements et donc de la définition des zones à urbaniser (privilégier les dents creuses et les zones à fort niveau de service).

	Détails des hypothèses
Évolution de la démographie	-14% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Evolution OMPHALE départemental, 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 »



-23% de trajets en voiture en moyenne

Pour l'établissement du scénario « maximum », les hypothèses ont été construites à partir du scénario national 2017-2050 publié par Négawatt⁹. 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 prévoir l'évolution des consommations liée à la mobilité des personnes sur le territoire de la CCVS, 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.

Influence des hypothèses sur la démographie

Il existe une différence importante entre les prévisions démographiques du SCOT (+6%) et celles présent en compte dans l'outil Prosper (-14%). Pour des raisons de cohérence de l'analyse au niveau départemental ce sont les chiffres de l'outil PROSPER qui sont présentés ici. En prenant en compte l'évolution démographique du SCOT le bilan total du secteur serait **8GWh plus élevé** et la diminution totale des consommations de **74% (contre 76%)**, les ordres de grandeurs sont donc comparables. Ces chiffres ont été calculés sur la base des déplacements moyens d'un habitant, il est toutefois utile de rappeler que l'impact transport des habitants supplémentaires est dépendant de la localisation des nouveaux logements et donc de la définition des zones à urbaniser (privilégier les dents creuses et les zones à fort niveau de service).

L'évolution des parts modales à horizon 2050 est fonction de l'appartenance ou non à un pôle urbain¹⁰ d'un territoire (Tableau 6). Sur le territoire de la CCVS, les communes sur l'axe Le Tréport / Beauchamps sont considérées comme appartenant à un grand pôle urbain, les autres communes étant considérées comme rurales (Tableau 9). De manière générale on constate une diminution de la voiture qui atteint respectivement 66% et 86% des distances parcourues en 2050 contre 95% actuellement. Le covoiturage augmente passant de 1,3 à 1,5 voyageurs par véhicule en 2050. Les transports en commun augmentent également mais restent minoritaires. 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 15 % en 40 ans (2010 à 2050).

		Voiture	Modes Doux	TC
Commune >10000 emplois dans un Grand Pôle Urbain	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	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

⁹ Rapport Négawatt : <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050-hypotheses-et-resultats>

¹⁰ 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

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

Tableau 9 : Classement des communes selon leur catégorie d'appartenance à un pôle urbain

Commune >10000 emplois dans un Grand Pôle Urbain	-
Commune <10000 emplois dans un Grand pôle urbain	Beauchamps, Bouvaincourt-sur-Bresle, Mers-les-Bains, Oust-Marest, Eu, Floccques, Incheville, Ponts-et-Marais, Le Tréport
Commune appartenant à un Petit pôle urbain	-
Espace rural	Toutes les autres communes

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 Hauts-de-France. 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 2011-2050¹¹. 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.

¹¹ <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050-hypotheses-et-resultats>

Tableau 10 : 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 11 : Variation des flux de transport de marchandise en millions de tonnes.km/an entre 2010 et 2050 par mode de transport

	2010	2050
Routier	4528	2083
Ferroviaire	676	1664
Fluvial/Maritime	3392	2692
Aérien	50	43

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 représentait moins de 1% du bilan global de la CCVS, soit 6 GWh.

- **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)¹².

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 12 : Évolution de la consommation par énergie en GWh suivant le scénario « maximum »

Vecteur énergétique	2010	2050
Pétrole	69	48
Gaz	0,6	0,4
Électricité	5,3	3,7
Bois-énergies	0	0
Biocarburants	0	0
Total	75	52

¹² [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 la CCVS 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 6 % 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 la CCVS 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 114 % de la facture énergétique du territoire en 2050 par rapport à 2010 : elle passe de 91 millions € à 195 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 59% par rapport au tendanciel en 2050. En cumulé, sur 40 ans, ce sont 1,7 milliards d'euros qui sont économisés grâce au scénario maximum.

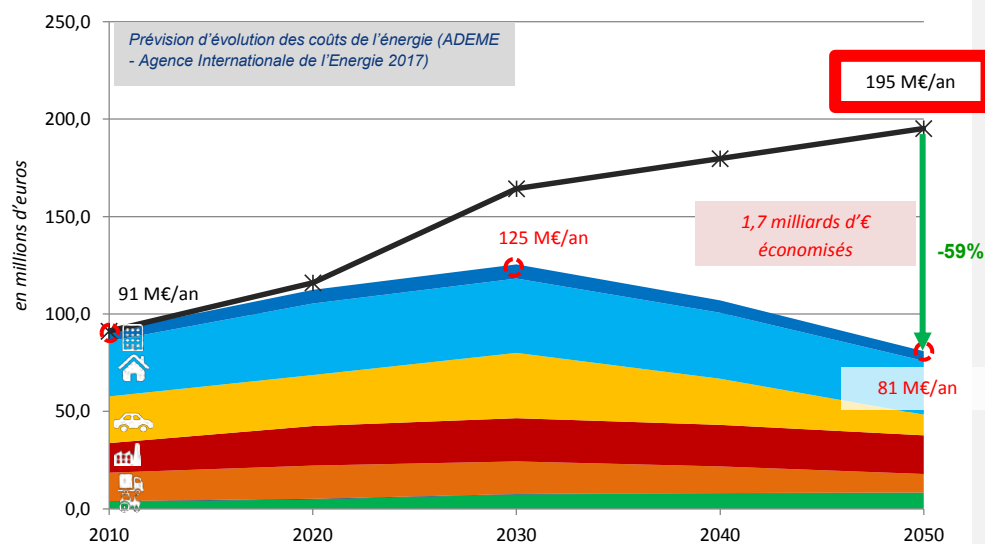


Figure 11 : Prévision d'évolution de la facture énergétique du territoire à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum

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 3970 € en 2010 à environ 8200 € en 2050, soit une hausse de 107%. Selon le scénario maximal en revanche, on parvient à une réduction de la facture énergétique des ménages : 3500 €/an en 2050, soit une baisse de 12% par rapport à 2010.

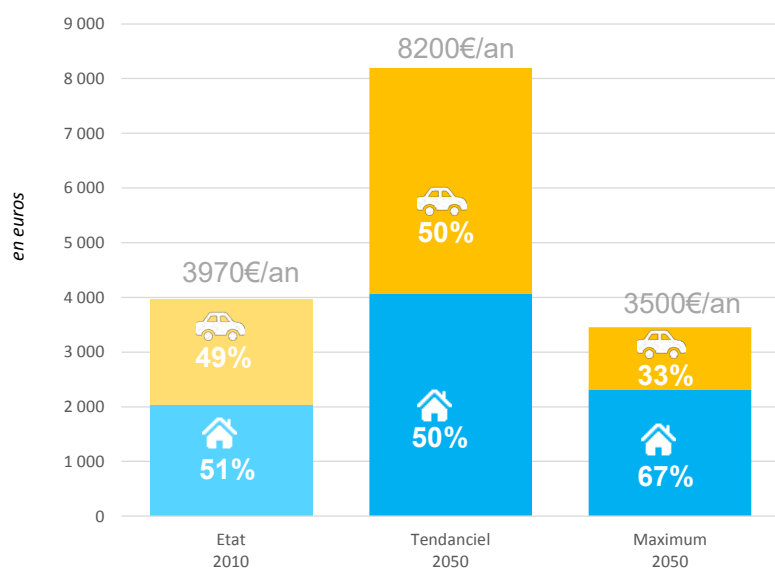


Figure 12 : Prévision dévolution de la facture énergétique des ménages à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum

3. Potentiel de développement des EnR&R

3.1 Méthodologie générale

L'Étude de Planification Énergétique – EPE – de la Communauté de Communes des Villes-Sœurs 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 la CCVS 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 la CCVS, 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.

Rappel des objectifs de développement :

Le gouvernement a donné pour objectif en 2030 de produire 7 % 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 9 000 GWh/an. Cela positionnera le biogaz comme première énergie de la région, devant le bois-énergie (hors réseaux) et l'éolien.

Pour la Région Normandie, la méthanisation est la seconde priorité pour la production de chaleur. La région a pour objectif une production de 1 700 GWh à partir de méthanisation répartie entre injection de biogaz sur le réseau et cogénération de chaleur.

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 13 : 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 la CCVS 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	13 335
Brebis nourrices	37
Total Porcins	1 340
Truies reproductrices de 50 kg ou plus	0
Poulets de chair et coq	28 763

Tableau 13 : Ordres de grandeur des effectifs des animaux d'élevage sur le territoire de la CCVS (en têtes, données de 2010 désagrégées à la maille communale)

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	25 142	4 886
Lisier	2 135	623
TOTAL	27 277	5 509

Tableau 14 : 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).

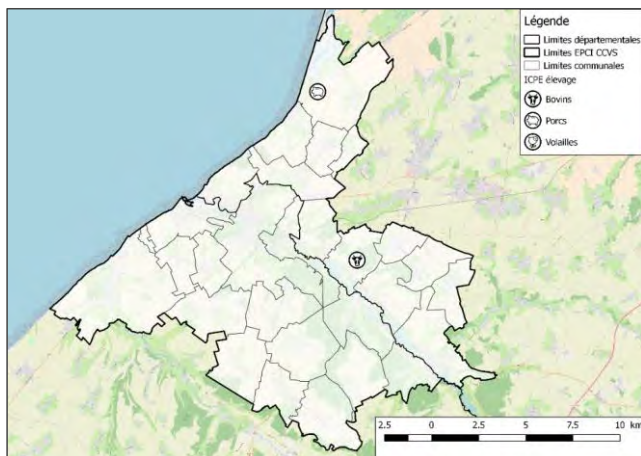


Figure 14 : Principaux élevages porcins et volailles sur le territoire de la CCVS (Source : répertoire des ICPE)

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.

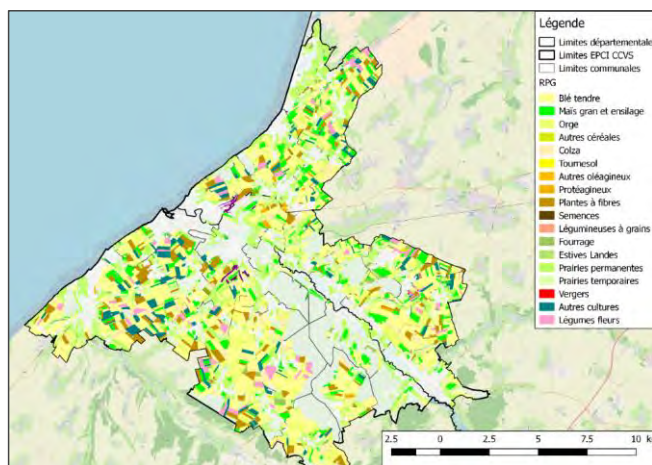


Figure 15 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016)

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

Type	Surface (en ha)
Céréales	6 245
Maïs	1 243
Colza	482
Betteraves	795

Tableau 15 : 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	625	104	1 206
Menue paille colza	68	6	70
Paille de Céréales	3 069	510	5 926
Paille de Maïs	4 276	783	9 108
Paille de Colza	453	40	464
Fane de betteraves	28 122	1 083	12 596
Issues de silos	75	14	164
TOTAL	36 687	2 540	29 534

Production brute de matières méthanisables

	Gisement mobilisable (tMB)	Production brut (tep)	Gisement brut (MWh)
Paille de céréales	24 354	4 044	47 027
Paille de Maïs	4 100	751	8 734
Paille de Colza	1 011	89	1 037
Fane de betteraves	33 326	1 361	15 823
Menues pailles	7 920	1 252	14 658
Issues de silos	319	60	698
TOTAL	73 031	7 558	87 977

Tableau 16 : 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 considérée 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	237	2 761	828
Fane de betteraves	237	2 761	828
TOTAL	474	5 522	1 656

Tableau 17 : Production de matières méthanisables à partir de CIVE.

3.2.1.4 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 une seule entreprise de ce secteur agro-alimentaire (croisement du répertoire des entreprises SIRENE et du répertoire des ICPE) : la société Guy Lagache.

La production des matières est évaluée à **12 MWh** disponible par an (avec les ratios de l'étude ADEME/Solagro/Inddigo).

3.2.1.5 Boues des stations d'épuration

Le territoire compte une dizaine 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).

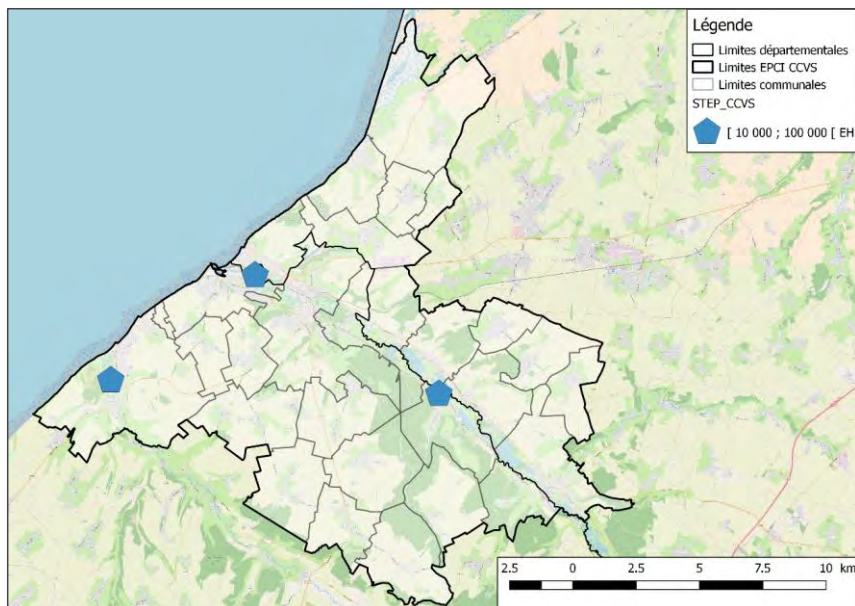


Figure 16 : Stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal, 2017)

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

- Bouvaincourt-sur-Bresle ;
- Criel-sur-Mer ;
- Le Tréport.

Les stations d'épuration sont susceptibles de produire par an 1 063 tonnes de matières sèches (tMS), ce qui correspond environ à 2 397 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>	27 277	5 509
<i>Agriculture</i>	87 977	29 534
<i>CIVE</i>	5 522	1 656
<i>Déchets IAA</i>	12	12
<i>Boues STEP</i>	2 397	2 397
TOTAL	123 185	39 108

Tableau 18 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030

En supposant une implantation lissée sur 20 ans du gisement mobilisable vers 2030 en injection, soit environ 2 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 de 8 ETP en début de période de création d'installations (2018) pour atteindre 39 en 2037. Il diminue ensuite jusqu'en 2050 pour redescendre à 14 ETP. En moyenne sur la période 2018-2050, ce sont 24 ETP qui sont créés par la mobilisation du potentiel de 39 GWh de méthanisation en injection.

Commenté [TF1]: Il s'agit bien d'une implantation du gisement de 39 GWh en 20 ans (soit entre 2018 et 2037).

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.

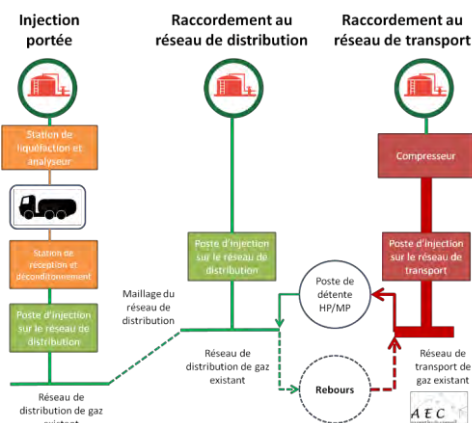


Figure 17 : Possibilités de raccordement en injection

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€¹³.

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 seule zone permet actuellement l'injection : celle d'Eu et du Tréport. Cependant, avec quelques maillages courts, il est possible d'injecter 300 Nm³/h sur la grande partie du territoire. Par exemple, les poches de distribution d'Eu et d'Oust-Marest sont distantes de 500 mètres.

¹³ http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf

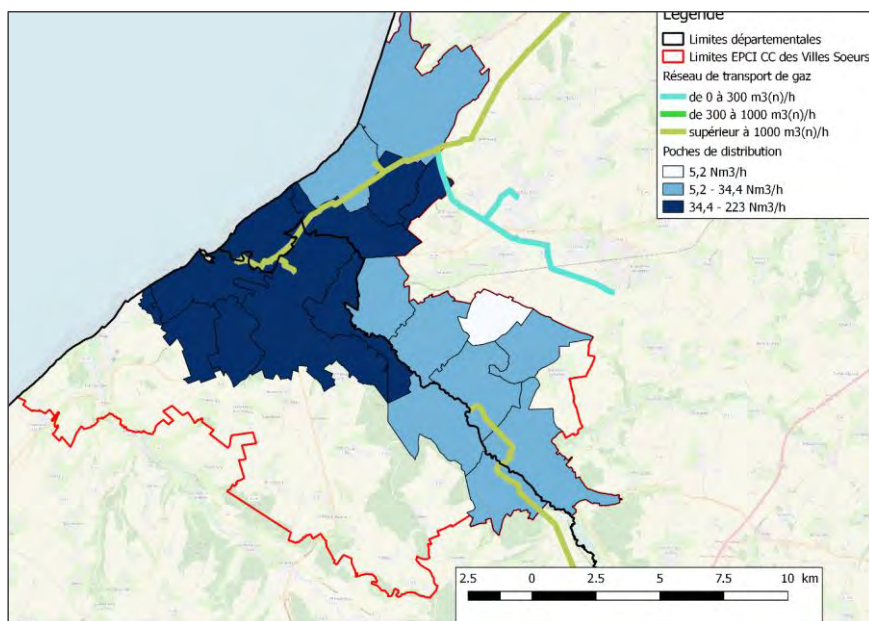


Figure 18 : Potentiel d'injection de biogaz sur le réseau de distribution de gaz du territoire.

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 123 820 MWh dont 32% (39 GWh) mobilisable en 2030.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	118 GWh (hors CIVE) 123 GWh (avec CIVE)	
Mobilisable en 2030	37 GWh (hors CIVE) 39 GWh (avec CIVE)	
Equivalence en installations	4-5 d'installations mobilisables en 2030	
Consommations de gaz en 2050	168 GWh	111 GWh
Part de la consommation couverte par la production brute locale	73 %	111%

Tableau 19 : Bilan du potentiel de gaz renouvelable



Les matières issues des cultures et de l'élevage représentent près de 40 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 cinq 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 de la CCVS compte 30 mâts répartis sur 8 parcs, pour une puissance de 64,6 MW et un productible estimé à 142 GWh/an. Cette production représente 150 % 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.

Concernant la Région Normandie, le SRADDET provisoire présente un objectif de 3 500 GWh/an pour 2030, soit une augmentation de 177% de la production d'énergie par rapport à 2015.

3.3.1 Zones favorables au grand éolien

La carte qui suit est issue du Schéma Régional Éolien de l'ex-région Picardie et du Schéma Régional Éolien de la Haute Normandie, 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.

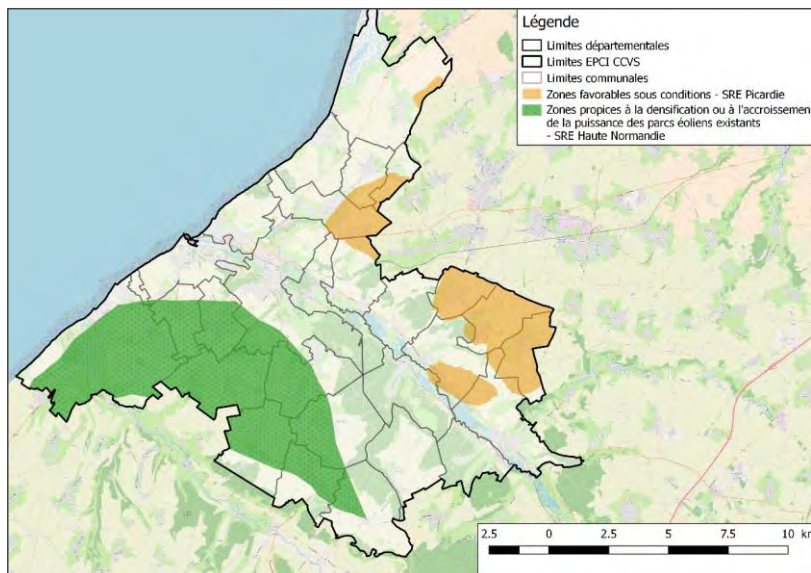


Figure 19 : Zones favorables à l'éolien sous conditions (Source : Schémas Régionaux Éolien de l'ex-région Picardie et de la Haute-Normandie)

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.

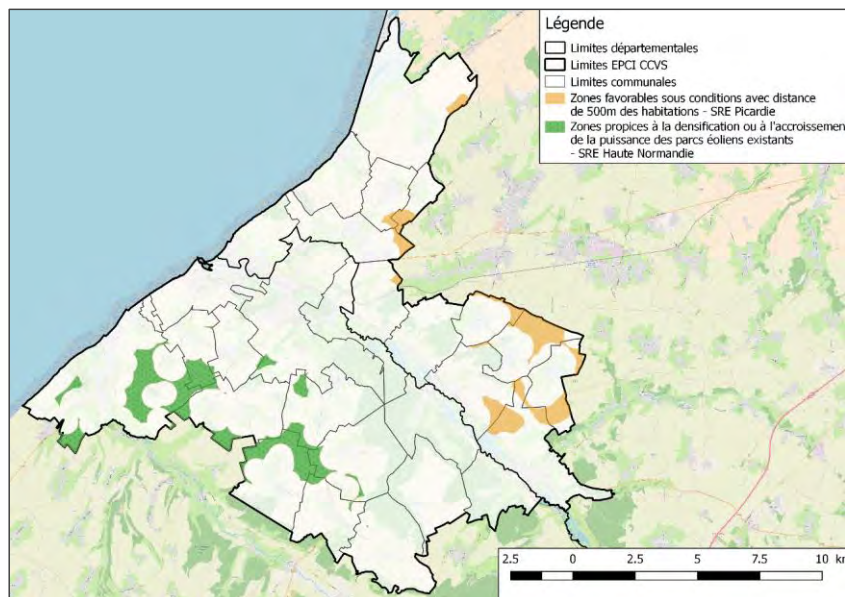


Figure 20 : Zones favorables à l'éolien sous conditions situées à moins de 500 m d'une habitation (Source : Schémas Régionaux Éolien de l'ex-région Picardie et de la Haute-Normandie, et BD TOPO de l'IGN)

Pour évaluer la puissance associée à ces zones favorables, un coefficient de rapport entre mégaWatt installés et les surfaces déterminés par les SRE est utilisé : ce coefficient a été étudié pour les régions Hauts-de-France et Normandie. En utilisant un coefficient associé à des zones saturées, les surfaces des SRE donnent un potentiel de 51 MW.

A l'heure actuelle, en considérant la puissance installée et les éoliennes en projet, le territoire présente 86 MW d'éolien. Le territoire a donc réalisé son potentiel estimé.

3.3.2 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 **55 MW supplémentaires** et entraînerait une augmentation de la production de **121 GWh/an**.



3.4 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 :

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

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

Rappel du diagnostic :

Une centrale micro-hydroélectrique était installée sur la Bresle à Gamaches, pour une puissance installée de 90 kW et une production annuelle estimée de 208 MWh. Cependant, cette installation n'est plus opérationnelle à l'heure actuelle.

Rappel des objectifs de développement :

Aucun objectif de développement n'est défini au sein du SRADET Hauts de France.

Concernant la Région Normandie, le SRADET provisoire présente un objectif de 126 GWh/an pour 2030, soit une légère augmentation de 5% de la production d'énergie par rapport à 2015.

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.

Nous avons à notre disposition la base de données du Répertoire des Obstacles à l'Ecoulement pour repérer les sites potentiels ; elle n'est néanmoins pas complète, nous analysons donc également les autres études qui ont pu être menées sur ce sujet.

3.4.1 Répertoire des obstacles à l'écoulement

54 obstacles à l'écoulement se trouvent sur la Bresle et ses affluents. Sur ces 54 sites, seuls 11 d'entre eux présentent une hauteur de chute supérieure à 1 mètre.

Cependant, les puissances potentielles de ces obstacles sont inférieures à 150 kW, puissance insuffisante pour être pertinente. Les 3 obstacles ayant des puissances supérieures à 80 kW sont situés sur la Bresle:

- L'écluse Port de Pêche CCI au Tréport présente une hauteur de chute de 2 m de hauteur, avec un débit probable de $7,39 \text{ m}^3/\text{s}$. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **101 kW**.



Figure 21 : Vue aérienne de l'écluse Port de Pêche CCI au Tréport (Source : Géoportail)

- Le seuil amont rue des Petits Moulins à Gamaches présente une hauteur de chute de 1,7 m de hauteur, avec un débit probable de 7,39 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **86 kW**.



Figure 22 : Vue aérienne du seuil à Gamaches (Source : Géoportail)

- Le moulin d'Eu présente une hauteur de chute de 1,6 m de hauteur, avec un débit probable de 7,39 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **81 kW**.



Figure 23 : Vue aérienne du moulin d'Eu (Source : Géoportail)

3.4.2 Étude départementale du potentiel

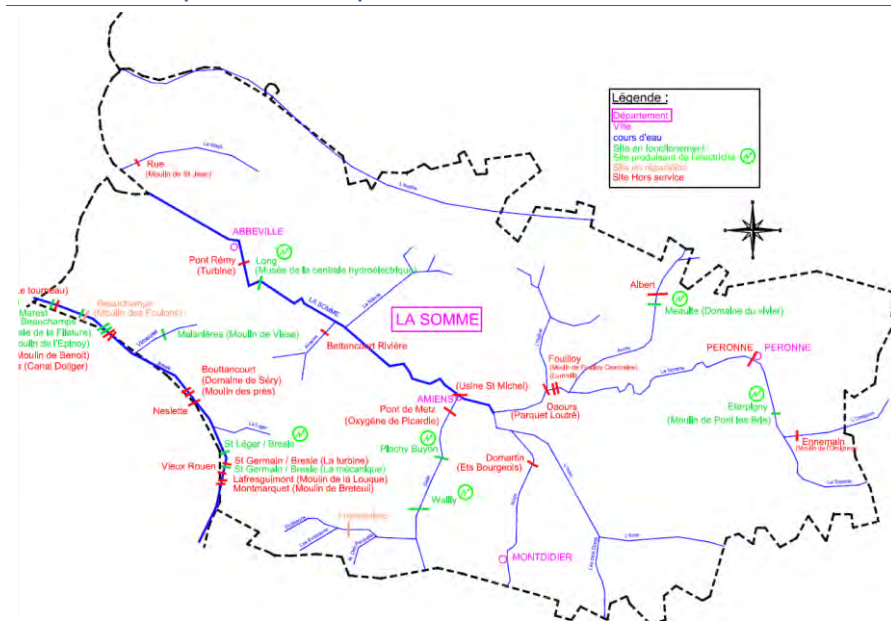


Figure 24 : Inventaire des sites hydroélectriques en activité ou à l'arrêt.

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.



Le potentiel de développement respectueux des contraintes spécifiques au milieu aquatique est réduit avec des projets potentiels dont la puissance serait inférieure à 150 kW. Les puissances développées sont négligeables et ce type d'aménagement n'est a priori pas une priorité en comparaison des autres usages du cours d'eau, notamment de sa navigabilité.



3.5 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 517 kW. Ce qui donne une production de 614 MWh/an. Plusieurs installations remarquables ont été recensées sur des toitures agricoles, le territoire ne compte pas 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.

Concernant la Région Normandie, le SRADET provisoire présente un objectif de 600 GWh/an pour 2030, soit un quadruplement de la production d'énergie par rapport à 2015.

3.5.1 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.

3.5.2 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.

3.5.2.1 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 la CCVS, 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.

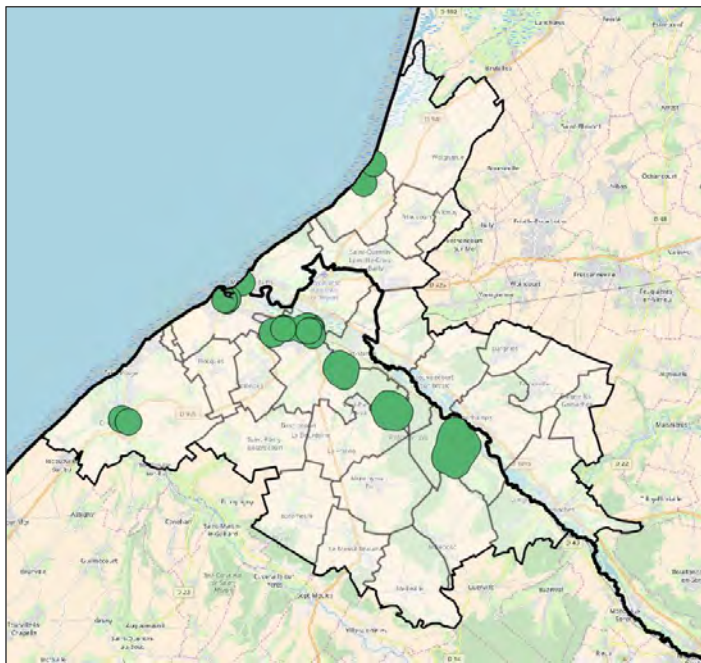


Figure 25 : Périmètre de protection des monuments historiques (en vert), sur le territoire de la CCVS.

3.5.2.2 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.

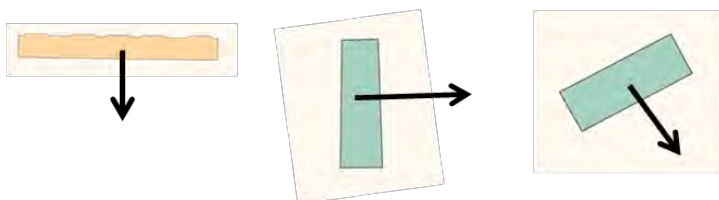


Figure 26 : Orientation possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est)

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 27 : 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.

3.5.2.3 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.

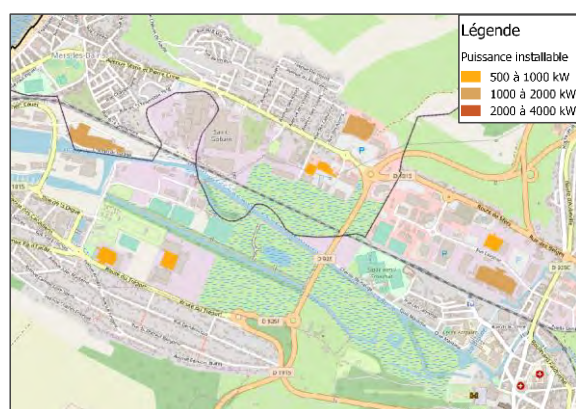


Figure 28 : Exemple du cadastre solaire sur Mers-les-Bains, Le Tréport et Eu

Les surfaces disponibles pour le photovoltaïque représentent en tout plus de 1,6 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 de la moitié de la puissance disponible (58%), 33% concernent les bâtiments du secteur industriel et 5% ceux du secteur agricole. Les surfaces des bâtiments commerciaux, essentiellement les supermarchés, sont minimales.

Type	Puissance Totale (MW)
Agricole	10,2
Industriel	70,5
Commercial	8,5
Résidentiel	127,6

Tableau 20 : Puissance "brute" disponible par type pour le photovoltaïque.

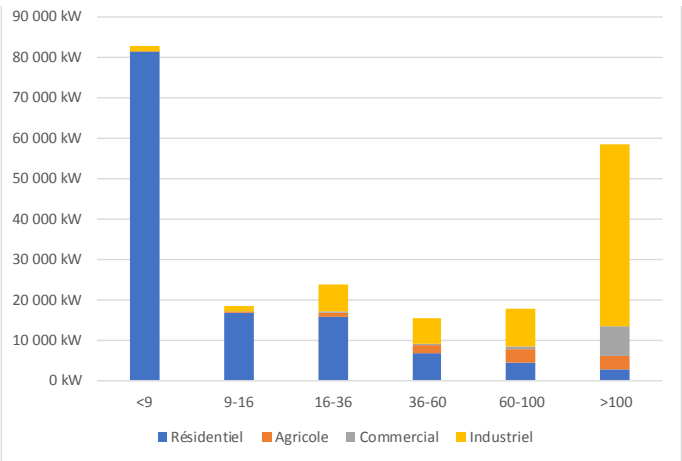


Figure 29 : Répartition de la puissance installable par type

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 petites puissances représentent la plus grande production potentielle (128 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.
- Viennent après les installations de très grandes puissances (71 MW au total). Ces installations de très grandes puissances correspondent aux toitures de bâtiments industriels et de bâtiments agricoles. L'accompagnement par plusieurs acteurs (CCVS, Chambre d'agriculture, Territoire d'Énergie de la Somme, financeurs, ...) doit se concentrer sur cette cible.

3.5.3 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 la CCVS. 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 **99 MW installés**, pour une production de **98 GWh par an**. En rapport avec la consommation d'électricité estimée en 2050 pour les deux scénarios (195 GWh pour le scénario tendanciel et 142 GWh pour le scénario « maximum »), ce niveau de production représenterait respectivement **50%** et **69%**.

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 42 ETP par an sur la période 2018-2050.



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 98 GWh par an, qui ferait du photovoltaïque la deuxième source d'électricité renouvelable après l'éolien.

3.6 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable

Le bilan de potentiel d'électricité renouvelable sur le territoire s'établit à environ **479 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	479 GWh <u>Eolien : 142 GWh (production actuelle) + 121 GWh (repowering)</u> <u>Hydroélectrique : 0,8 GWh</u> <u>Photovoltaïque sur toiture : 215 GWh</u>	
Mobilisable en 2030	362 GWh <u>Eolien : 142 GWh (production actuelle) + 121 GWh (repowering)</u> <u>Hydroélectrique : 0,8 GWh</u> <u>Photovoltaïque sur toiture : 98 GWh</u>	
Equivalence en installations	Repowering des installations éoliennes Plus de 160 ha de panneaux photovoltaïques	
Consommations d'électricité en 2050	195 GWh	142 GWh
Part de la consommation couverte par la production locale brute	246 %	337 %

Tableau 21 : Bilan du potentiel d'électricité renouvelable



3.7 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 compte une installation collective pour le collège et le lycée du Tréport produisant 1 050 MWh de chaleur par an.

Par ailleurs, le territoire présente un usage exceptionnel du bois-énergie dans le secteur résidentiel, puisque les consommations de ce secteur représentent 64 GWh par an.

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.

Concernant la Région Normandie, le SRADDET provisoire présente un objectif de 5 100 GWh/an pour 2030 pour les particuliers et 5 500 GWh/an pour l'industrie et le collectif, soit une augmentation importante de 29% et de 97% de la production d'énergie par rapport à 2015.

3.7.1 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'IGN¹⁴, le FCBA¹⁵ et l'ADEME et publié en 2016. Cette étude est une référence nationale, actualisation d'une précédente étude.

¹⁴ Institut géographique national

¹⁵ Forêt Cellulose Bois-construction Ameublement

3.7.1.1 Bois forestier

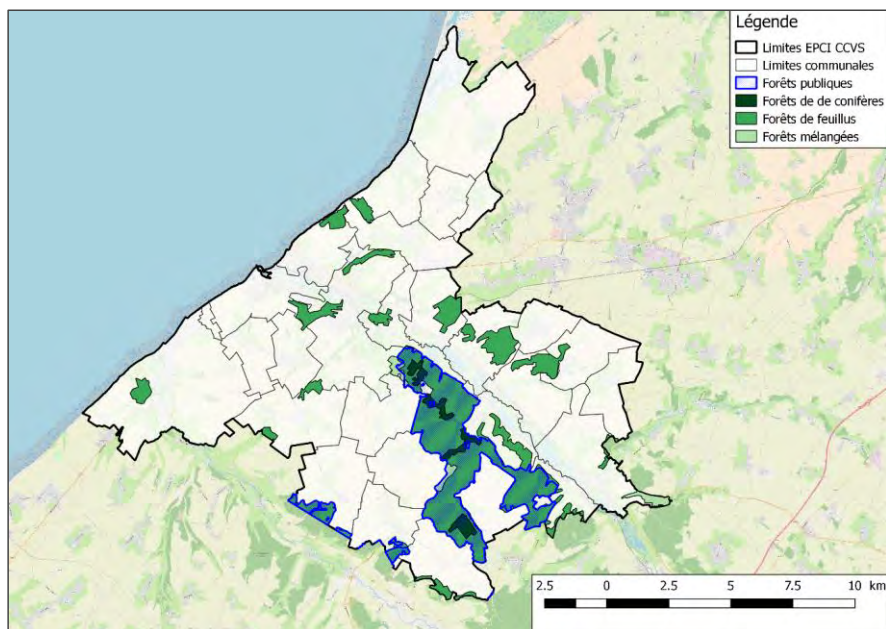


Figure 30 : Surfaces forestières sur le territoire de la CCVS (Source : OCS2009)

Les surfaces de forêts sur le territoire sont de 7572 ha selon la base de données OCS2009 (Occupation Cadastre du Sol de 2009), en très grande majorité constituées de Feuillus. 24% ces surfaces forestières sont publiques. 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 **60 et 64 GWh par an**.

3.7.1.2 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.

Le rapport annuel des déchets de la CCVS précise que 975,28 tonnes de déchets, avec un contenu énergétique de 3650 kWh par tonne ce qui représente **3 560 MWh**. Ces déchets sont cependant déjà valorisés dans les sites de traitement par compostage.

3.7.2 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 les chaudières bois-énergie.

Ressources : - Bois forestiers : ⇒ 64 GWh/an - Bois « jardin » : ⇒ Difficile à évaluer - Bois déchets : ⇒ Déjà valorisés - TOTAL : ⇒ ~64 GWh/an	Consommations actuelles (rappel) : - Bois-bûches en maison individuelle ⇒ 65 GWh/an - Chaudières bois-énergie : ⇒ 1 GWh/an - TOTAL : ⇒ ~66 GWh/an
--	---

Figure 31 : Chiffres-clés du bois-énergie sur le territoire.

La consommation est supérieure aux ressources du territoire. 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, 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 départementale 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 1 000 MWh peut être espéré. Ce gain de 1 000 MWh correspond environ à 500 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.

3.7.3 Recommandations

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

3.7.3.1 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 proche de la CCVS, 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.

3.7.3.2 Action auprès des particuliers : amélioration des installations de chauffage

Il n'existe pas d'étude ou de sondage spécifique sur le territoire de la CCVS 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 la CCVS. 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.

3.7.3.3 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 ne compte pas de plateformes dédiées au bois-énergie dédiées. Des plateformes existent autour de la zone et l'approvisionnement des installations ne semblent pas poser de problème.

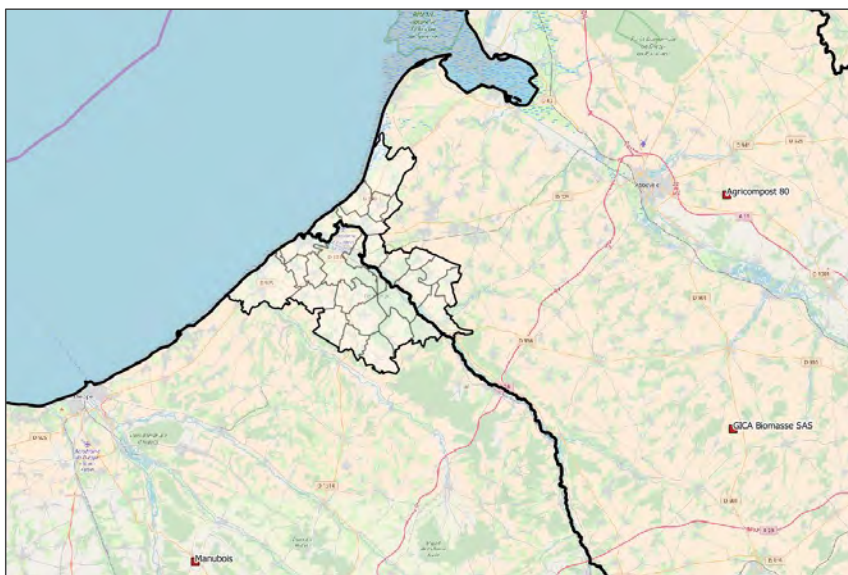


Figure 32 : Carte des plateformes de bois déchiqueté autour de la CCVS (Source : Nord Picardie Bois et ADEME)



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.



3.8 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.

Concernant la Région Normandie, le SRADDET provisoire présente un objectif de 100 GWh/an pour 2030, soit un quadruplement de la production d'énergie par rapport à 2015.

3.8.1 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 33 : 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.

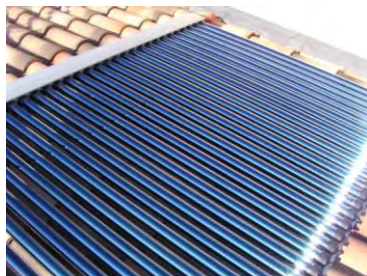


Figure 34 : Capteur tubulaire

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.

3.8.2 Les installations dans les deux régions

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 deux régions, 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, piscines du Havre.
- 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 d'Eu,...
- La maison de retraite Résidence Jean Ferrat, ...
- Le centre aquatique O2 Falaises ;
- Des installations sportives.
- Les nouveaux logements sociaux qui pourraient être construits.



Figure 35 : 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 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.

3.9 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.

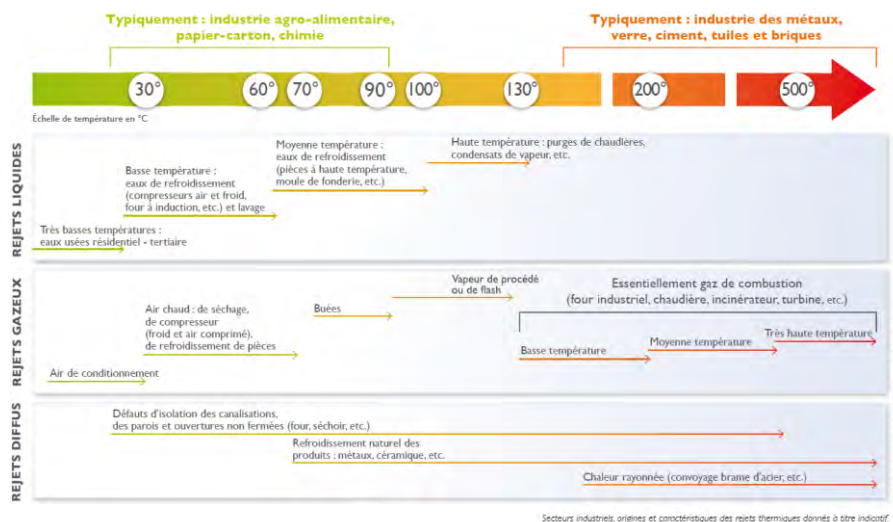


Figure 36 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017)

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 ICPE¹⁶, IREP¹⁷ et à l'enquête EACEI¹⁸ 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 » ;

¹⁶ Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

¹⁷ Registre français des Emissions Polluantes

¹⁸ 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 **180 GWh** par an, gisement reparti dans 6 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)
- Potentiel considérable (1 à 50 GWh)
- 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 la CCVS, les industries intéressantes pour la récupération de chaleur sont représentées sur la figure ci-dessous :

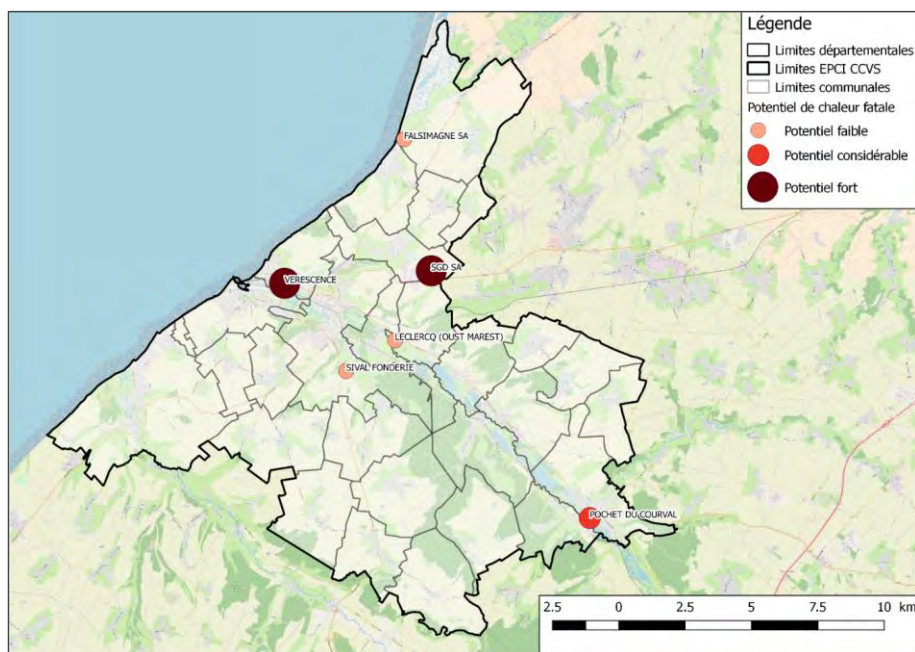


Figure 37 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire

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
VERESCENCE	LE TREPORT	Fabrication et façonnage d'autres articles en verre, y compris verre technique	Potentiel Fort
SGD SA	ST QUENTIN LA MOTTE CROIX AU BAILLY	Fabrication de verre creux	
POCHET DU COURVAL	GAMACHES	Fabrication de verre creux	Potentiel considérable
FALSIMAGNE SA	WOIGNARUE	Fonderie d'autres métaux non ferreux	Potentiel faible
LECLERCQ (OUST MAREST)	OUST MAREST	Fonderie d'autres métaux non ferreux	
SIVAL FONDERIE	EU	Fonderie de métaux légers	

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

Deux types de situation peuvent apparaître :

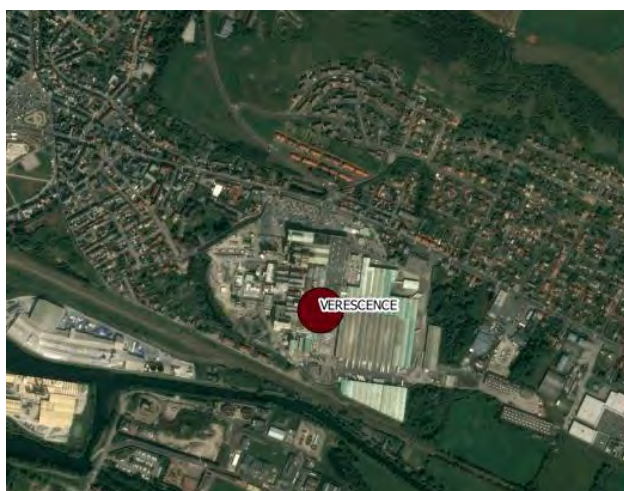


Figure 38 : Entreprise VERESCENCE (Bing Satellite)

- ❖ Celle de la société Verescence, qui se trouve à proximité d'habitations, permettant la valorisation de la chaleur directe par le biais d'un réseau de chaleur.



Figure 39 : Entreprise SGD SA (Bing Satellite)

- ❖ Celle de la société SGD située à Saint-Quentin-La-Motte-Croix-au-Bailly, 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.



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

Le développement de l'utilisation de cette énergie pourrait notamment 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.

3.10 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.

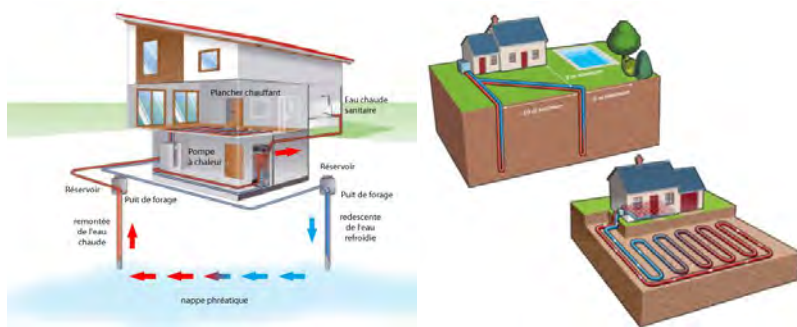


Figure 40 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.

Rappel du diagnostic :

Plusieurs installations géothermiques sont en fonctionnement sur le territoire dont 2 installations collectives pour environ 176 MWh/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.

Concernant la Région Normandie, le SRADDET provisoire ne présente pas d'objectif chiffré pour 2030.

3.10.1 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.

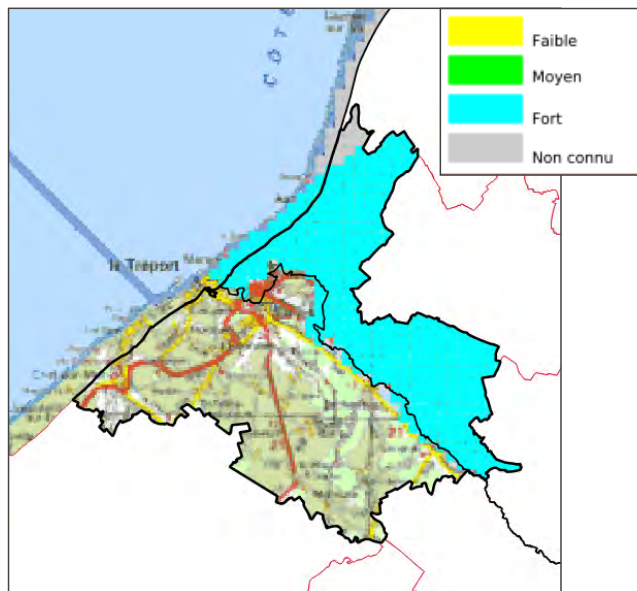


Figure 41 : Carte du potentiel du meilleur aquifère (Source : géothermie-perspectives, 2013)

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.

Cette étude n'est pas disponible sur la région Normandie mais les résultats peuvent être étendus au reste du territoire, étant peu probable que ceux-ci soient différents à quelques kilomètres de différences : les formations sédimentaires restent les mêmes que ceux du côté Hauts-de-France.

3.10.1.1 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.

Cette étude n'est pas disponible sur la région Normandie mais les résultats peuvent être étendus au reste du territoire, étant peu probable que ceux-ci soient différents à quelques kilomètres de différences : les formations sédimentaires restent les mêmes que ceux du côté Hauts-de-France.

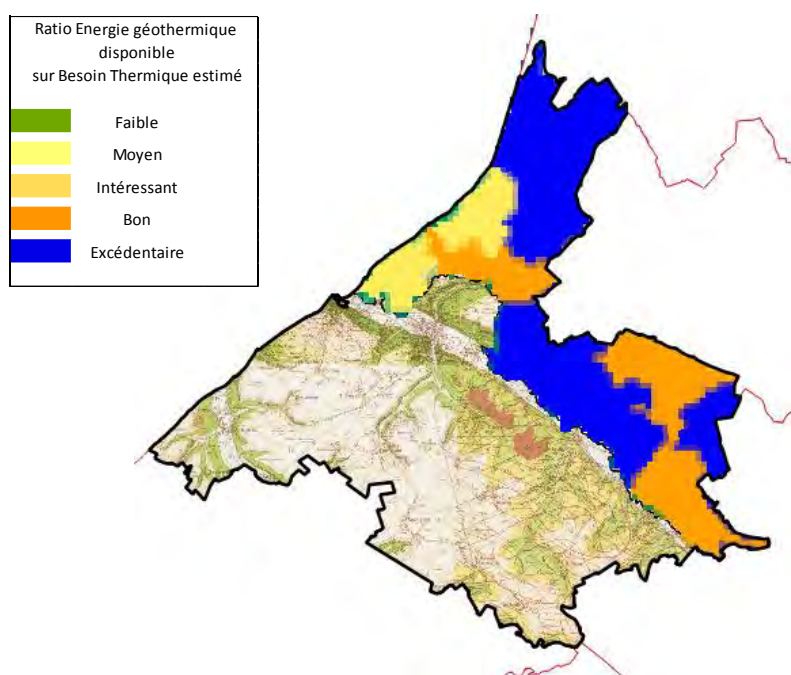


Figure 42 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013)

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 la CCVS coté Région Hauts-de-France sont listées en annexe 5.1 de ce rapport.

3.10.1.2 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.

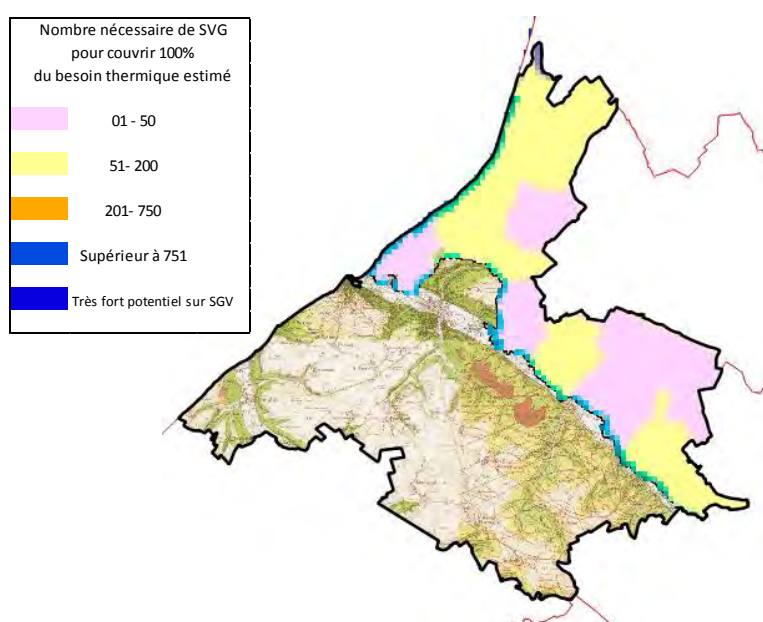


Figure 43 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013)

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

3.10.1.3 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 la CCVS est localisé 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.

3.10.1.4 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 :

- Intermarché Super à Eu et à Gamaches;
- Auchan à Mers-les-Bains ;
- Leclerc à Etalondes ;
- ...

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.

3.11 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 (seuil de rentabilité d'un réseau de chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre (rentabilité importante). Un exemple de carte est présenté ci-après.

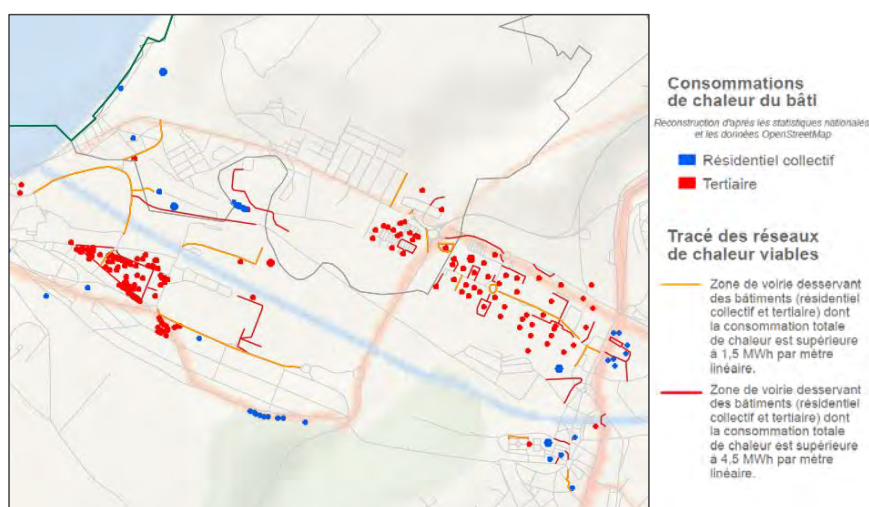


Figure 44 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur les communes d'Eu et du Tréport (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)

À partir de ces données, il est possible d'extraire les linéaires concernés par commune sur le territoire.

	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
Eu	2 039 m	3 503 m	5 542 m
Ponts-et-Marais		30 m	30 m
Le Tréport	3 690 m	1 401 m	5 091 m
Total général	5 729 m	4 934 m	10 663 m

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

Eu et le Tréport sont concernés par 99% de ce potentiel. 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. Ce potentiel doit être associée à une source d'énergie comme la chaleur fatale ou la géothermie, étudiée ci-après.

3.12 Bilan de chaleur renouvelable

Le bilan de chaleur renouvelable sur le territoire est supérieur à 240 MWh. Le potentiel n'est pas totalement estimable en particulier le potentiel géothermique et celui du solaire thermique.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	>244 GWh <u>Bois énergie</u> = 64 GWh <u>Solaire thermique</u> = non calculable <u>Géothermie</u> = non calculable, mais important (dizaine de GWh) <u>Chaleur fatale</u> = 180 GWh	
Mobilisable en 2030	>59 GWh <u>Bois énergie</u> = 59 GWh <u>Solaire thermique</u> = non calculable <u>Géothermie</u> = non calculable, mais important (dizaines de GWh) <u>Chaleur fatale</u> = non calculable	

Tableau 24 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable

3.13 Power to gas

3.13.1 Présentation

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

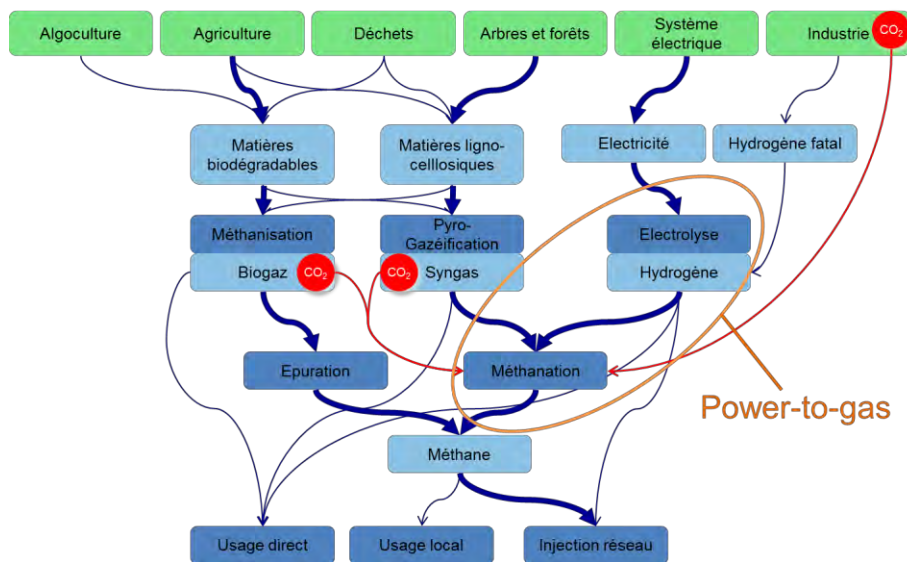


Figure 45 : Filières de production de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050, 2018.

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).

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.

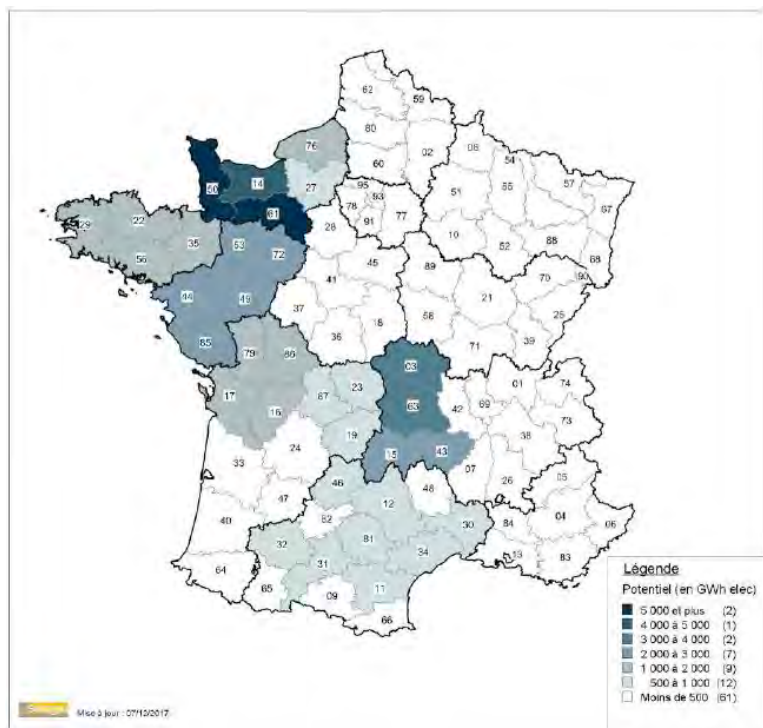


Figure 46 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys, 2018.

La carte ci-dessus présente le potentiel de production 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.

3.13.2 Gisement de CO₂

3.13.2.1 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 47 : 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), 2014.

3.13.2.2 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 GWhe/GWh_{gaz injecté}. Sur la CCVS, 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 (GWhe)
Mobilisable en 2030	39 GWh/an	15 GWh _e /an
Gisement Brut	123 GWh/an	48 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 48 GWhe/an grâce à la récupération de CO₂ sur les unités de méthanisation.

3.13.2.3 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.

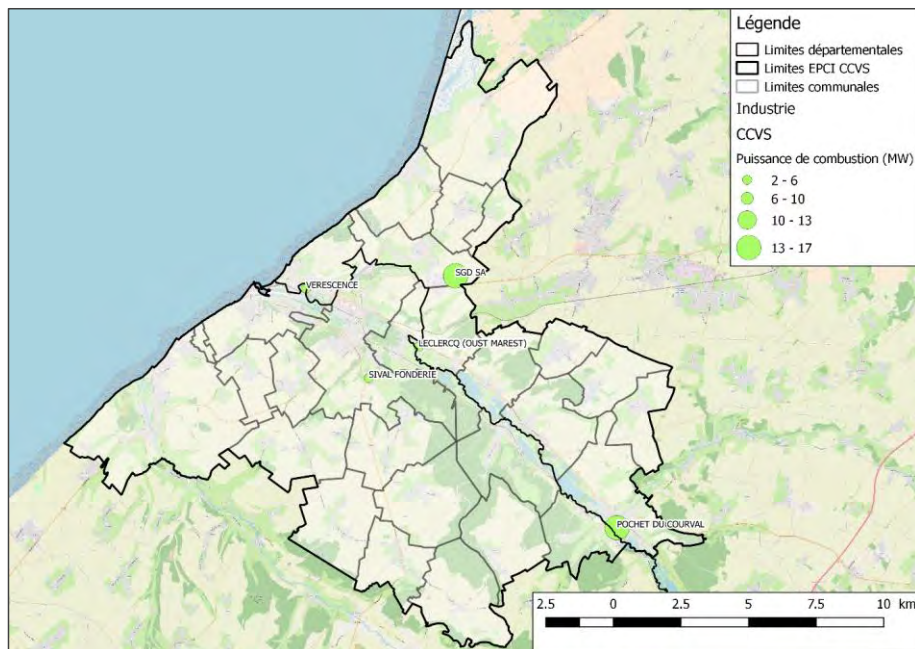


Figure 48 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE, 2018.

Le recensement fait apparaître les installations ci-dessus, les plus importantes étant SGD avec une puissance thermique déclarée au registre ICPE de 16,5 MWth, puis l'installation de Verecence avec 16 MWth. Plusieurs incohérences ont été constatées dans la base ICPE, il convient donc d'être prudent sur les valeurs affichées.

Pour les installations ICPE, 40,5 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.**

3.13.3 Bilan

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

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

Soit un total de 73 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.

3.14 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 49 : Carte des réseaux de transport de gaz B et H dans la zone concernée par le plan de conversion (source : GRTgaz, 2018)

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 50 : Secteurs de conversion et zones pilotes (source : GRTgaz, 2018)

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.

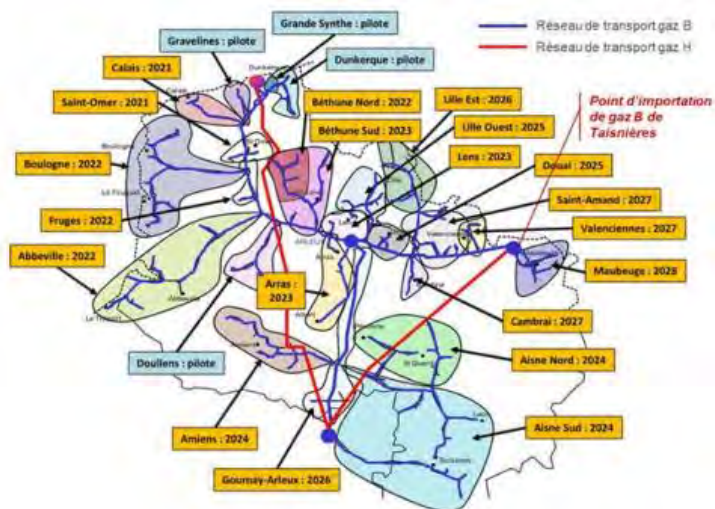


Figure 51 : Séquencement des zones à convertir (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE, 2018)

Concernant le territoire de la CCVS, le scénario de « référence » prévoit une conversion de la zone en 2022 (zone d'Abbeville).

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 52 : Dates de conversion des secteurs dans les scénarios de référence et accéléré (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE, 2018)

Du point de vue du consommateur, la conversion se déroulera en 4 étapes :

- L'identification des appareils chez chaque client avec une visite à domicile systématique ;
- Dans la plupart des cas, l'adaptation des appareils : réglage ou changement de pièces pour certains appareils réglés spécifiquement pour le gaz B (principalement les chaudières à condensation) ;
- Dans certains cas, nécessité de remplacer les chaudières incompatibles avec le gaz H, correspondant aux chaudières les plus anciennes ou hors normes européennes (estimé à 3% des appareils hors cuissons)
- L'alimentation en gaz H : coupure des clients pour lesquels l'adaptation n'a pas pu être faite (refus ou absence des clients) puis alimentation du secteur en gaz H à la demande de GRDF.

Un dispositif d'aide financière, le chèque conversion, a été mis en place pour financer les coûts d'acquisition et d'installation des appareils à gaz à remplacer. Sur les communes en cours de conversion actuellement, le montant des aides financières couvre la totalité des coûts effectivement supportés pour l'acquisition et l'installation de l'appareil de remplacement dans la limite de :

- 5 000 € pour le remplacement d'une chaudière à gaz au sol d'une puissance inférieure à 70 kilowatts ou d'un poêle ou d'un insert à gaz ;
- 4 000 € pour le remplacement d'une chaudière à gaz murale d'une puissance inférieure à 70 kilowatts ;
- 1 200 € pour le remplacement d'un appareil à gaz fournissant de l'eau chaude sanitaire d'une puissance inférieure à 70 kilowatts ;
- 1 000 € pour le remplacement d'un radiateur à gaz.

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 d'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.

Cinq d'installations de méthanisation sont implantables sur le territoire de la Communauté de communes des Villes-Sœurs. 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.

Étant donné la ressource limitée sur le territoire, 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. Quelques entreprises du territoire pourraient valoriser la chaleur fatale liée à leur activité : celle-ci peut être valorisée par le biais de réseau de chaleur alimentant des habitations ou par la création de pôle d'attractivité permettant à de nouvelles entreprises d'utiliser cette chaleur disponible.

5. Annexes

5.1 Liste des communes avec un potentiel excédentaire concernant la géothermie très basse énergie par doublets sur aquifère superficiel (Etude Hauts-de-France)

Commune	INSEE
Allenay	80018
Bouvaincourt-sur-Bresle	80127
Oust-Marest	80613
Woignarue	80826

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 installés 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	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
ETP locaux créés	8	10	11	13	15	17	18	20	22	23	25	27	28	30	32	33	35

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	2,0	2,0	2,0													
ETP locaux créés	36	38	39	34	34	32	30	28	26	25	23	21	19	18	16	14

5.2.2 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)																	
GWh implantés	PV grandes toitures	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
GWh implantés	PV petites toitures	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
ETP locaux créés	PV grandes toitures	33	33	33	33	33	33	33	33	33	34	35	36	37	38	39	40
ETP locaux créés	PV petites toitures	19	18	18	18	17	17	16	16	16	16	17	17	17	18	18	19
ETP locaux créés	Total	52	52	51	51	50	50	49	48	50	51	52	53	54	55	58	59

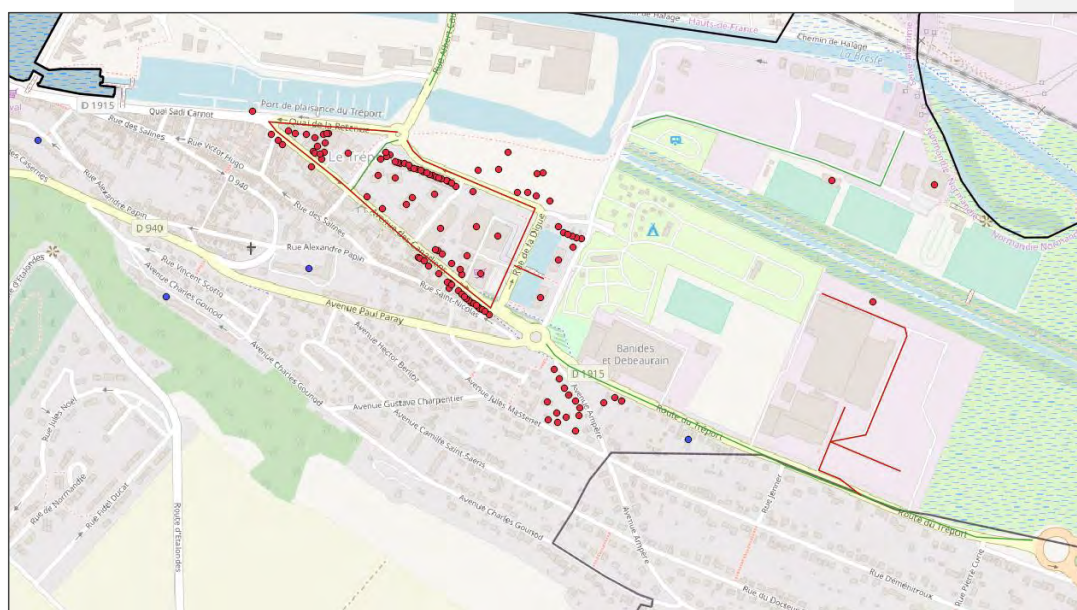
Unité		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050
GWh implantés	PV grandes toitures	4,5	4,5	4,5													
GWh implantés	PV petites toitures	1,6	1,6	1,6													
ETP locaux créés	PV grandes toitures	41	41	42	19	19	19	19	19	19	18	17	16	15	14	13	12
ETP locaux créés	PV petites toitures	19	19	20	8	8	8	8	8	8	7	7	6	6	6	5	5
ETP locaux créés	Total	60	61	62	27	27	27	27	26	26	25	23	22	21	19	18	17

5.3 Tracé des potentiels des réseaux de chaleurs

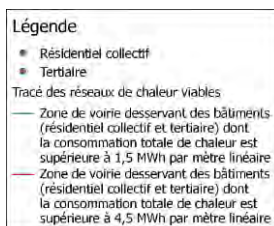
À l'échelle du territoire, l'Observatoire des réseaux a cartographié les zones de voirie pour lesquelles la consommation de chaleur serait supérieure à 1,5 MWh par mètre (critère technique d'éligibilité au Fonds Chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre (rentabilité importante).

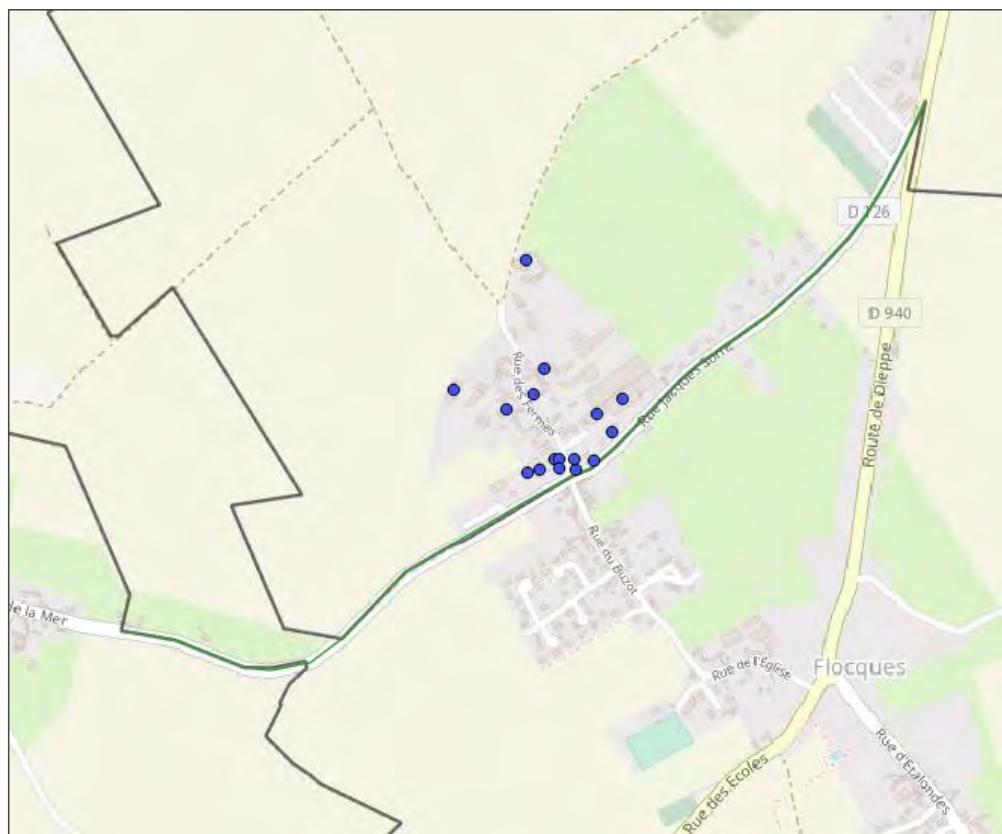
L'intégralité des cartographies associées aux communes listées en partie 3.14 sont présentées ci-après.

5.3.1 Eu & Le Tréport

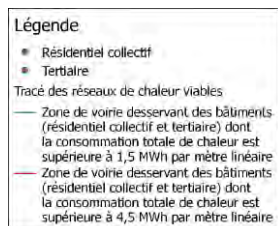


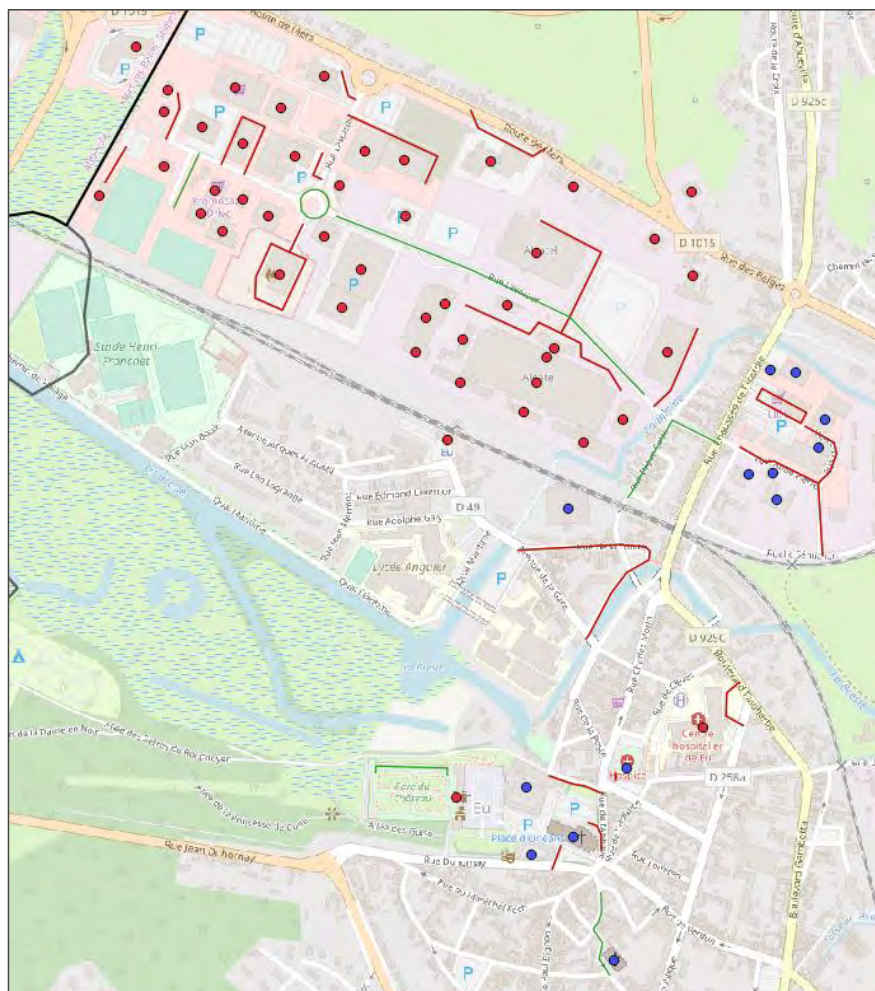
Centre-ville du Tréport



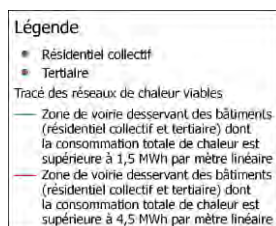


Sud du Tréport

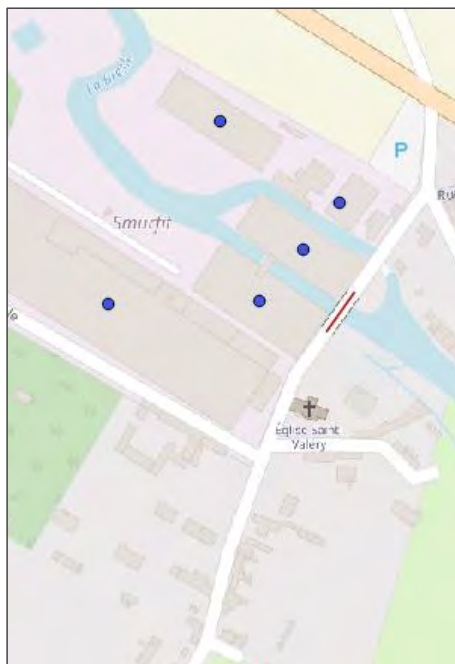
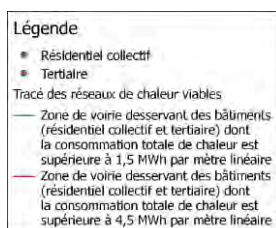




Potential sur Eu



5.3.2 Pont-et-Marais



Le potentiel est très minime sur la commune.

5.4 Tableaux

Tableau 1 : Hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie	17
Tableau 2 : hypothèses d'évolution de la Taxe Carbone	18
Tableau 3 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2010 pour les deux scénarios (tendanciel et « maximum ») et objectifs réglementaires (SRADDET)	23
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	27
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	28
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	30
Tableau 7 : Évolution du mix énergétique entre 2010 et 2050 en fonction du mode de transport	30
Tableau 8 : Évolution de la performance moyenne des modes de transport entre 2010 et 2050	31
Tableau 9 : Classement des communes selon leur catégorie d'appartenance à un pôle urbain	31
Tableau 10 : Évolution du mix énergétique des transports de marchandise routiers et ferroviaires par énergie en % des Gtonnes.km transportés	33
Tableau 11 : Variation des flux de transport de marchandise en millions de tonnes.km/an entre 2010 et 2050 par mode de transport	33
Tableau 12 : Évolution de la consommation par énergie en GWh suivant le scénario « maximum »	34
Tableau 13 : Ordres de grandeur des effectifs des animaux d'élevage sur le territoire de la CCVS (en têtes)	41
Tableau 14 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage.	41
Tableau 15 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2016)	43
Tableau 16 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture.	43
Tableau 17 : Production de matières méthanisables à partir de CIVE.	44
Tableau 18 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030	46
Tableau 19 : Bilan du potentiel de gaz renouvelable	48
Tableau 20 : Puissance "brute" disponible par type pour le photovoltaïque.	60
Tableau 21 : Bilan du potentiel d'électricité renouvelable	62
Tableau 22 : Description des établissements concernés par des potentiels de valorisation de chaleur fatale	73
Tableau 23 : Liste des communes concernés par le potentiel de réseaux de chaleur (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)	80
Tableau 24 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable	82
Tableau 25 : Productible de Power-to-gas à partir du CO ₂ issu de la méthanisation.	85

5.5 Illustrations du rapport

Figure 1 : Limites territoriales du périmètre de l'EPE et population par commune	6
Figure 2 : Carte des territoires ayant confié la réalisation de l'EPE au FDE80	7
Figure 3 : Synthèses des objectifs provisoires début 2019	10
Figure 4 : Objectifs provisoires de développement des EnR en 2030 pour la Région Normandie (SRADDET, début 2019)	11
Figure 5 : Objectifs de développement des EnR en 2030 pour la région Hauts-de-France (SRADDET, 4 juin 2018).....	13
Figure 4 : Objectifs de réduction des consommations fixés par le SRADDET de la région des Hauts-de-France aux horizons 2030 et 2050	14
Figure 5 : Évolution de la facture énergétique (en M€) entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel »	18
Figure 6 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel	19
Figure 8 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » de la CCVS	21
Figure 9 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2010 et 2050	22
Figure 10 : Prévision d'évolution de la facture énergétique du territoire à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum.....	36
Figure 11 : Prévision d'évolution de la facture énergétique des ménages à 2050 selon les scénarios tendanciel et maximum.....	37
Figure 12 : Distance de collecte de substrats méthanisables. Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015	40
Figure 13 : Principaux élevages porcins et volailles sur le territoire de la CCVS (Source : répertoire des ICPE).....	42
Figure 14 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016)	42
Figure 16 : Stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal)	45
Figure 17 : Possibilités de raccordement en injection	46
Figure 18 : Potentiel d'injection de biogaz sur le réseau de distribution de gaz du territoire.....	48
Figure 19 : Zones favorables à l'éolien sous conditions (Source : Schémas Régionaux Éolien de l'ex-région Picardie et de la Haute-Normandie)	51
Figure 20 : Zones favorables à l'éolien sous conditions situées à moins de 500 m d'une habitation (Source : Schémas Régionaux Éolien de l'ex-région Picardie et de la Haute-Normandie, et BD TOPO de l'IGN).....	51
Figure 21 : Vue aérienne de l'écluse Port de Pêche CCI au Tréport (Source : Géoportail)	55
Figure 21 : Vue aérienne du seuil à Gamâches (Source : Géoportail)	55
Figure 23 : Vue aérienne du moulin d'Eu (Source : Géoportail).....	55
Figure 24 : Inventaire des sites hydroélectriques en activité ou à l'arrêt.	56
Figure 25 : Périmètre de protection des monuments historiques (en vert), sur le territoire de la CCVS.	58
Figure 26 : Orientation possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est)	58

Figure 27 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul)	59
Figure 28 : Exemple du cadastre solaire sur Mers-les-Bains, Le Tréport et Eu	59
Figure 29 : Répartition de la puissance installable par type	60
Figure 31 : Surfaces forestières sur le territoire de la CCSV (Source : OCS2009).....	64
Figure 32 : Chiffres-clés du bois-énergie sur le territoire.....	65
Figure 33 : Carte des plateformes de bois déchiqueté autour de la CCSV (Source : Nord Picardie Bois et ADEME).....	67
Figure 34 : Capteur plan vitré.....	68
Figure 35 : Capteur tubulaire	69
Figure 36 : Cartographie des cibles possibles pour des projets de solaire thermique.....	70
Figure 37 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017)	71
Figure 38 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire.....	72
Figure 39 : Entreprise VERESCENCE (Bing Satellite)	73
Figure 40 : Entreprise SGD SA (Bing Satellite)	74
Figure 41 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.	75
Figure 42 : Carte du potentiel du meilleure aquifère (Source : géothermie-perspectives)	76
Figure 43 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013)	77
Figure 44 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013)	78
Figure 45 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur les communes d'Eu et du Tréport (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)	80
Figure 46 : Filières de production de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050.....	83
Figure 47 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys.....	84
Figure 48 : 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).....	85
Figure 49 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE.....	86
Figure 50 : Carte des réseaux de transport de gaz B et H dans la zone concernée par le plan de conversion (source : GRTgaz)	87
Figure 51 : Secteurs de conversion et zones pilotes (source : GRTgaz)	88
Figure 52 : Séquencement des zones à convertir (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE).....	89
Figure 53 : Dates de conversion des secteurs dans les scénarios de référence et accéléré (source : rapport « Projet TULIPE – étude technico économique » de E-CUBE).....	89