



# Mission d'étude de planification et de programmation énergétique territoriale

sur le territoire de  
la Communauté de Communes Thelloise

**Phase 2 : « Perspectives »**

Avec le soutien financier de :



**ADEME**



Agence de l'Environnement  
et de la Maîtrise de l'Energie

Avec le soutien technique de :



Avril 2019

**PHASE 2 : « PERSPECTIVES LIEES AUX  
BESOINS ET POTENTIELS FUTURS DU  
TERRITOIRE DE LA COMMUNAUTE DE  
COMMUNES THELLOISE »**

**Objet :**

Livrable phase 2 : Rapport d'identification des besoins et potentiels futurs

**Destinataire :**

Communauté de Communes Thelloise

Syndicat d'Énergie de l'Oise

**Rédacteurs :**

Marie Boueil, AEC

Marie Bled, Énergies Demain

**Relecteurs :**

Florian Coupé, AEC

Robin Bourgeon, AEC

Emilie Essono, Énergies Demain

**Date :**

04/2019

# Sommaire

---

Sommaire.....	3
1. Introduction .....	4
1.1 Présentation de la phase 2 de l'EPE .....	4
1.2 Rappel des principaux éléments du diagnostic .....	4
2. Scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire : 2020, 2030, 2050 .....	7
2.1 Contexte national et régional.....	7
2.2 Exercice de scénarisation .....	9
2.3 Scénario « Tendanciel » .....	9
2.4 Scénario « Baisse maximum » .....	15
2.5 Analyse et comparaison au SRADDET .....	19
2.6 Analyse par secteur .....	21
2.7 Facture énergétique .....	34
2.8 Conclusion de la partie Consommation .....	35
3. Potentiel de développement des EnR&R.....	36
3.1 Gaz renouvelable.....	38
3.2 Électricité renouvelable .....	49
3.3 Chaleur renouvelable .....	70
3.4 Conclusion de la partie EnR&R .....	91
4. Conclusion.....	92
5. Annexes.....	94
5.1 Compléments .....	94
5.2 Illustrations du rapport .....	98
5.3 Tableaux du rapport.....	100

# 1. Introduction

## 1.1 Présentation de la phase 2 de l'EPE

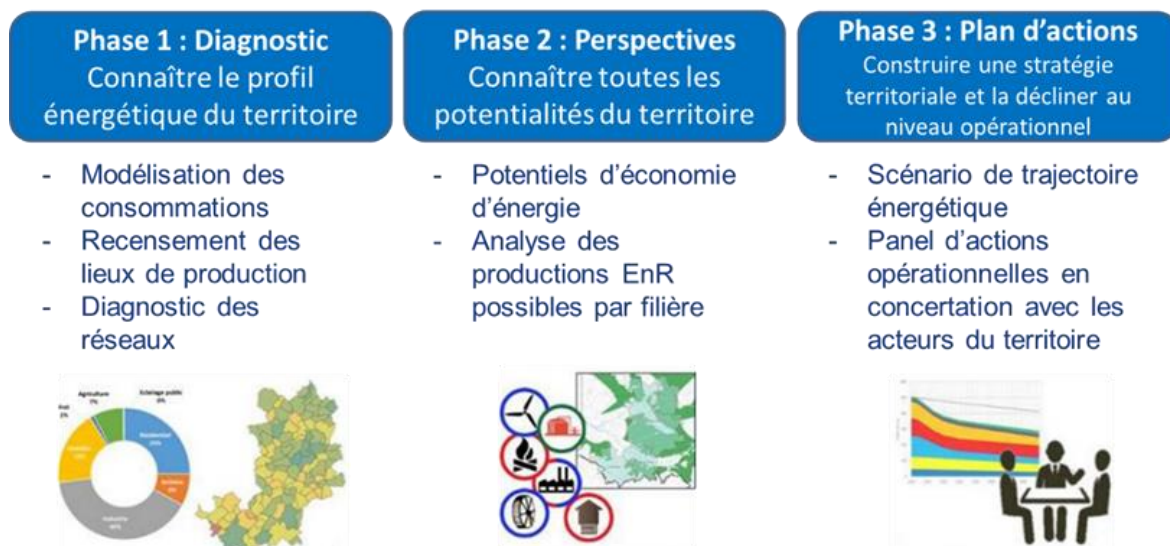


Figure 1 : Déroulement de l'Étude de Planification Énergétique en trois phases

Durant la phase 1 de l'Étude de Planification Énergétique de la CC Thelloise, un état des lieux des consommations d'énergie et production d'énergies renouvelables du territoire a été réalisé. La phase 2 de l'EPE se base sur ce diagnostic, consistant en une évaluation de toutes les potentialités du territoire en termes de réduction des consommations et d'augmentation des productions d'EnR. Les résultats sont détaillés pour chaque secteur d'activités, et pour chaque filière d'énergies renouvelables. Ensuite, viendra la 3<sup>ème</sup> et dernière phase, au cours de laquelle sera élaborée par les élus une stratégie territoriale, et déclinée au niveau opérationnel, en concertation avec les acteurs du territoire.

## 1.2 Rappel des principaux éléments du diagnostic

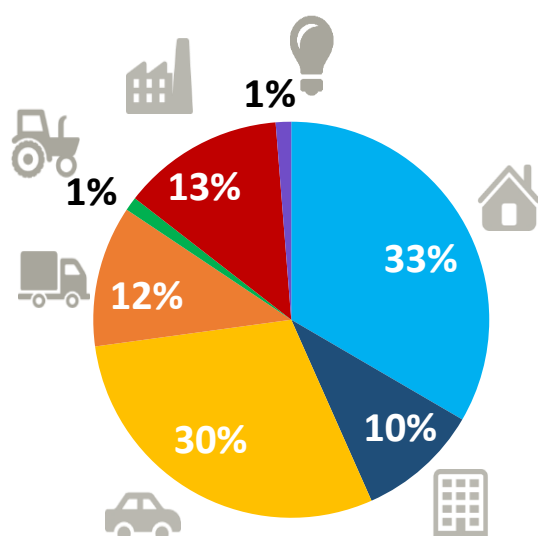


Figure 2 : Répartition des consommations énergétiques par secteur

	CC Thelloise		OISE
	GWhEF/an	MWhEF/hab.an	MWhEF/hab.an
<b>TOTAL</b>	<b>1 317</b>	<b>22</b>	<b>28</b>
<b>Industries</b>	174	2,9	7,1
<b>Mobilité</b>	388	6,5	6,7
<b>Résidentiel</b>	440	7,3	7,2
<b>Tertiaire</b>	131	2,2	3,3
<b>Fret</b>	152	2,5	3,0
<b>Agriculture</b>	15	0,2	0,4
<b>Éclairage Public, Déchets, Eaux Usées</b>	17	0,3	0,2

Tableau 1 : Consommations par secteur et correspondance par habitant

- La Communauté de Communes Thelloise consomme au total **1 317 GWhEF/an** correspondant à 6 % de la consommation énergétique de l'Oise, sachant que la population du territoire représente 7 % des habitants du département.

Le bilan des consommations est largement dominé par les ménages (résidentiel et mobilité), qui représentent 63% des consommations d'énergie du territoire. L'industrie, avec seulement 2,9 MWh par habitant et par an, est peu présente sur ce territoire en comparaison du reste du département. Les bâtiments (résidentiels et tertiaires) sont à l'origine de 43 % des consommations, suivis des transports (mobilité et fret) qui en génèrent 42 %.

- La production actuelle d'énergie renouvelable est issue quasiment exclusivement du bois-énergie, notamment sous sa forme traditionnelle de bois-bûches. Quelques installations photovoltaïques sur toitures complètent cet inventaire. Le bilan s'élève à **77 GWh/an** de production d'énergie renouvelable, dont 76 viennent du seul bois-énergie individuel.

Production annuelle (en GWh)	Électricité	Chaleur	Gaz
Éolien	0		
Photovoltaïque	0,8		
Méthanisation	0	0	0
Bois-énergie individuel		75,8	
Chaudières bois-énergie		0,4	
Géothermie		0,5	
Solaire thermique		0	
<b>TOTAL</b>		<b>77,5</b>	

- La balance énergétique du territoire montre un fort déséquilibre entre des consommations d'énergie élevées : 1317 GWh/an, et des productions d'énergies renouvelables très faibles : 77 GWh/an, soit 6% seulement de la consommation. L'objectif de cette étude va être de donner les clés pour rééquilibrer la balance, en réduisant les consommations d'une part et en augmentant les productions d'EnR d'autre part.

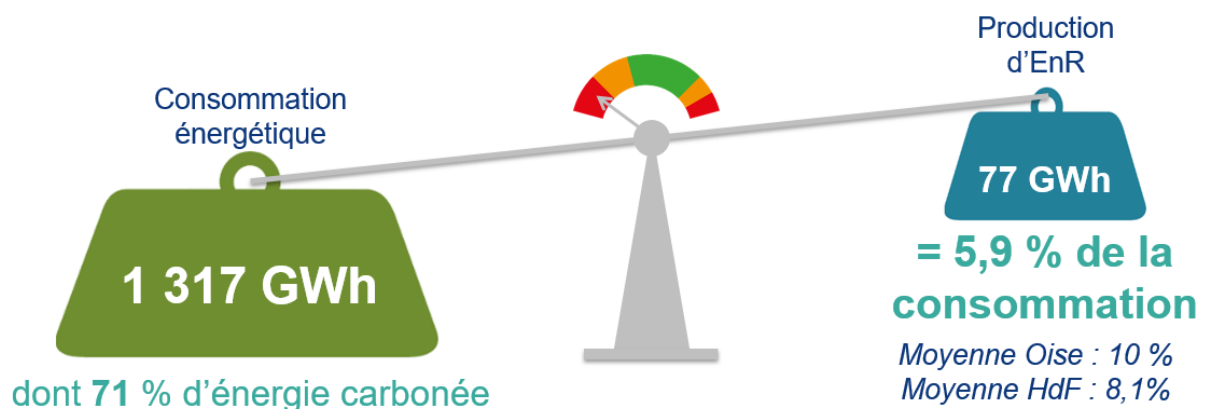


Figure 3 : Balance énergétique du territoire entre production d'EnR et consommation énergétique

Dans ce rapport, seront évalués d'abord les besoins futurs du territoire en termes de consommation d'énergie, selon un scénario tendanciel et un scénario de baisse maximum. Ensuite, les potentiels en matière de production d'EnR seront analysés. Enfin, ces deux analyses seront croisées.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Les phases 1 et 2 de l'EPE sont réalisées sur le périmètre de la CC Thelloise au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

## 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 national et régional

La scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire de la Communauté de Communes Thelloise s'inscrit dans un cadre national et régional ambitieux. D'abord, la **Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte** fixe comme objectif de réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Pour y répondre, des **Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET)** sont élaborés. Des objectifs quantitatifs de maîtrise de l'énergie y sont attendus à moyen et long termes. La définition de scénarios prospectifs y est également prescrite. A minima, les scénarios doivent présenter un scénario tendanciel et un scénario en réponse aux objectifs fixés par la Région (2030 et 2050). Les objectifs quantitatifs de réduction des consommations par secteur fixés par le SRADDET sont rappelés en Figure 4.

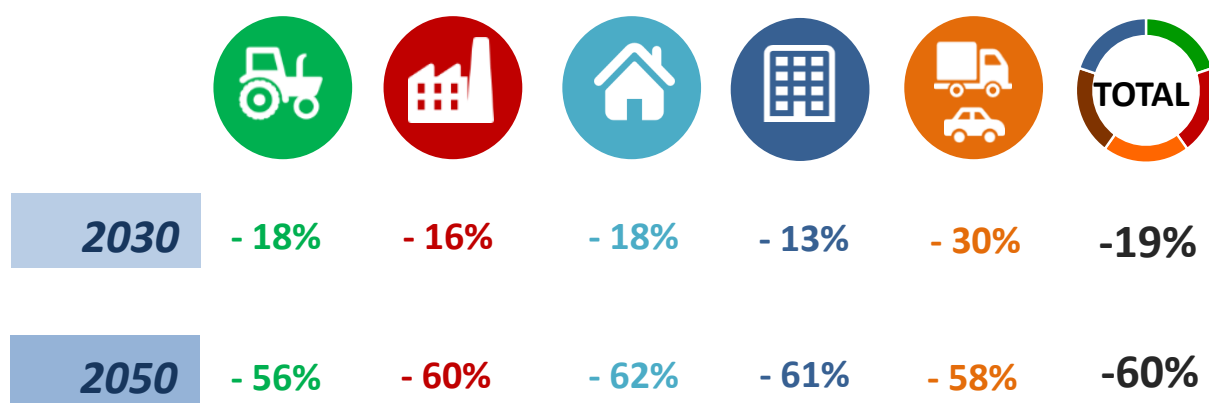


Figure 4 : Objectifs de réduction des consommations fixés par la région des Hauts-de-France aux horizons 2030 (dans le SRADDET) et 2050 (dans la démarche rev3)<sup>2</sup>

Au total, la Région se fixe comme objectif de réduire ses consommations de 60 % 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 -56 % à -62 %. Les rythmes d'évolution sont néanmoins différents d'un secteur à l'autre. Pour parvenir aux objectifs fixés pour 2050, les secteurs des transports et résidentiel devront fournir le plus d'efforts en maîtrise de l'énergie, pour une baisse de 30 % et 18 % respectivement d'ici 2030.

<sup>2</sup> SRADDET en cours – référence : <http://sraddet.participons.net/download/objectifs-climat-air-energie-futur-sraddet/?wpdmdl=876>

Pionnière de la transition énergétique, la région des Hauts-de-France est engagée depuis 2013 dans le dispositif « rev3 », Troisième Révolution Industrielle. La Région 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 de la phase 2 est d'accompagner le territoire dans le choix de ses orientations en matière de production et consommation d'énergie, pour répondre aux objectifs qu'il s'est fixé. Un plan d'action multisectoriel est établi, amenant à la construction d'un scénario « Baisse 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 2030 et 2050. Ce scénario « Baisse maximum » est comparé à un scénario « Tendanciel », qui sert de point de repère et montre les perspectives d'évolution sans actions supplémentaires de la part du territoire.









## 2.2 Exercice de scénarisation

La scénarisation consiste à estimer les consommations futures d'un territoire en basant sur un ensemble d'hypothèses d'évolutions touchant à la fois le territoire (démographie...), les technologies (performance des moteurs...) ou les actions / comportements des différents acteurs du territoire (rénovation des bâtiments, diminution des distances parcourues...). Dans le cadre de cette étude, l'outil PROSPER (co-développé par Energies Demain et le Syndicat Intercommunal d'Énergie de la Loire (SIEL42)) a permis de réaliser les différentes simulations présentées ci-dessous. PROSPER est par ailleurs accessible via une interface web, administrée par le SE60.




## 2.3 Scénario « Tendanciel »

### 2.3.1 Méthodologie et hypothèses

Le scénario dit « tendanciel » désigne le scénario d'évolution de la demande en énergie, **sans action supplémentaire du territoire**. 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 population supplémentaire (selon RT2012, 2020)	SRCAE Picardie <sup>3</sup>
 Tertiaire	Rénovation légère de 35% du privé existant Construction neuve pour la population supplémentaire (selon RT)	SRCAE Picardie
 Industrie	Consommations réelles jusque 2016 (Gaz, Elec) Aucune évolution ensuite	GRT, GRDF, ENEDIS
 Mobilité	- Performance des véhicules : consommations - 47% - Distances parcourues : + 22% - Covoiturage : + 2% - Incorporation d'agro carburant : de 7% en 2010 à 10% en 2020 puis stabilisation	Énergies Demain d'après le SRCAE Picardie

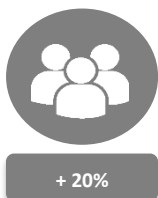
<sup>3</sup> Le SRCAE Picardie a été annulé par la Cour Administrative d'appel de Douai le 16 juin 2016. Les objectifs fixés par ce document sont cités ici, car le SRADDET (actuellement en cours de validation) en reprend le contenu.

 <b>Fret</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Performance des moteurs : -25% à -31% selon les modes.</li> <li>- Augmentation des distances parcourues : +94% (dont +77% pour le routier, +95% pour le ferroviaire, +69% pour le fluvial et le maritime)</li> <li>- Incorporation d'agro carburant : de 7% en 2010 à 10% en 2020 puis stabilisation</li> </ul>	<i>Énergies Demain, d'après le SRCAE Picardie et le rapport « Cinq scénarios pour le FRET et la logistique en 2040 », PREDIT.</i>
 <b>Agriculture</b>	Pas d'évolutions considérées	<i>Énergies Demain</i>
 <b>Éclairage public</b>	Pas d'actions de maîtrise de l'énergie  Croissance du parc en fonction de la population	<i>Énergies Demain</i>

### Mix énergétique

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

### Évolution de la population



L'évolution de la population s'appuie sur le scénario central de l'INSEE<sup>4</sup> 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 (minimum et maximum) sont appliquées afin de rester le plus réaliste possible.

Sur le territoire de la CCT, la population passe ainsi de 58 600 habitants en 2010 à 70 100 en 2050, soit une augmentation de 20%

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

### Simulation de la facture énergétique

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

<sup>4</sup> Scénario central de projection de population 2013 – 2070, INSEE, 2016

L'évolution des coûts annuels par énergie est basée sur les données réelles jusqu'en 2017 (source : base de données PEGASE<sup>5</sup>). 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 prises en compte :

**Tableau 2 : Hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie**

Énergie	Unité	2015	2020	2030	2040	2050	Source
Fioul	\$ / bl	51	79	111	124	137	Agence Internationale de l'Energie - IEA assumptions 2017 (Scénario RTS « sans baisse de la demande »)
Charbon	\$ / t	64	72	83	87	90	
Gaz	\$ / Nm <sup>3</sup>	1,97	2,00	2,91	3,25	3,44	
Electricité	Indice	100	-	110	-	134	Scénario ADEME 80% EnR

**Tableau 3 : 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 <sup>6</sup>		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 prévision 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, des fortes augmentations de coûts liées à l'électricité 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 131 M€ à l'année de référence à 301 M€ en 40 ans, soit une hausse de 130 %.

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> Carbone 4 : Cabinet de conseil spécialisé dans la stratégie bas carbone et l'adaptation au changement climatique

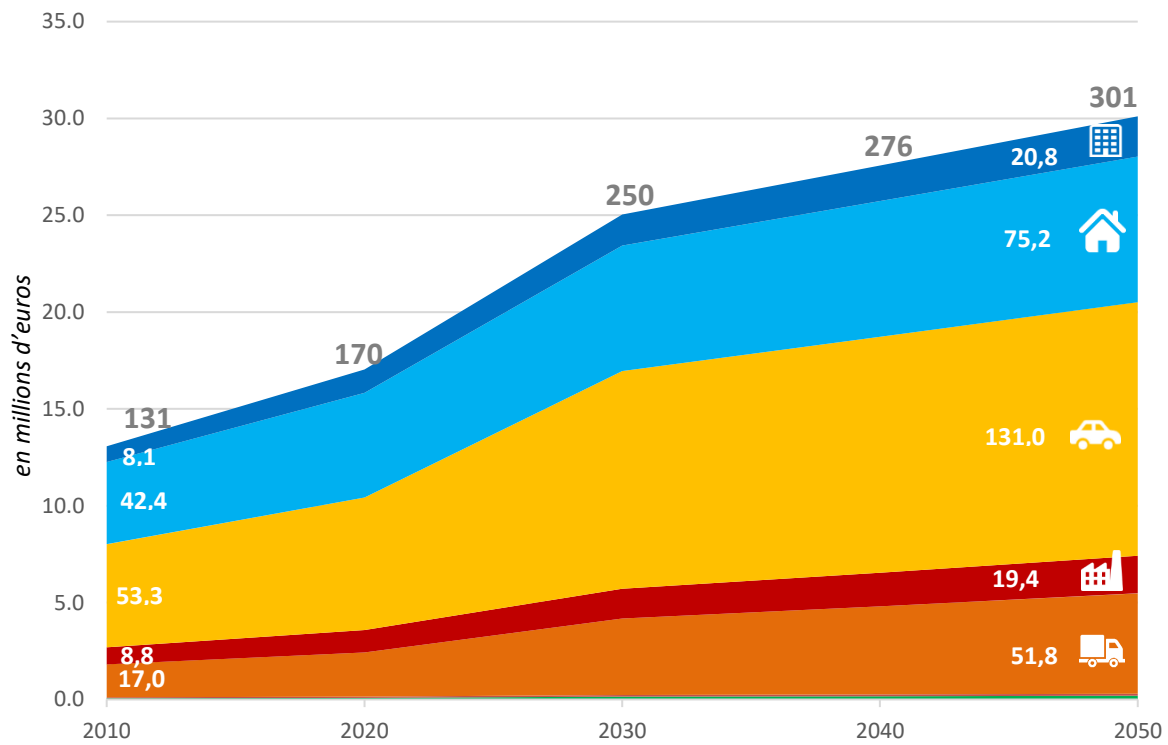


Figure 5 : Évolution de la facture énergétique (en M€) entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel »

### 2.3.2 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 » engendre une **légère baisse des consommations énergétiques à horizon 2050**. Celle-ci passe de 1311 GWh en 2010 à 1230 GWh en 40 ans. L'ensemble des évolutions de consommations provoque une baisse de 6 % en 40 ans, traduisant des rythmes d'évolution différents entre les secteurs. Le fret et le tertiaire voient leurs consommations augmenter légèrement, mais ces hausses sont compensées par des réductions de consommations dans les secteurs à fort enjeu que sont le résidentiel et la mobilité. L'horizon 2030, échéance intermédiaire, enregistre tendanciellement une consommation de 1276 GWh, correspondant à une baisse de 3 % par rapport à 2010.

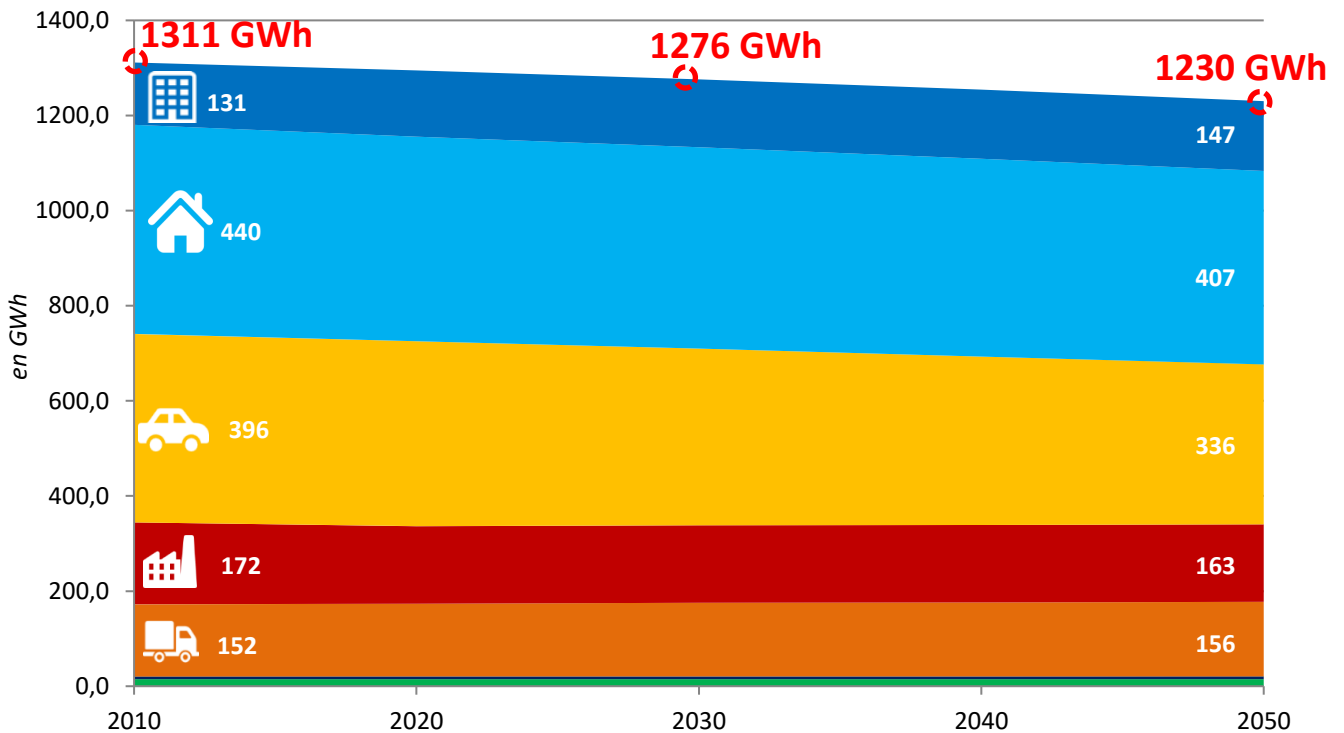


Figure 6 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel

Au niveau des **énergies utilisées**, les produits pétroliers et l'électricité maintiennent les premiers rangs au niveau des consommations du territoire, suivis par le gaz naturel. De fait, la consommation d'énergies fossiles, tous secteurs réunis, baisse de 9 % en 40 ans. De même, l'électricité, deuxième vecteur énergétique du territoire, n'évolue que très peu au cours du temps. Une baisse de 2% des consommations électriques entre 2010 et 2050 en témoigne. L'absence d'hypothèses quant au verdissement des énergies explique le faible taux d'énergies renouvelables à toutes les échelles de temps. Toutefois, la consommation d'énergie provenant du solaire thermique, principalement dans les bâtiments, est amenée à croître de manière tendancielle, de 0,1 GWh en 2010 à 5,4 GWh en 2050 à cause notamment de l'intégration plus fréquente de ces technologies dans les bâtiments neufs.

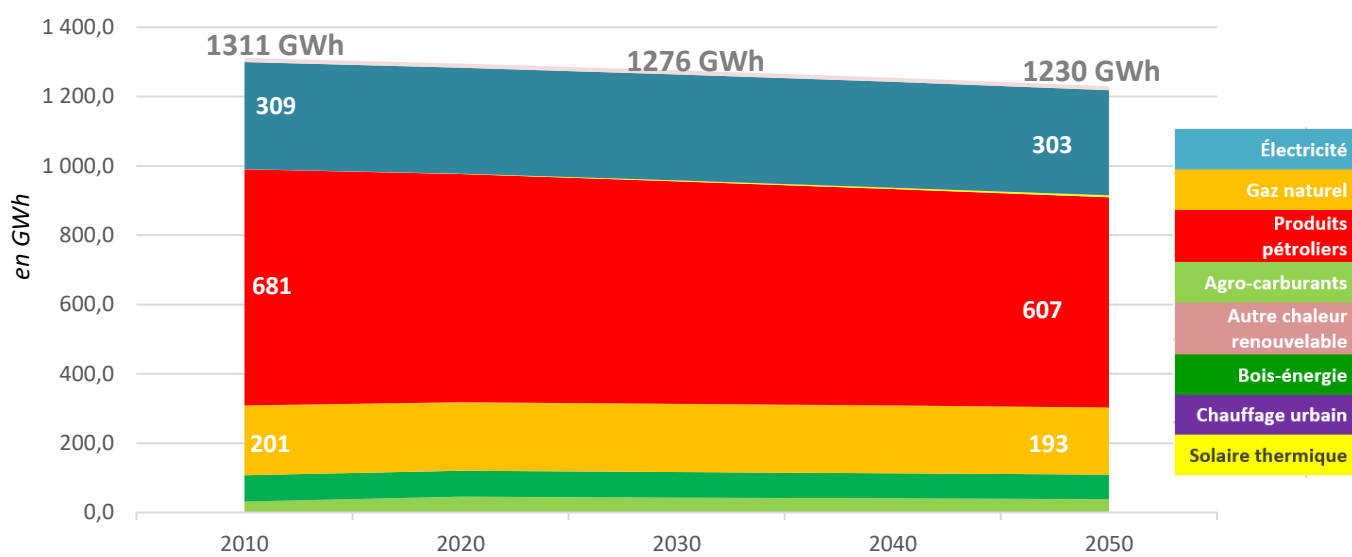








Figure 7 : Évolution des consommations par énergie entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel », en GWh

## 2.4 Scénario « Baisse maximum »

### 2.4.1 Méthodologie et hypothèses

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. Pour l'ensemble des secteurs représentés (à l'exception de la mobilité et du fret), aucune action de substitution des énergies fossiles n'est considérée, le but étant d'uniquement 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
 <b>Résidentiel</b>	<p>Rénovation au niveau « Bâtiment Basse Consommation » (BBC) de 95% des logements, soit 16 500 maisons individuelles, 2100 appartements et 2300 logements HLM. Les déconstructions de bâtiments et les actions de rénovation en cours sont prises en compte dans le modèle.</p> <p>Aucune substitution d'énergie prise en compte</p>	<p><i>INSEE, Simulation Prosper</i></p>
 <b>Tertiaire</b>	<p>Rénovation BBC de 95% des surfaces tertiaires, soit 166 000 m<sup>2</sup> de tertiaire public et 282 000 m<sup>2</sup> de tertiaire privé.</p> <p>Aucune substitution d'énergie prise en compte</p>	<p><i>Diagnostic EPE, Simulation Prosper</i></p>
 <b>Industrie</b>	<p>Adaptation du scénario DGEC AMS2 (scénario de référence de la Stratégie Nationale Bas Carbone) par branche industrielle (sans substitution).</p> <p>Aucune substitution d'énergie prise en compte</p>	<p><i>Scénario AMS2 2016-2017 (DGEC) pour la France</i></p>
 <b>Mobilité</b>	<p>Adaptation du scénario NégaWatt<sup>7</sup> : parts modales par type de territoire, efficacité énergétique, covoiturage et motorisation alternative.</p>	<p><i>Diagnostic EPE, Scénario NégaWatt</i></p>
 <b>Fret</b>	<p>Adaptation du scénario NégaWatt : évolution des flux, efficacité et motorisation alternative.</p>	<p><i>Diagnostic EPE, Scénario NégaWatt</i></p>
 <b>Agriculture</b>	<p>Adaptation du scénario Afterres 2050 (scénario de transition agricole et alimentaire élaboré par Solagro<sup>8</sup>) sans évolution du mix énergétique.</p>	<p><i>Observatoire Régional, Afterres 2050</i></p>

<sup>7</sup> NégaWatt est une association œuvrant pour la transition énergétique. [www.negawatt.org](http://www.negawatt.org)

<sup>8</sup> Solagro est une entreprise associative œuvrant pour la transition énergétique. <https://solagro.org/>



## 2.4.2 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 (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 CC Thelloise, une **baisse considérable des besoins énergétiques** se dessine. La consommation passe de 1311 GWh en 2010 à 659 GWh en 2050, soit une baisse de 50%. Pour y arriver, des efforts de sobriété et d'efficacité énergétiques sont attendus dans l'ensemble des secteurs ; la consommation de chaque secteur (agriculture mise à part) est ainsi divisée par deux par rapport à l'état des lieux initial. Par ailleurs, les trajectoires d'évolution de consommations sont plus ou moins continues en fonction du secteur considéré.

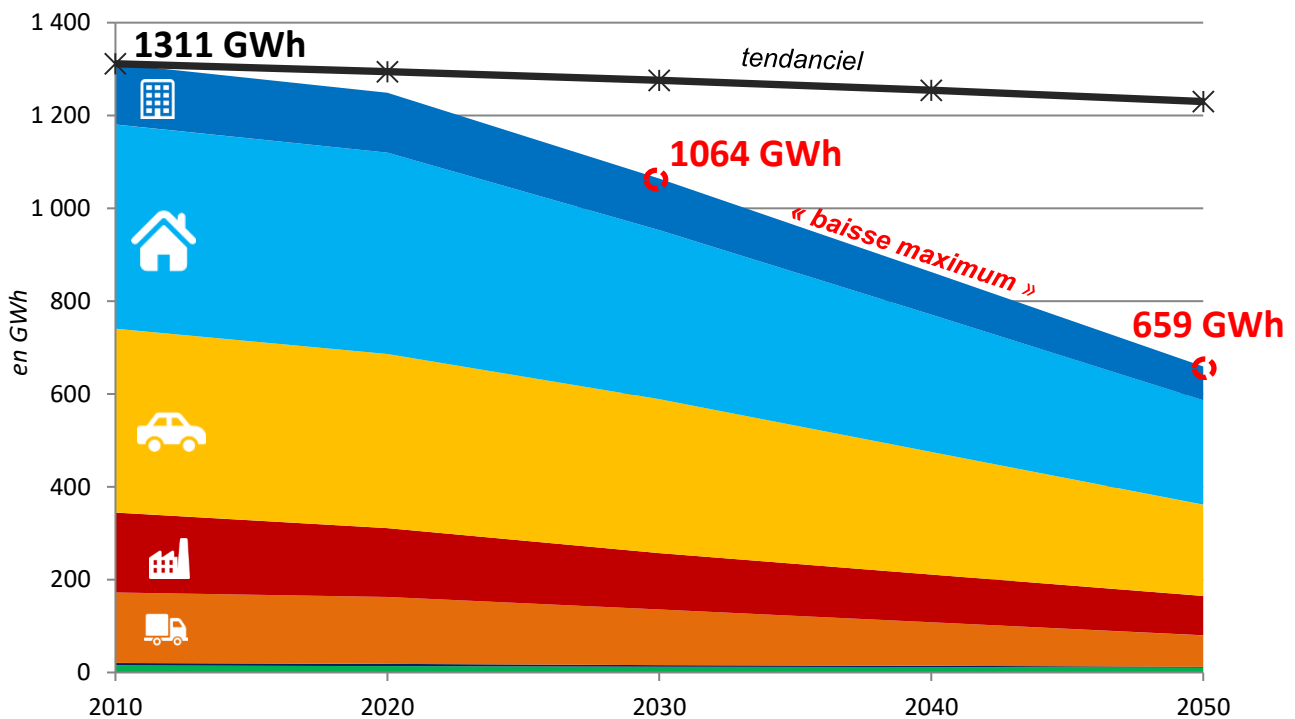


Figure 8 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » de la CC Thelloise

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 31 et 50% sont respectivement envisagées pour les bâtiments et l'industrie 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. Il en résulte une légère augmentation de solaire thermique dans les logements, avec un passage estimé de 0,1 GWh en 2010 à 5,4 GWh en 2050, ainsi qu'une légère augmentation de la part de chaleur renouvelable



dans le bouquet énergétique de l'industrie par rapport à 2010. Concernant le bois énergie, les travaux de rénovation sur les logements utilisant cette énergie permettent d'économiser 44 GWh/an en 2050, ce qui correspond à 1,6 fois la consommation des logements au fioul en cette même année. Il est donc possible d'augmenter la part des logements chauffés au bois sans puiser davantage dans cette ressource.

En alliant la substitution d'énergie à la sobriété énergétique, il sera bien plus aisé d'arriver aux objectifs de réduction de consommation énergétique souhaités.

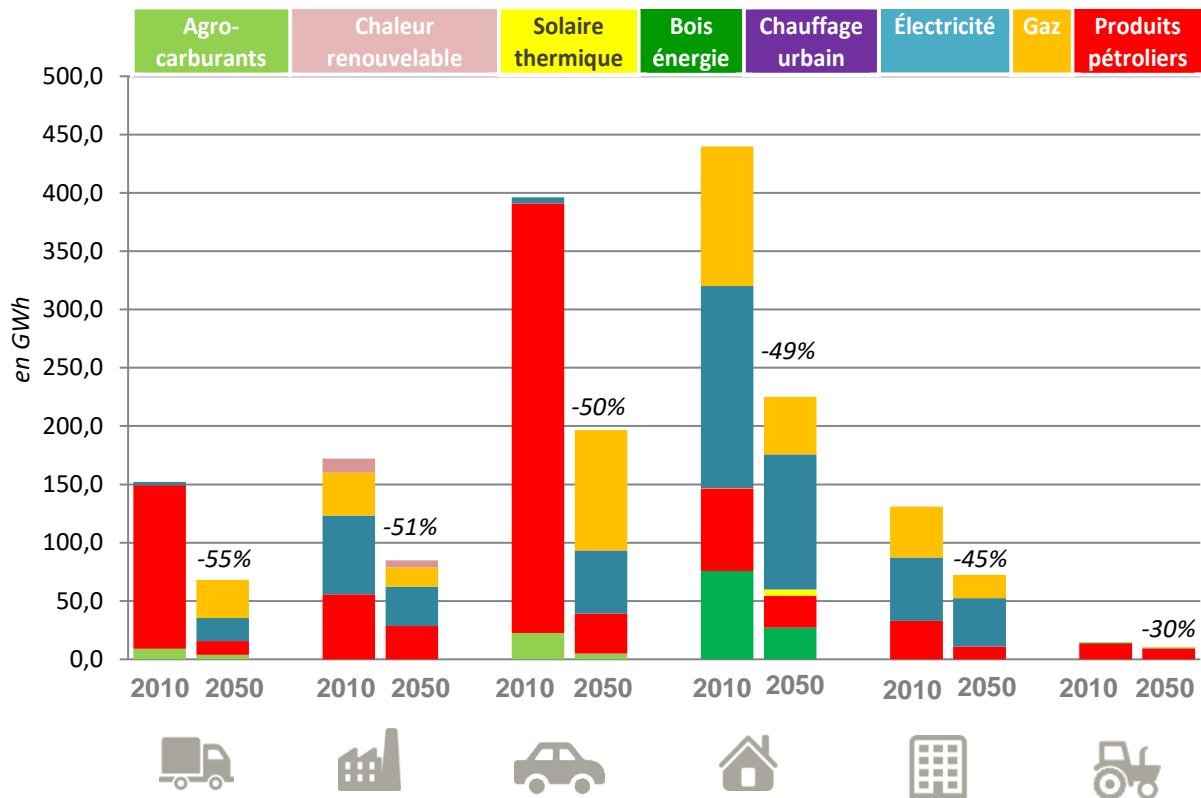


Figure 9 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2010 et 2050

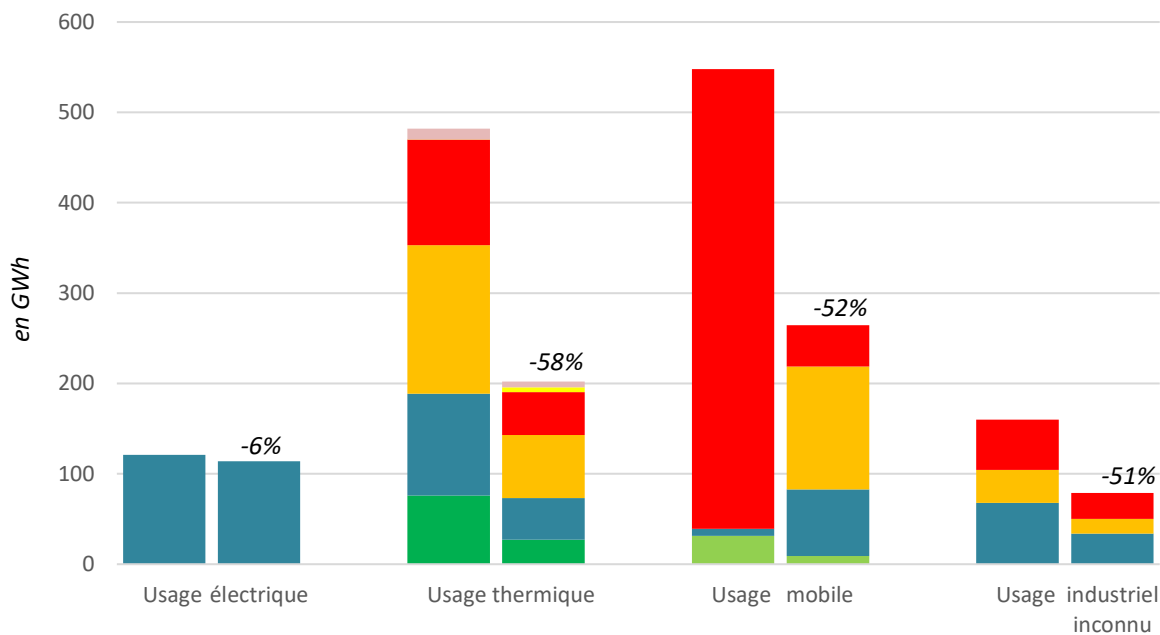


Figure 10 : Comparaison des consommations énergétiques par usage et énergie entre 2010 et 2050

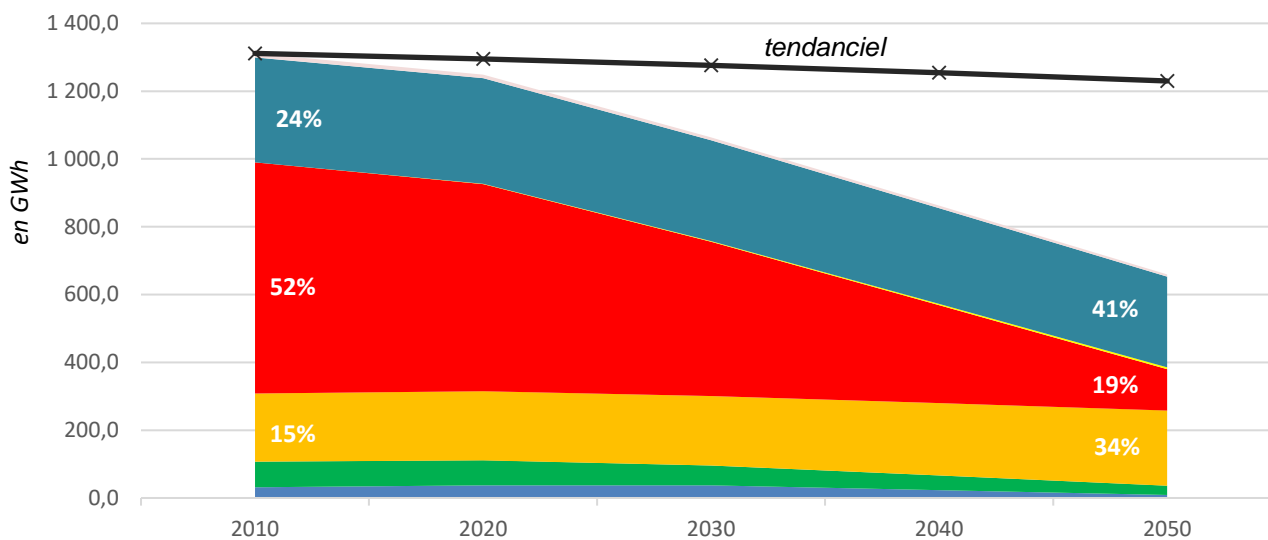


Figure 11 : Evolution des consommations énergétiques entre 2010 et 2050 par énergie

## 2.5 Analyse et comparaison au SRADET

Afin de pouvoir juger de l'intérêt du scénario « baisse 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, et ce à tous les horizons et dans tous les secteurs d'activité. Quant au scénario « baisse maximum », celui-ci est globalement satisfaisant, respectant les objectifs régionaux du SRADET en 2030 et en 2050. Ce constat valide les résultats du scénario « baisse maximum », et fonde ainsi sa légitimité.

Néanmoins, une **décomposition sectorielle** montre certaines différences entre le scénario « baisse maximum » et le SRADET. Dans les transports en particulier, le scénario dépasse de 4 % l'objectif régional en 2050. Dans l'industrie, elle le dépasse de 1%. Dans l'agriculture, le résidentiel et le tertiaire, en revanche, les économies d'énergie simulées dans le scénario « baisse maximum » ne suffisent pas à répondre aux objectifs régionaux pour 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, considérant la difficile faisabilité de certaines actions du scénario « baisse maximum », un scénario conforme mais « réaliste » reste à définir. Celui-ci se situerait entre le scénario « tendanciel » et le scénario « baisse maximum ». Par conséquent, ce scénario ne parviendra sans doute pas à respecter les objectifs globaux du SRADET. Cependant, il est nécessaire de rappeler que le territoire doit connaître une croissance de 20% de sa population d'ici à 2050, ce qui justifie la difficulté à atteindre les objectifs. Ainsi, si on observe l'évolution des consommations par habitant, il apparaît que les objectifs du SRADET sont largement dépassés, et ce dans tous les secteurs mise à part l'agriculture. L'établissement de ce scénario intermédiaire choisi par le territoire fera notamment l'objet de la phase 3 de l'Étude de Programmation Énergétique en cours.

**Tableau 4 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2010 pour les deux scénarios (tendanciel et « baisse maximum ») et objectifs réglementaires (SRADET)**

Secteur	Situation en 2030			Situation en 2050		
	SRADET	Tendanciel	Scénario «baisse maximum»	SRADET	Tendanciel	Scénario «baisse maximum»
Agriculture	-18%	0%	-15%	-47%	0%	-30%
Industrie	-16%	-5%	-30%	-50%	-5%	-51%
Résidentiel	-18%	-4%	-17%	-52%	-8%	-49%
Tertiaire	-13%	+9%	-16%	-51%	+12%	-45%
Transports	-30%	-4%	-18%	-48%	-10%	-52%
Total	-19%	-9%	-19%	-50%	-6%	-50%

Évolution des consommations par habitant par secteur par rapport à 2010  
pour les deux scénarios (tendanciel et « baisse maximum ») et objectifs réglementaires (SRADDET)

Secteur	Situation en 2050		
	SRADDET	Tendanciel	Scénario «baisse maximum»
Agriculture	-47%	-17%	-42%
Industrie	-50%	-21%	-59%
Résidentiel	-52%	-23%	-57%
Tertiaire	-51%	-7%	-54%
Transports	-48%	-25%	-60%
<b>Total</b>	<b>-50%</b>	<b>-22%</b>	<b>-58%</b>

## 2.6 Analyse par secteur

### 2.6.1 Le résidentiel

- **Scénario « Tendanciel »**



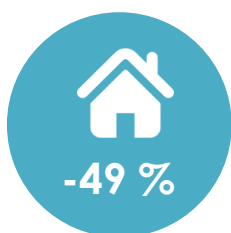
57% du parc rénové

La caractérisation de la population de la CC Thelloise ainsi que les traits ruraux de cette dernière permettent d'estimer l'évolution du parc de bâtiments résidentiels à horizon 2050. La hausse de la démographie se traduit d'abord par la construction de nouveaux logements. Les bâtiments récemment construits répondent déjà à des normes énergétiques et environnementales strictes et ne représentent donc pas un gisement important de réduction de consommations.

Statistiquement, l'évolution des consommations énergétiques du territoire est uniquement régie par le nombre de bâtiments rénovés thermiquement. Un rythme de rénovation de 2%/an jusqu'en 2050 engendre une baisse de 8% au niveau de la demande énergétique du secteur. A noter : la rénovation considérée est une rénovation légère, portant par exemple sur un poste de travaux. Relativement à la taille du parc bâti, cela représente **environ 12 900 logements rénovés en 2050**. 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	+7,7 % à 2020 et +19,8 % à 2050 par rapport à 2010 (Évolution selon le modèle OMPHALE départemental de l'INSEE) répartie selon la population actuelle.  Surface moyenne, conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Démolition ou vacance	0,12 % par an jusque 2050
Rénovation énergétique de logements	2% des logements rénovés par 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 Eau Chaude Sanitaire (ECS) : -10 %/logement à 2020, -14 %/logement à 2050 (par rapport à 2010)

- **Scénario « Baisse maximum » :**



95% du parc rénové

Dans le secteur résidentiel, l'objectif est que **l'intégralité du parc de logements soit rénové au niveau BBC en 2050**. Le taux considéré est de 95% des logements, pour prendre en compte une part de contraintes techniques et architecturales, qui impliquent qu'il est matériellement impossible de rénover ces 5% du parc.

Pour parvenir à cet objectif, le rythme de rénovation des logements HLM est estimé à 80 logements/an d'ici 2050. Pour les logements collectifs non sociaux, il est estimé à 70 logements/an, et pour les maisons individuelles à 550 logements/an. Dans l'ensemble du parc de logements, seules les résidences principales sont ciblées

lorsqu'il s'agit de rénovation énergétique.

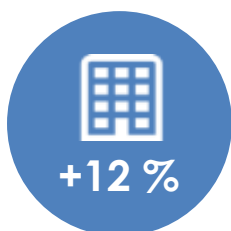
C'est ainsi que les gains moyens portent principalement sur les consommations liées au chauffage (de -70 à -80%).

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux logements	+7,7 % à 2020 et +19,8 % à 2050 par rapport à 2010 (Évolution OMPHALE départemental, INSEE) répartie selon la population actuelle.  Surface moyenne, conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Démolition ou vacance	0,12 % par an jusque 2050
Rénovation énergétique de logements	3 % des logements rénovés par an, au niveau BBC ( <i>source : DGALN<sup>9</sup></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)

<sup>9</sup> DGALN : Direction générale de l'aménagement, du logement et de la nature, au sein du Ministère de la Transition écologique et solidaire.

## 2.6.2 Le tertiaire

- **Scénario « Tendanciel » :**

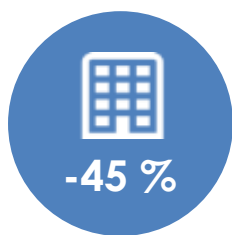


40 % du parc  
renové

L'évolution tendancielle des consommations énergétiques des surfaces tertiaires repose sur le rythme de rénovation de ces dernières. La territorialisation des hypothèses du scénario régional établi dans le cadre du SRCAE de l'ex région Picardie permet de modéliser une rénovation annuelle de 1% des surfaces tertiaires à horizon 2050. Le parc auquel s'applique ce taux de rénovation est également amené à évoluer au cours du temps, suivant des taux de construction de bâtiments tertiaires estimés à partir du parc initial et de l'évolution statistique des emplois et de la démographie au sein du territoire. Au total, ce sont **plus de 188 000 m<sup>2</sup> de surfaces tertiaires** qui auront connu une action de rénovation en 2050. Les hypothèses établies dans le scénario « tendanciel » du SRCAE, en lien avec le réchauffement climatique, établissent une hausse d'équipement en climatisation des bâtiments tertiaires, qui augmentent de 1 % à 6 % par décennie entre 2010 et 2050.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux bâtiments tertiaires	+7,7 % à 2020 et +19,8 % à 2050, par rapport à 2010 ( <i>Évolution OMPHALE départemental, 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 « Baisse maximum » :**



95% du parc rénové

Dans le scénario « baisse maximum », et de la même manière que les logements résidentiels, une simulation incluant la rénovation BBC comme action de maîtrise de l'énergie permet de prédire l'évolution des consommations énergétiques entre 2010 et 2050. Selon les surfaces des bâtiments, une distinction est faite entre les différentes branches du tertiaire public. Le nombre de bâtiments à rénover est sensiblement égal entre les différentes branches, ce qui requiert une mobilisation complète de la part de l'ensemble des activités du secteur, malgré des enjeux énergétiques plus ou moins forts entre les branches. Seul l'habitat communautaire présente des surfaces significativement inférieures aux autres branches. L'enjeu de rénovation est surtout au niveau des **bâtiments tertiaires privés**, avec **282 000 m<sup>2</sup> à rénover** suivant le scénario

visant à mobiliser les potentiels maximums du territoire, sur un total d'environ 296 000 m<sup>2</sup> de surfaces tertiaires privées en 2010. Le **tertiaire public représente quant à lui une surface à rénover de 166 000 m<sup>2</sup>**, pour une surface totale de 175 000 m<sup>2</sup>.

C'est ainsi que les gains moyens portent principalement sur les consommations liées au chauffage (-80%), à la production d'ECS (-24%) et à la climatisation (-18%).

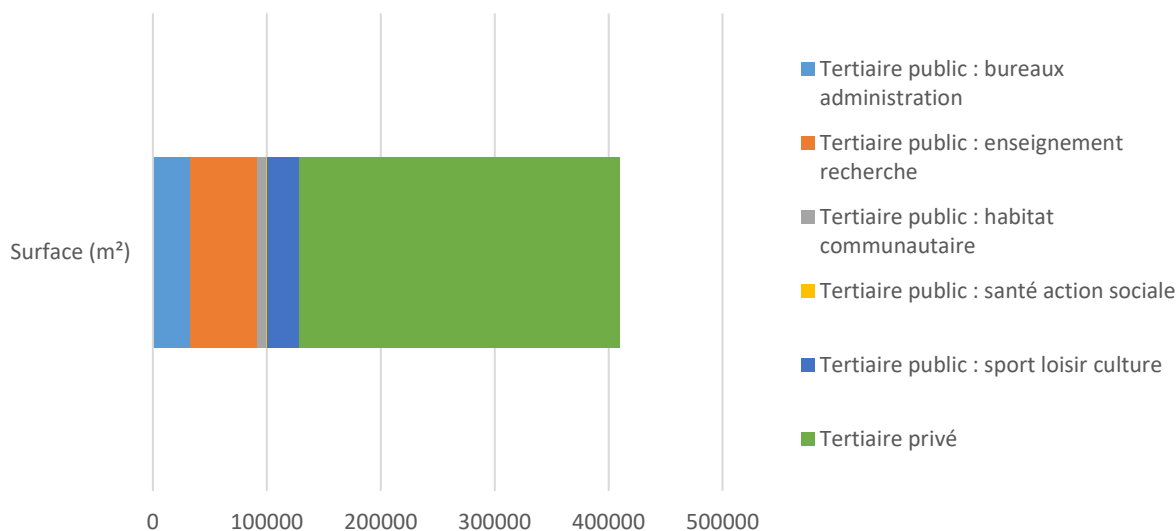


Figure 12 : Surfaces de bâtiments tertiaires à rénover à horizon 2050 suivant le scénario « baisse maximum »



### 2.6.3 L'industrie

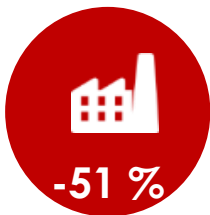
- **Scénario « Tendancier »**



163 GWh<sub>EF</sub>/an

Pour construire le scénario tendancier d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AME<sup>10</sup> de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées. Dans l'état des lieux énergétique du territoire, la consommation du secteur s'établissait à 172 GWh, soit 13 % du bilan initial global. Entre 2010 et 2020, une baisse de consommation peut être observée, puis une stagnation jusqu'à 2050. L'hypothèse de maintien de la consommation énergétique de l'industrie n'a que peu d'impact sur le rythme d'évolution de la consommation énergétique du territoire, au vu de sa faible part dans la répartition des consommations.

- **Scénario « Baisse maximum » :**



-2,1 GWh<sub>EF</sub>/an

Pour construire le scénario maximum de diminution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AMS2<sup>11</sup> de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées.

---

<sup>10</sup> Le scénario AME (Avec Mesures Existantes) illustre les évolutions tendancielles des consommations d'énergie.

<sup>11</sup> 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 6 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grandes Consommatrices d'Énergie (IGCE) et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages thermiques

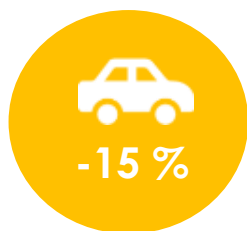
Branche d'activité industrielle	2010	2030	2050
Acier	1	0,80	0,62
Ethylène	1	0,82	0,65
Chlore	1	0,79	0,60
Ammoniac	1	0,80	0,62
Clinker	1	0,89	0,78
Papier-pâtes	1	0,77	0,56
Verre	1	0,78	0,58
Aluminium	1	0,69	0,43
Sucre	1	0,74	0,51
Métaux primaires (hors acier et aluminium)	1	0,85	0,71
Chimie (hors éthylène, 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

Tableau 7 : Évolution des consommations unitaires des IGCE 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

## 2.6.4 La mobilité

- **Scénario « Tendanciel »**



+2%/an de trajets en voiture en moyenne

matière d'éco mobilité.

Dans le scénario « tendanciel », l'évolution des parts modales et l'amélioration des performances des véhicules régissent principalement l'évolution des consommations énergétiques jusqu'en 2050. L'ensemble des changements liés à la fois au parc de transport collectif et individuel provoque une baisse de 15 % en 2050 des consommations énergétiques liées à la mobilité sur le territoire de la CC Thelloise. Son caractère rural se traduit en une augmentation de l'usage de la 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 des 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

	Détails des hypothèses
Évolution de la démographie	+7,7% à 2020 et +19,8% à 2050 par rapport à 2010 (Évolution OMPHALE départemental, INSEE) répartie selon l'évolution de la population sur le territoire.
Taux de remplissage des voitures	Augmentation de 2% en 2050 par rapport à 2010
Distance moyenne d'un déplacement	+0,5% par an jusque 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 <sub>2</sub> /km en 2010 à 85 gCO <sub>2</sub> /km en 2030, puis 74 gCO <sub>2</sub> /km en 2050

- **Scénario « Baisse maximum »**



-25% de trajets en voiture en moyenne

Pour l'établissement du scénario « baisse maximum », les hypothèses adoptées ont été construites à partir du scénario national 2017-2050 publié par Négawatt<sup>12</sup>. Trois paramètres y sont considérés, à savoir le mode de transport, le type de mobilité, ainsi que l'urbanisme et la densité de la zone considérée (pour la mobilité quotidienne). Afin de prédire l'évolution des consommations liée à la mobilité des personnes sur le territoire de la CC Thelloise, l'évolution de la démographie est prise en compte, conjointement avec l'évolution du parc de motorisation et les changements de parts modales. Un ensemble d'hypothèses est appliqué, en fonction des vecteurs énergétiques en question, de la fréquence des déplacements (quotidiens/occasionnels) et du mode de transport. L'évolution des parts modales à horizon 2050 est fonction de l'appartenance ou non à un pôle urbain<sup>13</sup>.

La majorité des communes du territoire étant considérées comme étant des espaces ruraux, la part de la voiture évolue peu passant de 95% des voyageur.km à 86%, mais le covoiturage se développe : on passe ainsi de 1,2 à 1,4 personnes par véhicule. Dans ces zones, les transports en commun augmentent également mais restent minoritaires. Les communes de Blaincourt-lès-Précy, Précy-sur-Oise et Villers-sous-Saint-Leu sont quant à elle considérées comme appartenant à un grand pôle urbain : la part de la voiture y diminue donc drastiquement, tandis que les transports en communs y connaissent un essor important. 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 en mobilité occasionnelle, avec une baisse de 17 % en 30 ans (2020 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%	3%
	2050	81%	1%	18%
Espace rural	2010	95%	1%	4%
	2050	86%	1%	13%

Tableau 8 : 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 9 : Évolution du mix énergétique entre 2010 et 2050 en fonction du mode de transport

<sup>12</sup> Voir le [Rapport Technique du Scénario Négawatt 2017-2050 \(p. 185 à 194\)](https://negawatt.org/Rapport-technique-du-scenario-negaWatt-2011-2050-189) : <https://negawatt.org/Rapport-technique-du-scenario-negaWatt-2011-2050-189>

<sup>13</sup> 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.

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

## 2.6.5 Le fret

- **Scénario « Tendancier »**



**-0,8%/an de conso unitaire**

L'évolution tendancielle des consommations énergétiques liées au transport de marchandises est **très faible** (+3% en 40 ans). Celle-ci est d'une part basée sur l'évolution des parts modales, favorisant le mode fluvial, tel que le prévoit le scénario de consommation énergétique du SRCAE de la Région. La performance des modes de transport engendre également une baisse considérable de consommations. De fait, un gain de 18% à 22% est estimé en consommation par tonne de marchandises transportées 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 tonnes.km/an de 2012 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 des autres modes suivant 2 périodes : - De 2010 à 2030 : Ferroviaire : -18%, Fluvial/Maritime : -22%, Aérien : -19% - De 2030 à 2050 : calage sur taux d'évolution du routier.

- **Scénario « Baisse maximum » :**



**68%** de GNV en 2050 pour le routier.

Le scénario « baisse maximum » de prospective énergétique appliqué au fret à horizon 2050 est inspiré du scénario Négawatt 2017-2050<sup>14</sup>. 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.

C'est l'évolution vers une production durable et une consommation locale et durable des activités et de la population qui rend possible ce scénario (circuits courts, mutualisation, ...).

**Tableau 12 : Variation des flux de transport de marchandises en tonnes.km/hab/an entre 2010 et 2050 par mode de transport**

	Flux de transports	
	2010	2050
Routier	4776	2139
Ferroviaire	393	1137
Fluvial/Maritime	3829	2654
Aérien	58	37

**Tableau 11 : Évolution du mix énergétique des transports de marchandises routiers et ferroviaires par énergie en % des milliards de tonnes.km transportées**

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

<sup>14</sup> Rapport technique du Scénario Négawatt 2017-2050 (p.195 à 197)  
<https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2017-2050-hypotheses-et-resultats>

## 2.6.6 L'agriculture

- **Scénario « Tendancier » :**



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. En effet, à l'état initial, la consommation énergétique liée à l'agriculture ne représentait que 1% du bilan global de la CC Thelloise, soit 15 GWh.

- **Scénario « Baisse maximum » :**

Suivant le scénario « baisse 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, modes de cultures, etc.), et des améliorations techniques (serres basse consommation, irrigation économe, moteurs des tracteurs)<sup>15</sup>.

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 (agrocarburants, pétrole), des hypothèses supplémentaires sur le taux d'incorporation d'agro carburants sont émises (6% en 2010 et 25% en 2050).

**Tableau 13 : Hypothèses d'évolution de la consommation par énergie pour l'agriculture au niveau national d'après le scénario Afterres 2050 en TWh**

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

<sup>15</sup> [Scénario Afterres 2050, Solagro, p. 61 \(2016\) :](https://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro_afterres2050-v2-web.pdf)  
[https://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro\\_afterres2050-v2-web.pdf](https://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro_afterres2050-v2-web.pdf)



## 2.6.7 L'éclairage public

- **Scénario « Tendancier »**



Le scénario « tendancier » appliqué à l'éclairage public n'affecte aucune action de maîtrise de l'énergie au secteur. La population de la CC Thelloise étant amenée à évoluer, cela aboutit tout de même à 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 8% 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 CC Thelloise demeure négligeable.

- **Scénario « Baisse maximum » :**

Une simulation via l'outil Prosper est à l'origine du scénario « baisse maximum » lié à l'éclairage public, intégrant des actions de remplacement 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.

## 2.7 Facture énergétique

### 2.7.1 Évolution de la facture énergétique du territoire

Les prévisions d'évolution des coûts de l'énergie sont basées sur les projections de l'ADEME pour l'électricité, et de l'Agence Internationale de l'Énergie pour les autres énergies. Avec les évolutions de consommations obtenues dans le **scénario tendanciel**, on aboutit à une **augmentation de 130% de la facture énergétique** du territoire en 2050 par rapport à 2010 : elle passe de 131 millions d'euros à 301 millions d'euros annuels.

Les réductions de consommations obtenues grâce au **scénario « baisse maximum »** permettent en revanche **d'éviter une aussi forte augmentation** de la facture énergétique du territoire jusqu'en 2030, et permettent **même un retour au niveau de 2010 en 2050** : la facture est ainsi réduite de 56% par rapport au tendanciel en 2050. En cumulé, sur 40 ans, ce sont plus de 2,4 milliards € qui sont économisés grâce au scénario « baisse maximum ». Les économies ainsi générées chaque année permettent de financer une partie des investissements futurs et alimenter directement l'économie locale.

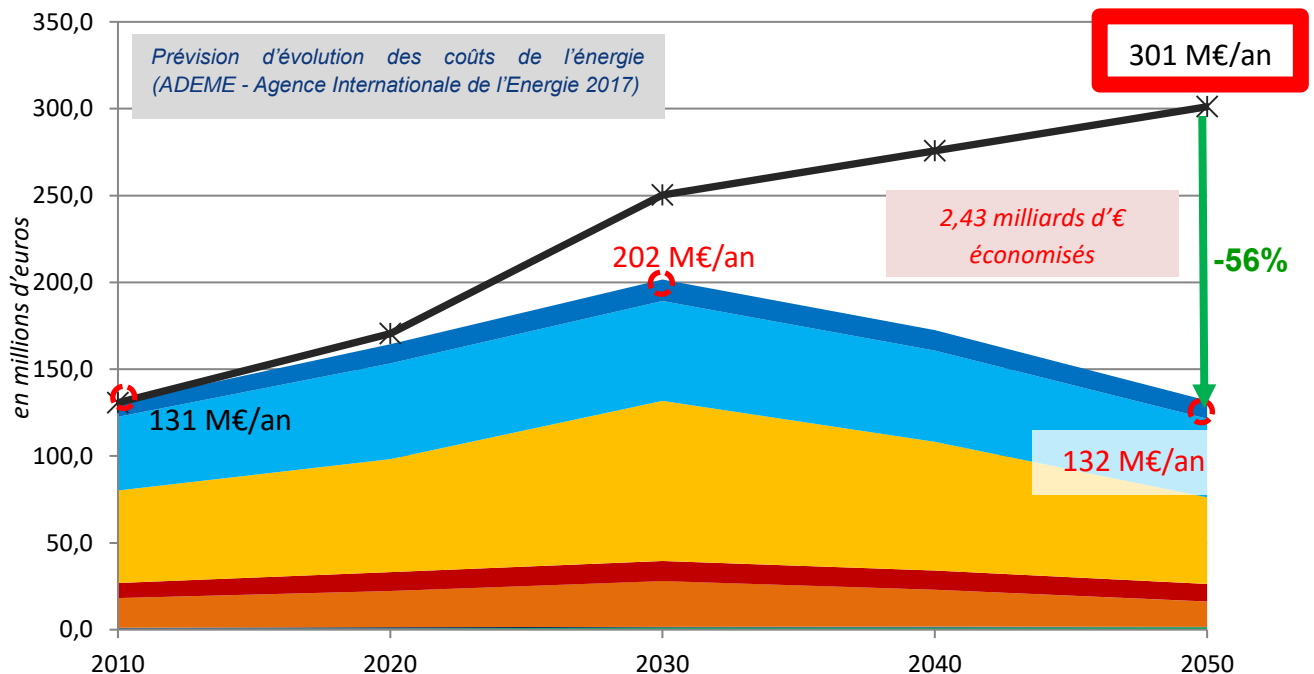


Figure 13 : Prévision d'évolution de la facture énergétique du territoire à 2050 selon les scénarios « tendanciel » et « baisse maximum »

## 2.7.2 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 attribuée à l'énergie** : leur facture annuelle passerait de 5400 € en 2010 à environ 10 000 € en 2050, soit une hausse de 84%.<sup>16</sup>

Selon le **scénario « baisse maximum »** en revanche, on parvient à une **réduction de la facture énergétique** des ménages : 4400 €/an en 2050, soit une baisse de 18% par rapport à 2010.

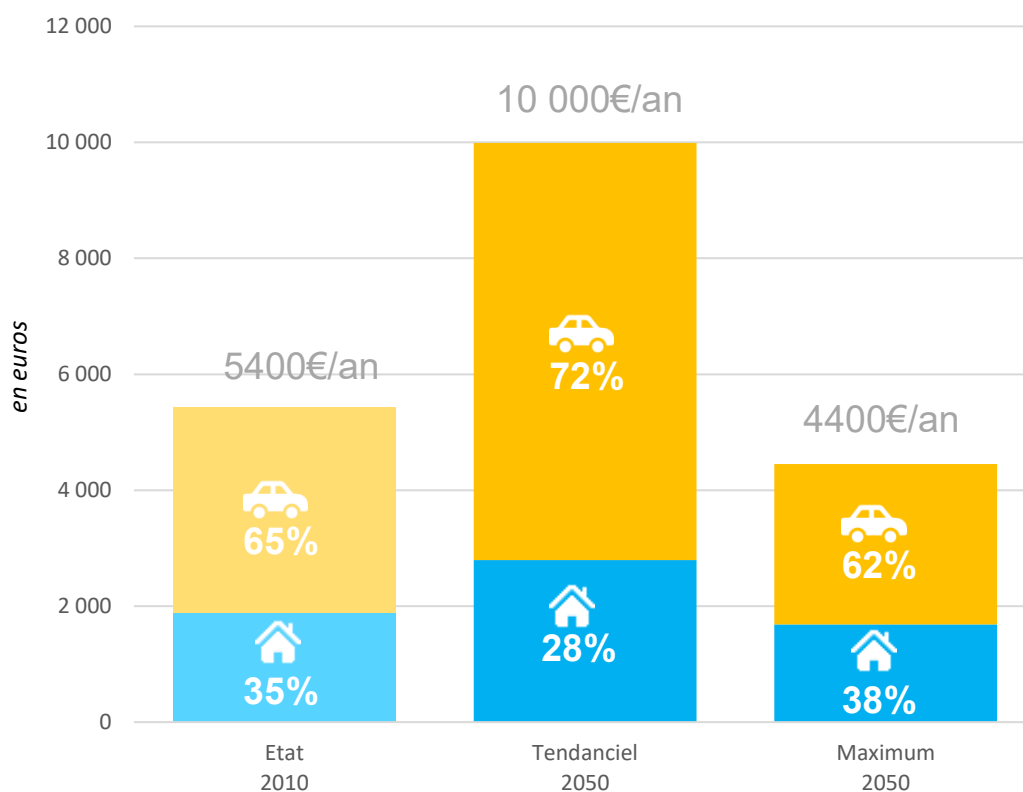


Figure 14 : Prévion d'évolution de la facture énergétique des ménages à 2050 selon les scénarios « tendanciel » et « baisse maximum »

## 2.8 Conclusion de la partie Consommation

L'analyse des gisements d'économies d'énergie révèle que :

- Le **scénario tendanciel** engendrerait une **faible diminution** des consommations, à hauteur de 6%,
- Le **scénario de « baisse maximum »** permettrait en revanche d'atteindre une **diminution de 50%** des consommations, en portant l'effort sur tous les secteurs d'activités.

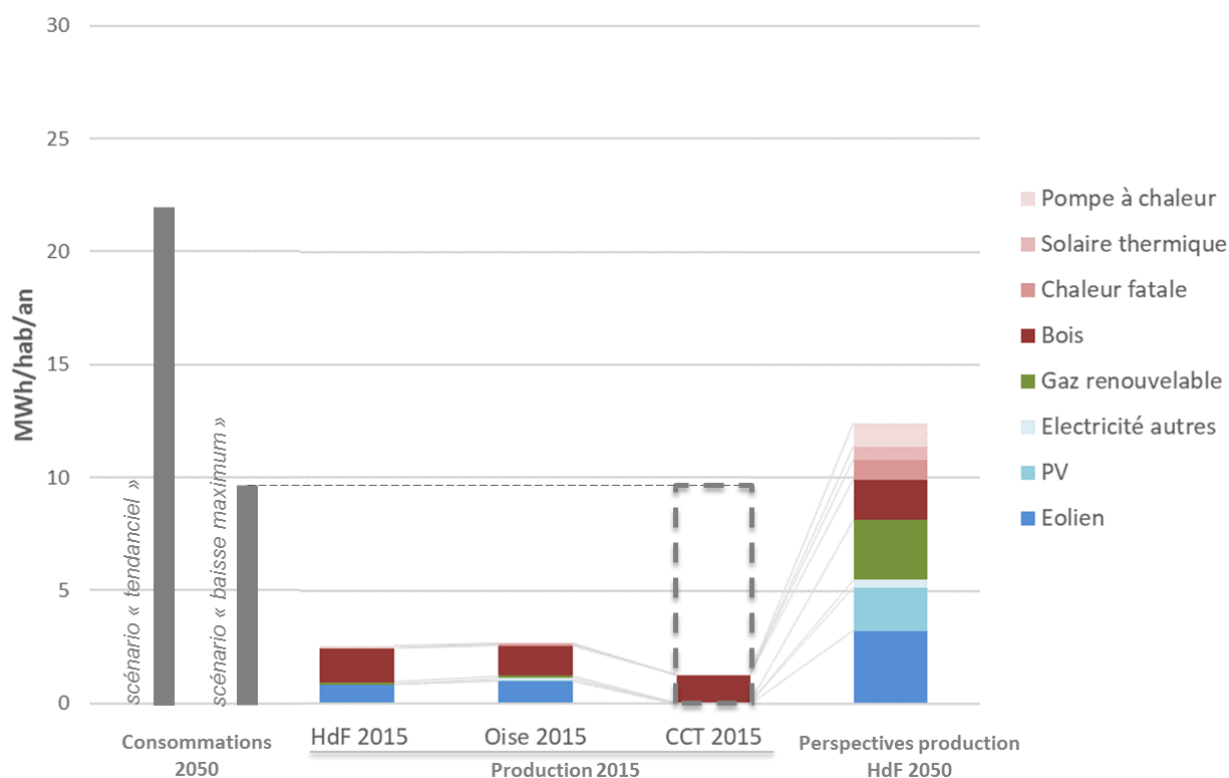
Ces deux scénarios représentent donc **les deux bornes, minimum et maximum, entre lesquelles sera déterminée ensuite la stratégie énergétique du territoire**, c'est à dire le scénario choisi par les élus du territoire sur le volet des consommations.

<sup>16</sup> Cette hausse prend en compte une évolution de la taxe carbone, telle que décrite dans la méthodologie, p 10









### 3. Potentiel de développement des EnR&R

Après avoir observé les opportunités de maîtrise de la demande en énergie sur le territoire, il s'agit d'essayer d'estimer quelle part de la consommation du territoire pourra être couverte par des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) produites localement.

Le graphe ci-dessous présente la production d'énergie renouvelable ramenée au nombre d'habitants de plusieurs territoires d'échelles différentes. Il fait apparaître le mix énergétique, à partir des trois vecteurs que sont le gaz renouvelable, l'électricité renouvelable et la chaleur renouvelable. La projection pour les Hauts-de-France en 2050 est calculée selon le scénario prévu par la troisième révolution industrielle (« rev3 » : cf. le rapport de phase 1 pour plus de détails sur cette démarche) avec des hypothèses basses. Cette projection met en lumière la nécessité de développer un mix énergétique varié pour atteindre cet objectif ambitieux de réduction de 60% des consommations en énergie et de couverture par les énergies renouvelables à 100% de la consommation.



Le potentiel de développement des filières EnR&R suivantes a été étudié :

Filière EnR&R		Principe	Valorisation
Méthanisation		Production de biogaz par dégradation de matière organique	Gaz
Eolien		Production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent	Electricité
Solaire photovoltaïque		Production d'électricité à partir du rayonnement solaire	Electricité
Micro-hydroélectricité		Production d'électricité à partir de l'énergie mécanique de l'eau	Electricité
Bois-énergie		Production de chaleur grâce au bois ou autres types de biomasse (lin par exemple)	Chaleur, cogénération
Solaire Thermique		Production de chaleur (typiquement sous forme d'eau chaude) à partir du rayonnement solaire	Chaleur
Géothermie		Système de récupération de la chaleur stockée dans le sol	Chaleur
Récupération de chaleur fatale		Récupération de la chaleur « perdue » en sortie des process industriels	Chaleur

De plus, cet exercice a été réalisé sous les hypothèses suivantes :

- Les filières EnR&R sont étudiées à travers les technologies actuelles les plus matures : par exemple, les panneaux solaires en silicium monocristallin pour le solaire photovoltaïque. Il n'est donc pas supposé d'apparition de nouvelles technologies de production EnR&R, ni d'amélioration du rendement des filières actuelles.
- Certaines filières n'ont pas été prises en compte car elles ne sont pas encore assez économiquement et technologiquement matures ni très répandues, par exemple les suivantes :
  - o Le petit éolien ;
  - o La pyrogazéification (du bois par exemple), consistant à produire du gaz par traitement thermique de matière organique ;
  - o Le *power-to-gas* (ou méthanation), consistant à produire du méthane en utilisant de l'électricité en excès.
- Pour chaque filière, la démarche a consisté à calculer un *gisement brut* maximal exploitable sur le territoire. Il faut garder à l'esprit qu'il faudra ensuite prendre en compte les contraintes patrimoniales, économiques, locales qui peuvent minorer ce gisement. Pour la filière méthanisation, cependant, il a été possible de définir également un *gisement net mobilisable à l'horizon 2030*.

## 3.1 Gaz renouvelable

La production de gaz renouvelable est étudiée principalement au travers du procédé 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. L'ensemble de ces secteurs producteurs de matières organiques fermentescibles est passé en revue dans la suite de ce chapitre.

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 à proximité.
- **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. Malgré la faible couverture du territoire par le réseau de gaz, ce sera le débouché analysé dans le cadre de cette étude.

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 un regroupement de plusieurs acteurs.

### 3.1.1 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, etc.

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

Ce tableau récapitulatif montre que certaines matières, comme les lisiers, fumiers et boues de stations d'épuration, peuvent être déplacées sur seulement de très courtes distances (notamment pour des raisons logistiques et pour ne pas incommoder les habitants) quand certaines peuvent voyager sur de plus longues distances. En conséquence, certaines productions de substrat sont considérées à l'intérieur des frontières stricto sensu du territoire.

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

### 3.1.1.1 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 (Institut national de recherche en sciences et technologies pour l'environnement et l'agriculture) 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 CCT 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 car concernant un trop petit nombre d'exploitations agricoles (on parlera de « secret statistique ») ; en conséquence, l'utilisation des données à la maille cantonale permet de lever le secret statistique qui peut se produire à l'échelle communale.
- 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 avec les limites d'EPCI, c'est pourquoi sont pris en compte les principaux cantons qui recouvrent le territoire de la CCT. Les cantons que nous retenons sont les cantons 6028 (Noailles) et 6026 (Neuilly-en-Thelle).

Cela conduit aux cheptels approximatifs suivants :

Type d'animaux	Cheptel (en nombre de têtes)
Total Bovins	2 900
Total Ovins	300
Total Chèvres	≈ 10
Total Porcins	0
Total volailles	4 200

Tableau 14 : Effectifs d'animaux sur le territoire de la CCT (RGA 2010)

Les ratios utilisés pour calculer les quantités de fumiers et lisiers engendrées par ces cheptels sont issus de l'étude de référence d'avril 2013 de l'ADEME *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*, réalisée par le bureau d'études 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 gisements issus d'effluents d'élevage disponibles pour la méthanisation sont donc les suivants :

	Gisement "brut" (en GWh/an)	Gisement mobilisable à horizon 2030 (en GWh/an)
Gisement fumier	4,6	2,3
Gisement lisier	0,3	0,2
<b>TOTAL CCT</b>	<b>4,9</b>	<b>0,5</b>

Tableau 15 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage.

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 cartographiées ci-après, sur la base des données du répertoire des ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement).

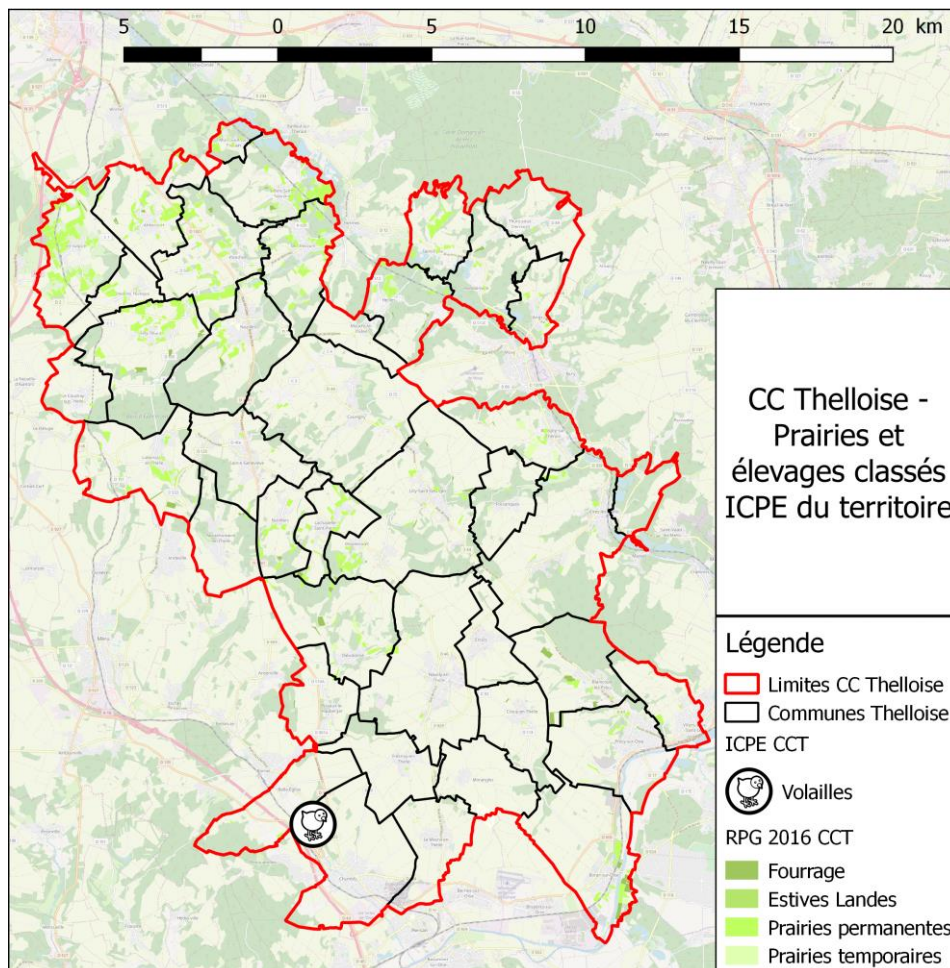


Figure 16 : Principaux élevages porcins et volailles sur le territoire de la CCT (Source : répertoire des ICPE)

### 3.1.1.2 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 ;
- Les CIVE : Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique.

Pour évaluer les surfaces agricoles sur le territoire de l'intercommunalité, le RPG 2016 – Répertoire Parcellaire Graphique – est utilisé, donnant les cultures principales de toutes les parcelles.



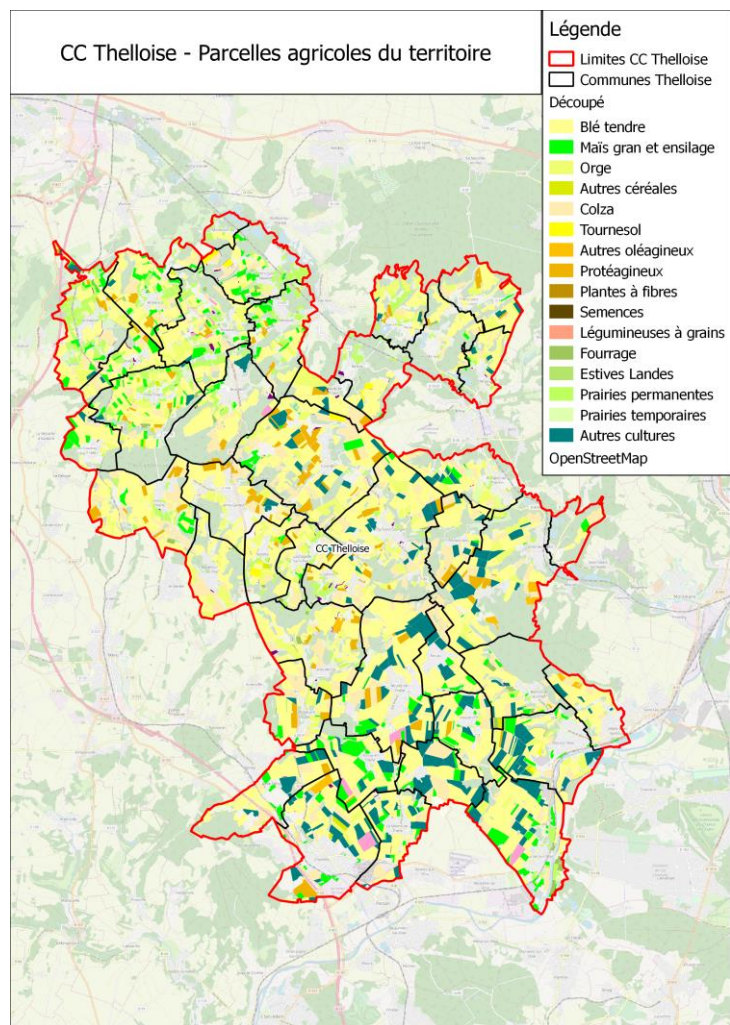


Figure 17 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016)

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

	Surface (en ha)
Céréales	10 500
Maïs	1 200
Colza	2 600
Betteraves	1 800

Tableau 16 : 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, sont utilisés les ratios de production de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* de l'ADEME, réalisée par SOLAGRO. Les quantités de matières sont évaluées à l'horizon 2050 et 2030 :

	Gisement "brut" (en tMB/an <sup>17</sup> )	Gisement "brut" (en GWh/an)
Paille de céréales	40 960	79,1
Paille de Maïs	3 910	8,3
Paille de Colza	5 470	5,6
Fane de betteraves	52 700	23,6
Menues pailles	20 970	38,6
Issues de silos	520	1,3
<b>TOTAL</b>	<b>124 530</b>	<b>156,5</b>
CIVE	11 110	5,6
<b>TOTAL CCT</b>	<b>135 640</b>	<b>162,1</b>

Tableau 17 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture.

L'application des ratios de mobilisation à l'horizon 2030 sur ce gisement brut de **156,5 GWh/an** conduit à un gisement net mobilisable à l'horizon 2030 de **32,2 GWh/an**.

L'évaluation qui a été faite l'a été sur le périmètre *stricto sensu* de la CCT. Comme cela a été vu plus haut, les produits de l'agriculture méthanisables se transportent sur des distances relativement courtes. Evidemment dans le cas de la création d'une unité de méthanisation, il sera possible d'utiliser des substrats provenant de l'extérieur du territoire, notamment en ce qui concerne les déchets provenant des cultures. L'évaluation posée ici pourra donc être complétée par les résultats provenant des EPE réalisées sur les territoires voisins.

Le tableau ci-dessous récapitule les gisements agricoles de méthanisation sur le périmètre de la CCT :

	Gisement "brut" (en GWh/an)	Gisement mobilisable à horizon 2030 (en GWh/an)
Gisement élevage	4,9	1,0
Gisement cultures	156,5	32,2
<b>TOTAL</b>	<b>161,4</b>	<b>33,2</b>
CIVE	5,6	1,7
<b>TOTAL avec CIVE</b>	<b>167,0</b>	<b>34,9</b>

<sup>17</sup> Tonnes de matières brutes

### 3.1.1.3 Déchets urbains

Le traitement des déchets urbains est déjà en bonne partie valorisé énergétiquement par le Syndicat Mixte du Département de l'Oise (SMDO) sur le site de l'incinérateur de Villers-Saint-Paul, où la chaleur dégagée par le processus d'incinération des déchets alimente le réseau de chaleur de la ville de Nogent-sur-Oise.

### 3.1.1.4 Boues des stations d'épuration

Le territoire compte 10 stations d'épuration. Deux sont de taille suffisante, c'est-à-dire de capacité supérieure à 10 000 équivalents-habitants, pour envisager des projets de méthanisation indépendants d'autres filières. Les autres ont toutes d'une capacité inférieure à 5 000 équivalents-habitants. Ce sont les suivantes :

- Celle de Villiers-sous-Saint-Leu, d'une capacité de 18 170 équivalents-habitants ;
- Celle de Neuilly-en-Thelle, d'une capacité de 15 000 équivalents-habitants ;
- Celle de Cires-les-Mello, d'une capacité de 8 000 équivalents-habitants ;
- Celle de Ully-Saint-Georges-Bourg, d'une capacité de 4 000 équivalents-habitants ;
- Celle de Boran-sur-Oise, d'une capacité de 3 000 équivalents-habitants ;
- Celle de Houdainville, d'une capacité de 2 200 équivalents-habitants ;
- Celle de Cauvigny, d'une capacité de 2 000 équivalents-habitants ;
- Celle de Abbecourt, d'une capacité de 1 500 équivalents-habitants ;
- Celle de Houdainville, d'une capacité de 1 000 équivalents-habitants ;
- Celle de Saint-Felix, d'une capacité de 500 équivalents-habitants ;

Ces chiffres proviennent de la base de données du portail de l'assainissement communal. Toujours selon cette source, ces stations produisent annuellement environ 531 tMS (tonnes de matière sèche) de boues. Ces boues sont déshydratées, mais il n'y a pas d'information sur une éventuelle valorisation de celles-ci, comme par exemple une incinération ou un épandage. Cette quantité de boues reste assez faible, le territoire ne comprenant pas de grosse agglomération. Cependant, l'apport de boues de station d'épuration en substrat de complément pourra être étudié pour un projet de méthaniseur proche de l'une des dix stations citées plus haut.

Le gisement brut est estimé à **1,2 GWh/an**.

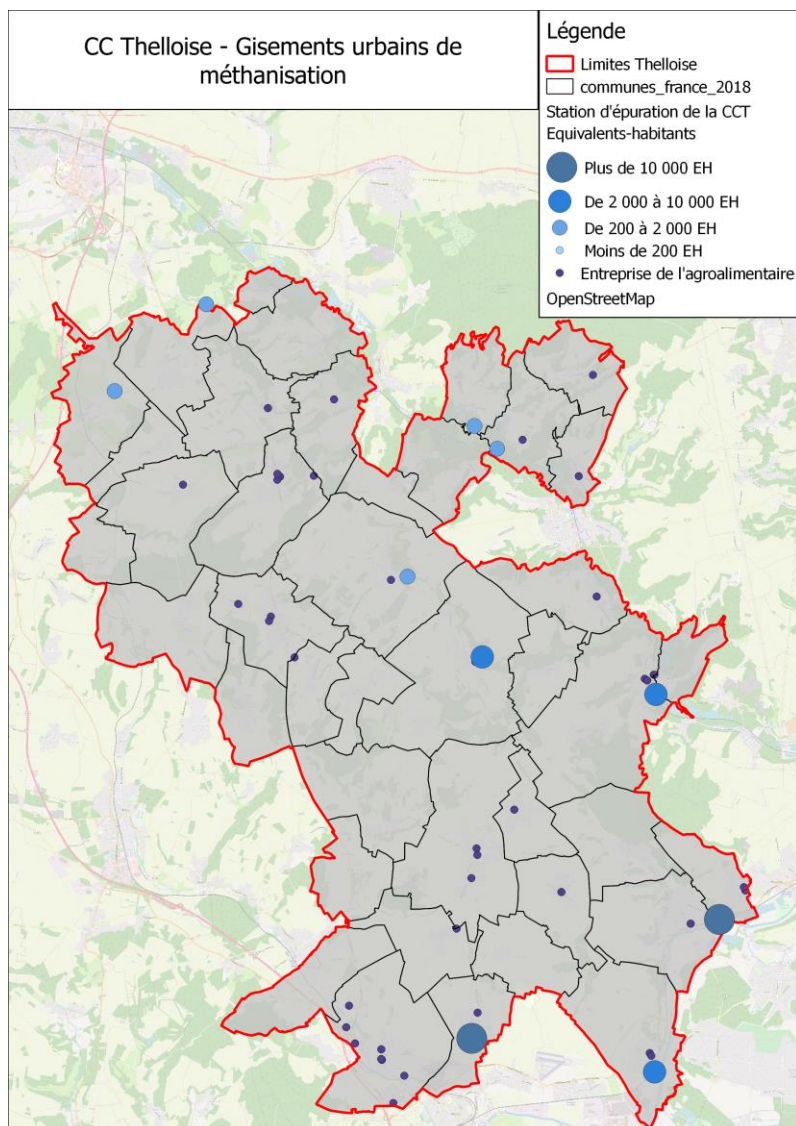


Figure 18 : Carte des stations d'épuration de la CCT.

### 3.1.1.5 Coproduits de l'industrie agro-alimentaire

Le territoire compte plusieurs entreprises du secteur agro-alimentaire, cartographiées sur la figure précédente.

Cependant, les bases de données disponibles sur le secteur sont peu fournies en la matière. De plus, il est particulièrement difficile d'obtenir des réponses directes des entreprises concernées. Ainsi, l'évaluation des tonnages de produits susceptibles d'être méthanisés se fait par application de ratios sur la base des effectifs des industries concernées. Cette méthode demeure néanmoins imparfaite et bien moins fiable que d'obtenir des réponses directes.

Le gisement de méthanisation des coproduits des industries agro-alimentaires du territoire est faible. Il vaut **480 MWh/an** (avec les ratios de l'étude ADEME/Solagro/Inddiggo). Les principales industries du territoire ne faisant pas partie du secteur agroalimentaire, le tissu industriel présente peu de matières organiques qui pourraient être méthanisées.

Les entreprises les plus intéressantes du territoire sont Brindelices à Chambly qui fabrique des plats préparés, Ets Moulin à Novillers qui fabrique industriellement du pain et des pâtisseries fraîches et Moulin Deligne, une

meunerie située à Chambly. Néanmoins, les gisements restent très faibles, le plus grand étant le gisement de Brindelices avec 180 MWh/an.

Il est nécessaire d'entrer en contact avec les entreprises pour connaître la quantité précise de déchets organiques générées par cette entreprise, ainsi que l'usage exact qu'elle fait de ces déchets.

Le tableau ci-dessous récapitule les gisements urbains de méthanisation sur le périmètre de la CCT :

	Gisement "brut" (en GWh/an)
Boues de stations d'épuration	1,2
Déchets des industries agroalimentaires	0,5
<b>TOTAL CCT</b>	<b>1,7</b>

### 3.1.2 Pistes pour la création d'unités de méthanisation

Le gisement le plus intéressant sur le territoire est sans conteste le gisement agricole. Si peu d'agriculteurs peuvent porter un projet à eux seuls, il sera sûrement intéressant d'en associer plusieurs pour atteindre des capacités d'investissement suffisantes et des quantités de substrat importantes.

### 3.1.3 Possibilité d'injection sur le réseau de gaz

Actuellement, la plupart des installations de production de biogaz valorisent le gaz créé 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.

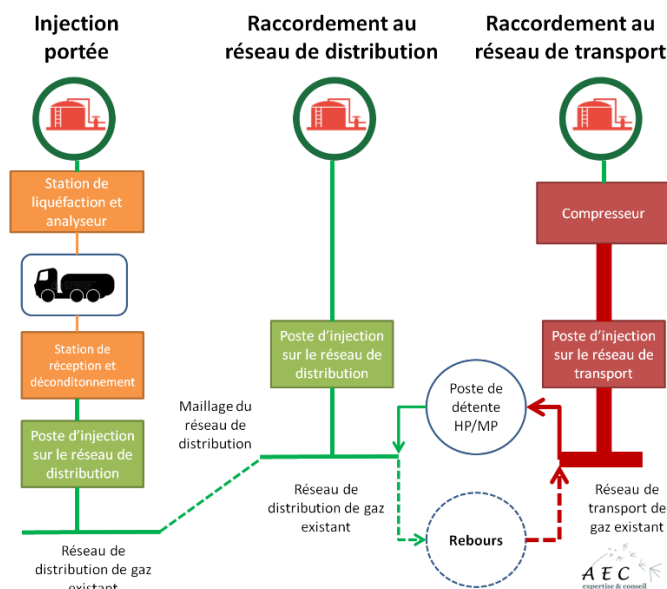


Figure 19 : Possibilités de raccordement en injection

L'injection portée consiste en la compression et le transport par camion du gaz. Cette solution est rarement vue en France et la cogénération lui est souvent préférée si le réseau de gaz est absent.

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 m<sup>3</sup>/h, auxquels il faut rajouter des coûts annuels de fonctionnement de l'ordre de 10 % de l'investissement initial) ;
- 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€<sup>18</sup>.

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.

Pour le territoire de la CCT, il y a plusieurs poches pouvant accueillir un petit méthaniseur pour injection sur le réseau de distribution de gaz.

---

<sup>18</sup> [http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur\\_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf](http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf)

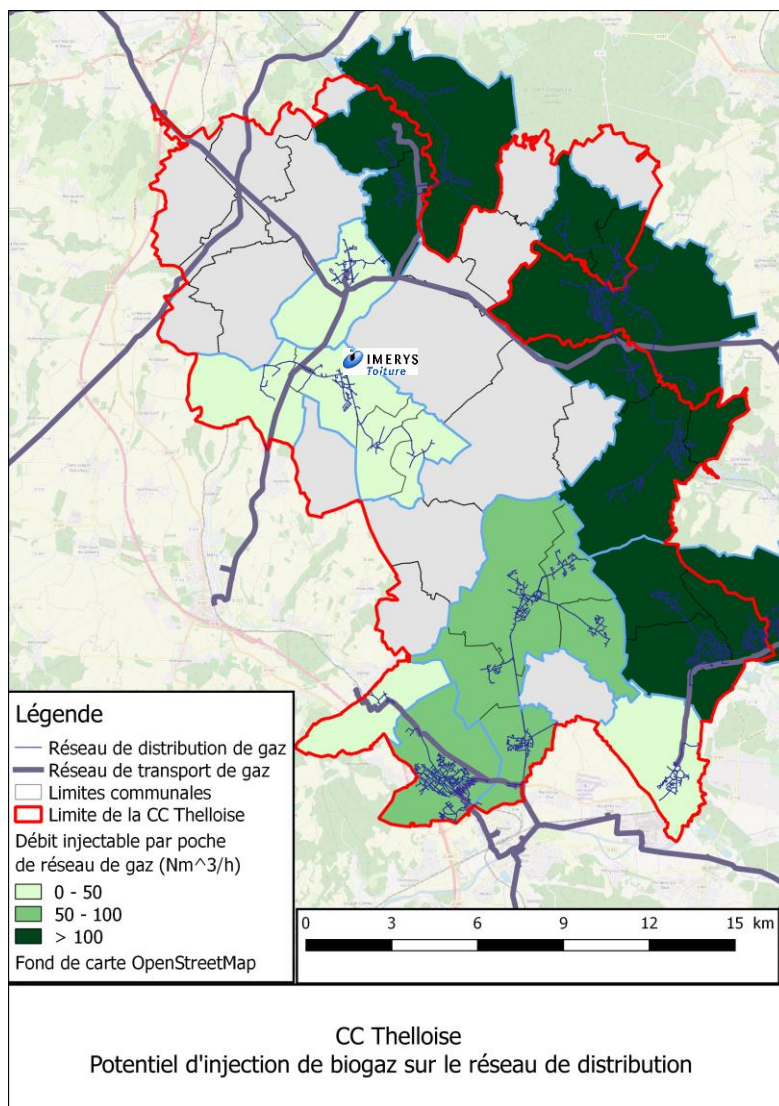


Figure 20 : Carte du réseau de gaz sur la CCT avec les capacités d'injection sur les différentes « poches » du réseau de distribution de GRDF.

### 3.1.4 Synthèse pour le gaz renouvelable



La principale option de développement de la méthanisation sur le territoire est la mobilisation en priorité des substrats d'origine agricole. Le gisement sur le territoire est important et il n'existe pourtant à l'heure actuelle aucune unité de méthanisation.

Le tableau ci-dessous synthétise les scénarios de consommations envisagés plus haut en matière de gaz (scénario tendanciel et baisse maximum) et les met en regard du gisement brut de production de gaz renouvelable présent sur le territoire.

	Scénarios de consommation énergétique à 2050	
	« Tendanciel »	« Baisse maximum »
Gisement brut estimé	163,1 GWh	
Equivalence en installations	8 méthaniseurs de moyenne taille	
Consommations de gaz estimées pour 2050	193 GWh	222 GWh
Part de la consommation couverte par la production locale	87 %	76 %

Il apparait que le territoire peut se rapprocher fortement de l'autonomie quant à la consommation de gaz en développant la récupération des co-produits agricoles. L'injection sur le réseau de gaz est le principal débouché ; la consommation de gaz du territoire est actuellement principalement portée par le secteur résidentiel et tertiaire, mais pourrait à l'avenir être portée par les transports (en cas de déploiement de la solution GNV). La carte de synthèse des gisements méthanisables du territoire est présentée ci-dessous :

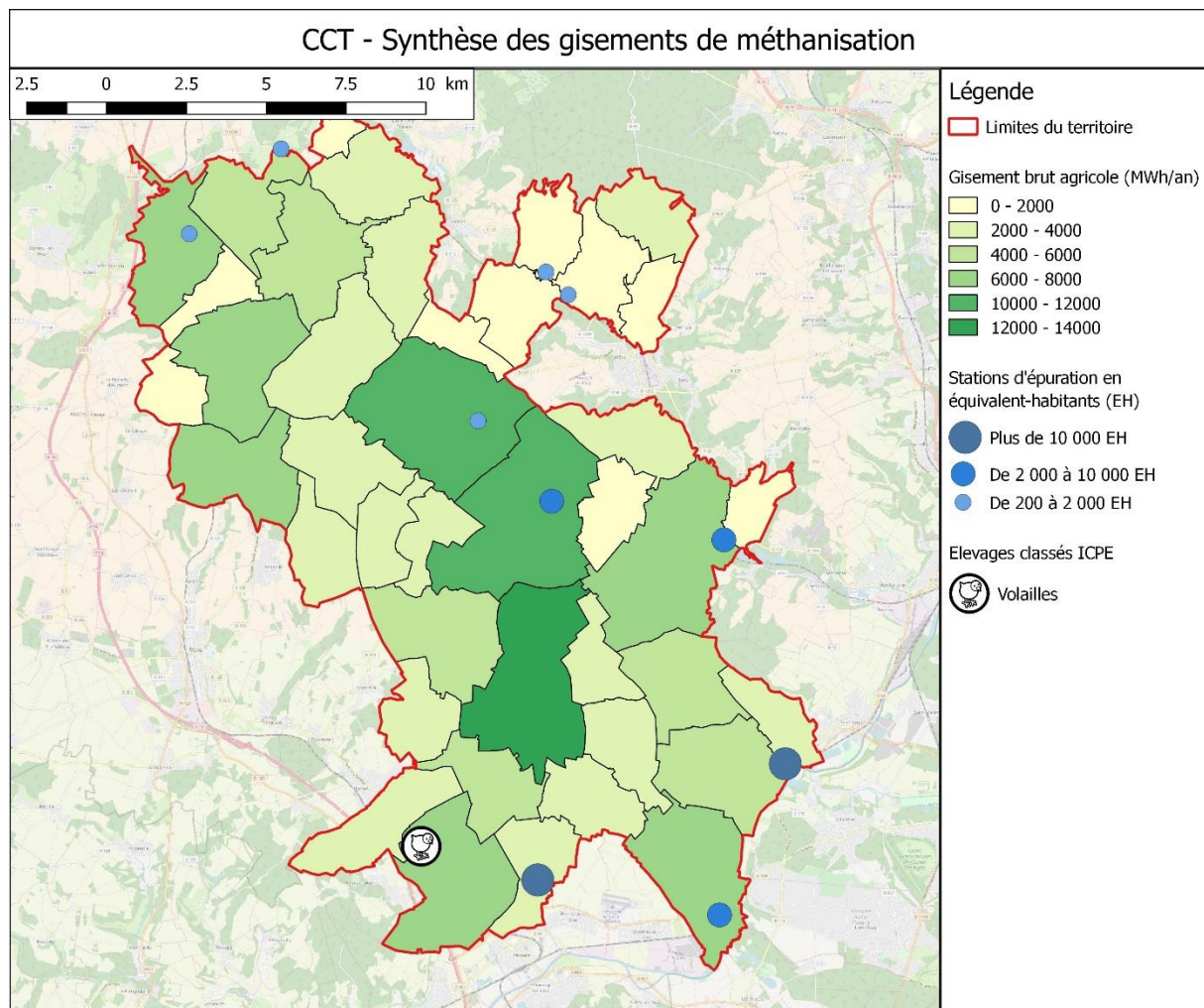


Figure 21 : Carte de synthèse du gaz renouvelable sur le territoire



## 3.2 Électricité renouvelable

---

### 3.2.1 Électricité éolienne

Aucune installation éolienne n'a été recensée sur le territoire. Il n'y a notamment aucune installation de grande envergure. Il peut exister des installations de petite puissance, en pignon de maison, mais celles-ci ne sont pas connues dans les bases de données disponibles et révèlent un faible intérêt comme cela sera expliqué par la suite.

En termes d'ordre de grandeur, il convient de souligner que les grandes éoliennes constituent un des principaux moyens d'atteindre des productions d'électricité renouvelable conséquentes. Au niveau régional, c'est cette filière qui est notamment le fer de lance de la transition énergétique. Ainsi au 1er juillet 2017, les préfets ont autorisé au total la construction et l'exploitation de 2 161 éoliennes sur la région, dont 1 307 sont actuellement en production. La puissance autorisée et non abandonnée s'élève à 5 082 MW et la puissance installée s'élève à 2 849 MW.

En ce qui concerne la CCT, il apparaît que le territoire n'est pas forcément propice au développement de l'éolien, notamment pour des raisons paysagères. L'analyse complète figure dans les paragraphes suivants.

#### 3.2.1.1 Zones favorables au grand éolien sur le territoire

Le Schéma Régional Eolien est un document qui fait partie intégrante du Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), et qui vise à définir les zones favorables au développement de l'énergie éolienne. Le SRCAE Picardie a été approuvé par la délibération du conseil régional du 30 mars 2012 et l'arrêté du Préfet de région du 14 juin 2012.

Malgré son annulation pour défaut d'évaluation environnementale par arrêt de la cour administrative d'appel de Douai le 14 juin 2016, ce schéma et ses annexes demeurent à ce jour la référence en matière d'action publique régionale pour la transition énergétique. Le SRE contient notamment une cartographie détaillée des zones favorables prenant en compte les principales contraintes et sur laquelle s'appuie l'EPE pour indiquer les zones de développement potentiel de l'éolien sur la CCT.

**Le SRE ne présente pas de zone favorable au grand éolien sur le territoire de la CCT.** Cela s'explique principalement par le fait que la zone se situe entre le plateau Clermontois et la Boutonnière du haut-Bray, deux entités paysagères défavorables à l'éolien. Une petite partie du sud du territoire fait partie de la vallée de la Nonette, site inscrit depuis l'arrêté du 6 février 1970.

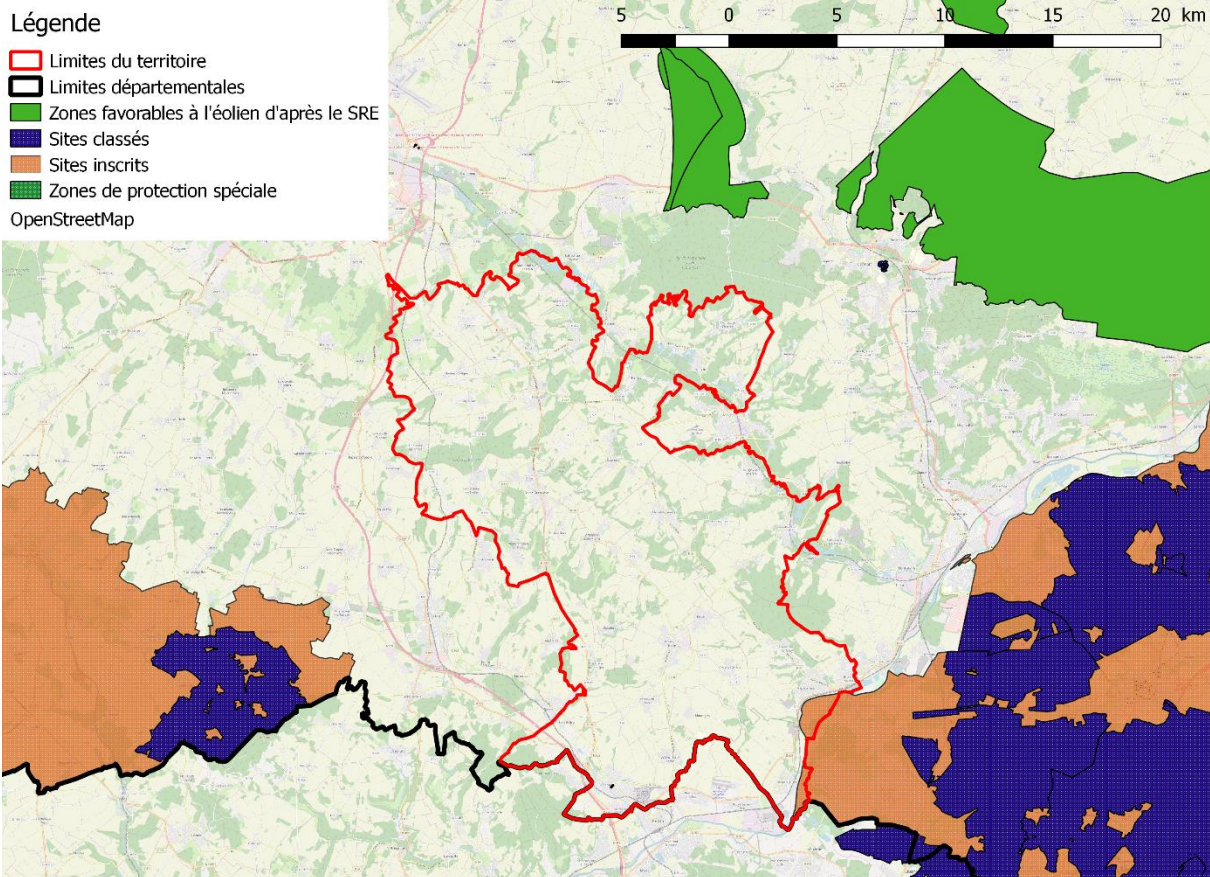


Figure 22 : Carte des contraintes paysagères présentes sur le territoire de la CCT

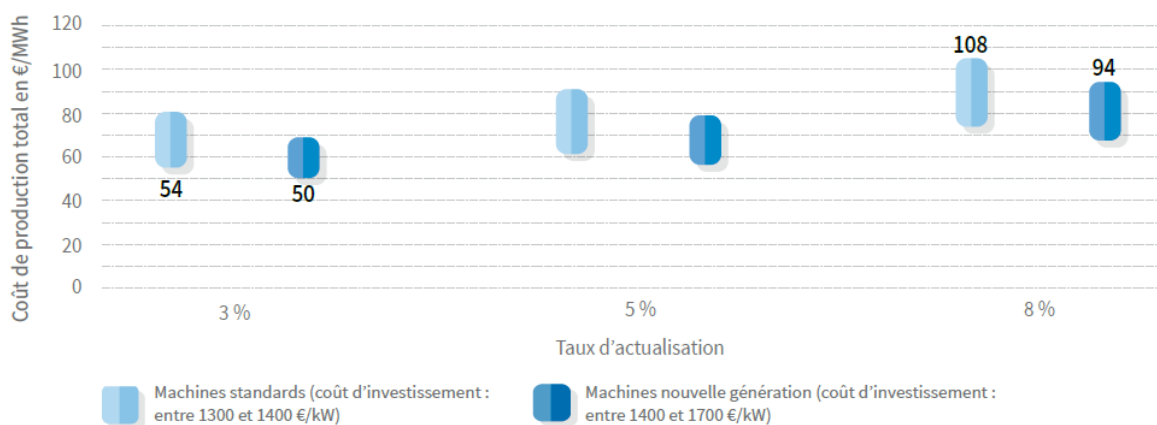
	Gisement éolien "brut" (en GWh/an)
TOTAL	nd

### 3.2.1.2 Eléments d'informations complémentaires sur le grand éolien

#### Eléments d'analyse économique

Le dernier rapport Poyry de 2016 pour *France Énergie Eolienne* donne une estimation de 1,4 M€ pour chaque MW installé.

Les coûts de production de l'éolien sont très variables en fonction de la technologie utilisée (éoliennes standard ou nouvelle génération) et de la ressource du site. Dans une étude réalisée fin 2016, l'ADEME a estimé ce coût entre **54 €/MWh et 108 €/MWh** pour des éoliennes standard, et entre **50 €/MWh et 94 €/MWh** pour des éoliennes nouvelle génération, en fonction du taux d'actualisation retenu.



**Figure 23 : Coût de production de l'éolien terrestre en France**  
(Source : Coût des énergies renouvelables, ADEME 2016)

Les investissements sont de l'ordre de 1 300 à 1 400 €/kW pour les éoliennes standard, et de 1 400 à 1 700 €/kW pour les éoliennes nouvelle génération. Ces prix intègrent des coûts de raccordement de l'ordre de 100 k€, bien évidemment dépendants des contraintes du réseau électrique local. À cela s'ajoute l'exploitation, de l'ordre de 42-52 €/kW/an d'après les chiffres de l'ADEME.

D'après l'ADEME, la technologie pouvant encore grandement progresser, elle pourrait bénéficier de baisses de coûts de production d'environ 10 à 15% d'ici 2025.

### 3.2.1.3 Développement du petit éolien

La catégorie Petit Eolien regroupe un large spectre de machines :

- le « micro-éolien » : machines < 1 kW ;
- le « petit éolien » : machines entre 1 kW et 36 kW ;
- le « moyen » éolien comprenant les machines entre 36 kW et 250 kW.

En ordre de grandeur, une machine de 3 kW fait environ 4 mètres de diamètre, une machine de 10 kW, 7-8 mètres de diamètre. Aujourd'hui, il existe une grande diversité d'aérogénérateurs avec des performances pour le moins inégales et une maturité technologique variable.

Ces machines ont donc des hauteurs relativement faibles par rapport aux grandes éoliennes et la production des installations est souvent dépendante des conditions de vent très locales et variables en fonction notamment de la végétation et du paysage. En deçà de 20 mètres, la « rugosité du paysage », particulièrement importante en contexte urbain, peut devenir impactante. Dans tous les cas, une étude de vent est nécessaire.

#### Gisement de développement

Selon la qualité du site et la technologie choisie, un petit aérogénérateur peut produire annuellement entre 1 000 et 3 000 kWh par kW installé.

L'enjeu du petit éolien n'est pas de contribuer à l'équilibre offre-demande d'électricité (niveau national), mais de proposer une production diffuse d'électricité renouvelable (niveau local).

- ⇒ Schéma privilégié : autoproduction / autoconsommation.
- ⇒ Mécanisme incitatif indexé à l'autoconsommation plutôt qu'à la production.

### Règlementations

L'essentiel de la réglementation applicable aux installations de type petit éolien vient de l'article R 421-2 c du Code de l'Urbanisme : un **permis de construire** est obligatoire si la distance entre le sol et le haut de la nacelle atteint au moins 12 mètres de haut, délivré par le maire lorsque la production est destinée à l'autoconsommation, ou par le préfet lorsqu'elle est destinée à la vente. Une évaluation environnementale est demandée pour tout projet.

Pour éviter une demande de permis de construire, beaucoup d'installations font donc moins de 12 m de hauteur, ce qui est inefficace du point de vue de la production électrique et donc de la viabilité économique.

De plus, si la hauteur du mât est supérieure à 12 m (et inférieure à 50 m), les petites et moyennes éoliennes sont soumises à **déclaration au titre de la législation des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)**, quelle que soit leur puissance nominale.

### Investissements et modèle économique

En 2015, l'investissement est actuellement de l'ordre de 10 k€/kW pour les petites machines (moins de quelques kW), et de l'ordre de 4 k€/kW pour des machines de plus de 10 kW. On bénéficie donc d'importantes économies d'échelle sur la gamme 10-50 kW.

Il n'existe pas de tarif d'achat spécifique au petit éolien. Les petites éoliennes étaient éligibles au crédit d'impôt transition énergétique jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2016. Aujourd'hui seule la TVA réduite à 10 % constitue un soutien à ce type d'installations.

### Recommandations

En conséquence des différents retours d'expérience, l'ADEME émet dans une note de février 2015 plusieurs recommandations sur les possibilités de développement du petit éolien :

Typologie	Constat	Recommandations ADEME
Eoliennes rattachées au pignon des habitations	Peuvent mettre en danger la stabilité du bâtiment	Déconseiller systématiquement
Eoliennes en milieu urbain ou péri-urbain	i) Le vent est en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable ii) Risque élevé de modification du paysage urbain, impactant la ressource en vent	Déconseiller les installations
Eolienne en zone rurale (connectée ou non au réseau électrique)	La ressource est plus facilement accessible. Les éoliennes à installer en milieu rural sont globalement plus homogènes, techniquement plus matures. Un soutien au déploiement sur ce secteur permettrait de suivre une courbe d'apprentissage plus rapide que pour des plus petites machines.	Secteur cible pour les petites et moyennes éoliennes. Etudes de faisabilité ou opération exemplaire pour un bouquet de travaux EnR-efficacité énergétique.

Sur un territoire comme celui de la CC Thelloise, le petit et moyen éolien peut donc s'envisager car il est adapté au milieu rural. La note de l'ADEME présente un modèle technique et économique simplifié spécifique pour des éoliennes en exploitations agricoles.

Ces recommandations de 2015 insistent sur la qualité des ouvrages, la concertation avec le voisinage et l'autoconsommation.

En conséquence, il semble que les seules possibilités devraient concerner en priorité le sud du territoire, sur certaines zones rurales à condition de mettre en place un projet novateur avec toute la rigueur possible quant à la qualité de l'ouvrage.



Le développement d'un parc éolien sur le territoire de la CCT apparaît aujourd'hui comme hautement improbable du fait des différentes contraintes identifiées.

Les cibles pour le développement du petit éolien sont réduites selon les recommandations strictes de l'ADEME. Ces projets se situeront plutôt sur des exploitations agricoles par exemple en favorisant l'autoconsommation et une prise en compte stricte des impacts. En tout état de cause, ces projets seront en nombre réduit et représenteront un faible ordre de grandeur quant au bilan global du territoire.

### 3.2.2 Hydroélectricité

Le petit hydraulique désigne les installations de puissance inférieure à 10 MW. Trois classes de puissances peuvent être distinguées :

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

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 :

$$Puissance = Rendement \times Hauteur\ de\ chute \times Débit \times Masse\ volumique \times g$$

où  $g$  est l'accélération de la pesanteur :  $9,81\ m.s^{-2}$ , et le rendement d'une turbine hydroélectrique est pris comme égal à 80 %.

Le territoire de la Communauté de Communes Thelloise présente plusieurs sites intéressants réunissant deux caractéristiques : hauteur de chute et débit suffisants. La base de données du Répertoire des Obstacles à l'Écoulement (ROE) permet le repérage de ces sites.

#### 3.2.2.1 Analyse du répertoire des obstacles à l'écoulement (ROE)

Neuf obstacles du ROE présentent une hauteur de chute supérieure à 1 m :

- |                        |                         |                                       |
|------------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| - Moulin de Longueuil  | - Moulin de Saint Félix | - Moulin de Pierre                    |
| - Moulin de Blainville | - Moulin de Plantoignon | - Ancienne usine Géoplastic (2 sites) |
| - Moulin de Conflans   | - Moulin de Framicourt  | - Seuil en amont de l'ancienne usine  |



Figure 24 : Les obstacles à l'écoulement de plus d'un mètre de hauteur.

Le moulin de Plantoignon se trouve sur l'Esches alors que les autres sites se trouvent sur le Thérain et son affluent Le Sillet. Les sites sur le Sillet ne seront cependant pas comptabilisés car il s'agit d'un affluent trop faible du Thérain. Les potentiels de ceux-ci peuvent donc être ignorés.



Figure 25 : Vue aérienne du site du moulin de Saint-Félix sur le Thérain (Source : GoogleMaps)<sup>19</sup>

Le débit moyen du Thérain est de 6,6 m<sup>3</sup>/s (variant de 4,8 à 8,8 m<sup>3</sup>/s) et celui de l'Esches est beaucoup plus faible, de 0,66 m<sup>3</sup>/s (variant de 0,58 à 0,78 m<sup>3</sup>/s). Le calcul précédent donne donc pour les différents sites repérés les puissances installées moyennes qui suivent.

Site repéré	Puissance installable moyenne (en kW)
Moulin de St Félix	65
Ancienne usine Géoplastic n°2	88
Ancienne usine Géoplastic n°1	84
Seuil en amont de l'ancienne usine Géoplastic	59
Moulin de Plantoignon	8
<b>TOTAL</b>	<b>304</b>

Avec un facteur de charge théorique (optimiste) de 50%, cette puissance installée conduirait à une production annuelle d'électricité de **1,33 GWh**.

En pratique, les sites ne sont cependant pas forcément favorables à une production d'hydroélectricité. Nous les comptabilisons néanmoins tous dans le gisement brut total du territoire, car leur poids est relativement faible comparés au gisement obtenu pour d'autres filières énergétiques sur le territoire.

<sup>19</sup> Un projet de centrale hydroélectrique a été étudié en 2018 sur le site du moulin de Saint Félix. Toutefois, du fait de contraintes environnementales trop importantes, les porteurs de projet ont dû y renoncer.

	<b>Gisement "brut" (en GWh/an)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1,3</b>

### 3.2.2.2 Aspects juridiques : droit d'eau

Installer une petite centrale hydroélectrique implique de posséder un « **droit d'eau** » sur la rivière, c'est-à-dire un droit exonéré de procédure d'autorisation ou de renouvellement, délivrés avant que ne soit instauré le principe d'autorisation de ces ouvrages sur les cours d'eau : avant l'édit de Moulins de 1566 pour les cours d'eau domaniaux, avant la Révolution (et non abolis) pour les cours d'eau non domaniaux. Le Thérain, le Sillet et l'Esches ne sont pas des cours d'eau domaniaux.



Le territoire de la CCT possède quelques sites intéressants, notamment le long du Thérain. Les installations qui pourraient prendre place auraient des puissances de l'ordre de quelques dizaines de kW, pour une production annuelle d'électricité de l'ordre de quelques centaines de MWh par an.



### 3.2.3 Électricité photovoltaïque

Actuellement, comme étudié dans la phase 1 de l'EPE, la puissance photovoltaïque installée sur le territoire est de 752 kWc, issue d'une multitude de petites installations en toiture.

#### 3.2.3.1 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<sup>20</sup>.

Des objectifs provisoires de développement de la filière photovoltaïque ont été élaborés dans le cadre du SRADDET. Ces objectifs sont encore en discussion. Un document de travail du 4 juin 2018 donne pour objectif de produire 1400 GWh/an d'électricité solaire photovoltaïque à l'échelle de la région Hauts-de-France à l'horizon 2030, ce qui représente 14 fois la production de l'année 2015. On constate donc un changement d'échelle total dans les ambitions affichées.

Dans le cadre d'une approche territoriale, nous nous intéressons à plusieurs cibles qui sont notamment les toitures des bâtiments du territoire et des terrains artificialisés favorables. Il s'agit de fournir deux types d'informations :

- Les principaux ordres de grandeur pour connaître les potentialités maximales du territoire et les cibles à privilégier ;
- Une sélection de sites favorables à étudier plus finement pour mettre en œuvre les projets de manière opérationnelle dans la suite de la démarche.

#### 3.2.3.2 Analyse des toitures du territoire

Dans le cadre de cette étude de planification énergétique, une analyse des toitures sur la base de la BD Topo fournie par l'IGN a été réalisée. Cette analyse vise à cibler les principales zones favorables à cette énergie et à fixer les bons ordres de grandeur. Elle est construite plutôt de manière statistique sans reconstituer la forme de chaque toit. Son utilisation à l'échelle du bâtiment pourrait donc s'avérer problématique.

##### a) Périmètre de protection des monuments historiques

En ce qui concerne la **protection patrimoniale**, l'article législatif de juillet 2010 qui stipulait que l'avis conforme de l'ABF n'était plus une nécessité a été abrogé en juillet 2016 : **l'ABF – Architecte des Bâtiments de France – doit de nouveau donner son accord**. En cas de désaccord avec l'architecte des Bâtiments de France, l'autorité compétente pour délivrer l'autorisation transmet le dossier accompagné de son projet de décision à l'autorité administrative, qui statue après avis de la commission régionale du patrimoine et de l'architecture. En cas de silence, l'autorité administrative est réputée avoir rejeté ce projet de décision<sup>21</sup>. Sur le territoire, les zones de

---

<sup>20</sup> Plus précisément, la puissance-crête d'une cellule photovoltaïque est la puissance électrique que produit celle-ci sous une température de 25°C, avec une irradiation de 1000 W/m<sup>2</sup> et une lumière dont la composition spectrale est identique à celle du Soleil.

<sup>21</sup> NB : Les dernières nouvelles sur ce sujet laissent penser que désormais le silence de l'administration vaudrait accord mais rien n'est encore précisé.

ce type se retrouvent essentiellement sur quelques centres-villes, notamment ceux comprenant des églises classées.

Il apparaît que les zones de protection sont assez nombreuses sur le territoire ; les bâtiments se trouvant dans l'une de ces zones seront distinguables dans le cadastre solaire proposé dans l'EPE. En outre, il n'existe pas d'AVAP (Aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine) ou de ZPPAUP (Zone de protection du patrimoine architectural, urbain et paysager) sur le territoire.

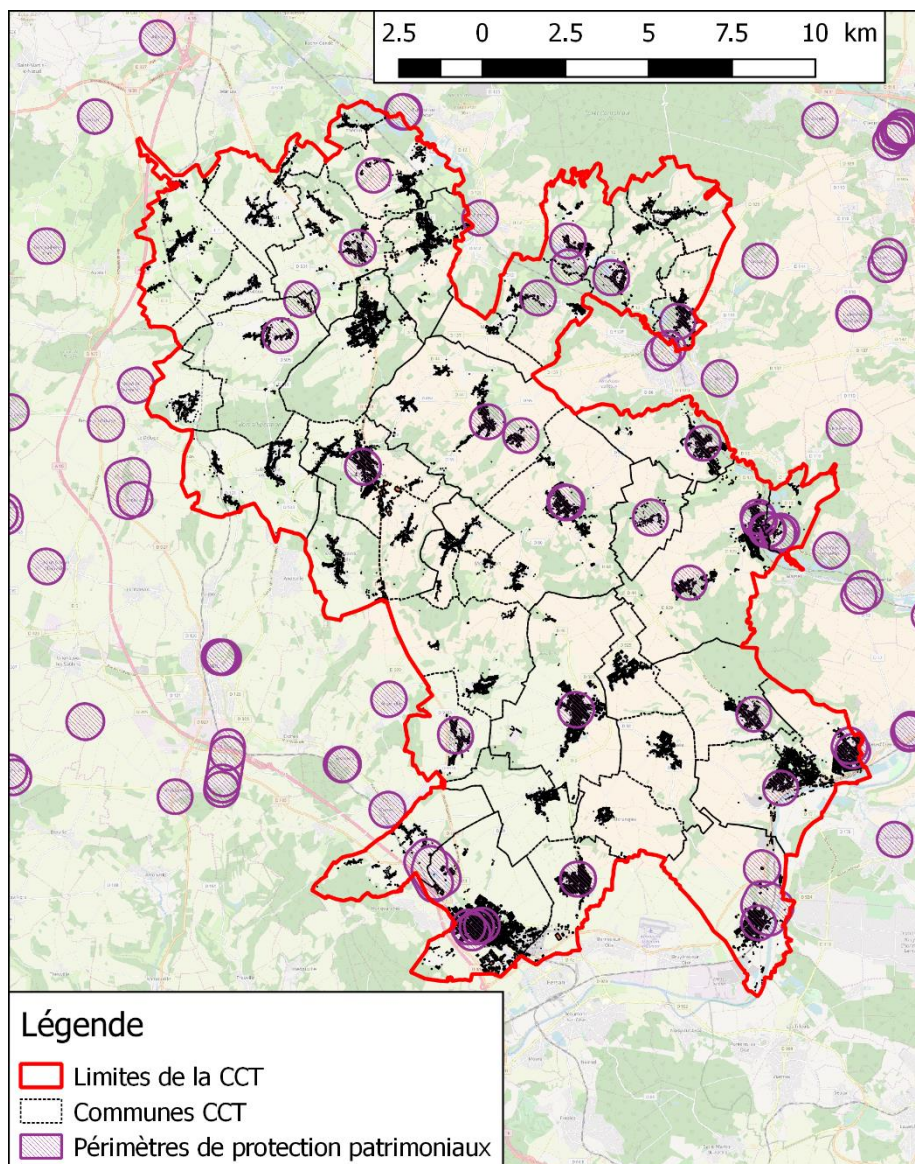


Figure 26 : Zones de protections patrimoniales sur le territoire de la CCT.

b) 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.

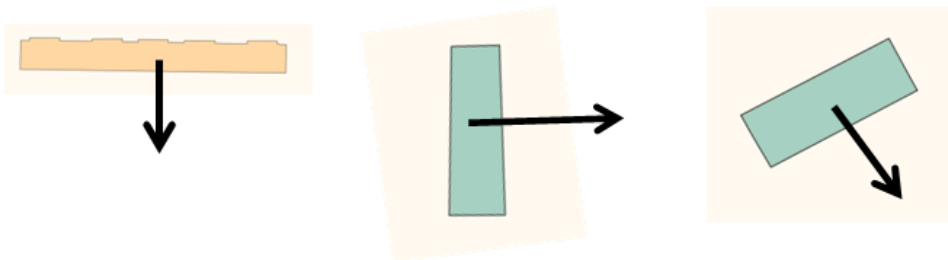


Figure 27 : Orientations possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est)

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		☀ 0° —	☀ 30° /	☀ 60° /	☀ 90°
ORIENTATION					
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 28 : 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.

c) 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, seul 50 % de la surface de toit est considéré pour ne prendre en compte que la face de la toiture la mieux orientée. On considère que 10 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques ont une puissance de 1,4 kWc.

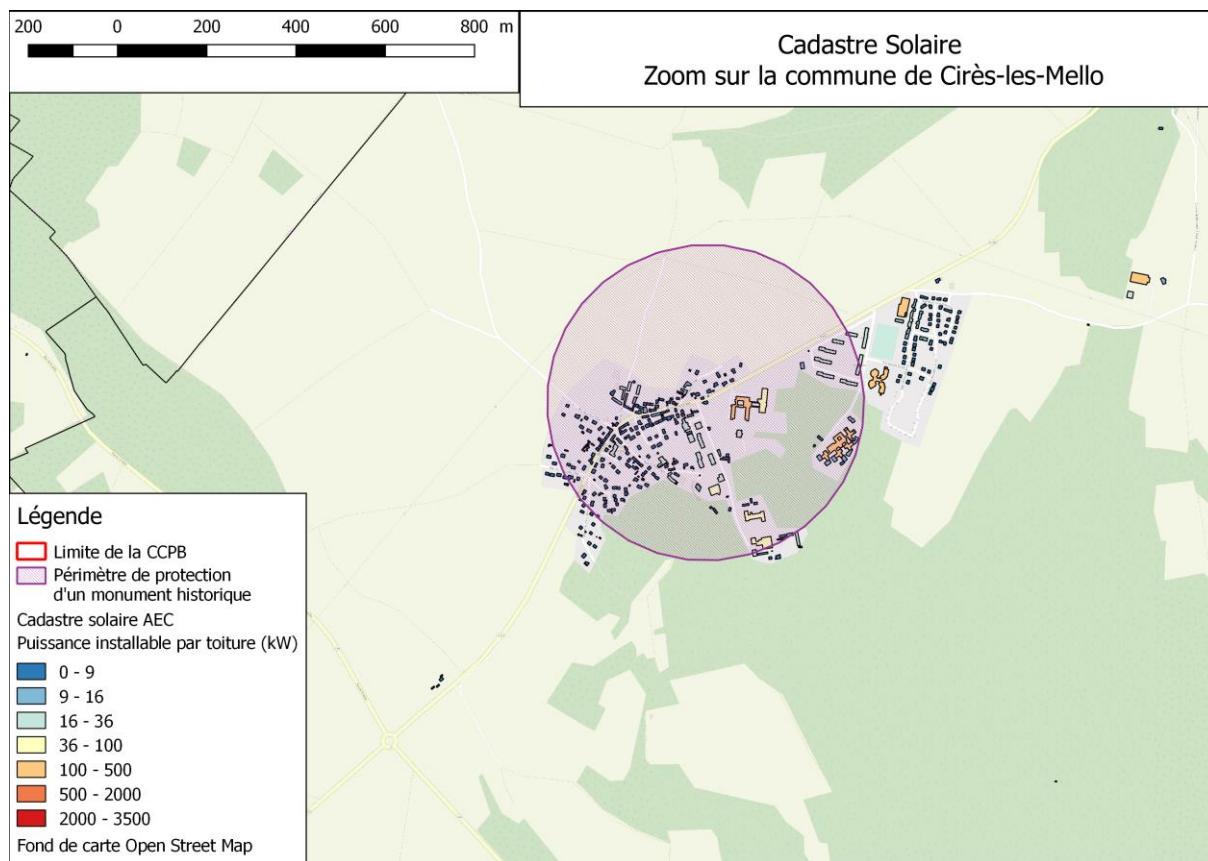


Figure 29 : Puissance photovoltaïque par bâtiment et zones de protection patrimoniale (zoom sur une zone du territoire)

La **totalité des surfaces de toitures qui peut être équipée de panneaux photovoltaïques représente donc plus de 1,6 millions de m<sup>2</sup>**. La majorité (62%) des surfaces est constituée des surfaces des bâtiments « indifférenciés » c'est-à-dire principalement des **logements individuels**, mais également un tiers des surfaces est constitué des surfaces de **bâtiments industriels**. De plus, si on discrimine les surfaces et puissances par tailles de projets, on constate que la très grande majorité des grandes toitures susceptibles d'accueillir des installations PV sont des toitures de bâtiments industriels.

Type de bâtiment	Surface de panneaux (m <sup>2</sup> )	Puissance installable (kWc)	Proportion dans un périmètre de protection
Bâtiment indifférencié	1 028 106	143 935	40%
Bâtiment agricole	14 279	1 999	10%
Bâtiment commercial	48 674	6 814	5%
Bâtiment industriel	537 234	75 213	22%
Bâtiment sportif	13 946	1 953	30%
<b>Total général</b>	<b>1 640 240</b>	<b>229 913</b>	<b>33%</b>

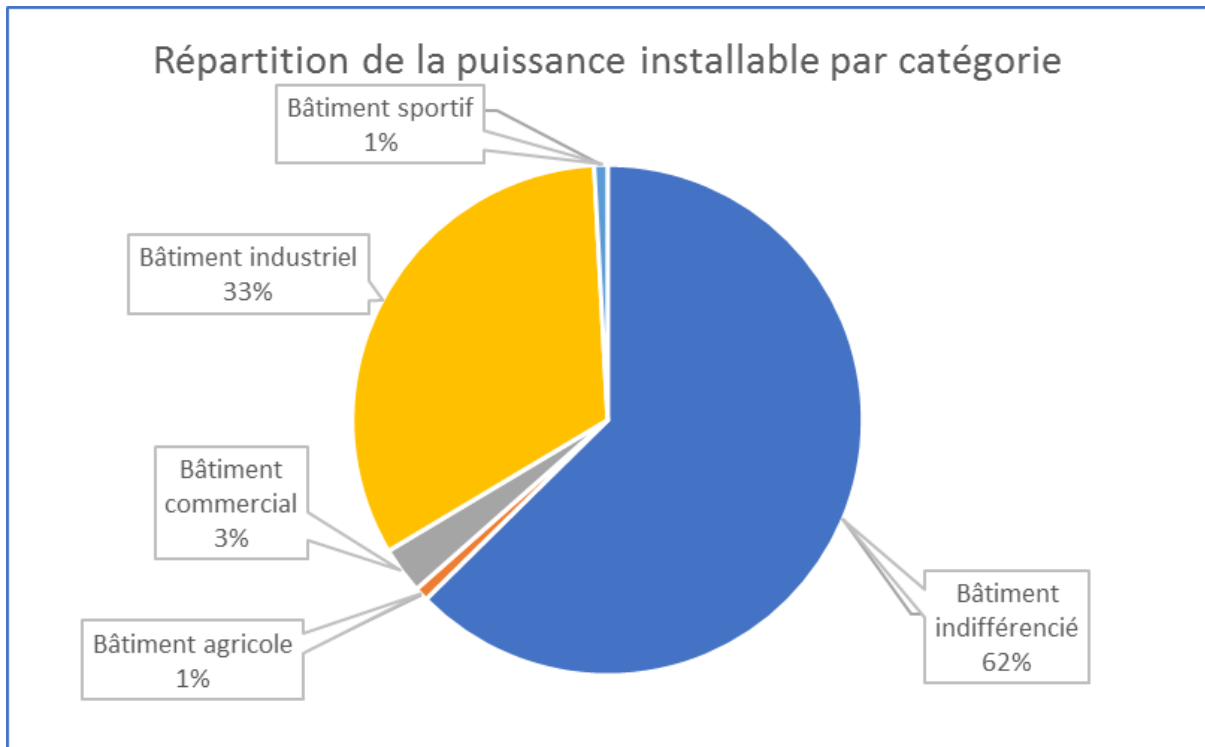


Figure 30 : Répartition des surfaces de toitures pour le photovoltaïque

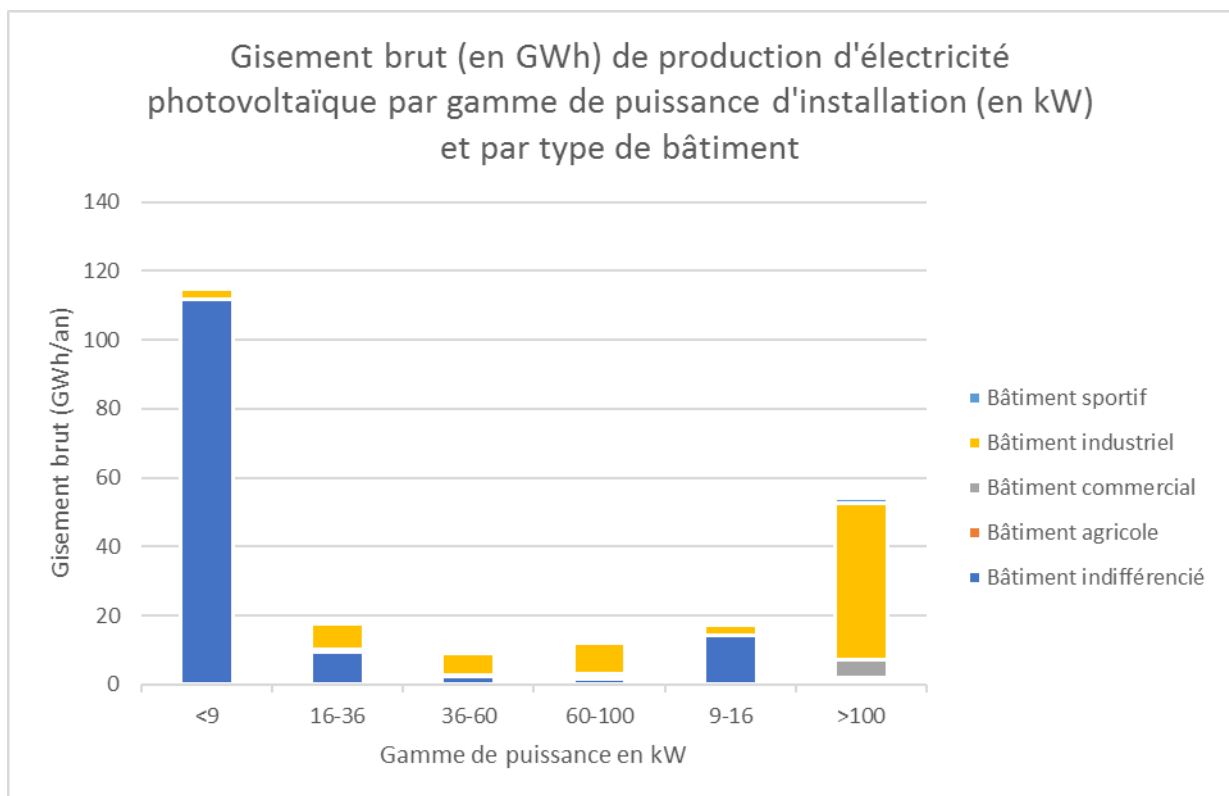


Figure 31 : Répartition du gisement disponible par gamme de puissance et type de bâtiments

La répartition des toitures disponibles est assez disparate suivant la taille des projets. En classant les bâtiments par taille de projet et par type de bâtiments, comme illustré sur le graphique de la Figure 29, on distingue clairement plusieurs cibles :

- Les installations de petites puissances représentent la plus grande production potentielle. 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, de type communication et accompagnement au sein d'un guichet, par exemple à l'Espace Info Énergie.
- L'autre cible est les grandes toitures, et notamment celles du secteur industriel où des projets plus importants peuvent être menés et permettent d'atteindre rapidement des puissances de plus de 100 kW. L'accompagnement par plusieurs acteurs (SE60, CCT, financeurs, ...) doit se concentrer sur cette cible.

Ce gisement brut, exprimé en surface de panneaux puis en puissance installable, a été traduit en production annuelle d'électricité en utilisant un chiffre local d'ensoleillement sur chaque toiture. Cependant, comme l'ensoleillement varie peu à l'échelle de la CCT, ce chiffre est quasiment le même pour toutes les toitures (peu de variabilité), et conduit à une production annuelle d'électricité de 977 kWh pour chaque kWc installé. Le tableau ci-dessous récapitule le gisement brut de production d'électricité renouvelable de la filière solaire photovoltaïque en toiture :

	<b>Gisement "brut" (en GWh/an)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>226</b>

### 3.2.3.3 Cibles spécifiques

À la suite de l'analyse territoriale, il convient donc de cibler certaines zones et/ou certains bâtiments plus favorables pour l'installation de grands projets photovoltaïques.

#### Ancienne usine Sabic Innovative Plastics

Le site de l'ancienne usine Sabic Innovative Plastics, à Villers-Saint-Sépulcre, est un site artificialisé qui pourrait être valorisé en une centrale photovoltaïque au sol. Entre 3 et 6 hectares pourraient être utilisés de cette manière, conduisant à un gisement photovoltaïque brut d'environ 5 GWh/an.



Figure 32 : Photo aérienne de l'ancienne usine Sabic Innovative Plastics à Villers-Saint-Sépulcre.

### 3.2.3.4 Aides financières existantes et conditions d'éligibilité

#### Tarifs d'achat et complément de rémunération

Le modèle économique généralement choisi pour les installations photovoltaïques est celui de l'injection sur le réseau électrique avec revente à un acheteur obligé. Le mode de rémunération des installations photovoltaïques est différencié selon les puissances installées. Deux mécanismes de rémunération de l'énergie électrique injectée sur le réseau coexistent :

- Le tarif d'achat en guichet ouvert pour les installations sur bâtiments de moins de 100 kWc : l'électricité est vendue à un tarif prédéfini ;
- Le tarif d'achat octroyé par appels d'offres pour les installations de plus de 100 kWc sur bâtiments ou au sol jusqu'à 500 kWc ;
- Le complément de rémunération octroyé par appels d'offres pour les installations de plus de 500 kWc : le vendeur perçoit un complément correspondant à la différence entre la rémunération qu'il obtient via la vente d'électricité sur le marché de gros et un prix de référence pour la filière.

Les paliers de puissance déterminant le mode de rémunération sont les suivants :

Puissance	≤ 100 kWc	Entre 100 kWc et 500 kWc	Plus de 500 kWc 8 MWc	Plus de 500 kWc 17 MWc	100 à 500 kWc
<b>Installations</b>	Injection ou auto-consommation Sur Bâtiments ou ombrières	Injection Sur bâtiments et ombrières	Injection Sur bâtiments	Injection Parcs au sol ou ombrières	Autoconsommation Sur Bâtiments
<b>Mode de rémunération</b>	Tarif d'achat en guichet ouvert	Tarifs d'achat selon appel d'offres	Complément de rémunération selon appel d'offre	Complément de rémunération selon appel d'offre	Complément de rémunération selon appel d'offre
<b>Tarifs de référence</b>	Selon puissance et mode de production	Selon offres Moyenne 6 <sup>ème</sup> vague de réponses à AO (janvier 2019) : 91 €/MWh	Selon offres Moyenne 6 <sup>ème</sup> vague de réponses à AO (janvier 2019) : 77 €/MWh	Selon offres Moyenne 4 <sup>ème</sup> vague de réponses à AO (août 2018) : <ul style="list-style-type: none"> <li>• 52,1 €/MWh pour les installations de 5 à 17 MWc ;</li> <li>• 62,7 €/MWh pour les installations de 500 kWc à 5 MWc</li> <li>• 83,8 €/MWh pour les installations sur ombrières de parking</li> </ul>	Moyenne dernières réponses à AO (mars 2017) : 19,4 €/MWh autoconsommé
<b>Durée du contrat</b>	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	10 ans
<b>Texte de référence</b>	Arrêté du 9 mai 2017	AO pluriannuel (en 6 périodes) du 9 septembre 2016		AO au 24 août 2016	AO du 2 août 2016 puis du 24 mars 2017

Tableau 18 : Mode de rémunération des installations photovoltaïques selon leur puissance. Source : DGEC ; Amorce 2017



A noter : les tarifs d'achat ont grandement évolué sur les quinze dernières années et l'introduction dès 2011 d'appels d'offres pour son octroi y a largement contribué :

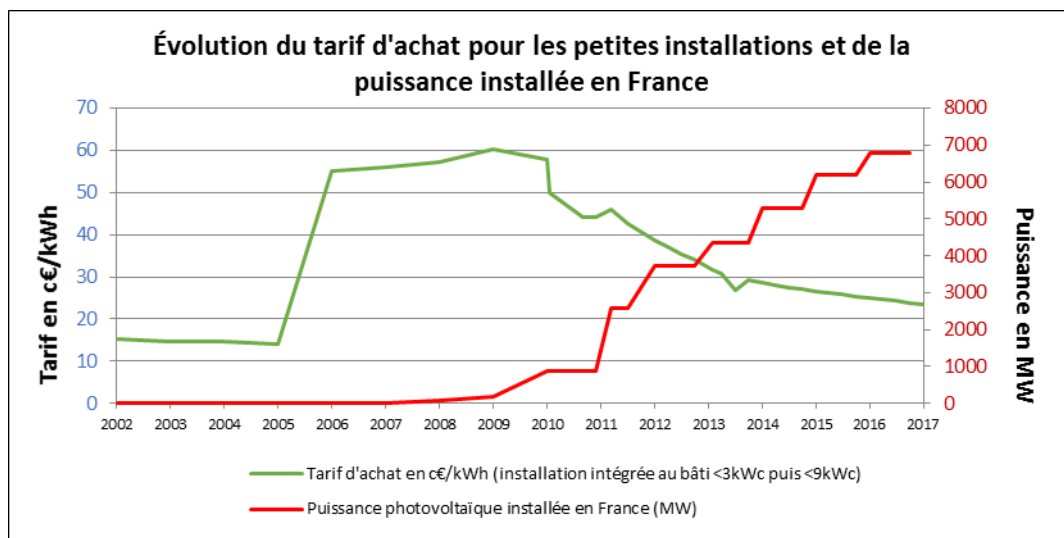


Figure 33 : Évolution du tarif d'achat (pour les installations PV intégrées au bâti de moins de 3 kWc puis 9 kWc en 2013) et de la puissance photovoltaïque installée en France. Sources : Photovoltaïque-info et Bilan électrique RTE

La tendance est à la baisse du tarif d'achat, qui était initialement situé à des niveaux très élevés. Cette baisse traduit la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques.

Le dernier arrêté tarifaire du 9 mai 2017 fixe les conditions pour bénéficier des tarifs d'achat et primes à l'investissement pour l'autoconsommation avec vente en surplus. Ce nouvel arrêté fixe également les conditions pour bénéficier de l'obligation d'achat pour les installations photovoltaïques inférieures à 100 kWc implantées sur bâtiment dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter du 11 mai 2017. Plusieurs coefficients de cet arrêté sont régulièrement mis à jour ; la dernière délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) mettant ces coefficients à jour date du 26 avril 2018. Ils sont présentés en annexe.

Cet arrêté tarifaire relatif aux installations d'une puissance inférieure à 100 kWc :

- fixe les tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque en vente totale pour un contrat de 20 ans ;
- instaure une prime à l'investissement pour les installations en autoconsommation avec vente de surplus.

Les installations déjà mises en service avant le 10 mai 2017 ou qui ont déjà produit de l'électricité à des fins d'autoconsommation ou dans le cadre d'un contrat commercial ne peuvent en bénéficier (article 1 de l'arrêté). Pour connaître l'éligibilité à un tarif d'achat et une prime éventuelle, il faut prendre en compte :

- la puissance de l'installation P et la puissance Q des autres installations à proximité, avec quatre seuils : 3 kWc, 9 kWc, 36 kWc et 100 kWc ;
- l'implantation sur le bâtiment : intégré au bâti, parallèle au plan de la toiture ou sur toiture plate, ...
- le mode de rémunération de l'électricité produite : vente de la totalité ou vente du surplus (attention, l'autoconsommation sans injection ou avec injection du surplus à titre gratuit n'est pas éligible)

### Zoom sur l'autoconsommation

Aujourd'hui, afin de diminuer la sollicitation des réseaux électriques et les renforcements, le modèle de l'autoconsommation est favorisé pour la création de nouveaux projets photovoltaïques. Il s'agit dans ce cas de **créer et de consommer l'électricité produite sur le même site (autoconsommation individuelle) ou à proximité avec un partenaire (autoconsommation collective)**.

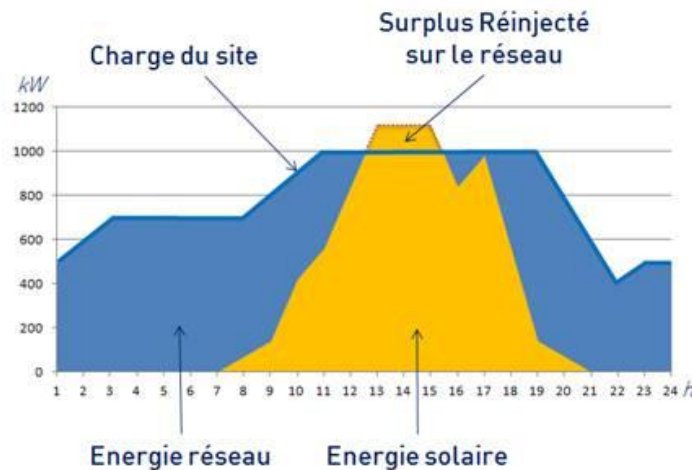


Figure 34 : Principe de l'autoconsommation photovoltaïque.

L'autoconsommation collective est possible dans le cadre d'une société dédiée, les flux entre producteurs et consommateurs étant mesurés au travers des nouveaux compteurs communicants.

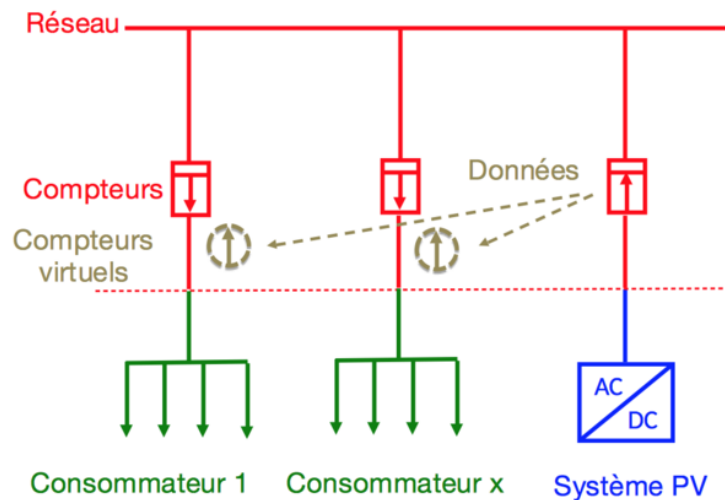


Figure 35 : Schéma du réseau électrique dans le cadre de l'autoconsommation collective

C'est un nouveau modèle économique qui se structure progressivement en France, permettant, si la production photovoltaïque est effectivement synchronisée avec la consommation, de diminuer les contraintes sur le réseau électrique et de favoriser les circuits courts : « Une opération d'autoconsommation individuelle est le fait pour un producteur (dit « autoproducteur ») de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation. La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage. » (Article L315-1 du Code de l'Énergie).

La Loi n° 2017-227<sup>22</sup> du 24 février 2017 parue au JO n° 0048 du 25 février 2017 a ratifié l'ordonnance du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité. Cette loi permet de définir officiellement l'action d'autoconsommation et vise à favoriser son développement. Elle demande notamment à la CRE de définir un tarif d'utilisation des réseaux adapté aux installations en autoconsommation, intégrant un caractère assurantiel des réseaux pour la puissance totale en soutirage et tenant compte des renforcements réseaux évités par ce mode de production.

La notion d'**autoconsommation collective entre plusieurs usagers** est également introduite, permettant à une unique personne morale (rassemblant elle-même éventuellement différents consommateurs et producteurs) de mutualiser les profils de différents sites de production et consommation situés à l'aval d'un même poste HTA/BT.

En ce qui concerne les installations de moins de 100 kWc, les dispositions prévues dans le cadre du tarif d'achat sont fixées par l'arrêté du 9 Mai 2017 qui fixe le mécanisme de soutien aux installations en autoconsommation de moins de 100 kWc, comme suit :

- Une aide à l'investissement (environ 800€/kWc, versée sur 5 ans, soit 20-30% des coûts d'installation).
- Un tarif d'achat pour l'électricité injectée en surplus, entre 6 et 10 c€/kWh (selon la puissance de l'installation) incitant donc à l'autoconsommation.



La filière photovoltaïque apparaît comme la principale filière productrice d'électricité renouvelable pouvant se développer sur le territoire et couvrir une part non négligeable de la consommation locale d'électricité.

Plusieurs cibles existent pour le développement d'installations photovoltaïques :

- Les toitures des maisons individuelles qui représentent la plus grande part des toitures du territoire pour des installations de petite puissance, en dehors des périmètres de protection des monuments historiques,
- Les toitures industrielles,
- Le site de l'ancienne usine Sabic Innovative Plastics à Villers-Saint-Sépulcre qui pourrait accueillir une centrale au sol.

---

<sup>22</sup> <http://www.senat.fr/dossier-legislatif/pjl16-269.html> Loi du 24 février 2017 ratifiant notamment l'ordonnance relative à l'autoconsommation

### 3.2.4 Synthèse pour l'électricité renouvelable



Le développement de l'éolien étant assez limité sur le territoire de la CCT du fait principalement de contraintes paysagères et de la proximité avec la région parisienne, et l'hydroélectricité restant une filière assez marginale malgré quelques possibilités sur des obstacles à l'écoulement sur le Thérain, la principale filière de développement de l'électricité renouvelable sur le territoire de la CCT est donc le solaire photovoltaïque. L'analyse menée dans les paragraphes précédents a dégagé, pour cette filière, un important potentiel diffus sur les toitures du territoire, ainsi que sur les toitures industrielles et au sol sur l'ancien site Sabic Innovative Plastics à Villers-Saint-Sépulcre.

Le tableau ci-dessous synthétise les consommations d'électricité envisagées dans les scénarios de baisse des consommations détaillés dans les parties précédentes, et les met en regard du gisement brut de production d'électricité renouvelable présent sur le territoire.

	Scénarios de consommation énergétique à 2050	
	« Tendanciel »	« Baisse maximum »
Gisement brut estimé	234 GWh	
Equivalence en installations	≈ 2 000 000 m <sup>2</sup> de solaire PV	
Consommations de gaz estimées pour 2050	303 GWh	267 GWh
Part de la consommation couverte par la production locale*	77 %	88 %

\*L'adéquation entre moments de production et de consommation de l'électricité n'est pas prise en compte.

Ces chiffres montrent donc que le territoire a les moyens d'atteindre un bon taux d'autonomie en électricité renouvelable d'ici 2050 s'il utilise tout le potentiel de développement dont il dispose en la matière, potentiel constitué presque intégralement des toitures disponibles pour le solaire photovoltaïque.

## 3.3 Chaleur renouvelable

### 3.3.1 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 et à proximité pour l'énergie. Il s'agit pour nous d'évaluer quelles sont les ressources qui peuvent être utilisées dans le cadre d'une gestion durable de la forêt.
- La filière d'approvisionnement permettant de mobiliser la ressource supplémentaire dans une optique de consommation locale.
- En regard, les possibilités de substitution de besoins de chaleur locaux par des productions bois-énergie seront examinées.

#### 3.3.1.1 Ressources bois pour l'énergie

La région des Hauts-de-France n'est pas une région fortement boisée, elle a ainsi le plus faible taux de couvert forestier parmi les régions françaises. C'est notamment le cas sur l'ex Nord Pas-de-Calais avec un taux de couverture de 8,6 %, la couverture est meilleure en ex-Picardie avec un taux de 16,4 %.

Cette forêt est majoritairement privée (65 %) et feuillue (90 %). Moins de 50 % de la production annuelle est récoltée notamment du fait de la dispersion des propriétaires sur de petites propriétés (122 000 propriétaires)<sup>23</sup>. Il existe donc de réelles marges de manœuvre pour extraire de plus grandes quantités de bois pour l'énergie.

Actuellement il n'est pas possible d'indiquer exactement comment sont approvisionnés les différents types d'installations alimentées en bois-énergie sur le territoire, puisque les flux commerciaux ou non-commerciaux de bois ne sont pas connus avec certitude. L'étude permettra donc de donner quelques indications sur la production locale de bois pour l'énergie qui peut alimenter le territoire de la CC Thelloise et d'indiquer quelle peut être la part de ressource locale actuellement et à l'avenir.

À l'échelle du territoire, la surface forestière est de 6 635 ha (98 % de feuillus), dont 1,2 ha de forêts publiques. Ceci représente 21% de la surface de l'EPCI, il ne s'agit donc pas d'un territoire particulièrement forestier.

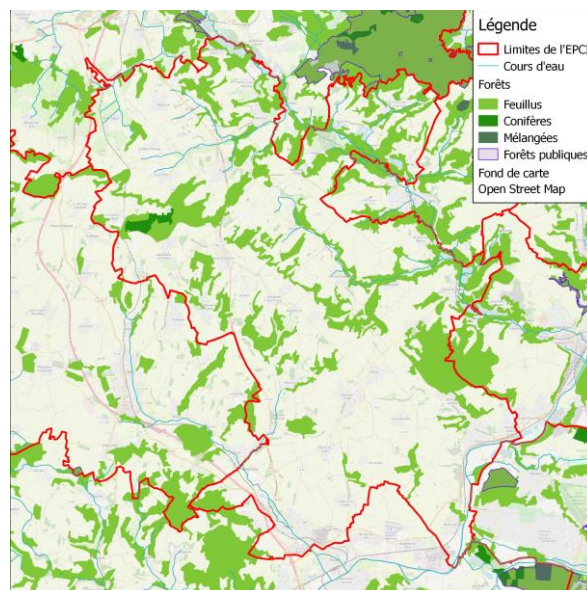


Figure 36 : Forêts de la CC Thelloise

<sup>23</sup> Chiffres CRPF Hauts-de-France

Pour évaluer la quantité totale de bois qui peut être produite pour l'énergie, l'analyse est basée sur l'étude de référence de l'ADEME réalisée par l'IFN, SOLAGRO et le FCBA « *Disponibilités forestières pour énergie matériaux horizon 2035* ». Les estimations sont données pour chacune des anciennes régions françaises selon plusieurs scénarios qui diffèrent uniquement dans leurs hypothèses d'évolution de la demande en bois.

Pour la période 2021 à 2030, les résultats sont :

- Production de BIBE (Bois d'industrie – bois énergie) : 44,6 à 48,2 GWh/an
- Production de connexes de scieries du BO (bois d'œuvre) : 13,8 à 15,3 GWh/an
- Production de MB (menus bois) : 7,7 à 8,5 GWh/an

Les ressources en bois bocagers et bois déchets et arbres isolés n'ont pas été évaluées par manque de données consolidées. Bien que plus faible que les ressources en bois forestier, ce gisement est cependant non nul. Le potentiel est donc potentiel supérieur à celui annoncé ne prenant en compte que les données sur le bois forestier.

Ce qui donne une **production potentielle totale du territoire entre 66 et 72 GWh/an<sup>24</sup>**.

Cette disponibilité doit être mise en regard avec la consommation du territoire :

Consommation de chaleur des secteurs résidentiel et tertiaire en 2050		
Gisement "brut"	Scénario « baisse maximum »	Scénario tendanciel
66 à 72 GWh	Bois-énergie : 27 GWh/an Produits pétroliers : 30 GWh/an Electricité : 46 GWh/an	Bois-énergie : 71 GWh/an Produits pétroliers : 86 GWh/an Electricité : 106 GWh/an

On constate donc qu'en cas d'une politique de rénovation des bâtiments forte, le gisement bois-énergie du territoire permettrait de combler les besoins en bois en 2050, et également de remplacer l'intégralité des chaudières fioul par des chaudières bois.

En revanche, si le parc de bâtiments, n'est pas rénové, le gisement bois-énergie du territoire sera tout juste suffisant pour combler les besoins en chauffage bois en 2050.

### **Recommandations**

Il semble que plusieurs recommandations soient de mise en ce qui concerne le développement du bois-énergie et l'approvisionnement :

- Considérer avec prudence le développement de grandes centrales de production industrielles, notamment pour la cogénération.
- Améliorer la mobilisation du bois local en dynamisant la filière forestière picarde.
- Améliorer la traçabilité de la ressource et être plus exigeant dans le cadre des contrats d'approvisionnement des unités existantes.

Le territoire de la CC Thelloise possède aujourd'hui une bonne infrastructure logistique pour le bois-énergie avec une plateforme située sur son territoire à Saint-Sulpice (associée à Picardie Énergie Bois) et cinq autres

<sup>24</sup> Le gisement « bois-énergie » a été revu à la hausse depuis le diaporama et la fiche de synthèse de phase 2, dans lesquels il était estimé à 55 GWh/an. Dans la suite de l'étude, le chiffre retenu sera celui de 66 GWh.

plateformes situées à proximité : Rougemaison (associée à SOVEN, filiale de COFELY), Clermont, Avrigny, Cambronne-les-Clermont et Ermenonville (associées à Picardie Énergie Bois).

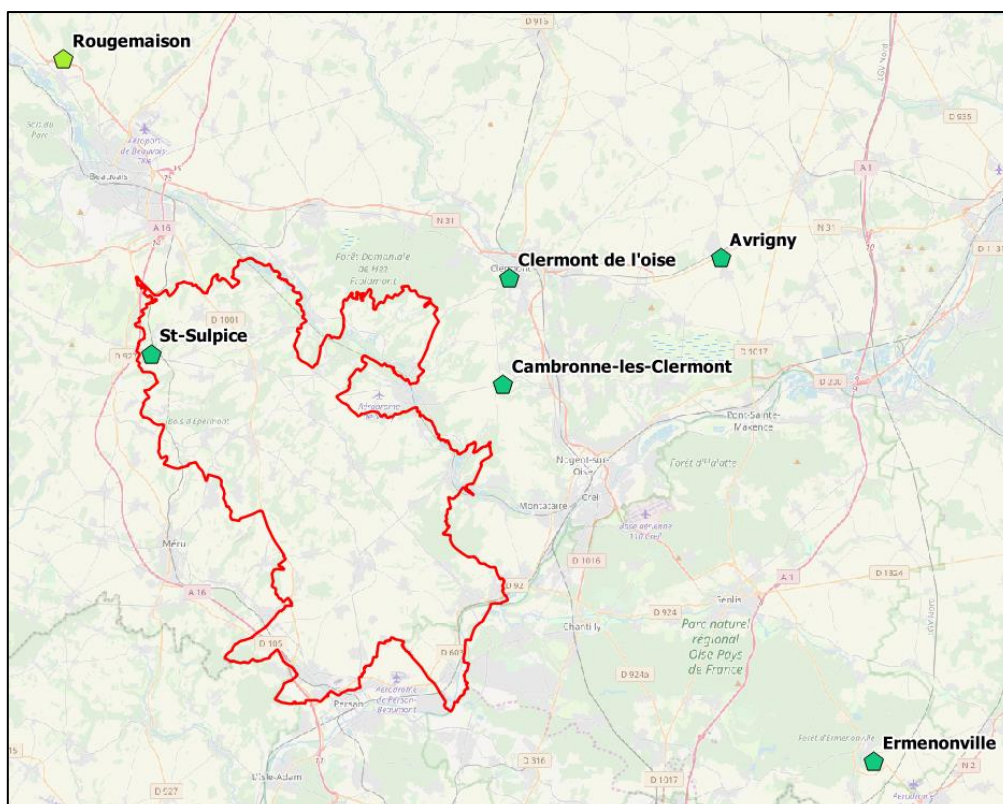


Figure 37 : Carte des différentes plateformes bois-énergie sur et à proximité du territoire de la CCT

### 3.3.1.2 Possibilités de développement

À l'image des installations situées à Neuilly-en-Thelle (Collège Henry de Montherlant) et Sainte-Geneviève (salle polyvalente), des chaufferies peuvent prendre place pour alimenter des bâtiments publics ou parapublics qui ont une consommation significative de chaleur.

### 3.3.1.3 Éléments d'analyse économique

#### a) Chaufferies collectives et réseaux de chaleur

Le coût de production de la chaleur biomasse collective dépend de la puissance de la chaufferie, avec ou sans réseau de chaleur. Ce prix est plus élevé pour les petites puissances (< 1 MW), compris entre 88 et 125 €/MWh, plus faible pour les puissances intermédiaires (entre 1 et 3 MW), compris entre 62 et 84 €/MWh et enfin moyen pour les grosses puissances (au-delà de 3 MW), compris entre 73 et 101 €/MWh. Ces technologies sont désormais très répandues et matures.

Le graphique ci-dessous représente ces coûts de production d'installations bois-énergie en €/MWh pour les différentes configurations de puissances et différents taux d'actualisation<sup>25</sup>.

<sup>25</sup> Lorsque l'on cherche à estimer la rentabilité d'un investissement (par exemple sur 20 ans), le taux d'actualisation est le taux avec lequel on déprécie les gains futurs. Il dépend essentiellement du niveau de risque du projet et des taux d'intérêts bancaires.

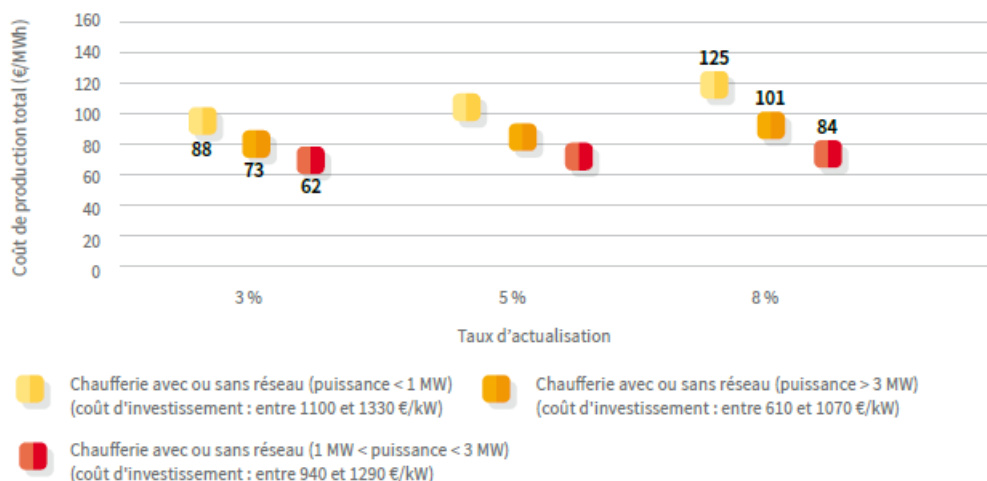


Figure 38 - Coût de production de la biomasse collective (Source : Coût des énergies renouvelables, ADEME 2016)

Ces coûts de production ont été évalués avec un prix du combustible de 34 €/MWh. Les coûts d'investissement varient entre 1 100 et 1 330 €/kW pour les puissances inférieures à 1 MW, entre 940 et 1 290 €/kW pour les puissances comprises entre 1 et 3 MW, et entre 610 et 1 070 €/kW au-delà de 3 MW.

#### b) Chaufferies individuelles

Ce paragraphe traite uniquement des chaufferies bois utilisées pour du chauffage central. Avec un combustible bûche, le coût de production est estimé entre 49 et 77 €/MWh. Pour des chaudières à granulés, ce coût varie entre 78 et 108 €/MWh. Ces dernières ont un rendement plus élevé (90% contre 80 à 85% pour les chaudières à bûches), mais également un coût du combustible plus onéreux (granulé à 63 €/MWh comme hypothèse dans l'étude contre 36 à 38 €/MWh pour la bûche). En revanche ces chaudières étant automatiques, elles permettent une vraie substitution par rapport à usage gaz, et sont également adaptées à de petits bâtiments (écoles par exemple).

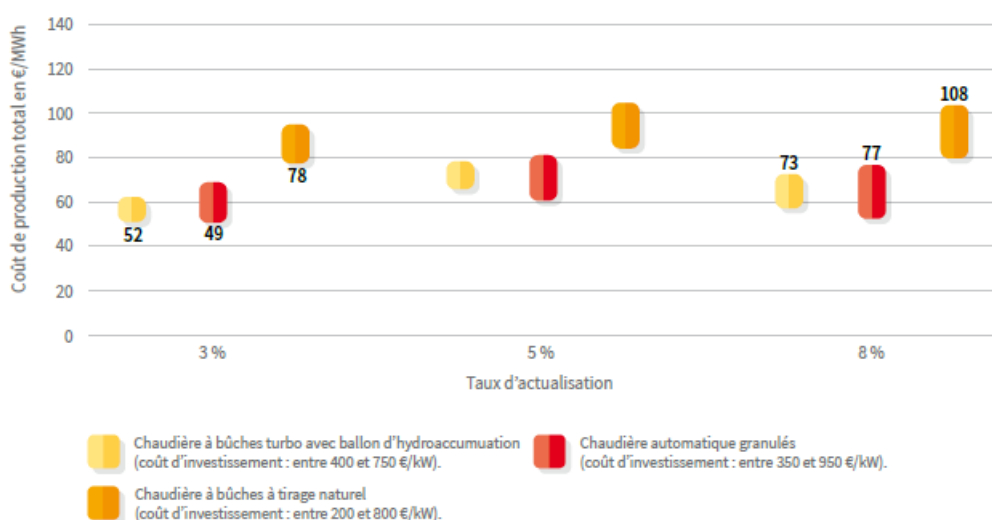


Figure 39 - Coût de production du chauffage bois domestique (Source : Coût des énergies renouvelables, ADEME 2016)

Les coûts d'investissements varient entre 200 et 800 €/kW pour des chaudières bûches et entre 350 et 950 €/kW pour des chaudières à granulés.



Les coûts d'exploitation sont de l'ordre de 15-20 €/kW/an d'après l'étude de l'ADEME.



Même si la région de la CCT n'est pas particulièrement forestière, il existe donc un réel « surplus » disponible pour une valorisation locale. De plus les EPCI environnants présentent eux aussi d'intéressants gisements en matière de bois-énergie.

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 dépendants de l'action publique (enseignement, santé, ...).
- Le développement d'un approvisionnement de proximité par la suite.

### 3.3.2 Solaire thermique

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

Les principales typologies de projets sont :

- Les **CESI (chauffe-eaux solaires individuels)** pour répondre aux besoins d'un logement individuel, de préférence implantés sur le logement résidentiel.
- Les **CESC (chauffe-eaux solaires collectifs)** pour les logements collectifs, l'hôtellerie, les campings, les établissements de santé, les EHPAD, les établissements scolaires, les centres aquatiques... Ces installations peuvent être financées dans le cadre du fonds chaleur de l'ADEME.

#### 3.3.2.1 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.
- 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 40 : Capteur plan vitré

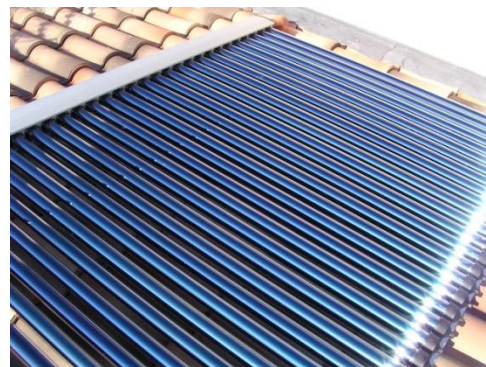


Figure 41 : Capteur tubulaire

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.

#### 3.3.2.2 Les installations en Hauts-de-France

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

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

- EHPAD et centre d'accueil : Résidence de Beaupré, La Gorgue (59) ; Maison d'accueil spécialisée de Thumeries (59) ; foyer de personnes âgées Voltaire Leclercq à Loos en Gohelle (62).
- Hôpitaux : Hazebrouck (59) ; Cambrai (59).
- Centre nautique : piscine d'Estaires (59).
- Equipements sportifs : salle de sports Cartigny à Ronchin (59).
- Immeubles collectifs : résidence verte du golf d'Arras (62) ; 8 logements sociaux à Beuvrequen (62).

### 3.3.2.3 Aspects économiques

Le coût des installations est assez variable, échelonné d'après l'initiative SOCOL d'Enerplan, entre 600 €HT/m<sup>2</sup> et 1200 €HT/m<sup>2</sup> sur la partie solaire.

Différentes aides cumulables existent pour participer au financement des installations. La principale est le Fonds Chaleur de l'ADEME qui permet le financement d'installations à partir de 25 m<sup>2</sup> de capteurs (plusieurs sites équipés d'un CESC de 15 m<sup>2</sup> sont envisageables pour former un seul projet). Suivant la taille des projets, plusieurs logiques sont accessibles.

Projet dont la surface de capteurs solaires est supérieure ou égale à 25 m<sup>2</sup> (montants indicatifs) :

	Zone Géographique	Aide Forfaitaire en €/MWh (20 ans) solaire utile	Productivité minimum solaire utile [kWh utile/m <sup>2</sup> .an]	Productivité recherchée solaire utile [kWh utile/m <sup>2</sup> .an]
<b>Logement Collectif Tertiaire, Industrie et Agriculture</b>	<b>Nord</b>	55,89 €	> 350	500
	<b>Sud</b>	51,59 €	> 400	550
	<b>Med</b>	47,29 €	> 450	600

Il est à noter que pour les projets dont la surface de capteurs solaires est supérieure ou égale à 100 m<sup>2</sup> il existe un plafond de dépenses éligibles de 1 100 €HT/m<sup>2</sup> de capteurs. Ce montant (indicatif) prend en compte les travaux d'ingénierie, de suivi et de maintenance.

Quelle que soit la taille de l'installation pour laquelle un financement est demandé auprès du Fonds Chaleur, le projet doit avoir fait l'objet d'une « *Étude de faisabilité d'une installation solaire thermique collective* » réalisée par un bureau d'étude doté de la référence RGE études ou équivalent. De même, l'installateur doit avoir ce type de certification.

Pour les grandes installations, des appels d'offres sont mis en œuvre par l'ADEME. L'appel d'offres de 2017 recouvrait les surfaces de capteurs suivantes :

- 300 m<sup>2</sup> de capteurs pour le logement collectif, les établissements d'hébergement touristique ouverts toute l'année (hôtel, camping, village vacances), les piscines, le secteur tertiaire, l'industrie (T° < 120°C), les secteurs agricoles et de la santé (EHPAD, MAS, IME, MARPA, ...ou hospitaliers).

- 500 m<sup>2</sup> de surface de capteurs pour les installations solaires couplées à un réseau de chaleur avec stockage (court terme ou moyen/long terme).

Sur la période 2015-2016, le marché était peu dynamique et en décroissance malgré une tendance à la baisse des coûts. Le faible prix des énergies fossiles, la préférence pour les équipements PV dans l'habitat individuel, la réglementation RT2012 moins contraignante qu'attendu dans le collectif et plusieurs contre-références dans l'habitat social ont pesé sur la filière. Pour la neuvième année consécutive, le marché européen du solaire thermique recule. Selon EurObserv'ER, celui-ci a chuté de 24,2% entre 2016 et 2017, passant sous la barre des deux millions de mètres carrés installés (à l'échelle européenne). La France est notamment mal placée, en comparaison d'autres pays obligeant à intégrer ces dispositifs dans les constructions neuves.

À noter également, la possibilité d'alimenter un réseau de chaleur grâce à un parc solaire thermique important. En France, selon le Département thermique biomasse et hydrogène du CEA Tech (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), cinq réseaux de chaleur sont en partie alimentés par du solaire thermique : Limeil-Brévannes (94), Juvignac (34), Balma (31), Châteaubriant (44) et Chambéry (73). La superficie des centrales solaires varie de 300 m<sup>2</sup> pour Juvignac et l'Ines à 830 m<sup>2</sup> pour Limeil-Brévannes. La ville de Chateaubriant a également installé 2000 m<sup>2</sup> de capteurs pour chauffer l'eau de son réseau de chaleur.

Dans les Hauts-de-France, une étude est en cours de réalisation par l'ADEME pour évaluer le potentiel d'incorporation du solaire thermique dans les réseaux de chaleur de la région. L'étude devrait être terminée pour fin 2019, mais des premiers résultats suggèrent que le solaire thermique arrive à être compétitif face à d'autres EnR (biomasse notamment) sur des réseaux de chaleur petits à moyens.

#### 3.3.2.4 Quels types de bâtiments cibler ?

Le solaire thermique permet en moyenne de répondre à 50 % des besoins en eau chaude sanitaire (ECS) d'un bâtiment. Il faut toutefois que la superficie de la toiture soit suffisante, mais la superficie nécessaire est moindre que pour du solaire photovoltaïque par exemple (2 panneaux d'environ 1,5 m<sup>2</sup> suffisent pour une famille de 4 personnes, contre 20 m<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques en moyenne sur une maison individuelle).

Cette technologie est donc particulièrement adaptée aux bâtiments ayant des besoins d'ECS :

- Bâtiments de logements collectifs,
- EHPAD et autres établissements de santé,
- Hôtels et restaurants,
- Vestiaires d'équipements sportifs (avec des besoins également en été),
- Etablissements scolaires et cantines (qui ont des besoins également en été) ;

## Cibles potentielles pour le Solaire Thermique

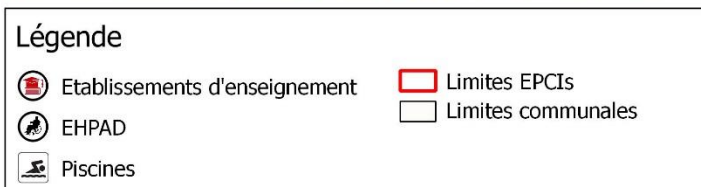
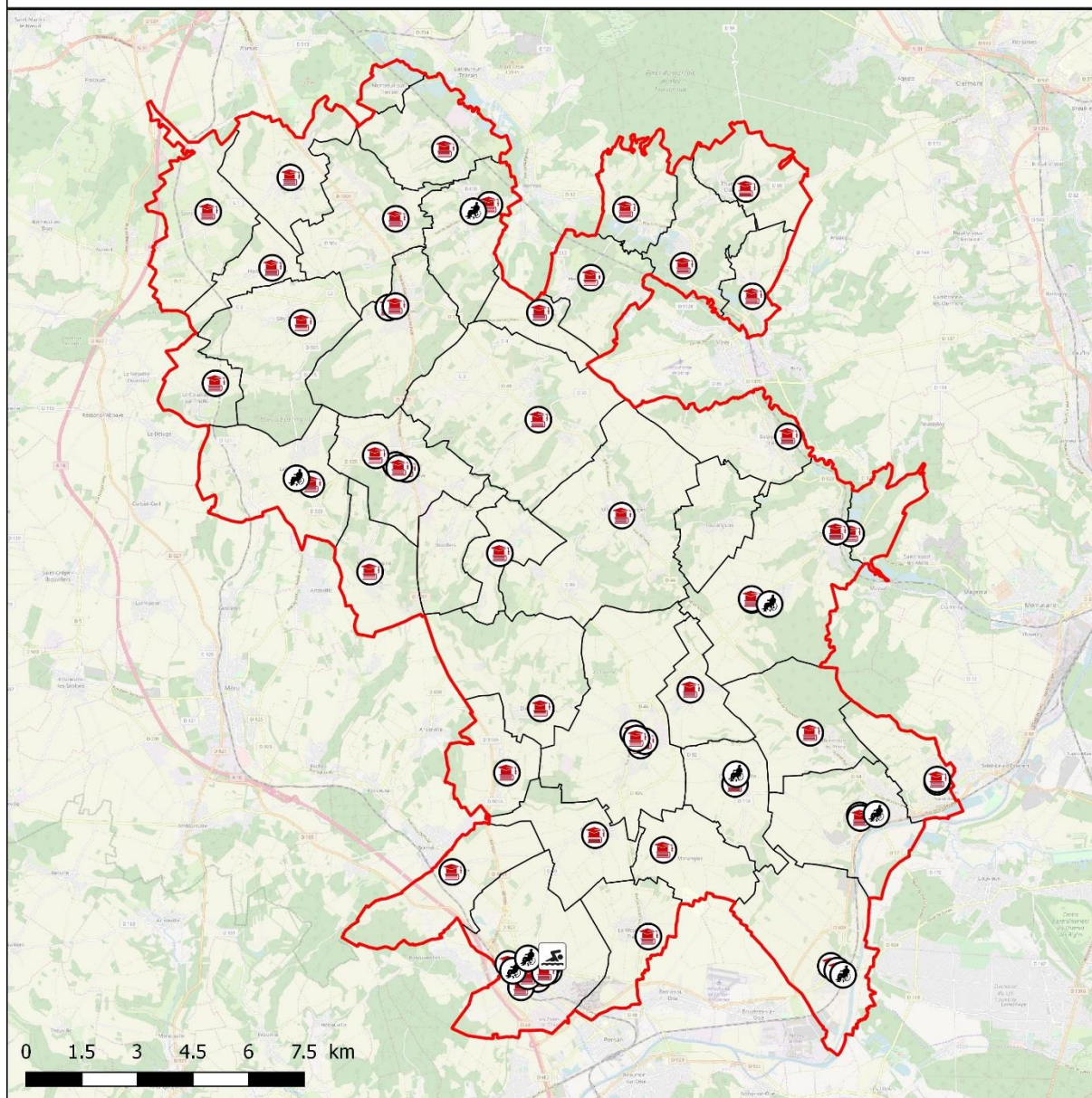


Figure 42 : Localisation potentielles d'installations CESC sur le territoire

Il faut toutefois signaler que le solaire thermique vient en concurrence du réseau de chaleur, puisque celui-ci répondra aux besoins de chauffage et d'ECS, et qu'il n'est donc pas pertinent d'équiper des bâtiments qui seront raccordés à un réseau.

Le tableau ci-dessous récapitule les besoins en énergie pour la production d'ECS en 2050 selon le scénario « baisse maximum ». Si certains de ces besoins seront couverts en solaire thermique, une partie non négligeable le sera par d'autres sources d'énergie (fioul, électricité). Cependant, en supposant une substitution vers le solaire thermique de 50% des besoins couverts par des chauffe-eaux fonctionnant au fioul ou à l'électricité :

	Consommation d'énergie pour l'ECS en 2050 selon le scénario « baisse maximum »
<b>Solaire thermique</b>	5 GWh
<b>Produits pétroliers (50% du total)</b>	2 GWh
<b>Electricité (50% du total)</b>	8 GWh
<b>Total</b>	15 GWh
<b>Surface de panneaux équivalente</b>	30 000 m <sup>2</sup>



Les principaux sites avec de grands besoins d'eau chaude sanitaire ont été ciblés pour l'installation de CESC. D'éventuels projets devront néanmoins faire l'objet d'un suivi de qualité en raison de plusieurs contre-références existant dans la région et de la relative atonie de la filière.

### 3.3.3 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. Cette ressource est disponible sur le sud du département de l'Oise. Le territoire de la CC Thelloise est en limite du Dogger et avec peu de densité thermique. Cette énergie n'est donc pas adaptée au territoire et l'analyse non développée dans la suite du rapport.
  - 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.
- C'est sur cette ressource que se sont concentrées les 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 conditions 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.

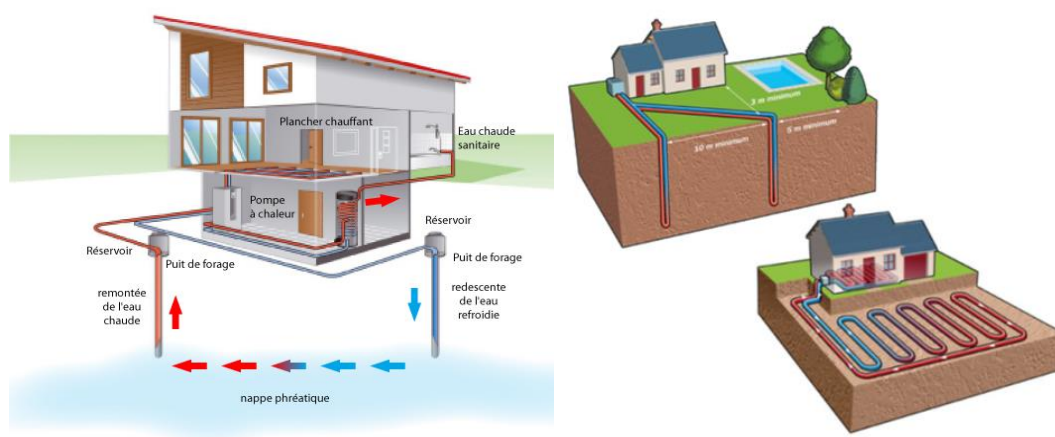


Figure 43 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère et géothermie sèche verticale ou horizontale.

#### 3.3.3.1 Les ressources géothermiques sur le territoire

Plusieurs outils sur le territoire sont disponibles 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](http://www.geothermie-perspectives.fr), le BRGM (Bureau de Recherches Géologiques et Minières) 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.

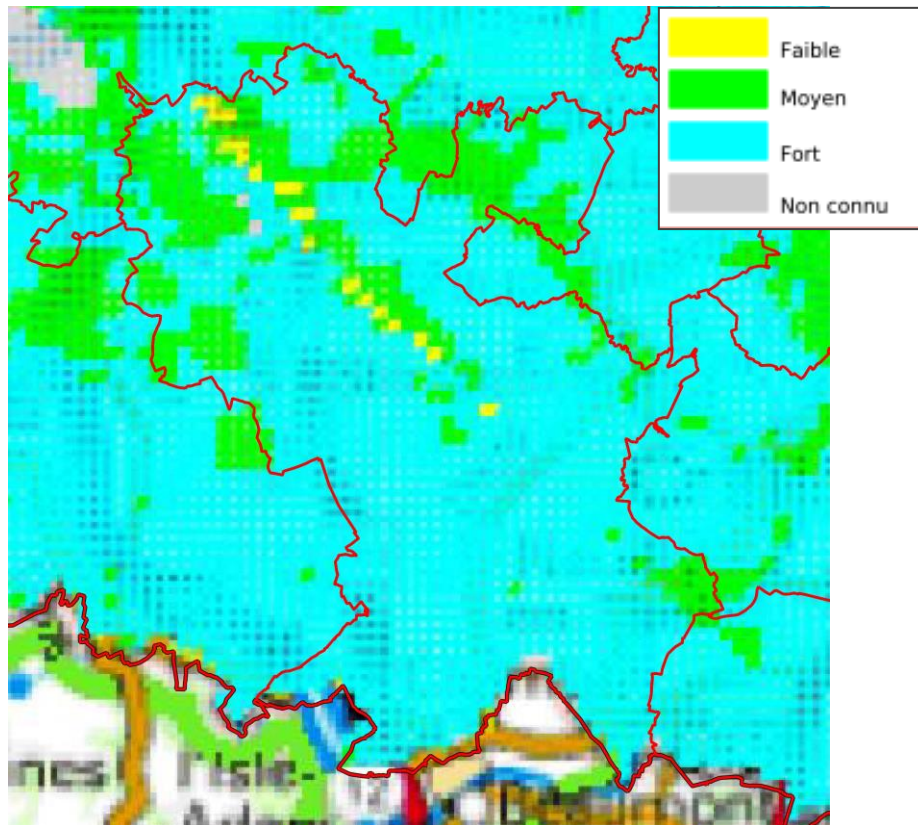


Figure 44 : Carte du potentiel du meilleur aquifère (Source : géothermie-perspectives)

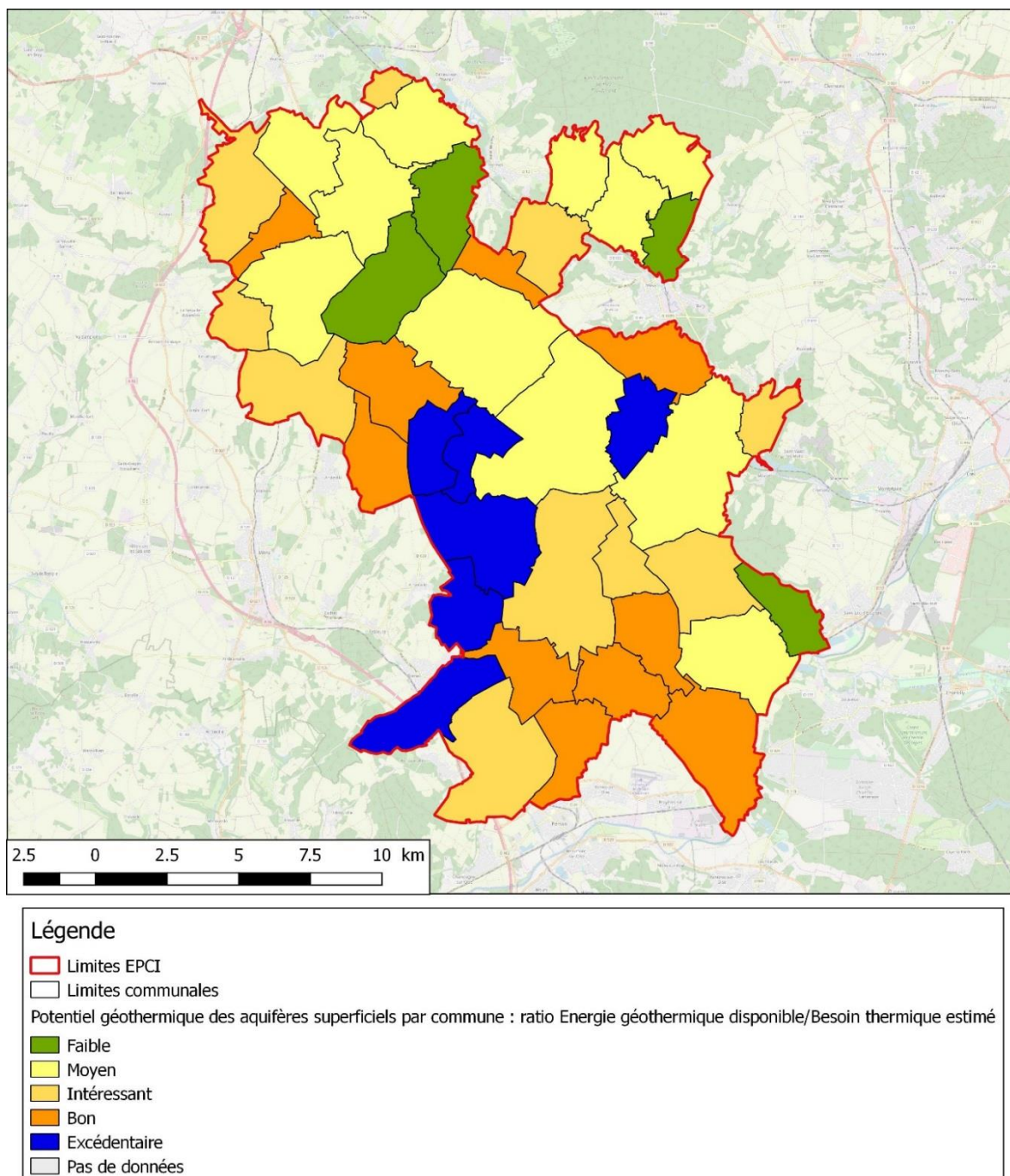
Cette donnée cartographique est complétée par les analyses menées par le BRGM dans le cadre de son rapport « Étude du potentiel de développement de la géothermie en région Picardie » datant de Mai 2013. Celui-ci détaille le potentiel des aquifères superficiels ainsi que le potentiel sur sonde du territoire.

a) 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 (modèle de consommation énergétique à l'échelle du bâtiment développé par Energies Demain) 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, cartographié ci-dessous par commune.





**Figure 45 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013).**  
 Cette carte représente, pour chaque commune, le ratio entre l'énergie disponible via la géothermie sur aquifères superficiels, et les besoins thermiques (chauffage, eau chaude sanitaire) de la commune.

On constate donc que la production géothermique des aquifères superficiels serait plus grande que les besoins thermiques pour un bon 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, 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 ». Dans ces cas de figure, il sera donc plus intéressant de développer des installations sous forme de sondes géothermiques verticales, comme présenté dans le paragraphe suivant.

b) Potentiel de développement des sondes géothermiques verticales (SGV)

Les sondes géothermiques peuvent être pertinentes dans le cas d'un sous-sol « sec » ou avec une ressource faible sur aquifère. 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 trop faible pour envisager une opération avec doublet (c'est-à-dire deux forages) 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, pour chaque commune, le nombre nécessaire de Sondes Verticales Géothermiques nécessaires pour couvrir la totalité du besoin thermique de la commune, tous secteurs confondus.

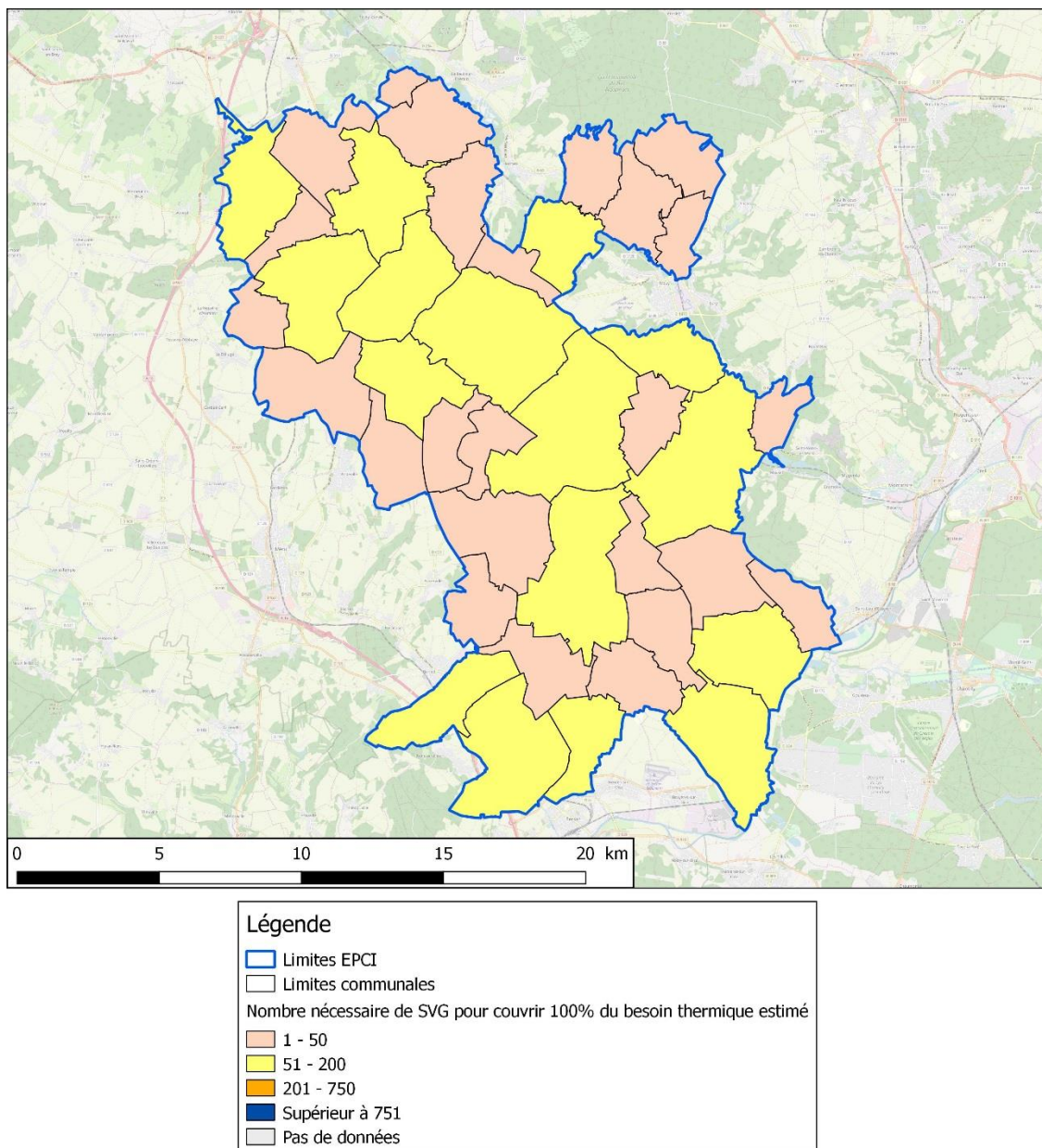


Figure 46 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013)

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

c) Potentiel de développement sur les aquifères profonds

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

Le territoire de la CC Thelloise ne compte pas de communes dont les besoins sont suffisants pour l'utilisation des aquifères profonds.

### 3.3.3.2 Cibles 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 a priori en zones favorables :

- E.Leclerc et Aldi à Chambly ;
- Super U à Sainte-Geneviève ;
- Intermarché à Cires-lès-Mello ;
- ...

En termes d'équilibre économique, les développeurs de ce type d'installation soulignent en général 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 long) pour les installations de particuliers.



En première approche, l'ensemble du territoire de la CC Thelloise présente un sous-sol favorable à la géothermie sur sonde ou sur nappe.

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. Dans ce contexte, un croisement avec les zonages du PLU peut être envisagé.

### 3.3.4 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 »<sup>26</sup>.

Plusieurs secteurs d'activité peuvent fournir des quantités importantes de chaleur à valoriser en remplacement des sources d'énergies actuelles. Il s'agit en quelque sorte d'un « recyclage » de la chaleur. Cette valorisation est permise soit directement si les fluides énergétiques se trouvent être encore relativement chauds en sortie de process, soit en réhaussant la température à l'aide d'une pompe à chaleur.

#### 3.3.4.1 Récupération de chaleur fatale en sortie de bâtiment

La récupération de chaleur fatale sur les eaux grises permet de récupérer l'énergie encore présente dans les eaux rejetées par les cuisines et salles de bain. Un système d'échangeur thermique permet de récupérer cette énergie avant le rejet dans le réseau d'assainissement public. Le potentiel se situe donc dans les bâtiments les plus consommateurs d'eau chaude sanitaire, où l'économie peut atteindre jusqu'à 60 % de ces besoins.

Cette technologie, assez simple à mettre en œuvre dans l'hypothèse où le bâtiment dispose d'une surface nécessaire pour installer l'échangeur, est particulièrement adaptée à des bâtiments de logements collectifs, des hôtels, des blanchisseries, des restaurants, etc.

#### 3.3.4.2 Récupération de chaleur fatale dans l'industrie

La chaleur fatale dans l'industrie se constitue sous forme de rejets gazeux, liquides ou diffus, les rejets liquides étant plus faciles à capturer que les rejets gazeux. Les rejets peuvent être valorisés de deux façons :

- En interne, pour répondre à des besoins propres de chaleur de l'installation industrielle ;
- En externe, par le biais d'un réseau de chaleur, vers d'autres bénéficiaires.

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

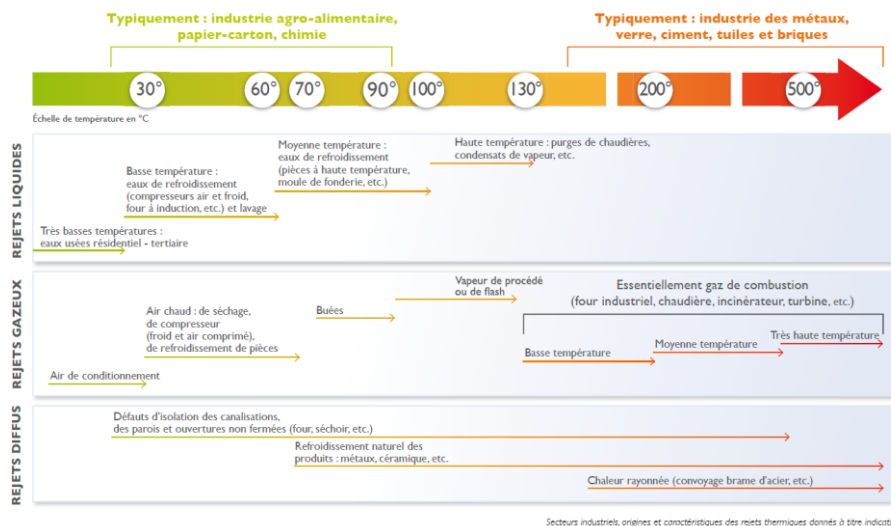


Figure 47 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017)

<sup>26</sup> Cependant, cette dernière appellation « chaleur perdue » est en partie erronée, car la chaleur fatale peut être récupérée. C'est seulement si elle n'est pas récupérée qu'elle est perdue.

Dans un objectif de maximisation de la valorisation de la chaleur fatale, les rejets à cibler prioritairement sont ceux qui se font aux plus hautes températures, typiquement dans les industries métallurgiques, du verre et du ciment.

Grâce à la base de données ICPE<sup>27</sup>, IREP<sup>28</sup> et à l'enquête EACEI<sup>29</sup> 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 > 100 °C
- Fonctionnement durant toute l'année

Les établissements possédant un potentiel de chaleur fatale ont été classés en 3 catégories :

- Faible potentiel (de 1 à 5 GWh/an)
- Fort potentiel (de 5 à 20 GWh/an)
- Très fort potentiel (plus de 20 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 mise en place au sein des établissements.

Le territoire ne possède pas d'établissement à très fort potentiel. Les deux seuls établissements du territoire prometteurs en termes de chaleur fatale sont présentés succinctement dans le tableau ci-après. Les informations sont extraites des déclarations de la base ICPE.

Nom	Commune	Domaine d'activité	Principale activité émettrice de chaleur	Puissance de combustion installée (MW)	Potentiel de chaleur fatale récupérable
Chaux De Boran	Boran-sur-Oise	Fabrication de chaux et de plâtre (23.52Z)	Fabrication de 57 000 t/an de chaux	nd	Fort potentiel
Draka Fileca	Sainte-Geneviève	Fabrication d'autres fils et câbles électroniques ou électriques (27.32Z)	Application, cuisson, séchage de 250 kg/j de peinture, vernis, colle...	3,770	Faible potentiel

Tableau 7 : Description des établissements prometteurs pour la chaleur fatale

Les industries intéressantes pour la récupération de chaleur sur le territoire de la CCT sont représentées sur la figure ci-dessous<sup>30</sup> :

<sup>27</sup> Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

<sup>28</sup> Registre français des Emissions Polluantes

<sup>29</sup> Enquête Annuelle sur les Consommations d'Énergie dans l'Industrie

<sup>30</sup> L'activité d'Imerys Minéraux ne permet pas de définir un potentiel de chaleur fatale. Une rencontre en direct sera nécessaire pour évaluer un gisement sur cette entreprise.

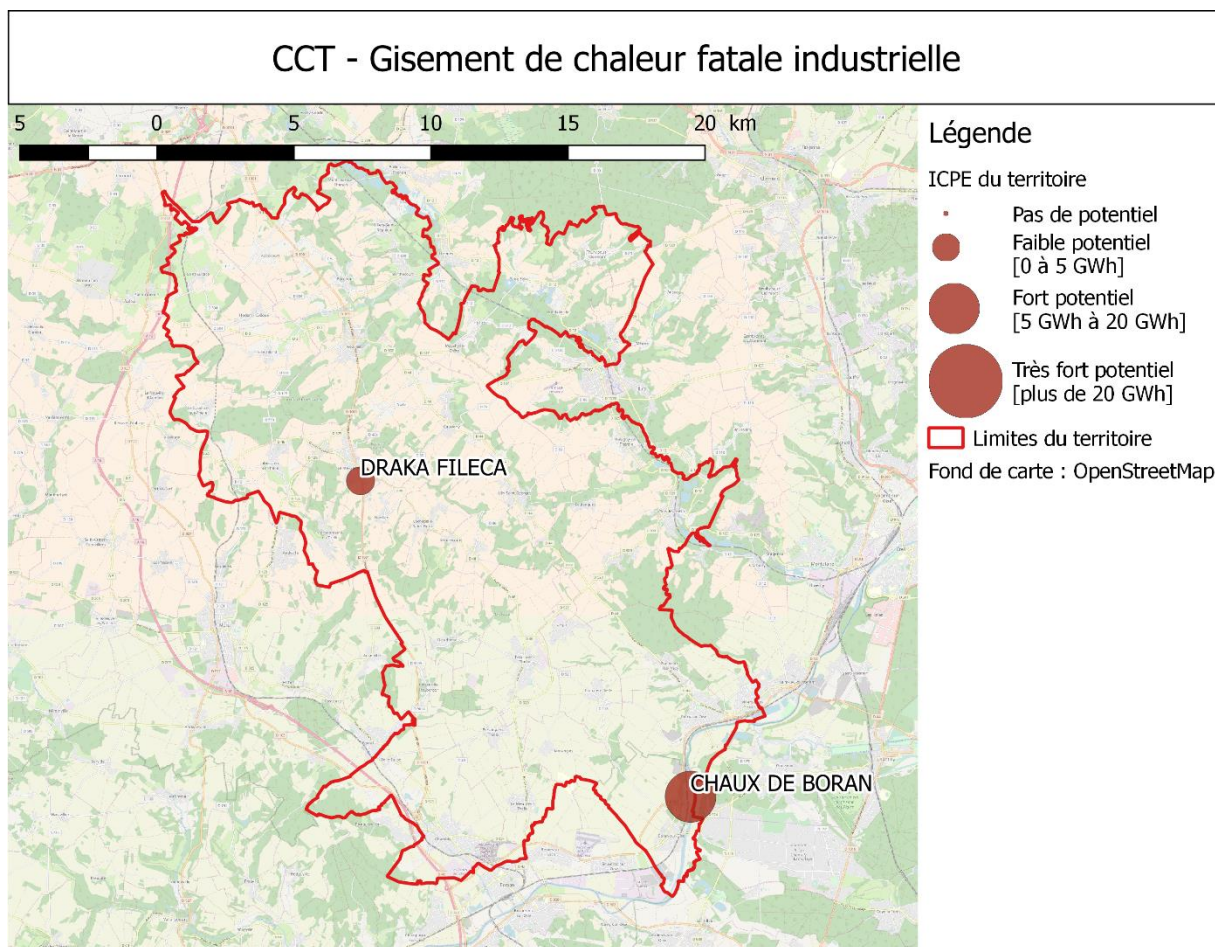


Figure 48 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire

Le gisement brut de chaleur fatale sur le territoire est estimé à **19,2 GWh/an** soit 11,0 % de la consommation énergétique de l'industrie sur le territoire qui est de 174 GWh/an. Ce gisement est majoritairement localisé sur l'établissement Chaux de Boran, la fabrication de chaux étant une activité fortement émettrice de chaleur.

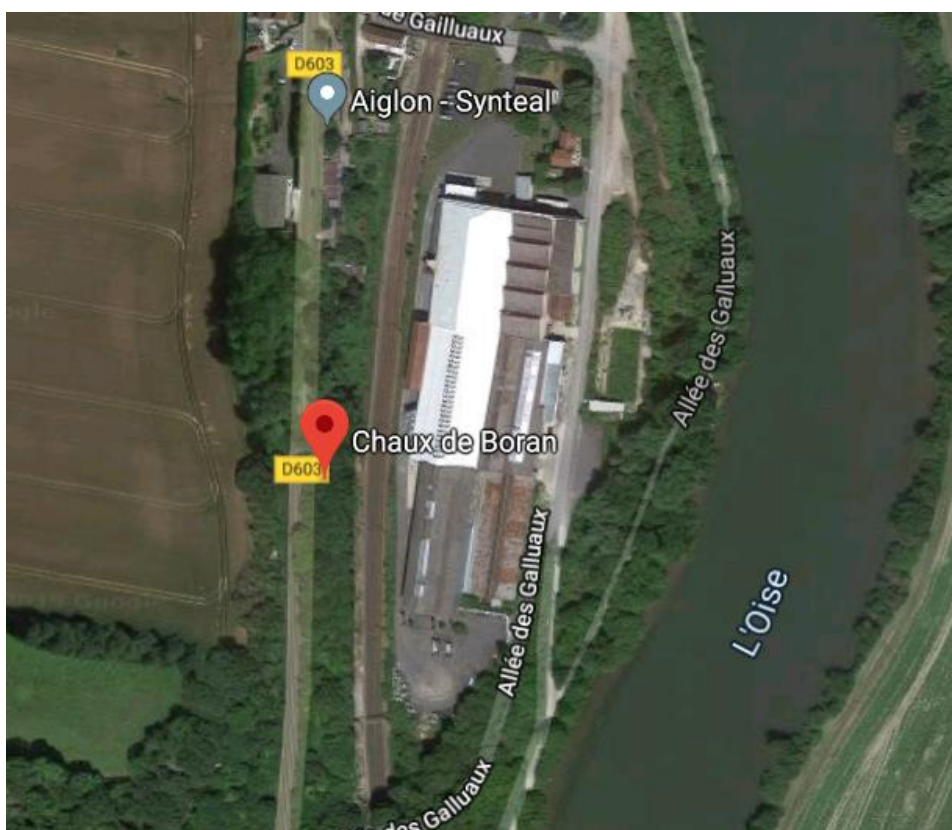


Figure 49 : Vue aérienne de l'établissement Chaux de Boran (Source : Google Maps)

Gisement « brut » en GWh/an	
Total	19,2



Deux entreprises du territoire pourraient faire l'objet de récupération de chaleur fatale. Le gisement est majoritairement réparti sur l'établissement Chaux en Boran.

Le développement de l'utilisation de cette énergie pourrait se faire par le biais d'un réseau technique pour valorisation de la chaleur en interne, ou par développement d'un réseau de chaleur pour une valorisation par d'autres acteurs.

### 3.3.5 Potentiel de développement de réseaux de chaleur

Cette partie s'attache à déterminer les potentiels de distribution locale de chaleur. En effet, la chaleur peut être consommée sur place dans des installations individuelles – chaudières bois-énergie ou sondes géothermiques entre autres, comme vu précédemment. Elle peut aussi être distribuée à plusieurs consommateurs via un **réseau de chaleur**. Cette solution est bien adaptée dans les territoires urbains denses avec de gros consommateurs. Ou bien, la distribution peut s'effectuer via un **réseau technique**, qui peut s'envisager dans les territoires urbains et ruraux : par exemple une chaufferie alimentant plusieurs bâtiments communaux.

En 2015, le Syndicat National des Réseaux de Chaleur (SNCU) a publié une 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 supplémentaires 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 de chaleur<sup>31</sup> (la plateforme de référence sur les réseaux de chaleur) 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).

Cette étude a identifié des tronçons potentiels au niveau des villes de Chambly et le Mesnil-en-Thelle, au sud-ouest du territoire. Ces sections sont cependant assez dispersées et le potentiel est un peu juste pour envisager de développer un réseau de chaleur sur la CC Thelloise. Ces zones peuvent cependant être envisagées pour réaliser des réseaux techniques, dans le cadre d'utilisation de chaleur fatale ou d'alimentation en chaleur d'une résidence ou d'une rue notamment.

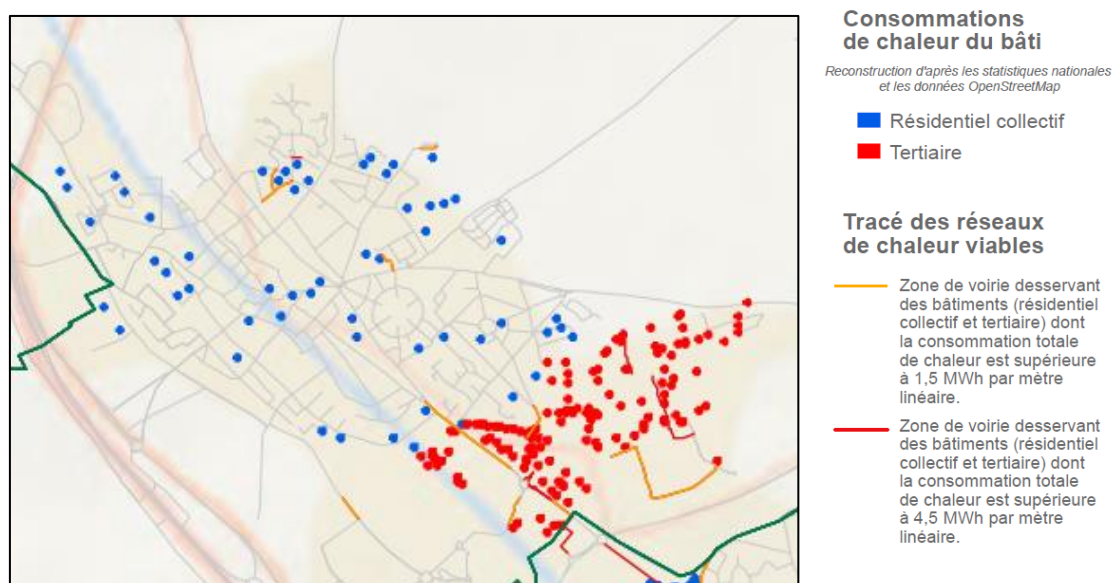


Figure 50 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur les communes de Chambly et le Mesnil-en-Thelle (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)

<sup>31</sup> <https://www.observatoire-des-reseaux.fr/>



### 3.4 Conclusion de la partie EnR&R

---

L'analyse des gisements de développement des différentes filières d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) a montré que :

- Pour l'**électricité renouvelable**, les contraintes paysagères, la proximité de la région Île-de-France et le fait que le terrain ne soit pas beaucoup exposé au vent font que l'éolien ne peut pas être développé sur le territoire de la CCT. En revanche, l'analyse du cadastre solaire a démontré que le gisement de développement du solaire photovoltaïque sur le territoire est important, notamment sur les toitures individuelles et industrielles, mais aussi sur des sites artificialisés non reconvertis tels que l'ancienne usine Sabic Innovation Plastics à Villers-Saint-Sépulcre. Concernant l'hydroélectricité, malgré la présence de Thérain, le potentiel de développement reste assez faible.
- Pour le **gaz renouvelable**, le caractère semi-rural du territoire entraîne un gisement non négligeable en termes de ressources agricoles méthanisables. Le réseau de gaz est présent dans beaucoup de communes et devrait permettre l'injection sur le réseau d'un ou deux méthaniseurs de taille petite à moyenne.
- Pour la **chaleur renouvelable**, le territoire a un potentiel non négligeable en géothermie et en bois-énergie.

## 4. Conclusion

La conclusion de cet exercice de perspectives est présentée sous la forme de trois balances énergétiques représentant chacune les résultats des scénarios de baisse de consommation étudiés ainsi que les potentiels de production EnR&R du territoire.

- **Cas n°1 : Baisse des consommations selon le scénario « tendanciel » et pas de production supplémentaire d'EnR&R d'ici 2050.**

Cette première balance présente les résultats de l'exercice de perspectives dans le cas où le territoire (habitants, entreprises, institutions publiques et autres acteurs) ne mettrait **aucune action** en place en faveur de la maîtrise de l'énergie, ni du développement des EnR&R qui reste alors à son niveau de 2017.



Facture énergétique globale du territoire : **300 Millions d'€ / an**  
Facture énergétique des ménages : **10 000 € par ménage / an**

Dans ce cas, le territoire n'atteindrait pas les objectifs réglementaires de la LTECV, et plus important encore, la **facture énergétique serait démultipliée**, et l'impact sur les ménages s'en ferait grandement ressentir.

- **Cas n°2 : Baisse des consommations selon le scénario « tendanciel » et production de l'ensemble du gisement d'EnR&R d'ici 2050.**

La deuxième balance présente le cas où le territoire aurait décidé de **développer fortement les EnR&R**, mais sans mettre en place d'action en faveur de la maîtrise de l'énergie.

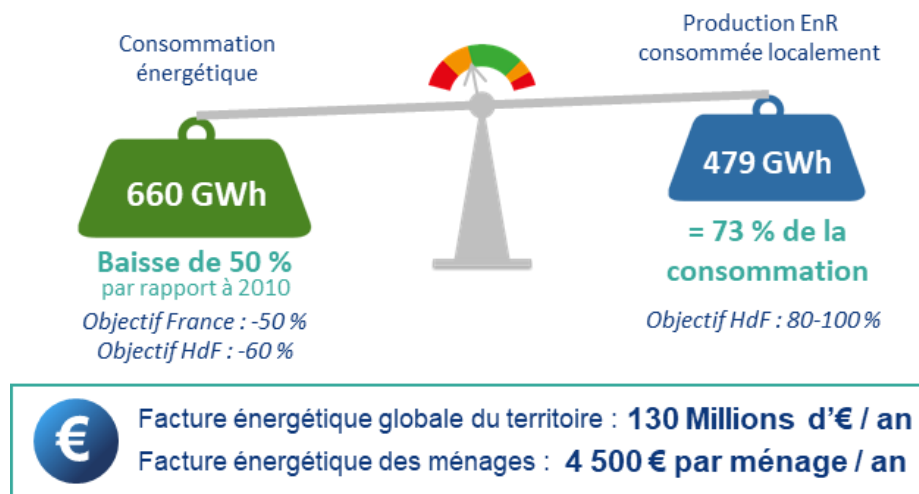


Facture énergétique globale du territoire : **300 Millions d'€ / an**  
Facture énergétique des ménages : **10 000 € par ménage / an**

Dans cette configuration, l'**autonomie énergétique du territoire augmenterait fortement d'ici 2050**. Toutefois, il s'appuierait encore en majorité sur des énergies carbonées notamment dans les transports. Dans ce cas également, la facture énergétique exploserait, avec là aussi un impact important pour les ménages du territoire ; même si du fait de la production importante d'EnR&R, une part conséquente de cette facture bénéficierait au territoire.

- **Cas n°3 : Baisse des consommations selon le scénario « baisse maximum » et production de l'ensemble du gisement d'EnR&R d'ici 2050.**

Enfin, la dernière balance énergétique présente le cas où le territoire aurait décidé de mettre en place une **stratégie ambitieuse de maîtrise de l'énergie** afin d'atteindre le maximum de baisse de consommation envisageable ; **tout en développant**, là aussi, **les EnR&R de manière importante**.



Dans ce cas de figure, en matière de maîtrise de l'énergie, **le territoire atteindrait l'objectif réglementaire de la LTECV**. L'impact de la hausse du coût des énergies serait ainsi fortement limité ; la facture énergétique du territoire (et par conséquent celle des ménages) serait maintenue à un niveau à peu près équivalent à ce qu'elle est aujourd'hui. La mise en place d'un **programme ambitieux** en faveur des EnR&R permettrait par ailleurs qu'une part non négligeable de cette facture **bénéficie directement au territoire**.

La phase 3 (stratégie et plan d'actions) de l'EPE visera à définir une stratégie territoriale pour la transition énergétique de la Communauté de Communes Thelloise, en s'appuyant sur l'existant (diagnostic réalisé en phase 1) et sur les possibilités du territoire en matière de réduction des consommations d'énergie et de développement des EnR&R. Cette troisième et dernière phase d'étude se traduit par l'organisation d'ateliers de concertation auxquels seront conviés les principaux acteurs du territoire qui disposent de leviers d'actions sur le secteur de l'énergie : élus, industriels, gestionnaires de réseaux d'énergie, porteurs de projets EnR&R, bailleurs sociaux, DDT, DREAL, etc.

## 5. Annexes

### 5.1 Compléments

#### 5.1.1 Grille tarifaire de vente d'électricité photovoltaïque

##### Grille tarifaire

Deux possibilités se présentent :

##### 1 / Vente de l'électricité photovoltaïque en totalité pour le 2<sup>ème</sup> trimestre 2018

Type installation	Puissance (kWc)	Tarifs (c€/kWh)
Intégration au bâti (avec prime IAB jusqu'au 30/09/18 mais décroissante dans le temps)	≤ 3 kWc	18,55 + 21,5 = 20,05
	≤ 9 kWc	15,76 + 21,5 = 17,26
Intégration simplifiée au bâti (ISB)	≤ 3 kWc	18,55
	≤ 9 kWc	15,76
Non intégré au bâti ou IAB/ISB < 100kWc	≤ 36 kWc	12,07
	≤ 100 kWc	11,24

Tableau 19 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 1)

Ces tarifs de vente de l'électricité photovoltaïque présentés sont valables **pour le 2<sup>ème</sup> trimestre 2018**. En effet, les composantes de l'aide tarifaire sont dépendantes d'un coefficient calculé en fonction du total des demandes de raccordement pendant chaque trimestre qui varie donc tous les 3 mois.

Cela signifie que les particuliers qui feront des demandes de raccordement à EDF durant cette période bénéficieront de ces tarifs de vente de l'électricité photovoltaïque : c'est à ce tarif fixe que sera achetée par EDF l'électricité photovoltaïque avec un engagement pendant **20 ans** (incluant une formule d'indexation du tarif de rachat fonction de deux indices de l'INSEE, évolution du cours de la vie...).

##### 2 / Vente de l'électricité photovoltaïque en surplus pour le 2<sup>ème</sup> trimestre 2018

Prime d'investissement et tarif de vente de l'électricité photovoltaïque (autoconsommation avec vente de surplus) :

Type installation	Puissance (kWc)	primes et tarifs (c€/kWh) du 10/05 au 30/06/17
Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 3 kWc	prime de 390 € /kWc + vente à 10 c€/kWh
	≤ 9 kWc	prime de 290 € /kWc + vente à 10 c€/kWh
	≤ 36 kWc	prime de 190 € /kWc + vente à 6 c€/kWh
	≤ 100 kWc	prime de 90 € /kWc + vente à 6 c€/kWh
	> 100 kWc	Appels d'offres

Tableau 20 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 2)

L'énergie annuelle susceptible d'être achetée, calculée à partir de la date anniversaire de prise d'effet du contrat d'achat, est plafonnée. Le plafond est défini comme le produit de la puissance installée par une durée de **1600 heures**. L'énergie produite au-delà des plafonds définis à l'alinéa précédent est rémunérée à un tarif fixe de **5 c€/kWh non soumis à indexation**.

## Puissance ≥ 100 kWc : appels d'offres

Dans le cadre des appels d'offres, ce sont les candidats qui proposent un « prix d'achat » en €/MWh. Les modalités de sélection des dossiers et des engagements du candidat sont précisées dans les cahiers des charges disponibles sur le site de la CRE.

Actuellement, les volumes cibles en puissance sont fixés par trois appels d'offres qui s'échelonnent de 2016 à 2020 comme suit :

<b>Bâtiment de 100 kWc à 8 MW</b>	<b>1,35 GWc sur 9 périodes de 150 MW chacune</b>
<b>Installations de 100 kWc à 500 kWc (bâtiment, ombrière, serre ou hangar agricole)</b>	450 MW sur 9 périodes de 50 MW chacune pour l'appel d'offres <b>en autoconsommation</b>
<b>Installations de 500 kWc à 17 MWc</b>	3 GW sur 6 périodes de 500 MW chacune
<b>Réalisation et l'exploitation d'installation de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire</b>	210 MW sur 3 périodes de 70 MW chacune

### ❖ Appel d'offre pour les installations sur bâtiment de 100 kWc à 8 MW

Le nouveau cahier des charges des appels d'offres sur bâtiment de 100 kWc à 8 MWc a été publié le 9 septembre 2016. Cet appel d'offres porte sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Cet appel d'offres est séparé en 2 lots distincts :

- Famille 1 : Installations supérieures à 100 kWc et inférieures à 500 kWc, pouvant bénéficier d'un contrat d'achat.
- Famille 2 : Installations de 500 kWc à 8 MWc, pouvant bénéficier d'un contrat de complément de rémunération (les ombrières de parking sont exclues de cette famille).

### ❖ Appel d'offre pour les installations de 500 kWc à 17 MWc

Cet appel d'offres est composé de 3 familles :

- Installations au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MW
- Installations au sol de puissance comprise entre 5 MW et 17 MW
- Installations sur ombrières de parking de puissance comprise entre 500 kWc et 8 MW

### ❖ Appel d'offre pour les installations de 100 kWc à 500 kWc

Les lauréats de cet appel d'offres bénéficieront d'un complément de rémunération (CR) non indexé pendant 10 ans. Ce complément de rémunération est basé sur une prime (P) proposée par les candidats et exprimée en €/MWh. Il vient s'ajouter aux économies sur la facture d'électricité réalisées grâce à l'autoconsommation (ou à la vente à un consommateur) et à la vente de l'électricité injectée sur le marché de l'électricité.

### ❖ Appel d'offres pour les installations photovoltaïques innovantes

Le cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire a été publié le 14 mars 2017.

### ❖ Point sur les 4 derniers appels d'offres (CRE 4)

Type de l'installation	Plafonnement du productible	Durée du contrat	Type de contrat
<b>Bâtiment de 100 kWc à 8 MW</b>	1600 h	20 ans	-Famille 1 (100 KW – 500 KW exclus) : Contrat d'achat -Famille 2 (500KW – 8MW inclus) : Complément de rémunération $CR = \sum E(T - M)$ (la formule exacte du CR est explicitée dans la

			<i>section suivante)</i>
<b>Installations de 100 kWc à 500 kWc en autoconsommation</b>	Pas de plafonnement	10 ans	Complément de rémunération : $CR = (P+5) * Elec \text{ autoconso} + P * Elec \text{ injection} - 12 * Elec \text{ produit} * (Puissance \text{ max injectée} / Puissance \text{ installation})$ <i>(Voir la signification des paramètres dans la section « Autoconsommation »)</i>
<b>Installations de 500 kWc à 17 MWc</b>	1600h sans tracker 2200 avec tracker	20 ans	Complément de rémunération $CR = \sum E(T - M)$
<b>Réalisation et l'exploitation d'installation de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire</b>	1600h sans tracker 2200 avec tracker	20 ans	Selon la famille (Contrat d'achat ou Complément de rémunération $CR = \sum E(T - M)$ )

**Tableau 21 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 3)**

Note 1 : une prime est prévue pour un montage avec investissement participatif, jusqu'à 3 €/MWh. L'investissement participatif doit représenter au moins 40% du capital.

Note 2 : un appel d'offres pour complément de rémunération mixte éolien et photovoltaïque a également été lancé par la CRE en décembre 2017, pour converger vers une neutralité des aides par rapport aux technologies comme le souhaite la Commission Européenne. Il est ouvert aux installations photovoltaïques au sol et les Installations éoliennes, dont la puissance de chaque installation est comprise entre 5 et 18 MW.

Note 3 : les prix moyens lors des derniers appels d'offres (début 2018) s'établissent comme suit :

- Installation sur bâtiment (100 kWc – 8 MWc)
  - 80,8 €/MWh pour les installations de plus grande puissance, entre 500 kWc et 8 MWc.
  - 89,0 €/MWh pour les installations de puissance comprise entre 100 et 500 kWc.
- Installations au sol (500 kWc – 17 MWc) :
  - 55,3 €/MWh pour les installations de plus grande puissance, entre 5 et 17 MWc.
  - 63,1 €/MWh pour les installations de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MWc.
  - 87,8 €/MWh pour les installations sur ombrières de parking.

Parmi ces lauréats, 83% se sont engagés à l'investissement participatif et verront leur prime majorée de 3 €/MWh.

### 5.1.2 Aide tarifaire à l'auto-consommation photovoltaïque

Un appel d'offre de la CRE pour 40 MW a été publié en 2016 pour les installations de puissance comprise entre 100 kWc et 500 kWc en autoconsommation. Cet appel d'offre permettait de valoriser à plus grande hauteur l'énergie autoconsommée, et prenait la forme d'un complément de rémunération.

Pour la première période de l'appel d'offres autoconsommation, 72 projets ont été retenus pour une puissance totale de 20,59 MW. La prime moyenne obtenue est de 40,88 €/MWh.

Pour la deuxième période de l'appel d'offres autoconsommation, 62 projets ont été retenus pour une puissance totale de 20 MW. La prime moyenne obtenue est de 19,35 €/MWh.

Afin de pérenniser le modèle économique de l'autoconsommation, un appel d'offres pluriannuel pour les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en autoconsommation a été lancé en mars 2017 pour un volume de 150 MW par an, en 3 tranches par an. La prime moyenne obtenue lors de la première période est de 7,9 €/MWh. 145 projets ont été retenus.

Ces appels d'offres était ouvert à toutes les énergies renouvelables, les communiqués de presse du ministère ne précisent pas les moyens de production des lauréats.

Période	Objectif de puissance (MW)	Puissance déposée (MW)	Délai de désignation des lauréats	Puissance retenue (MW)	Taux d'autoconsommation	Prime moyenne des dossiers retenus (c€/kWh)	Date de désignation des lauréats
1 <sup>re</sup>	20		2 mois	20,59	97,4 %	<b>4,088</b>	novembre 2016
2 <sup>e</sup>	20		1 mois	20	97,6 %	<b>1,935</b>	mars 2016
<b>TOTAL</b>	40*			40,59			
<b>Appels d'offres à partir de 2017</b>							
1 <sup>er</sup>	50	56	3 mois	50	98 %	0,790	décembre 2017

\*28 projets engagés à l'investissement participatif verront leur prime majorée de 0,5 c€/kWh.

Tableau 22 : Aides tarifaires photovoltaïque en autoconsommation

## 5.2 Illustrations du rapport

Figure 1 : Déroulement de l'Étude de Planification Énergétique en trois phases .....	4
Figure 2 : Répartition des consommations énergétiques par secteur .....	4
Figure 3 : Balance énergétique du territoire entre production d'EnR et consommation énergétique ..	5
Figure 4 : Objectifs de réduction des consommations fixés par la région des Hauts-de-France aux horizons 2030 (dans le SRADDET) et 2050 (dans la démarche rev3) .....	7
Figure 5 : Évolution de la facture énergétique (en M€) entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel » .....	12
Figure 6 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel .....	13
Figure 7 : Évolution des consommations par énergie entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel », en GWh .....	14
Figure 8 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » de la CC Thelloise .....	16
Figure 9 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2010 et 2050 .....	17
Figure 10 : Comparaison des consommations énergétiques par usage et énergie entre 2010 et 2050 .....	18
Figure 11 : Evolution des consommations énergétiques entre 2010 et 2050 par énergie .....	18
Figure 12 : Surfaces de bâtiments tertiaires à rénover à horizon 2050 suivant le scénario « baisse maximum » .....	24
Figure 13 : Prévision d'évolution de la facture énergétique du territoire à 2050 selon les scénarios « tendanciel » et « baisse maximum » .....	34
Figure 14 : Prévision d'évolution de la facture énergétique des ménages à 2050 selon les scénarios « tendanciel » et « baisse maximum » .....	35
Figure 15 : Distance de collecte de substrats méthanisables. Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015 .....	38
Figure 16 : Principaux élevages porcins et volailles sur le territoire de la CCT (Source : répertoire des ICPE) .....	40
Figure 17 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016) .....	41
Figure 18 : Carte des stations d'épuration de la CCT. ....	44
Figure 19 : Possibilités de raccordement en injection .....	45
Figure 20 : Carte du réseau de gaz sur la CCT avec les capacités d'injection sur les différentes « poches » du réseau de distribution de GRDF. ....	47
Figure 21 : Carte de synthèse du gaz renouvelable sur le territoire .....	49
Figure 22 : Carte des contraintes paysagères présentes sur le territoire de la CCT .....	50
Figure 23 : Coût de production de l'éolien terrestre en France .....	52
Figure 24 : Les obstacles à l'écoulement de plus d'un mètre de hauteur .....	55
Figure 25 : Vue aérienne du site du moulin de Saint-Félix sur le Thérain (Source : GoogleMaps) .....	56
Figure 26 : Zones de protections patrimoniales sur le territoire de la CCT. ....	59
Figure 27 : Orientations possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est) .....	60
Figure 28 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul). ....	60



Figure 29 : Puissance photovoltaïque par bâtiment et zones de protection patrimoniale (zoom sur une zone du territoire) .....	61
Figure 30 : Répartition des surfaces de toitures pour le photovoltaïque .....	62
Figure 31 : Répartition du gisement disponible par gamme de puissance et type de bâtiments .....	62
Figure 32 : Photo aérienne de l'ancienne usine Sabic Innovative Plastics à Villers-Saint-Sépulcre.....	64
Figure 33 : Évolution du tarif d'achat (pour les installations PV intégrées au bâti de moins de 3 kWc puis 9 kWc en 2013) et de la puissance photovoltaïque installée en France. Sources : Photovoltaïque-info et Bilan électrique RTE .....	66
Figure 34 : Principe de l'autoconsommation photovoltaïque.....	67
Figure 35 : Schéma du réseau électrique dans le cadre de l'autoconsommation collective .....	67
Figure 36 : Forêts de la CC Thelloise.....	70
Figure 37 : Carte des différentes plateformes bois-énergie sur et à proximité du territoire de la CCT	72
Figure 38 - Coût de production de la biomasse collective .....	73
Figure 39 - Coût de production du chauffage bois domestique.....	73
Figure 40 : Capteur plan vitré.....	75
Figure 41 : Capteur tubulaire .....	75
Figure 42 : Localisation potentielles d'installations CESC sur le territoire .....	78
Figure 43 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère et géothermie sèche verticale ou horizontale.....	80
Figure 44 : Carte du potentiel du meilleure aquifère (Source : géothermie-perspectives).....	81
Figure 45 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013). .....	82
Figure 46 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013) .....	83
Figure 47 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017) .....	86
Figure 48 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire .....	88
Figure 49 : Vue aérienne de l'établissement Chaux de Boran (Source : Google Maps).....	89
Figure 50 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur les communes de Chambly et le Mesnil-en-Thelle (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015) .....	90

### 5.3 Tableaux du rapport

Tableau 1 : Consommations par secteur et correspondance par habitant.....	4
Tableau 2 : Hypothèses d'évolution des coûts de l'énergie .....	11
Tableau 3 : hypothèses d'évolution de la Taxe Carbone.....	11
Tableau 4 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2010 .....	19
Tableau 5 : Évolution des consommations par habitant par secteur par rapport à 2010 .....	19
Tableau 6 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grandes Consommatrices d'Energie (IGCE) et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages thermiques .....	26
Tableau 7 : Évolution des consommations unitaires des IGCE et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages électriques .....	26
Tableau 8 : Évolution des parts modales (en % voyageur-kilomètre) entre 2010 et 2050 en fonction de la nature du territoire et du mode de transport.....	28
Tableau 9 : Évolution du mix énergétique entre 2010 et 2050 en fonction du mode de transport.....	28
Tableau 10 : Évolution de la performance moyenne des modes de transport entre 2010 et 2050.....	29
Tableau 11 : Classification des communes selon la nature du territoire .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Tableau 12 : Évolution du mix énergétique des transports de marchandises routiers et ferroviaires par énergie en % des milliards de tonnes.km transportées.....	31
Tableau 13 : Variation des flux de transport de marchandises en milliards de tonnes.km/an entre 2010 et 2050 par mode de transport .....	31
Tableau 14 : Hypothèses d'évolution de la consommation par énergie pour l'agriculture d'après le scénario Afterres 2050 en TWh.....	32
Tableau 15 : Effectifs d'animaux sur le territoire de la CCT (RGA 2010) .....	39
Tableau 16 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage. ....	39
Tableau 17 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2016) .....	41
Tableau 18 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture. ....	42
Tableau 19 : Mode de rémunération des installations photovoltaïques selon leur puissance. Source : DGEC ; Amorce 2017 .....	65
Tableau 20 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 1).....	94
Tableau 21 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 2).....	94
Tableau 22 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 3).....	96
Tableau 23 : Aides tarifaires photovoltaïque en autoconsommation.....	97

Accusé de réception - Ministère de l'Intérieur  
 060-200067973-20240208-0224-DC-13-DE  
 Accusé certifié exécutoire  
 Réception par le préfet : 09/02/2024  
 Affichage : 12/02/2024