Plan Climat
Air Energie Territorial
Pays du Cambrésis

DIAGNOSTIC TERRITORIAL

PLAN CLIMAT

AIR ENERGIE TERRITORIAL

DU CAMBRESIS

E T D 109

Bonheur & BUSINESS

E&E CONSULTANT

III – Potentiels

Sommaire

III – POTENTIELS 2

SOMMAIRE 3

A – POTENTIELS DE REDUCTION DES CONSOMMATIONS D'ENERGIE 6

LE CONTEXTE DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES RESEAUX 7

SCOT DU CAMBRESIS / VISION GLOBALE 2030-2050 12

GAINS PAR SECTEUR CONSOMMATEUR 16

A - Détail pour l'industrie 17

B - Détail pour le tertiaire 19

C - Détail pour l'habitat 20

D - Potentiels de réduction des consommations d'énergie des transports 22

B – DEVELOPPEMENT DES PRODUCTIONS D'ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION 23

B- GISEMENTS EN ENERGIES RENOUVELABLES 24

A - DEFINITIONS 24

A. 1 - POTENTIEL THEORIQUE : LE GISEMENT BRUT 24

A. 2 - POTENTIEL TECHNIQUE : LE GISEMENT NET. 24

A. 3 - Potentiel de développement 24

B - Potentiel de développement, synthèse 25

C - Gisement / Biomasse 28

C. 1 - gisement brut 28

C. 2 - Gisement net 28

C. 3 - Potentiel de développement et importation 29

D - Gisement / Méthanisation et production de Biogaz 30

D. 1 - PRINCIPE 30

D. 2 - Réglementation 31

D. 3 - Gisement théorique et mobilisable 32

D. 4 - Potentiel de développement 40

E - Gisement / Biocarburants 41

F - Gisement / Solaire photovoltaïque et thermique 42

F. 1 - technologies 42

F. 2 - Gisement brut 45

F. 3 - Gisement net 47

F. 4 - Projets existants 56

G. 1 - Réglementation 57

G. 2 - coûts et financement 58

G. 3 - Potentiel de développement 63

Gisement / L'éolien 66

A - les technologies 66

B - Gisement brut 67

C - Gisement net 69

D - Projets existants 71

E - réglementation 71

F - Potentiel de développement 73

G - Gisement / la géothermie 74

G. 1 - Qu'est-ce que la géothermie ? 74

G. 2 - technologies 76

G. 3 - Géothermie haute énergie 79
G. 4 - géothermie basse énergie 79
G. 6 - Géothermie très basse énergie 85
G. 7 - Projets existants 91
G. 8 - Potentiels de développement 91
H - Gisement / L'hydraulique 92
H. 1 - technologies 92
H. 2 - Gisement brut 93
H. 3 - Gisement net 96
H. 4 - Projets existants 100
H. 5 - Potentiel de développement 100
I - Gisement / Energies de récupération : Chaleur fatale des entreprises 101
I. 1 - technologies 101
J - Gisement brut 103
K - Gisement net 103
L - Projets existants 103
M - Potentiel de développement 103
N - Gisement / Energies de récupération : Chaleur des eaux usées 104
N. 1 - technologies 104
N. 2 - financement et réglementation 104
N. 3 - Gisement brut 105
N. 4 - Gisement net 105
N. 5 - Projets existants 105
O - Potentiel de développement 105

C – POTENTIELS D'EVOLUTION DES RESEAUX ... 107

INTRODUCTION 108
LE RESEAU ELECTRIQUE 109
A - Le réseau électrique 109
B - Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables des Hauts de France (S3REnR) 110
C - Les projets d'évolution du réseau électrique sur le territoire 111
LE RESEAU DE GAZ 114
A - Le réseau de gaz 114
B - Le contexte global 115
C - Potentiel sur le territoire 116
LE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR 117
A - Une multitude de configurations 118
A. 1 - Le réseau de chaleur urbain 119
B - Le potentiel de chaleur distribuée 121
B. 1 - Densité des agglomérations 122

D – POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE GES 128

LES POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS ENERGETIQUES DE GES 129
LES POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE GES NON ENERGETIQUES 130
A - Emissions de GES agricoles 131
A. 1 - Les leviers d'action 131
A. 2 - Le potentiel de réduction 134
B - Emissions de GES des intrants 135
B. 1 - Les leviers 135
B. 2 - Le potentiel de réduction 136
C - Les déchets 137
C. 1 - Les leviers 137
C. 2 - Le potentiel de réduction 137
D - Le transport 138
BILAN : LES POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE GES 139

A - Le potentiel de réduction des émissions directes de GES.....139

B - Le potentiel de réduction des émissions totales de GES.....141

E – POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE POLLUANTS 142

F – POTENTIELS D'AMELIORATION DE LA SEQUESTRATION DU CARBONE 145

LES LEVIERS D'ACTION 146

A - Estimation des potentiels.....149

A – POTENTIELS DE REDUCTION DES CONSOMMATIONS D'ENERGIE

Le contexte des énergies renouvelables et des réseaux

L'objectif général des collectivités du Cambrésis s'inscrit dans le contexte de réductions urgentes et forte des émissions de gaz à effet de serre. La transition énergétique a été engagée par la France et l'Europe depuis le début du siècle (loi d'Orientation sur l'Energie de 2003, lois Grenelle de l'Environnement, loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte), et par l'engagement de notre pays et de l'UE dans l'Accord de Paris.

Les collectivités se sont engagées à travers les processus de la Troisième Révolution Industrielle (TRI / REV3) et dans celui des Territoires à Energie Positive (TEP-CV), pour limiter le recours aux énergies fossiles, à augmenter fortement l'usage des énergies renouvelables dans une économie performante et économe en énergie. Cet engagement veut lier la prospérité économique et les avancées technologiques avec la transition énergétique et écologique nécessaire pour limiter le réchauffement climatique. A ces chantiers globaux s'ajoutent deux exigences désormais consensuelles : traiter les passoires énergétiques sources de précarité énergétique, et remplacer les chaudières et appareils au fioul.

Les engagements nationaux et européen sur les énergies, l'accord de Paris ont des conséquences concrètes sur le territoire, et d'abord la diminution puis la fin des énergies fossiles à l'horizon 2050.

Pour la perspective de long terme, ces évolutions ont plusieurs implications :

- Electricité : Une diminution des consommations unitaires des équipements de l'habitat et du tertiaire est déjà observable, il s'agit d'une tendance de long terme vu les politiques de normalisation déjà adoptées en Europe. Cette baisse est progressivement contrée par un report de la demande électrique pour des substitutions dans les transports, l'industrie lourde, voire le stockage d'hydrogène. L'enjeu est donc de stabiliser la consommation mais aussi d'adapter les réseaux et à les rendre plus flexibles.
- Chaleur : La diminution des besoins est liée en particulier aux engagements de rénovation de l'habitat et du tertiaire. Cette transformation est actée par la loi et les objectifs des collectivités, mais se heurte à de grandes difficultés de mise en œuvre et de financement. Par ailleurs, on observe une l'efficacité croissante des productions industrielles. Ainsi par exemple, ceci a déjà été le cas les sucreries depuis vingt ans, ou encore prochainement les data centers, des installations qui passent progressivement d'exportateurs nets de chaleur à l'équilibre ce qui limite les options de récupération depuis l'industrie et le tertiaire.
- Transports : Les systèmes actuels d'approvisionnement dominés par le pétrole sont totalement modifiés avec une perspective de diminution drastique puis de fin des transports terrestres à moteur thermique utilisant des hydrocarbures fossiles. L'évolution des modes de consommation et de production fait aussi évoluer fortement la demande des transports de marchandises, à la fois à la hausse (multiplications des livraisons) et à la baisse (nouvelles exigences urbaines). Il reste aussi pour les transports une forte incertitude technico-économique entre les trois vecteurs en concurrence (gaz électricité hydrogène).

Pour ces trois facteurs, les choix du territoire ont un fort impact, en particulier les choix de transfert d'énergie dans les transports (électricité, gaz ou hydrogène), les choix d'implantations industrielles ou d'évolution des industries existantes, mais surtout la question de la rénovation des bâtiments de l'habitat et du tertiaire. Les collectivités ont à la fois un rôle dans ces évolutions via leurs propres consommations mais aussi et surtout pour leurs choix politiques. Les collectivités ont aussi un impact fort sur la demande de transport via l'urbanisme, le développement des infrastructures des modes doux (pistes, parkings) ou encore les développements des espaces nécessaires au transfert modal en bordure de ville ou près des voies d'eau.

Il s'agit bien sûr de visions plus lointaines, mais elles ont des implications sur le présent travail. En effet, les modifications de demande ont des impacts forts sur la perspective des réseaux de transport d'énergie. L'éolien et le solaire locaux ont bien sûr leurs implications, mais aussi l'arrivée massive de l'éolien de la mer du Nord, le solaire du reste de l'Europe ou encore les contrastes de régime de vent entre Atlantique et Mer du Nord, qui supposent des interconnexions de bon niveau entre pays Européens. A noter que la région Nord dispose d'un hydrogénoduc reliant des installations industrielles françaises, belges et néerlandaises ce qui lui donne un point d'entrée vers une industrie future décarbonée.

Pour le développement des énergies renouvelables, ces prospectives ont des implications très différentes entre l'électricité, les carburants et la chaleur. Examinons les déterminants de ces trois vecteurs.

- L'électricité se trouve à la fois favorisée par le caractère flexible de l'implantation du solaire photovoltaïque et par l'ubiquité du réseau. La boucle locale d'approvisionnement électrique en autoproduction se dessine désormais à l'échelle du quartier. Elle permet à tous les habitants (y compris les locataires) et à toutes les entreprises de participer par leur production ou leurs achats de courant à la production locale ENR. Même si le système n'est pas encore totalement stabilisé, la question de l'appoint en provenance du réseau ou celle des exportations d'excédents ne pose pas de difficultés autres que celles d'une organisation collective et d'une répartition des charges collectives. Les collectivités -par exemple en mettant à disposition des toitures ou des friches et délaissés- peuvent investir mais aussi simplement encourager les projets.
- Les carburants renouvelables sont en partie déterminés par les choix locaux d'investissement, d'infrastructure de recharge, ou encore d'exigences réglementaires dans les agglomérations telles que l'interdiction accélérée du diesel en centres villes ou, à l'inverse de parkings favorisés pour les modes alternatifs. Les collectivités sont ici en première ligne car elles déterminent les implantations de bornes électriques et des stations-service.
- Reste la chaleur, le point le plus épineux pour programmer la sortie des énergies fossiles et la montée des énergies renouvelables. Celui-ci pose plusieurs difficultés :
    - ✓ Le besoin de chaleur, en particulier dans l'habitat, se modifie assez radicalement dans les projections et constitue la partie la plus critique de la projection de demande. Dans les projections régionales -qui font échos aux engagements nationaux- quasiment toutes les habitations sont rénovées à l'échéance de 2050. Ceci représente un chantier considérable et soutenu sur une longue période, et les échanges réalisés à Cambrai montrent que les

acteurs du territoire considèrent ce développement irréaliste, à cause des difficultés et du coût du chantier, mais aussi de la faible continuité des Pouvoirs Publics sur ce thème.

- ✓ Contrairement à la boucle électrique d'autoconsommation sous ses différentes formes, qui s'appuie sur le réseau RTE/ENEDIS pour son appoint et ses excédents, la boucle ou le réseau de chaleur doit assurer elle-même sa pointe d'hiver. Il lui faut soit avoir en stock de quoi passer l'hiver, soit rester branché au réseau de gaz, disposer de moyens redondants de production de chaleur par exemple au bois. Faute de quoi l'installation devra être fortement surdimensionnée ce qui est inacceptable économiquement.
- ✓ Autre facteur majeur, le devenir du gaz naturel. La domination actuelle du gaz dans deux des trois collectivités du SCOT ne peut pas se maintenir à l'identique. Le gaz naturel fossile est en effet de plus en plus taxé, mais aussi il représente une part croissante des émissions avec le déclin prochain des produits pétroliers.
- ✓ Mais surtout, le choix des renouvelables thermique peut entrer en conflit avec le gaz déjà très implanté, en particulier par le développement des réseaux de chaleur dans les villes denses.
- ✓ Apparaît aussi un conflit d'usage pour le gaz renouvelable. Même si le GRT parle désormais de 30% de biogaz produit localement, ce gaz n'est pas forcément injecté mais parfois utilisé localement en cogénération, et il alimente aussi de façon efficace des systèmes de transport.

Dans le cas de la chaleur, la programmation des énergies renouvelables est donc un exercice essentiel pour lancer le territoire sur des investissements importants. Il s'agit d'abord d'amorcer le mouvement mais aussi d'assurer une progression continue des investissements sur toute la période. La programmation assure le « cliquet », le déclenchement d'opérations au bon moment pour éviter les investissements inopportuns à long terme ; elle permet de « nettoyer » les textes et 7les règlements de l'urbanisme (PLUI, ZAC, SCOT…) pour lever les blocages mais aussi pour s'assurer que toutes les opportunités sont saisies par les collectivités ; elle permet d'assurer une charge constante et pérenne pour les entreprises locales impliquées dans la mise en œuvre des boucles de chaleur.

La programmation permet par exemple de faciliter la mutualisation des travaux d'enfouissement ou de réorganisation des réseaux électriques et de transmissions de la chaleur. Elle permet aussi de combiner le cycle de vie des zones et parcs d'activité avec la montée en puissance des énergies renouvelables en boucle.

EN PROSPECTIVE : LES BOUCLES LOCALES ET LA REV3

Pour conclure cette partie, le message sur les boucles locales et surtout sur le passage d'un vecteur d'énergie à un autre est au cœur de la Troisième Révolution Industrielle (« rev3 »). En effet, la liste des ressources renouvelables ne peut être prise isolément. On doit aussi la combiner avec les vecteurs d'énergie et les stockages potentiels pour aboutir à un système fonctionnel et économique à 100% d'énergies renouvelables et non-carbonées. La boucle locale énergétique que la REV3 veut développer procède de cette combinaison. Deux idées essentielles s'imposent : le changement de vecteur d'énergie et la décentralisation.

LES CHANGEMENTS DE VECTEURS D'ENERGIE

Une partie importante de cette évolution des réseaux -au cœur de la Troisième Révolution Industrielle (REV3)- est le passage d'un vecteur à un autre, par exemple l'utilisation d'électricité excédentaire dans une pompe à chaleur pour utiliser au mieux la ressource renouvelable. Cette optimisation des usages limite fortement les besoins de stockage. Ces transferts d'énergie permettent aussi à plus long terme l'utilisation du gaz comme stockage via l'hydrogène. Le tableau suivant présente quelques-unes des technologies de passage :

Matrice des vecteurs d'énergie				
De / Vers	**Chaleur**	**Electricité**	**Gaz**	**Hydrogène**
Chaleur	x	ORC	x	x
Electricité	Pompe à chaleur	x	Méthanation	Electrolyse
Gaz	Combustion	Turbines / Pile à combustible	x	Reformage
Hydrogène	Pile à combustible	Pile à combustible	Méthanation	x

Parcs d'Activité TRI/REV3. [E&E Consultant; Cohérence Energies; Co-Porteurs; Synervie]

ORC : Cycle Organique de Rankine. Les machines à ORC transforment des sources de chaleur en électricité. Elles sont notamment utilisées dans les industries lourdes mettant en œuvre des chaleurs élevées (cimenteries…)

Figure 1 Matrice des vecteurs d'énergie _ E&E Consultant

La décentralisation des réseaux

La décentralisation des réseaux est au cœur de REV3. Elle consiste tout d'abord à multiplier les acteurs impliqués de l'énergie : fournisseurs, réseaux, distributeurs, plateformes intermédiaires… Le nouveau système va aussi passer d'un système à sens unique, d'un producteur de grande taille à un consommateur final, et aussi ajouter une dimension de choix du consommateur. Les deux schémas suivants illustrent ce changement :

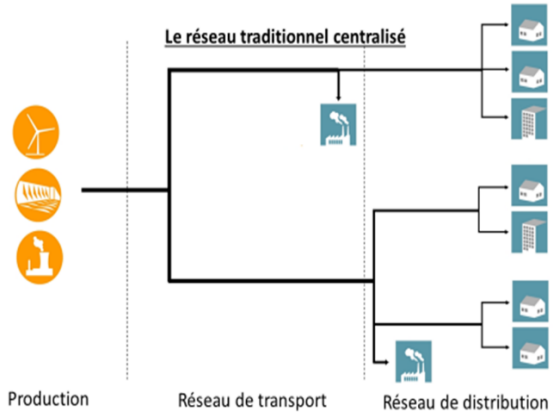


Figure 2 - Le réseau centralisé traditionnel. D'après ABB

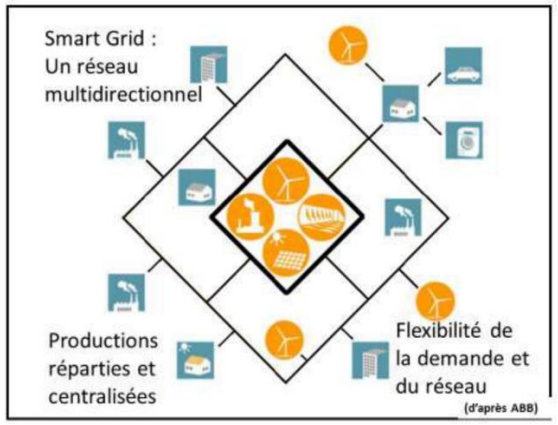


Figure 3 - Le réseau décentralisé futur - d'après ABB

Ce futur décentralisé n'est pas nécessairement « tout local ». Ainsi, cela n'a pas de sens de ne consommer que du bois cultivé dans le SCOT exclusivement, alors que le pétrole et le gaz viennent de pays lointains. Il vaut bien mieux un équilibrage des productions, à la fois plus économique mais aussi pas moins durable. Il vaut mieux en effet un ensemble de projets « durables », répartis entre les endroits les plus appropriés et à la bonne échelle.

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

SCOT du Cambrésis / Vision globale 2030-2050

Le graphe suivant présente les gains globaux d'efficacité obtenus sur le territoire du Cambrésis, sur la base des potentiels décrits par les textes régionaux en vigueur et les objectifs nationaux de réduction des consommations et des émissions. Le graphe totalise les consommations électriques et les consommations fixes de chaleur.

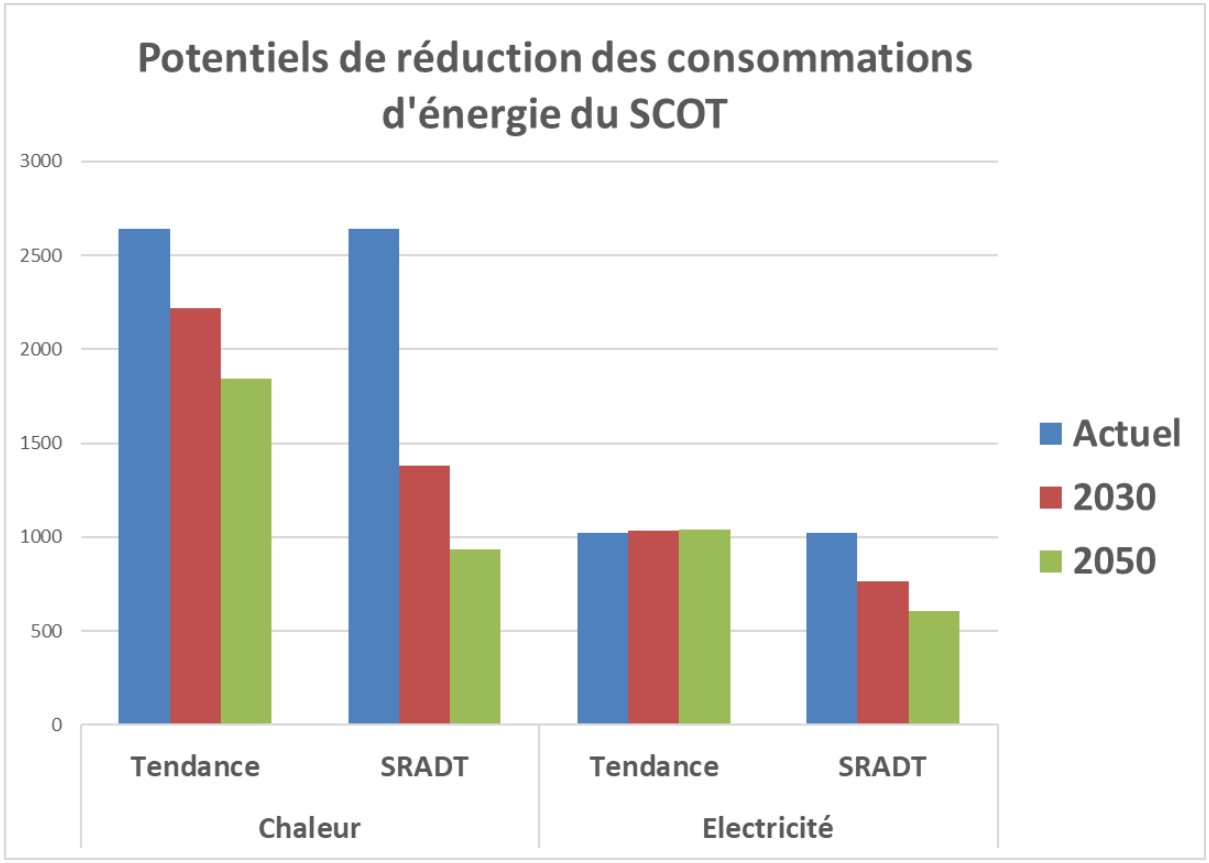


Figure 4 : potentiels de réduction des consommations d'énergie

Sur le graphe sont portés les projections tendancielles et les potentiels issus du SRADDET (potentiel théorique).

Pour arriver à ce résultat, l'étude détaille les consommations par secteur et par type d'énergie ou d'usage, et ce en partant d'un découpage communal ensuite agrégé à l'échelle de chaque collectivité partie prenante du SCOT.

La projection se base sur les chiffrages du SRADDET sur le périmètre de la nouvelle région Hauts de France et du SRADT du Nord Pas de Calais, dont la rédaction et le processus sont en cours.

Le SRADT est un objectif dont la Région s'est dotée et il représente une vision ambitieuse de la transition énergétique. Il a été repris dans le SRADDET.

Nous avons considéré les potentiels issus du SRADT pour les secteurs du territoire sur le long terme (2050) comme le potentiel ultime de ces secteurs.

Pour détailler le cadre équivalent de projection pour le Cambrésis, il a fallu adapter les étapes de la projection (pour se caler sur la date de 2030), et surtout se caler sur la composition du bilan énergétique du territoire.

Pour cela on est reparti sur le diagnostic présentant le territoire et ses trois collectivités, dans ses trois principales composantes de consommations fixes : habitat, tertiaire, industrie, pour les deux vecteurs centraux (électricité et chaleur).

Sur les trois collectivités du territoire, examinons les potentiels pour électricité, chaleur et total des sources fixes. On met ce potentiel en regard des tendances, qui incluent à la fois les croissances attendues par secteur et l'effet de mesures déjà prises. Ainsi, par exemple les équipements électriques sont à la fois plus nombreux et plus économes individuellement.

Evolution des consommations électriques dans les trois collectivités du Cambrésis (en GWh)						
Electricité		Actuel	2030	2050	**Evolution tendancielle à 2030**	
Tendanciel	CA Cambrai	563	559	556	**1%**	
	CC Caudresis-Catesi	380	397	407	**-4%**	
	CC Pays Solesmois	79	79	79	**0%**	
Potentiel SRADT	CA Cambrai	563	407	313		**44%**
	CC Caudresis-Catesi	380	298	244		**36%**
	CC Pays Solesmois	79	58	47		**40%**

Tableau 1 : Projection des consommations et potentiels d'économies – consommation électrique

Evolution des consommations thermiques dans les trois collectivités du Cambrésis (en GWh)						
Chaleur		Actuel	2030	2050	Evolution tendancielle à 2030	
Tendanciel	CA Cambrai	1644	1413	1216	**14%**	
	CC Caudresis-Catesi	839	685	534	**18%**	
	CC Pays Solesmois	158	121	90	**24%**	
Potentiel SRADT	CA Cambrai	1644	916	622		**62%**
	CC Caudresis-Catesi	839	402	268		**68%**
	CC Pays Solesmois	158	67	47		**70%**

Tableau 2 : Projections de la demande d'énergie et potentiels d'économie – consommation thermique

Evolution des consommations d'énergie dans les trois collectivités du Cambrésis (en GWh)						
Total énergie (sources fixes)		Actuel	2030	2050	Evolution tendancielle à 2030	
Tendanciel	CA Cambrai	2206	1971	1772	**11%**	
	CC Caudresis-Catesi	1220	1082	942	**11%**	
	CC Pays Solesmois	236	200	169	**16%**	
Potentiel SRADT	CA Cambrai	2206	1323	935		**58%**
	CC Caudresis-Catesi	1220	699	512		**58%**
	CC Pays Solesmois	236	125	94		**60%**

Tableau 3 : Projections de la demande d'énergie et potentiels d'économie – consommation totale

Enfin, le graphique suivant permet de visualiser les évolutions tendancielles et les potentiels de réduction des consommations de chaleur et d'électricité sur l'ensemble du territoire.

Le scénario tendanciel entraîne une baisse des consommations de 11% d'ici 2030 et 21% d'ici 2050.

Le potentiel total de réduction des consommations est de 41% à l'échéance 2030 et de 58% à l'échéance 2050.

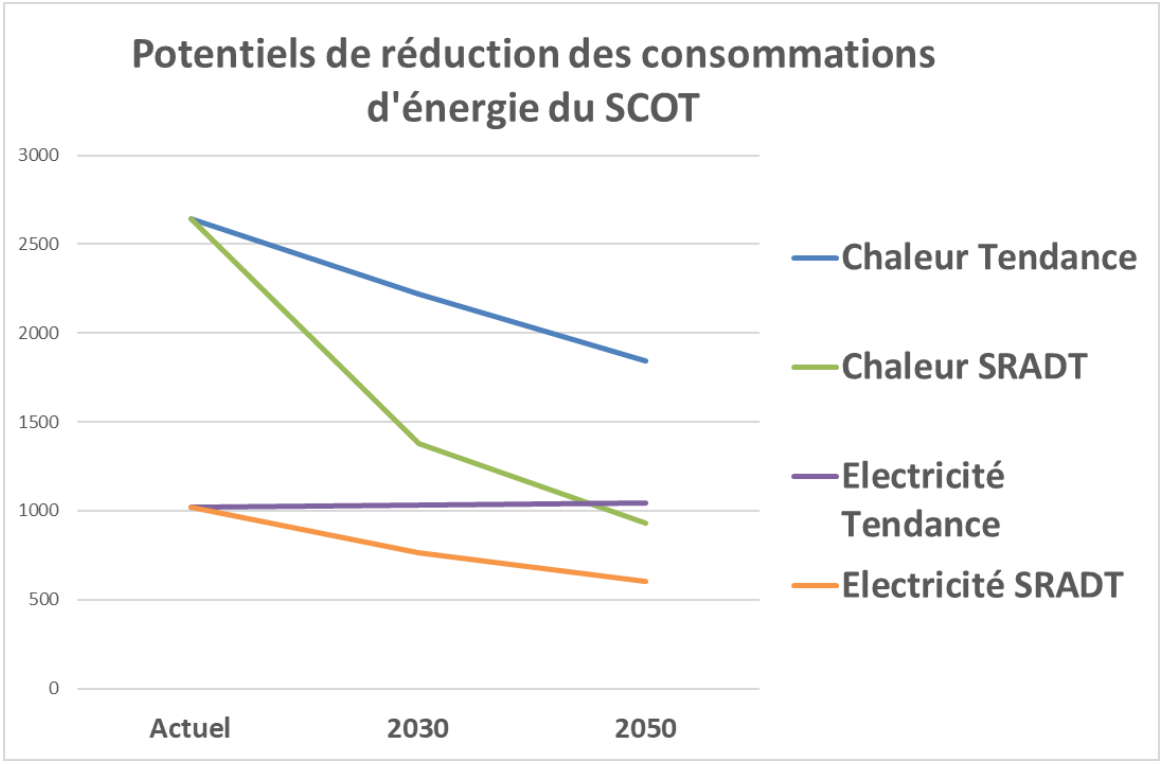


Figure 5 : potentiels de réduction des consommations d'énergie du Pays du Cambrésis

Gains par secteur consommateur

Les parties suivantes détaillent les évolutions par secteur consommateur et par type d'énergie chaleur ou électricité. Le tableau ci-dessous synthétise les potentiels par secteur.

Gains potentiels par secteur consommateur						
		Total	Tertiaire	Habitat individuel	Habitat collectif	Industrie
Chaleur	Tendanciel	-16%	-9%	-28%	-25%	-4%
	Potentiel long terme	-65%	-57%	-78%	-68%	-52%
Electricité	Tendanciel	1%	3%	4%	* regroupé avec	-4%
	Potentiel long terme	-41%	-50%	-31%	l'habitat individuel	-52%
ETD/JPC/B&B/E&E 2019 Etude de Programmation Energétique, SCOT du Cambrésis						

Tableau 4 : potentiels de réduction par secteur d'activité

A - Détail pour l'industrie

Pour l'industrie, l'analyse est effectuée par secteur industriel, en les pondérant par la présence de ces secteurs. La statistique provient d'une part des effectifs INSEE, et des consommations par branche industrielle de la région ajustées suivant les projections régionales, mais aussi de la base NORENER lorsque cela est possible pour ajuster les plus grosses consommations industrielles.

Gains possibles (en %)	Agro-Alimentaire	Sidérurgie	Métallurgie	Ciment	Matériaux	Verre	Chimie	Industries mécaniques	Textiles cuir	Papier carton	Divers
Chaleur	24	19	25	14	12	42	11	35	21	27	19
Chaleur long terme	41	70	36	47	25	77	21	50	24	63	22
Electricité	8	8	12	17	11	15	12	12	13	19	15
Electricité long terme	26	9	27	36	28	64	26	28	33	21	37
E&E d'après CEREN 2012											

Tableau 5 : gains potentiels dans l'industrie par secteur d'activité

Ce travail détaillé ne donne cependant pas le potentiel global, car une partie des gains potentiels concernent des synergies entre branches : recyclage des matériaux supplémentaires, mais aussi échanges de chaleur entre sites industriels. Les projections sont alors les suivantes :

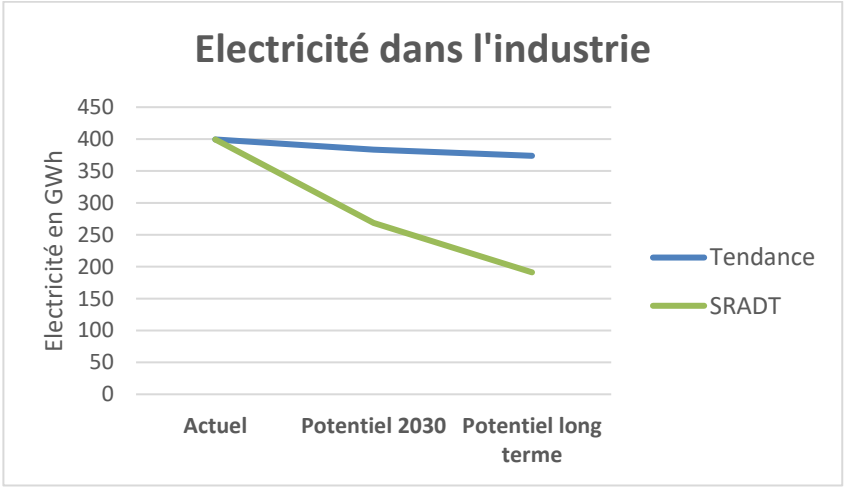


Figure 6 : potentiel de réduction des consommations électriques dans l'industrie

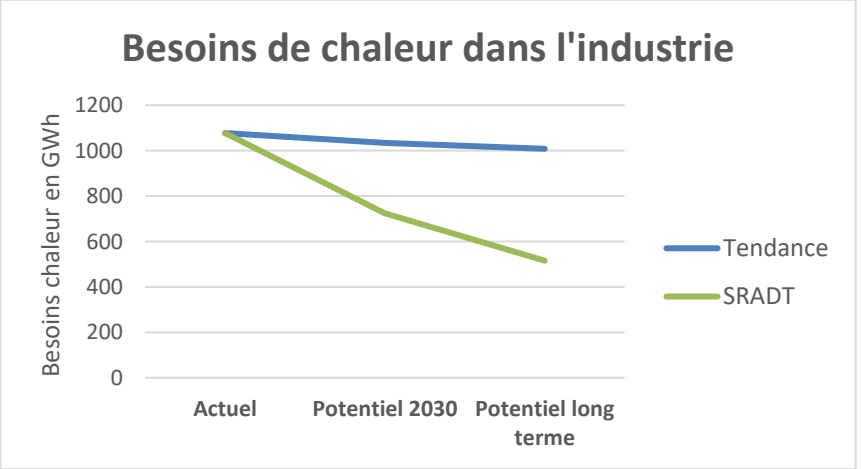


Figure 7 : potentiel de réduction des besoins de chaleur dans l'industrie

Les résultats sont présentés dans les deux tableaux suivants, qui détaillent les potentiels de réduction des consommations de chaleur et d'électricité pour l'industrie des trois territoires :

Chaleur et procédés pour l'industrie en GWh				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	818	785	765
	SRADT	818	550	391
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	244	234	228
	SRADT	244	164	117
CC du Pays Solesmois	Tendance	16	15	15
	SRADT	16	11	7
SCOT du Cambrésis	Tendance	1077	1034	1008
	SRADT	1077	724	516

Tableau 6 : Potentiels de réduction des consommations de chaleur pour l'industrie

Electricité industrie en GWh				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	215	207	202
	SRADT	215	145	103
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	98	94	92
	SRADT	98	66	47
CC du Pays Solesmois	Tendance	28	27	26
	SRADT	28	19	13
SCOT du Cambrésis	Tendance	342	328	320
	SRADT	342	230	163

Tableau 7 : Potentiels de réduction des consommations d'électricité pour l'industrie

B - **Détail pour le tertiaire**

Pour le tertiaire la méthode est la même, en partant des estimations communales issues des répartitions statistiques des activités de l'INSEE ainsi que des informations des réseaux d'énergie. Ces estimations sont réagrégées par territoire.

La contribution de ce secteur est prise en compte via les statistiques de l'INSEE qui permettent une reconstruction de la demande d'énergie dans six secteurs : cafés-hôtels-restaurants, habitat communautaire (foyer…), santé (cliniques, centres de soin, enseignement, sport-loisirs-culture, bureaux, commerces, transports. Ce dernier secteur concerne les installations fixes (gares…). Cette méthode est la même que la reconstruction des consommations d'énergie par commune et par territoire présentée dans l'analyse du PCAET.

Chaleur secteur tertiaire et services en GWh				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	182	167	136
	SRADT	182	133	77
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	83	76	61
	SRADT	83	62	37
CC du Pays Solesmois	Tendance	19	17	14
	SRADT	19	14	9
SCOT du Cambrésis	Tendance	285	260	211
	SRADT	285	209	122

Figure 8 - Potentiel et objectifs chaleur pour le tertiaire

Electricité secteur tertiaire en GWh				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	109	112	116
	SRADT	109	85	54
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	50	51	53
	SRADT	50	39	26
CC du Pays Solesmois	Tendance	6	6	6
	SRADT	6	5	3
SCOT du Cambrésis	Tendance	165	170	175
	SRADT	165	129	83

Figure 9 - Potentiel et objectifs électricité pour le tertiaire

C - Détail pour l'habitat

On procède de la même façon pour l'habitat avec cette fois une estimation plus pessimiste de la réalisation du potentiel technique et économique. La projection communale distingue la consommation des maisons individuelles et de l'habitat collectif, ainsi que les consommations d'eau chaude sanitaire (ECS) et de la cuisson. La projection doit en effet tenir compte d'un potentiel moindre pour ces deux postes de dépense d'énergie à l'avenir. La part de l'ECS, en particulier, augmente fortement à l'avenir jusqu'à représenter environ le tiers de la demande de chaleur, comme illustré dans le tableau suivant qui porte sur l'ancienne région Nord-Pas de Calais :

Part de l'ECS dans l'habitat suivant scénarios

	Actuel	2030	2050
Tendance	0,120	0,153	0,192
SRADT	0,123	0,256	0,320

Parts sur Nord Pas de Calais

Tableau 8 : part de l'eau chaude sanitaire dans les consommations

Pour la chaleur, la projection distingue ainsi les maisons individuelles majoritaires avec l'habitat collectif que l'on trouve surtout dans les agglomérations. Ceci est justifié à la fois parce que l'habitat collectif consomme à la fois moins d'énergie et a un potentiel d'économies d'énergie plus accessible.

Chaleur habitat maisons individuelles				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	547	393	271
	SRADT	547	186	125
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	480	346	227
	SRADT	480	155	103
CC du Pays Solesmois	Tendance	120	86	60
	SRADT	120	40	29
SCOT du Cambrésis	Tendance	1146	825	558
	SRADT	1146	382	257

Figure 10 : Potentiel et objectifs sur le besoin de chaleur dans l'habitat individuel

Chaleur habitat collectif				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	97	68	45
	SRADT	97	47	29
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	32	29	18
	SRADT	32	21	12
CC du Pays Solesmois	Tendance	3	2	1
	SRADT	3	2	1
SCOT du Cambrésis	Tendance	132	99	64
	SRADT	132	69	42

Figure 11 : Potentiels et objectif sur le besoin de chaleur dans l'habitat collectif

L'électricité est par contre regroupée pour l'ensemble de l'habitat et son potentiel à 2030 est aligné sur les objectifs du SRCAE :

Electricité habitat en GWh				
		Actuel	2030	2050
CA Cambrai	Tendance	238	240	238
	SRADT	238	177	155
CC du Caudresis-Catesis	Tendance	232	252	262
	SRADT	232	192	171
CC du Pays Solesmois	Tendance	45	46	47
	SRADT	45	34	31
SCOT du Cambrésis	Tendance	515	537	547
	SRADT	515	404	357

Figure 12 : Potentiel et objectif sur la demande d'électricité dans l'habitat

D - **Potentiels de réduction des consommations d'énergie des transports**

La réduction des consommations énergétiques dans le secteur des transports de personnes repose sur différentes actions. Les grands groupes sont d'abord la réduction du nombre de déplacements, la baisse des consommations par véhicule motorisé et enfin la réduction de l'utilisation des véhicules individuels.

Pour les déplacements de personnes, le potentiel de réduction est estimé à 66%, en s'appuyant sur les hypothèses du scénario Negawatt.

Pour le transport de marchandises, le potentiel de réduction a été estimé à 80%, en tenant compte de la proximité du projet de canal à grand gabarit « Seine Nord Europe ». En effet, actuellement la desserte du territoire est presque exclusivement routière. La création d'une plateforme multimodale sur le canal à grand gabarit à l'ouest immédiat de Cambrai permettrait un report modal extrêmement important pour ce territoire.

B – DEVELOPPEMENT DES PRODUCTIONS D'ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

B- Gisements en énergies renouvelables

A - DEFINITIONS

A. 1 - POTENTIEL THEORIQUE : LE GISEMENT BRUT

Les **gisements bruts** ou **gisements théoriques** représentent les ressources primaires d'énergies renouvelables du territoire. Ces ressources varient selon le type d'énergie : ensoleillement pour le solaire, ressource bois pour le bois énergie, biomasse méthanisable pour le biogaz... Ce gisement est indépendant de toutes contraintes techniques ou économiques.

A. 2 - POTENTIEL TECHNIQUE : LE GISEMENT NET.

Le **gisement net** représente toutes les installations qu'il serait possible de réaliser sur le territoire, compte tenu de ses caractéristiques principales, et des contraintes réglementaires, techniques et patrimoniales qui sont estimées pérennes.

A. 3 - POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

Enfin, le **potentiel de développement** ou **gisement mobilisable** est estimé à deux horizons de temps : 2030 et 2050. Il tient compte de l'état des lieux actuel, du coût des énergies. Il s'agit d'une hypothèse qui se veut réaliste, tout en misant sur une vraie volonté politique de développement des énergies renouvelables.

B - Potentiel de développement, synthèse

Le tableau ci-dessous présente le potentiel de développement estimé aux horizons 2030 et 2050 sur le territoire du Pays Cambrésis.

Chaque source d'énergie est ensuite présentée en détail dans le rapport.

Energie		Type	Gisement brut	Gisement net en MWh	Rappel état des lieux MWh	projets connus MWh	Potentiel de développement en MWh	
							2030	2050
ENERGIES RENOUVELABLES	Biomasse potentiel local	Thermique	16000	90 000		-	22 500	90 000
	Solaire Thermique	Thermique	1000 kWh/m²	85 229	95	-	7 671	17 046
	Méthanisation	Mixte	59 millions de m3 CH4	581 627	2 703	-	75 940	75 940
	Géothermie	Thermique	supérieur aux besoins	30 000	-		20 000	30 000
	Photovoltaïque toiture	Electrique	1000 kWh/m²	341 371	5 650		9 809	26 535
	Photovoltaïque au sol	Electrique	1000 kWh/m²	Non chiffré	-	58 800	58 800	58 800
	Eolien	Electrique	200 à 240W/m² à 50m	3 000 000	51 015	588 000	1 200 000	1 500 000
	Hydraulique	Electrique	22 000 MWh	11 000	-	-	1 000	11 000
ENERGIES DE RECUPERATION	Energie fatale	Mixte	69 000 MWh	69 000	-	-	34 500	34 500
	Eaux usées	Thermique	73000	à préciser par des études	-	-	7 300	36 500
Total				**4 208 227**	**184 062**	**646 800**	**1 437 520**	**1 880 321**
Taux de couverture par rapport aux consommations actuelles sources fixes				**117%**	**5%**	**18%**	**40%**	**52%**
Taux de couverture par rapport aux consommations actuelles toutes consos							**25%**	**33%**

Tableau 9 : synthèse des potentiels de développement des énergies renouvelables et de récupération

Le potentiel de développement global apparaît donc de l'ordre de 25% des consommations énergétiques actuelles du territoire (sources fixes) à l'horizon 2030, et de l'ordre de 52% à l'horizon 2050.

L'éolien représente le principal potentiel de développement sur ce territoire avec plus de 80% des productions à l'horizon 2030 comme 2050. Les autres énergies représentent moins de 20% du potentiel total.

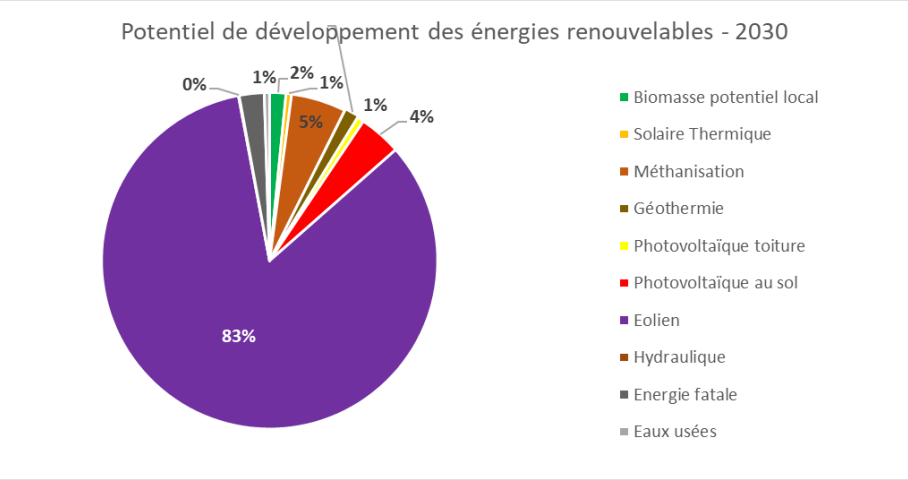


Figure 13 : potentiel de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030

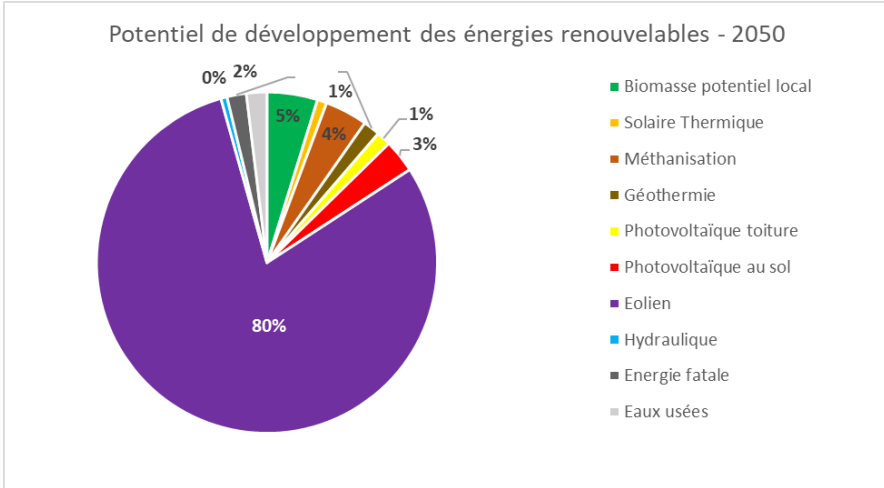


Figure 14 : potentiel de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2050

Si on regarde les potentiels en dehors de l'éolien, on constate que l'ensemble des énergies a un rôle à jouer sur le territoire.

A court terme (potentiel 2030), les principales énergies sont la méthanisation et le photovoltaïque au sol (du fait de l'installation déjà effective de la centrale de Niergnies). La récupération de la chaleur perdue par les entreprises est aussi importante.

A long terme s'ajoutent différents gisements dont la biomasse (sur la base de l'hypothèse d'un développement important sur le territoire).

Apparaît aussi un potentiel important sur les eaux usées.

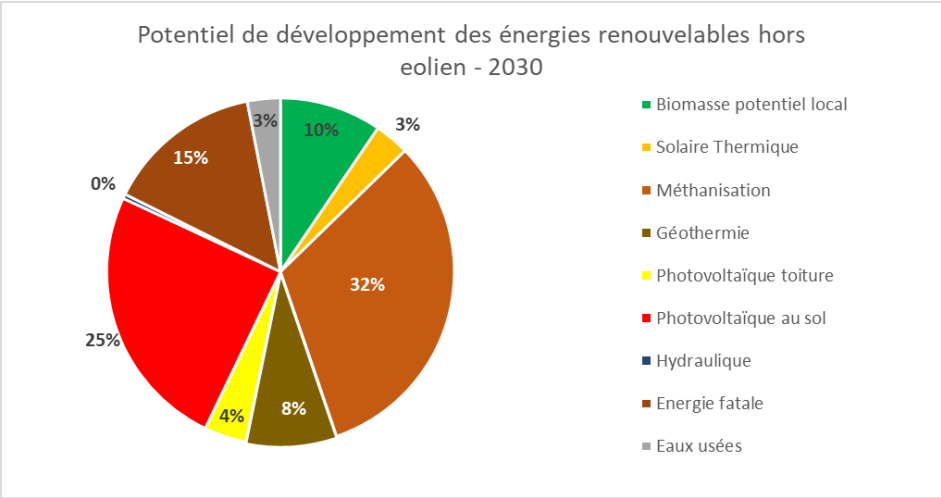


Figure 15 : potentiel de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030, hors éolien

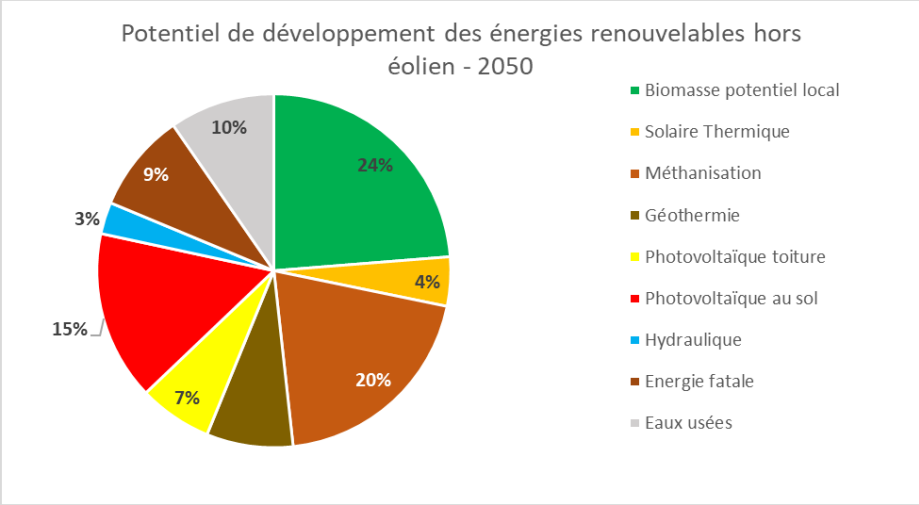


Figure 16 : potentiel de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2050, hors éolien

En termes de répartition sectorielle, ces potentiels permettraient de couvrir

- plus de 150% des consommations actuelles en électricité du fait de l'éolien essentiellement
- mais seulement 10% des consommations actuelles de chaleur (hors chauffage électrique), en supposant que tout le potentiel des sources dite mixte aillent vers la chaleur.
- 0% des consommations des transports. Dans le cadre de l'étude le potentiel de production de bio-carburant local n'a pas été quantifié, car il n'existe pas de structure de transformation sur le territoire.

Rappelons que cette partie compare les potentiels de production d'énergie renouvelable aux consommations actuelles. La partie suivante du rapport permet de tenir compte aussi des potentiels de réduction des consommations sur le territoire. Concernant le transport, l'évolution des sources d'énergie devrait aussi orienter une partie des transports vers l'électricité ou le gaz naturel.

C - Gisement / Biomasse

Cette partie concerne l'estimation du gisement en biomasse destiné à une production de chauffage. Le paragraphe suivant concerne la méthanisation.

C. 1 - GISEMENT BRUT

Les surfaces boisées sur le Pays représentent seulement 4 300 ha soit 5% du territoire. Il s'agit pour 78% de feuillus, pour 14% de peupleraies et pour 8% seulement de résineux.

A ces boisements s'ajoutent un linéaire de 1300 km de haies. 65% des haies sont implantées sur la Communauté de Communes du Caudrésis Catésis.

En prenant un taux d'accroissement moyen total de 8m3/ha/an, et une exploitation de 60% de cet accroissement pour les forêts et de 100% pour les haies, on obtient un gisement de l'ordre de 16 000 MWh sur le territoire actuellement.

Notons que ce calcul suppose que tout l'accroissement forestier est destiné à la production de plaquettes, alors qu'une partie peut-être destinée au bois d'œuvre.

Les consommations actuelles des habitants pour le chauffage sont estimées à 83 000 MWh. La majeure partie est donc importée.

La consommation de bois de Candia correspond elle aussi à du bois importé.

Ce gisement brut correspond à l'existant, et maintient le taux de stockage de carbone dans la biomasse.

C. 2 - GISEMENT NET

Pour estimer un gisement net, le choix a été fait d'inverser le raisonnement, et d'imaginer un réel déploiement de la biomasse sur le Cambrésis.

Les hypothèses prises sont les suivantes :

- Multiplication par deux des surfaces de boisement, Multiplication par deux du linéaire de haies, soit plus de 2 600 km de haies
- Implantation de 10 000 ha d'agroforesterie

Avec ces hypothèses le gisement total de production local atteindrait 90 000 MWh.

C. 3 - **POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT ET IMPORTATION**

Le potentiel de développement de la production locale est estimé pour 2050 à 100% du gisement net, et pour 2030 à 25%.

Il s'agira essentiellement d'un déploiement pour des projets tertiaire, d'habitat collectif ou de petites industries. Le bois plaquette est peu adapté au chauffage d'une maison individuelle, ni à la grosse industrie qui cherche à réduire les coûts au maximum.

En ce qui concerne le chauffage au bois des particuliers, et en cohérence avec la baisse envisagée des besoins en chaleur, la consommation de bois est estimée à 60% de l'actuel pour 2030 et à 20% en 2050. Il s'agira en partie de bois importé et en partie de bois local.

Pour 2030, nous avons estimé que l'exploitation du bois local sera pour moitié destiné à la consommation des particuliers (bois bûche ou granulés) et pour moitié aux autres secteurs d'activité. Encore 40 000 MWh de bois devront alors être importées pour couvrir les besoins en bois de l'habitat.

Pour 2050, le bois local pourra couvrir 100% des consommations de l'habitat (environ 16 000 MWh restant), et les 74 000 MWh restant seront destinés à l'habitat collectif, au tertiaire et aux PME.

Un développement de la chaleur bois pour les entreprises industrielles du territoire peut aussi être envisagé à l'horizon 2050, mais il s'agira de bois d'importation.

Celui-ci n'est pas quantifié ici.

D - Gisement / Méthanisation et production de Biogaz

D. 1 - PRINCIPE

La méthanisation consiste à une décomposition biologique en milieu anaérobie (absence d'oxygène) de la matière organique ; ce procédé conduit à la production de biogaz valorisable.

Les déchets organiques pouvant être méthanisés proviennent de différentes typologies de producteurs :

- Déchets des exploitations agricoles : qui sont essentiellement des effluents d'élevage (lisiers, fumiers) mais aussi des résidus de culture (pailles …). Certaines unités de méthanisation s'appuient également sur des cultures de parcelles dédiées (maïs…)
- Les déchets organiques des industries agro-alimentaires (IAA) : déchets issus de la production mais aussi issus des effluents. Certaines IAA disposent en effet de leur propre Station d'épuration et produisent alors des graisses et boues
- Les déchets des ménages et collectivités : ils comprennent les biodéchets des ménages et des GMS (collecte spécifique à mettre en œuvre), les déchets verts captés en porte à porte et en déchèteries (seul le flux non fibreux est méthanisable), boues issues de station d'épuration, les huiles alimentaires usagées issues de la restauration…

La méthanisation consiste à alimenter un digesteur (cuve hermétique), chauffé à 37°C ou 55°C selon les procédés, réacteur dans lequel les bactéries anaérobies dégradent les matières organiques (durée du procédé de 2 semaines à 1 mois selon température).

Le procédé permet alors de produire :

→Un biogaz : comportant 60 à 80 % de méthane (CH_4) et du dioxyde de carbone (CO_2) 20 à 40 % ; ce biogaz contient aussi des éléments traces (H_2S, Ammoniac…). La composition et productivité en biogaz dépend des matières traitées. Ce biogaz peut être validé par cogénération, combustion, comme carburant après épuration ou être injecté directement dans le réseau Gaz naturel après épuration.

→Un digestat : fraction résiduelle sortant du digesteur qui peut être valorisé par épandage avec ou sans séparation de phase préalable.

D. 2 - **REGLEMENTATION**

La méthanisation est encadrée par de nombreuses réglementations dont la réglementation ICPE ; les rubriques dépendant de l'origine des effluents traités et de la quantité.

Rubrique ICPE	Libellé de la nomenclature ICPE	Régime[1]
2781-1-a	Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'IAA[2]	A (>50T/j)
2781-1-b	Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'IAA	E (30<Q<50T/j)
2781-1-c	Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'IAA	DC (<30T/j)
2781-2	Méthanisation d'autres déchets non dangereux	A
2910-b	Combustion –unité de cogénération alimentée au biogaz (producteur de chaleur et d'électricité)	A (>0,1 MW)

Impact du traitement des Sous-produits animaux de catégories

Une unité de méthanisation qui traite des sous-produits animaux de catégories 3 (restes de repas ou préparation de repas ou denrées alimentaires retirées de la vente contenant des morceaux crus de viande poissons crustacés ou fruits de mer et tout reste de repas issu de la restauration), doit être équipée **d'une station d 'hygiénisation** qui doit permettre de contrôler une température de 70°Cpendant un laps de temps d'1 heure.

D. 3 - GISEMENT THEORIQUE ET MOBILISABLE

D. 3. 1 - GISEMENT ISSU DE L'ACTIVITE AGRICOLE

LES EFFLUENTS D'ELEVAGE

Les lisiers et fumiers présentent un potentiel de méthanisation intéressant en co-digestion avec d'autres produits

Le lisier : son état liquide permet la dilution des co-substrats ; il présente également un fort pouvoir tampon apportant une stabilité au mélange dans le digesteur.

Le fumier est également intéressant ; il demande toutefois plus de travail de manutention.

Gisement Théorique

Estimation de la production annuelle d'effluents d'élevage et potentiel théorique de production en méthane[1] [2]

		Estimation Tonnage annuel Effluents		
	Effectifs	Fumier	Lisier	Potentiel production CH4/An
Vaches laitières	10 843	65 058	19 517	2 198 960
Vaches allaittantes	5 300	23 188		672 438
Autres bovins viande	9 876	125 386		3 636 187
Autres bovins lait	14 007			
				6 507 585

Nota : les effectifs animaux sont issus des Données Agreste 2016 sur les communes du Pays du Cambrésis. L'élevage porcin et volailles a quasiment disparu par rapport aux données 2000.

Le potentiel théorique issu des effluents d'élevage est de 6 507 585 m³ de méthane (CH4)/an.

Gisement Mobilisable

Nous estimons à 15 % le gisement d'effluents d'élevage pouvant être intégré à des projets de méthanisation

Soit un potentiel de production annuel de méthane (CH4) de 976 000 m³

[1] Effluents d'élevage calculés sur la base de 80 %VL en logettes paillées et 20 % en caillebottis, 6 mois en bâtiments ; VA 5 mois en bâtiments.

(1) [2] Référence Potentiel méthanogène : Etude Ademe réalisée par Solagro et Indiggo : « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation »– Avril 2013

LES RESIDUS DE CULTURE

LA PAILLE

La paille est la partie de la tige de certaines graminées coupée lors de la moisson et rejetée, par la moissonneuse batteuse. Les pailles peuvent être laissées sur la parcelle pour servir d'engrais ou brûlés (écobuage qui tend à disparaître) ou exportées pour une utilisation en litière et fourrage. Ces pailles peuvent aussi être valorisées sous forme énergétique par combustion en chaudière ou en tant que cosubstrat en méthanisation.

Gisement théorique

Ressources brutes : Les surfaces des parcelles culturales sur les communes du Pays du Cambrésis sont de 66 577 ha répartis de la façon suivante (Données Agreste 2015)

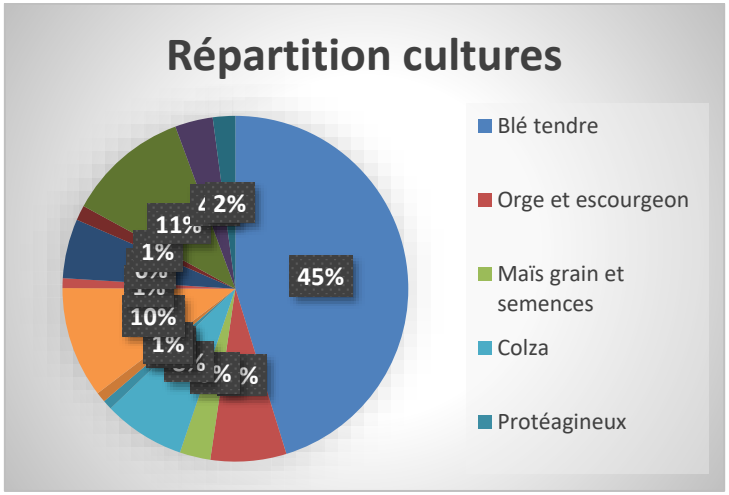


Figure 17 : répartition des cultures

La culture prépondérante est le blé.

Calcul de la production brute de paille :

En région, selon plusieurs avis d'expert d'Arvalis et de la Chambre d 'agriculture, le rendement moyen en paille est de 4 T/ha (chaumes non comptabilisées).

Soit sur notre secteur d'étude une production annuelle de **137 664 Tonnes de paille**, ou un **potentiel méthanisable théorique de 26 706 820 m³ de méthane[3].**

Gisement mobilisable

Les besoins en paille pour l'élevage sont appréciés selon le tableau suivant

	temps de présence sur l'exploitation en bâtiments (mois)	Consommation de paille tonne/jour/tête	Consommation de paille tonne/an/tête
Vache laitière	8	0,005	1,2
Vache allaitante	5	0,005	0,75
Autres bovins	6	0,005	0,9

Tableau 10 : besoins en paille pour l'élevage

Selon le cheptel bovin recensé, ce besoin est alors de 38 500 tonnes soit 28% de la totalité de la paille produite sur le territoire. Des échanges paille/fumier se pratiquent déjà avec les secteurs où l'élevage est plus important (Avesnois, Amandinois).
Nous estimons à 10 % le gisement de paille pouvant être intégré dans des projets de méthanisation.

Soit un potentiel de production de méthane de 2 670 700 m³ CH4/an.

[3] Référence Potentiel méthanogène : Etude Ademe réalisée par Solagro et Indiggo : « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation »– Avril 2013

LES MENUES PAILLES

La menue paille est composée des enveloppes de grains (glumes et glumelles), des débris de paille et des graines d'adventices obtenue durant la récolte de diverses cultures (céréales, colza). Cette menue paille ne peut être récoltée que par l'ajout d'un dispositif spécifique sur la moissonneuse batteuse.

Gisement théorique

La production moyenne de menue paille est de l'ordre de 1,5 T/ha ce qui ferait à l'échelle des surfaces cultivées sur le Pays, un gisement de 59 150 T.

Soit un potentiel méthanisable théorique de 11 238 500 m³ méthane[4] .

La menue paille peut être valorisée en alimentation animale, paillage litière, combustible et méthanisation.

Gisement mobilisable

La récolte de la menue paille se développe lentement dans certaines régions notamment autour d'un projet de méthanisation.

Nous estimons à 10 % le gisement qui pourrait alors être récolté et traité dans le cadre de projets de méthanisation.

Soit un potentiel mobilisable de production de méthane de 1 123 800 m³ CH4/an

LES CIVE (CULTURE INTERMEDIAIRE A VOCATION ENERGETIQUE)

Une culture intermédiaire s'implante à l'interculture ; dans une rotation culturale, il s'agit de la période qui se situe entre la récolte d'une culture principale et le semis de la suivante.

L'implantation d'une culture intermédiaire a différents objectifs : elle peut avoir vocation d'être une Culture Intermédiaire Pièges à Nitrates (CIPAN) qui peut être enfouie ou récoltée pour obtenir de la biomasse méthanisable. Dans les unités et projets de méthanisation actuelles, les CIVE permettent notamment de sécuriser le gisement mais elles ont un coût (par rapport au CIPAN, il faut ajouter le coût de la récolte).

Gisement Théorique

Pour l'évaluation du potentiel théorique, nous nous sommes limités à l'évaluation du potentiel des CIVE d'automne, car leur pratique peut être largement facilitée par une obligation de pratique de CIPAN dans les zones vulnérables.
Le potentiel est calculé sur la base de 20 000 ha/an de CIVE et une moyenne de 2,5 T MS /ha **soit un potentiel méthanogène de 10 900 000 m³ CH4.**

Gisement mobilisable

Les CIVE seront développées autour de la création d'unités de méthanisation. En cohérence avec le gisement des effluents d'élevage, nous estimons **le potentiel méthanisable à 15 % soit 1 635 000 m³ CH4.**

[4] Référence Potentiel méthanogène : Etude Ademe réalisée par Solagro et Indiggo : « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation »– Avril 2013

LES RACINES D'ENDIVE

Gisement théorique

Le Cambrésis est également connu pour son bassin de production d'endives concernant 1000 ha environ.
De cette production, résulte un déchet fermentescible et méthanogène ; les racines d'endives dont la production est de l'ordre de 20 T /ha. Une étude de gisement réalisée en 2010[5] avait fait état d'un gisement de près de 16 000 Tonnes de racines d'endives **soit un potentiel méthanogène théorique de 640 000 m³ CH4/an.**
Les racines d'endives sont actuellement :

- soit en partie valorisées en alimentation animale (dans les secteurs proches des élevages)
- soit regroupées en gros dépôts sur des parcelles réservées (dépôt de 1000 à 2000 Tonnes). Les racines sont ensuite épandues aux périodes appropriées

De plus en plus de plaintes sont déposées à cause des odeurs et de nombreux producteurs cherchent une alternative au stockage.
Une part de ce gisement est aujourd'hui traitée à l'unité de méthanisation Artois Méthanisation de Graincourt les Havrincourt (en dehors du territoire du Pays du Cambrésis)

Gisement mobilisable

L'étude de 2010 (3) a estimé un gisement mobilisable de 12 000 T/an ; **Soit un potentiel mobilisable de production de méthane de 480 000 m³ CH4/an.**

LES ISSUES DE SILOS

Gisement théorique

Selon l'étude réalisée par la Chambre régionale d'agriculture en 2010, la quantité d'issues de céréales avoisine 700 T/an sur ce secteur **soit un potentiel méthanisable théorique de 154 000 m³ CH4/an.**

Gisement mobilisable

Tout le gisement pourrait être mobilisé en cas de projets de méthanisation sur ce territoire

Soit un potentiel de production de méthane de 154 000 m³ CH4/an.

[5] Etude d'opportunité pour le développement d'une filière de méthanisation dans le Pays du Cambrésis – Naskéo-/JPC PARTNER- 2010

D. 3. 2 - GISEMENT ISSU DES INDUSTRIES AGRO-ALIMENTAIRES

Le Pays du Cambrésis compte plusieurs industries agro-alimentaires sur son territoire, les principales sont reprises dans le tableau ci-dessous

Entreprise	Localisation
Tereos	Escaudoeuvres
Nestlé-SPAC	Caudry
Royal Canin	Les Rues des Vignes
Candia	Awoingt
Florette	Raillencourt Saint Olle
Fleury Michon	Cambrai depuis 2013
Afchain	Cambrai
Sauces et Création	Raillencourt Saint Olle

Tableau 11 : principales entreprises agro-alimentaires du territoire

Gisement théorique

La production de déchets organiques méthanogènes issus de ces entreprises est de l'ordre de 5 500 T/an[6] dont environ 2 000 T de déchets de catégorie 3.

Ces déchets sont soit épandus, soit traités dans les unités de compostage/méthanisation existantes hors territoire.

Ils représentent un potentiel méthanogène théorique d'environ 907 800 **m³** CH4/an.

Gisement mobilisable

Le traitement de ces déchets dans des unités de méthanisation dépendra du coût de traitement, lui-même dépendant de la typologie du déchet et notamment de son pouvoir méthanogène.

Nous pouvons estimer ce gisement mobilisable à 50% du gisement théorique **soit un potentiel méthanogène mobilisable de 453 900 m³ CH4/an.**

[6] Etude d'opportunité pour le développement d'une filière de méthanisation dans le Pays du Cambrésis – Naskéo-/JPC PARTNER- 2010

D. 3. 3 - GISEMENT ISSU DES COLLECTIVITES

Les déchets méthanisables produits par la collectivité sont essentiellement :

- D'une part les biodéchets et déchets verts issus des ménages et professionnels (déchets assimilés)
- D'autre part les boues et résidus issus de l'assainissement

Les déchets des ménages sont gérés par 3 EPCI compétentes sur le territoire du Pays du Cambrésis

- La **Communauté d'Agglomération de Cambrai** : compétente pour la collecte et le traitement des déchets ménagers et assimilés (DMA) ;
- La **Communauté de Communes du Caudrésis-Catésis** : qui a transféré la collecte et le traitement des déchets ménagers au SIAVED de Douchy les Mines ;
- La **CC du Pays Solesmois** : compétente pour la collecte et le traitement des déchets ménagers et assimilés (DMA).

GISEMENT EN DECHETS VERTS

Gestion des déchets verts sur ces EPCI :

	Tonnage collecté en porte à porte	Tonnage collecté en déchèteries
CA Cambrai	3600	2400
CC Caudrésis Catésis	0	5194
CC Pays Solesmois	0	1711
TOTAL	3600	9305

Tableau 12 : gestion des déchets verts sur le Pays Cambrésis

Près de 13 000 T de déchets verts sont ainsi captés de façon séparative et traités dans des unités de compostage privées.

Gisement théorique

La fraction cellulosique de ces déchets verts pourrait faire l'objet d'un traitement en méthanisation soit environ 6 500 T du gisement apportant un potentiel de 845 000 **m³** CH4.

Gisement mobilisable

Les déchets verts sont déjà gérés dans des installations de compostage existantes et une fraction peut être traitée en méthanisation selon les coûts de traitement qui seront pratiqués.

Nous estimons à 15 % le gisement déchets verts mobilisable pour la méthanisation.

Soit un potentiel méthanisable mobilisable de 126 750 **m³**/an .

GISEMENT EN BIODECHETS

Gisement théorique

Les 3 EPCI organisent la collecte des déchets ménagers auprès des ménages mais aussi des restaurants, administrations, commerces et cantines.

Tous ces déchets sont ensuite emmenés dans différents centres de traitement : ISDND ou Centre de Valorisation Energétique selon les EPCI. Aucune collecte spécifique du flux fermentescible n'est organisée à ce jour même si celle-ci est obligatoire pour les producteurs de plus de 10T/an de déchets organiques.

Si une collecte en porte à porte était mise en place auprès des ménages, on peut estimer une captation du gisement de biodéchets à environ 5800 T (35 kg/an/hbt).

Par ailleurs l'étude d'opportunité de 2010 [7] a recensé un gisement issu des gros producteurs (cantines, RHF…) et de métiers de bouche à 1100 T de biodéchets /an.

Le gisement théorique mobilisable est donc de 6 900 T soit un potentiel méthanisable théorique de 745 200 **m³**CH4/an.

Gisement mobilisable

Ce gisement n'est mobilisable que si une collecte spécifique est mise en œuvre ; nous estimons à court terme que le gisement mobilisable est celui des gros producteurs notamment de par les obligations réglementaires.

Soit un potentiel méthanisable mobilisable de 58 320 m³ CH4.

[7] Etude d'opportunité pour le développement d'une filière de méthanisation dans le Pays du Cambrésis – Naskéo-/JPC PARTNER- 2010

POTENTIEL ISSU DES BOUES DE STATION D'EPURATION ET DES GRAISSES

On dénombre 29 stations d'épuration sur le territoire dont la gestion est déléguée à Noréade en majeure partie.

Gisement théorique

Nous n'avons eu aucune donnée chiffrée sur les productions de boues des différentes stations d'épuration.

Estimation de la quantité de boues et graisses produites à l'échelle de l'agglomération

Selon la Direction de l'Eau et de la Diversité (DEB), la production de boues issues du traitement des eaux usées domestiques est estimée à 15 kg de Matière Sèche (MS) par personne et par an ; Soit à l'échelle du Pays du Cambrésis un gisement théorique de 2 500 T MS. La quantité de graisses est estimée à 150 Tonnes MS/an.

En considérant un pouvoir méthanogène théorique moyen de 192 **m³** CH4/T MS pour les boues (sourcemethasim/Ifip) et de 1500 N **m³** CH4/T MS pour les graisses, le potentiel méthanogène théorique issues des boues et graisses issues de STEP est de 705 000 **m³** CH4.

Gisement mobilisable

Une étude menée par l'Ademe et GRDF en 2014 (« Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines ») montre que selon les hypothèses techniques et économiques retenues, les seuils de rentabilité sont les suivants :

- 60 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable par-rapport à la filière de référence sans unité de méthanisation,

- 45 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable sur une STEU ayant une unité de méthanisation de plus de 15 ans,

- 150 000 EH pour une valorisation du biogaz en biométhane injectable sur une STEU ayant une unité de méthanisation de plus de 15 ans et une valorisation d'une partie du biogaz par cogénération (double valorisation),

- Entre 180 000 et 300 000 EH pour une valorisation du biogaz par cogénération par-rapport à la filière de référence sans unité de méthanisation.

En deçà de ces seuils, l'utilisation des boues de stations d'épuration en codigestion dans des unités de méthanisation territoriales peut être envisagée en fonction des opportunités locales.

Ne disposant d'aucune donnée sur le parc de stations d'épuration actuel (degré de vétusté, mode de gestion des boues actuelles et projetées…) il est difficile de prévoir le potentiel de développement de la méthanisation de ces boues et graisses ; nous fixons arbitrairement ce taux à 10 %.

Soit un potentiel mobilisable de 70 500 **m³** CH4.

D. 3. 4 - RECAPITULATIF DU POTENTIEL METHANISABLE

Le tableau ci-après récapitule le potentiel méthanisable théorique et mobilisable pour chaque type de gisements.

	Potentiel théorique	Potentiel mobilisable
Effluents d'élevage	6 507 585	976 000
Paille	26 706 816	2 670 700
Menues paille	11 238 500	1 123 800
CIVE	10 900 000	1 635 000
Issues de silos	154 000	154 000
Racines d'endives	640 000	480 000
Gisement IAA	907 800	453 900
Biodéchets	745 200	58 320
Déchets verts	845 000	126 750
Boues	480 000	48 000
Graisses	225 000	22 500
	59 349 901	7 748 970

Tableau 13 : synthèse du potentiel méthanisable

Le potentiel mobilisable est ainsi estimé à près de 7 749 000 **m³** CH4/an soit un potentiel énergétique de **75 940 MWh/an.**

D. 3. 5 - 5-POTENTIEL DE VALORISATION ENERGETIQUE

Le biogaz peut être valorisé par injection dans réseau ou par cogénération. Le potentiel de production d'ENR à partir du gisement mobilisable est repris ci-dessous selon les modes de valorisation

Cogénération	
Production Electricité en Mwh	Production Chaleur en Mwh
25 971 548	28 705 396

Injection capacité en Nm3/heure
7 802

D. 4 - POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

Cette filière est amenée à se développer notamment autour des acteurs agricoles qui pourraient traiter en partie des déchets des collectivités.

Synthèse–

L'évaluation quantitative des différents gisements de déchets organiques produits sur le territoire a permis de déceler un potentiel théorique de production de près de 59 350 000 m³ de méthane soit un potentiel énergétique de 581 630 MWh/an.

Compte tenu de la gestion actuelle de ces différents déchets et du potentiel développement de la filière méthanisation sur ce secteur, le potentiel mobilisable a été estimée à 75 940 MWh/an.

E - **Gisement / Biocarburants**

La France fait partie des principaux pays en Europe pour les biocarburants. Elle est le quatrième producteur mondial, avec plus de 3 millions de tonnes de biocarburants en 2011 (environ 5 % de la production totale), derrière les États Unis, le Brésil et l'Allemagne. Elle compte une cinquantaine d'unités de production agréées sur le territoire national, qui produisent la quasi-totalité de l'éthanol consommé dans le pays et environ 70 % du biodiesel.

En France, moins de 5 % de la production agricole de céréales, d'oléagineux et de plantes sucrières est destinée aux biocarburants.

En l'absence de structure de transformation sur le territoire, la production n'a pas été estimée.

F - Gisement / Solaire photovoltaïque et thermique

SOURCE DES DONNEES

Les données exposées dans les paragraphes suivants sont principalement issues de l'estimation qui a été réalisée ***dans le cadre du SRCAE du Nord Pas de Calais par le bureau d'étude Axenne en 2010.***

A l'origine destinée à produire des données à l'échelle régionale, les estimations ont été retravaillées depuis par la DREAL et l'Observatoire Climat. Certaines hypothèses d'évaluation du gisement ont été revues notamment pour la stratégie sur l'énergie solaire rassemblée dans l'annexe du SRCAE intitulée "schéma régional solaire". Les estimations ont été ajustées pour proposer des résultats à l'échelle communale, des EPCI, PNR, et SCOT.

Les données prises en compte sont issues de la ***dernière révision publiée en Février 2015 et retravaillées à l'échelle des communes par l'Observatoire Climat Hauts de France*** *(d'après ADEME, Conseil Régional, DREAL).*

F. 1 - TECHNOLOGIES

F. 1. 1 - PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

La production annuelle d'un système photovoltaïque dépend :

- de la puissance du générateur ;
- de la ressource solaire du lieu d'implantation, qui est fonction de paramètres tels que la latitude, l'altitude et les données météorologiques locales ;
- de l'orientation des modules photovoltaïques par rapport au sud et de leur inclinaison par rapport au plan horizontal ;
- des ombres portées sur les modules à différents moments de la journée sur l'année ;
- des rendements des différents composants électriques et électroniques : performance de la conversion photovoltaïque, pertes dans les câbles et connexions, rendement de conversion de l'onduleur…

Le principe de l'électricité solaire repose sur l'effet photovoltaïque d'interaction des photons lumineux avec des électrons pouvant générer un courant électrique. Ce phénomène a été observé dès 1839 par le physicien français Becquerel.

Cette conversion est effectuée par les cellules photovoltaïques, dont le type varie selon le procédé de fabrication :

- les cellules au silicium monocristallin (chaque cellule élémentaire est découpée dans un cristal unique de silicium. Ces cellules offrent le meilleur rendement de conversion du rayonnement solaire (20% environ) ;
- les cellules au silicium multicristallin (chaque cellule élémentaire est tranchée dans un lingot de silicium constitué de cristaux enchevêtrés). C'est un matériau moins pur et meilleur marché. Leur rendement est d'environ 15% ;
- les cellules en couche mince déposée uniformément sur un support (membrane, bac acier…). Leur rendement est d'environ 5 à 8 %.

Une autre voie pour augmenter la puissance des cellules photovoltaïques est de concentrer sur elles la lumière du soleil à partir d'un miroir parabolique ou d'une lentille de Fresnel (photovoltaïque à concentration). On peut atteindre de très hautes concentrations, jusqu'à 1 024 fois la lumière du soleil. La technique permet d'envisager des rendements photovoltaïques de 30 % mais le dispositif est complexe et encore en phase de développement.

Compte tenu des rendements variables selon la technologie des cellules utilisées, il faudra une surface de panneaux plus ou moins grande pour installer une puissance de 1 kWc photovoltaïque ;

Type de cellule	Surface nécessaire pour 1 kWc de puissance
Monocristalline	7 à 9 m²
Multicristalline	8 à 11 m²
Couche mince	16 à 20 m²

Tableau 14 : surface nécessaire pour la production photovoltaïque

Note *:*

La puissance assignée d'un module photovoltaïque, exprimée en Watts-crête, est définie comme la puissance maximale délivrée par ce module sous certaines conditions standardisées (un éclairement de 1000W/m², un nombre d'air masse de AM 1,5 définissant la répartition spectrale de cet éclairement, et une température de fonctionnement de 25°C.

Une cellule de surface de 10cm x 10 cm soit100 cm² et d'un rendement de 15% fournit dans ces conditions une puissance de 1,5 W.

La puissance est directement dépendante de la taille de la cellule et de sa technologie.

Pour un même rendement, une cellule deux fois plus grande fournira deux fois plus de puissance. Inversement, une cellule au rendement de 7,5% aura besoin de deux fois plus de surface pour offrir une puissance de 1,5 W.

Une cellule est caractérisée par une intensité et une tension. L'intensité dépend de la puissance du flux lumineux et de la taille de la cellule. La tension dépend principalement du matériau qui la constitue. Une cellule au silicium aura une tension de 0,5 – 0,6 V. Le seul moyen d'augmenter la tension est de monter les cellules en série.

Assemblées, les cellules forment un panneau photovoltaïque.

Le réchauffement d'une cellule conduit à une perte de puissance. Une cellule cristalline perdra ainsi environ 0,5% de sa puissance par °C. Les cellules à couche mince sont deux fois moins sensibles à cette perte de puissance (0,2% env.).

Un système photovoltaïque raccordé au réseau comprend donc les éléments suivants :

- Le générateur photovoltaïque
- Un boîtier de raccordement du générateur, qui assure des fonctions de protection des personnes vis-à-vis de l'usager et du réseau, de protection contre les surtensions des modules et de l'onduleur, des fusibles contre les surcharges des modules et des circuits électriques.
- L'onduleur, qui transforme le courant continu fourni par le générateur photovoltaïque en un courant alternatif ayant toutes les caractéristiques du courant alternatif délivré par le réseau électrique.

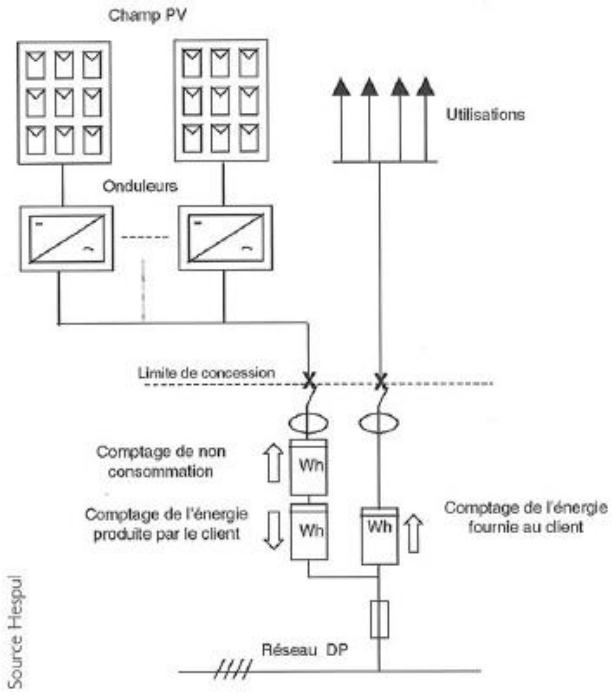


Figure 18 : Schéma simplifié d'un système photovoltaïque raccordé au réseau (Source Ademe)

F. 1. 2 - PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT D'UN CHAUFFE-EAU SOLAIRE

Un liquide (eau + antigel) circule entre un capteur exposé au soleil et un ballon de stockage. Dans le ballon, le liquide traverse un échangeur thermique et réchauffe l'eau chaude sanitaire. Dans les Hauts de France, le soleil ne suffit pas à faire circuler l'eau par convection, une pompe entraîne donc le liquide vers le capteur. Un système de régulation permet de mesurer la différence de température entre le capteur et le ballon, et de bloquer la circulation s'il fait trop froid. Le système s'arrête aussi quand l'eau du ballon atteint 90 °C.

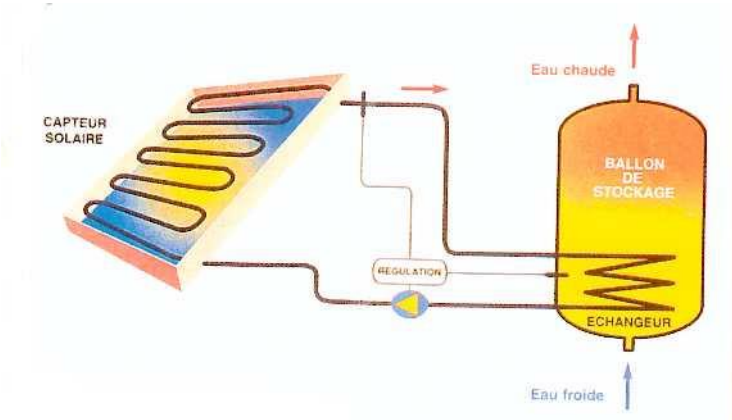


Figure 19 : Schéma de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire (Source Ademe)

Cependant, le chauffe-eau solaire ne permet pas de produire l'eau chaude sanitaire toute l'année. Un système d'appoint (au fuel, au bois ou électrique) est donc nécessaire. Celui-ci se déclenche si l'eau du ballon n'est pas assez chaude.

Certains équipements solaires peuvent couvrir aussi - quand ils sont conçus et dimensionnés en conséquence - une partie des besoins de chauffage des locaux concernés. Il s'agit des "Systèmes Solaires Combinés". Plus complexes et coûteux que les chauffe-eaux solaires individuels, plus délicats à concevoir et

installer, les SSC sont le plus souvent prescrits dans le cadre d'un projet neuf.

Différents types de capteurs solaires existent [8]:

- **les capteurs plans** : ils peuvent atteindre des températures de chauffe de 50 à 80 °C lorsque les déperditions thermiques sont limitées en face avant du capteur par une protection (vitre, plexiglas, polycarbonate, etc.) ;
- **les capteurs à tubes sous vide** : le vide assure une isolation limitant les déperditions de chaleur par rayonnement et convection. Ce type de capteur est plus spécifiquement adapté aux applications nécessitant de hautes températures, en particulier dans les procédés industriels. Leur température de chauffe dépasse les 100-120 °C. Cependant, il existe des capteurs à tubes sous vide particulièrement adaptés à la production d'eau chaude sanitaire (ECS) avec des températures de chauffe de l'ordre de 60-85 °C ;
- **les capteurs à concentration** : ces capteurs sont plutôt utilisés dans le contexte d'applications industrielles, pour l'obtention de températures supérieures à 120 °C, ou pour la production d'électricité.

Les capteurs plans et capteurs à tubes sous vide sont **les mieux adaptés aux applications de chauffage et de production d'ECS**. La surface totale nécessaire de capteurs est variable selon la surface des locaux à chauffer, les besoins d'ECS à satisfaire (nombre d'occupants) et la qualité de l'isolation existante.

F. 2 - GISEMENT BRUT

L'ensoleillement du territoire et les données météorologiques constituent le gisement brut de la filière solaire thermique et photovoltaïque. Ces données servent de base au calcul du productible des installations solaires thermiques et photovoltaïques.

L'étude Axenne se base sur les données issues de la base de données HelioClim-1 calculées à partir des images du satellite Meteosat, de 1985 à 2005. La grille a une résolution de 20km. Ces données ont permis à Axenne de dresser la cartographie du gisement solaire sur l'ensemble du territoire. Les données de température utilisées sont celles de Lille.

Pour illustration, la cartographie de l'ensoleillement sur le Pays Cambrésis est présentée page suivante.

Les départements du Nord et du Pas-de-Calais sont ceux dont le potentiel solaire est le moins important de France. Il oscille autour des **1000 kWh/m².an** alors qu'il peut atteindre les 2000 kWh/m².an dans le sud de la France.

Sur les communes du Pays Cambrésis, l'ensoleillement moyen pris en compte varie entre 1005 et 1017 kWh/m²/an.

[8] Source : Ademe

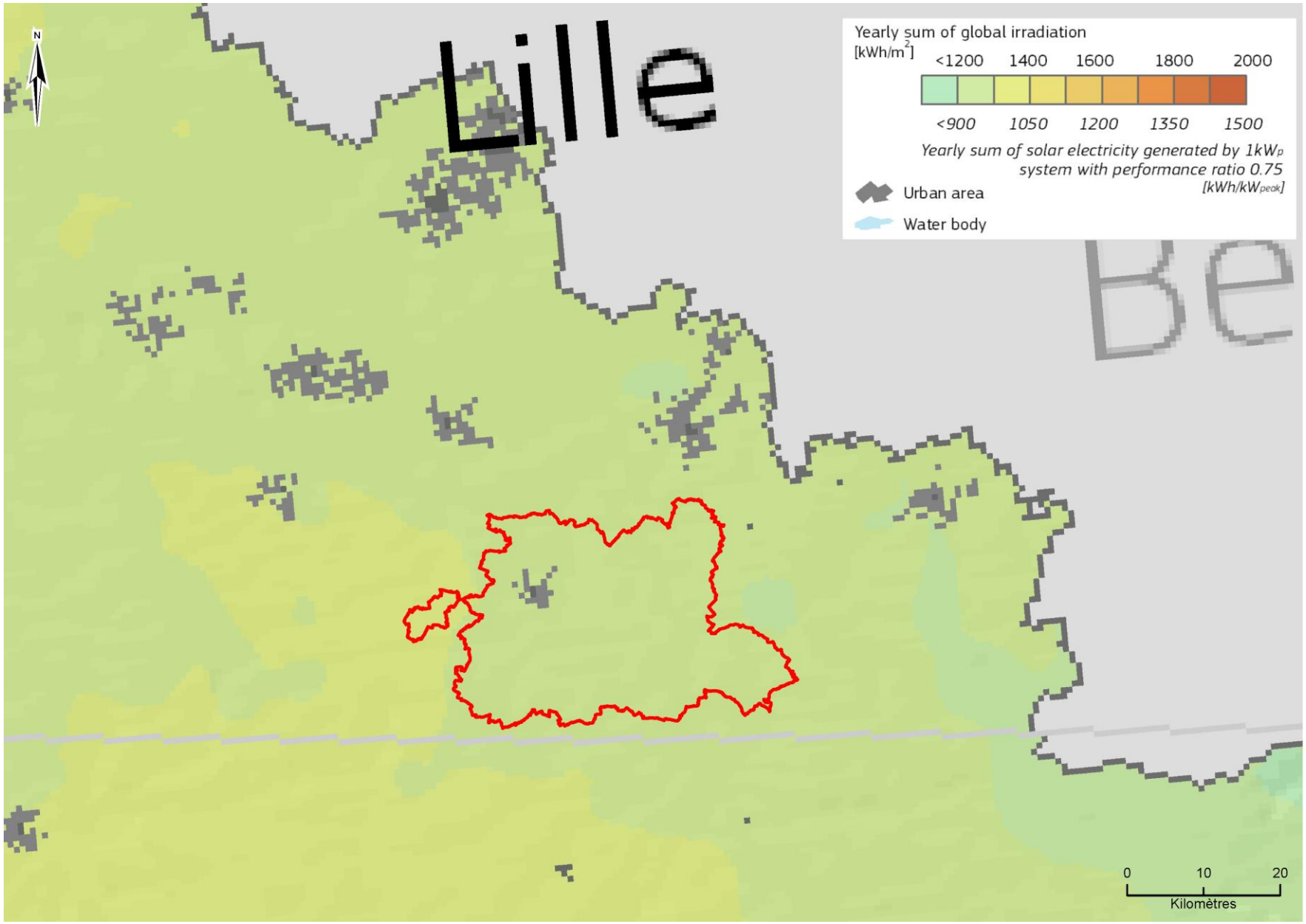


Figure 20 : ensoleillement en kWh/m²/an

F. 3 - **GISEMENT NET**

Les gisements nets représentent toutes les installations qu'il serait possible de réaliser sur les bâtiments existants et toutes les installations que l'on pourrait réaliser chaque année sur les constructions neuves, en ayant exclu toutes celles qui ne peuvent l'être, compte tenu des contraintes réglementaires, techniques et patrimoniales.
Pour chaque typologie d'installation, on tient compte :

- des contraintes liées au patrimoine culturel (sites classés, sites inscrits, secteur sauvegardé, monuments historiques, etc.),
- des enjeux sur les risques naturels (mouvement de terrain, zone d'aléa d'inondation, etc.) pour les filières géothermie, les grandes centrales (photovoltaïque au sol et éolien),
- de la typologie des bâtiments (bâtiment industriel ou collectif ou maison d'habitation, type de toiture),
- du positionnement des bâtiments (orientation, ombre portée d'un bâtiment sur l'autre, etc.),
- de la dynamique de construction pour les nouveaux projets,
- etc.

Les données utilisées pour atteindre le gisement net de chaque filière sont les suivantes :

- des données sur la production attendue pour les systèmes solaires thermiques et photovoltaïques,
- des données socio-économiques (typologie de chauffage et d'eau chaude sanitaire des logements),
- l'ensemble des contraintes environnementales, patrimoniales, urbanistiques et les risques naturels,
- etc.

L'ensemble de la méthode est disponible dans l'étude régionale.

Les chiffres présentent donc le potentiel maximal théorique et ne tiennent pas compte de la capacité financière des maîtres d'ouvrages, du nombre d'artisans en mesure de réaliser les travaux, des réglementations thermiques actuelles et futures, etc.

Par exemple, pour les installations solaires thermiques de chauffage de l'eau chaude sanitaire dans les logements collectifs, cela revient à équiper tous les bâtiments ayant actuellement un chauffage collectif de l'eau chaude, dont les toitures sont bien orientées et non masquées et qui ne sont pas dans un périmètre protégé au titre du patrimoine culturel (monument historique, site classé, etc.).

Ces chiffres sont donc par nature surévalués et représentent le nombre purement théorique d'installations potentielles sur l'ensemble du territoire en ne tenant compte que de la faisabilité technique et des autres contraintes.

Ils sont toutefois intéressants puisqu'ils permettent d'identifier quelle part chaque filière est en mesure d'atteindre dans le cadre des engagements européens en se plaçant dans une position extrêmement favorable.

Les gisements nets présentés ci-après sont repris directement de l'étude régionale Axenne, actualisée par l'Observatoire Climat des Hauts de France en 2015, sauf pour le gisement photovoltaïque sur habitation individuelle.

En effet, l'étude 2010 s'était appuyée sur la réglementation en vigueur, avec un tarif d'achat plafonné aux installations de 3 kWc, chiffre qui avait été retenu comme puissance moyenne.

Or le tarif d'achat a été revu en février 2013, avec un plafond désormais fixé à 9 kWc. Si le parc actuel français compte 294 000 centrales de puissance < 3kWc pour 78 000 comprises entre 3 et 9 kWc, la répartition des nouveaux projets 2018 a évolué. La totalité (<3kWc et 3 à 6 kWc) pèse 40 MW pour 8800 installations, soit une puissance moyenne de 4,5 kWc.

Pour les projets en file d'attente non raccordés, la répartition est la suivante :

- 7 356 centrales < 3 kWc (20 MW)
- 8 621 centrales de 3 à 9 kWc (62 MW).

Soit sur l'ensemble de ces 2 catégories, une P moyenne de 5,125 kWc.

Afin d'estimer le gisement net, **une puissance moyenne de 5 kWc sera donc retenue pour les installations photovoltaïques sur maison individuelle.**

F. 3. 1 - GISEMENT SOLAIRE THERMIQUE POUR LE PAYS CAMBRESIS

Le gisement solaire thermique net sur le territoire est ainsi estimé à 85 GWh par an, pour une surface équipable de 221 000 m².

Le potentiel est essentiellement sur les maisons individuelles (98% de la production).

Solaire thermique	Nombre d'installations	Surface en m²	Production annuelle en MWh/an
Maisons individuelles	43 431	217 155	83 181
Logements collectifs	17	1 588	670
Bâtiments tertiaires	39	2 449	1 224
Piscines	11	513	154
Total	43 498	221 705	85 229

Tableau 15 : gisement net en solaire thermique

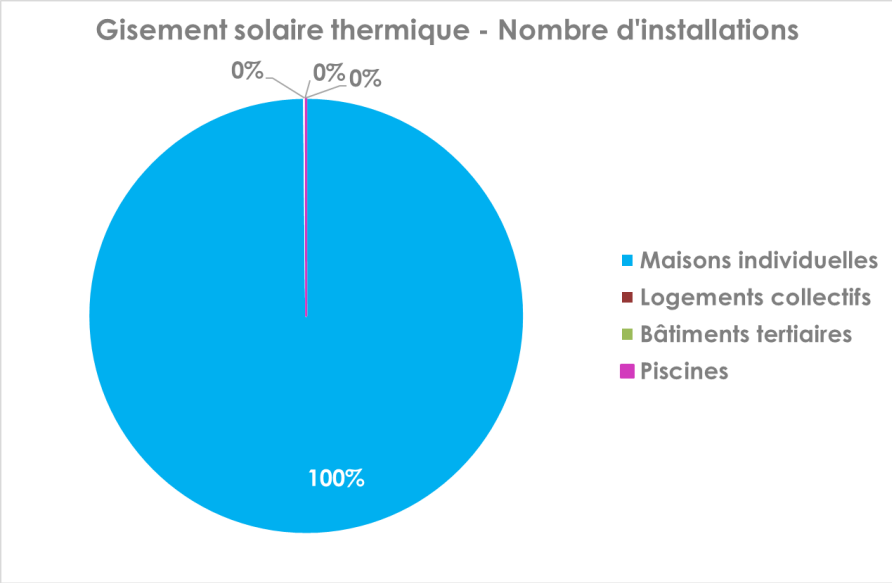


Figure 21 : gisement solaire thermique net : nombre d'installations

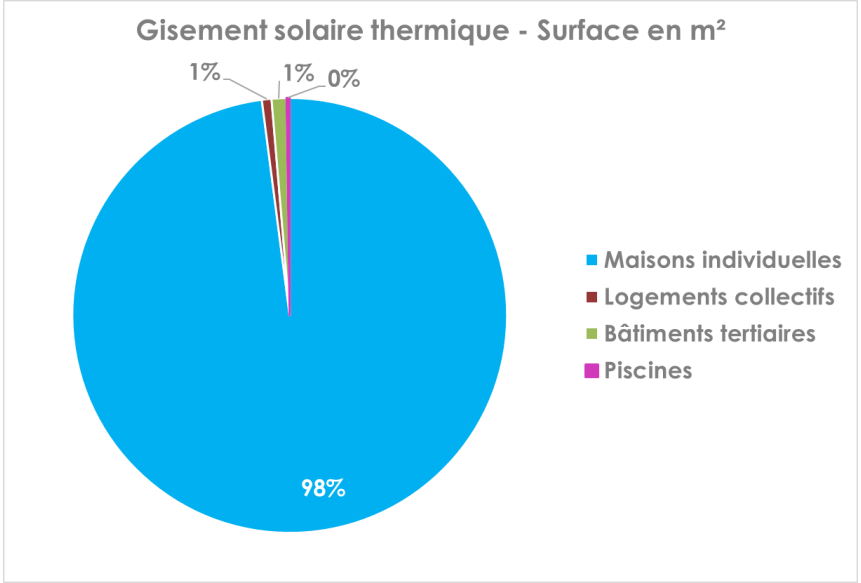


Figure 22 : gisement solaire thermique net : surface en m²

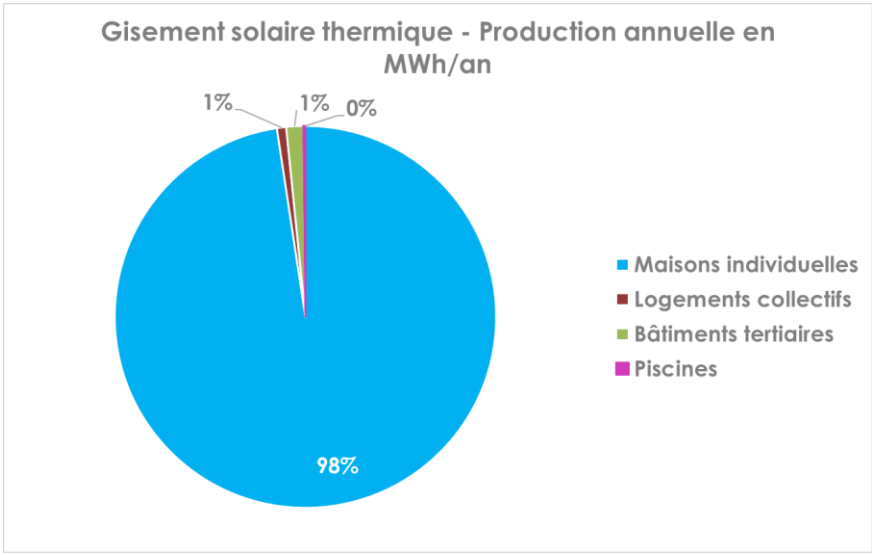


Figure 23 : gisement solaire thermique net : production en MWh

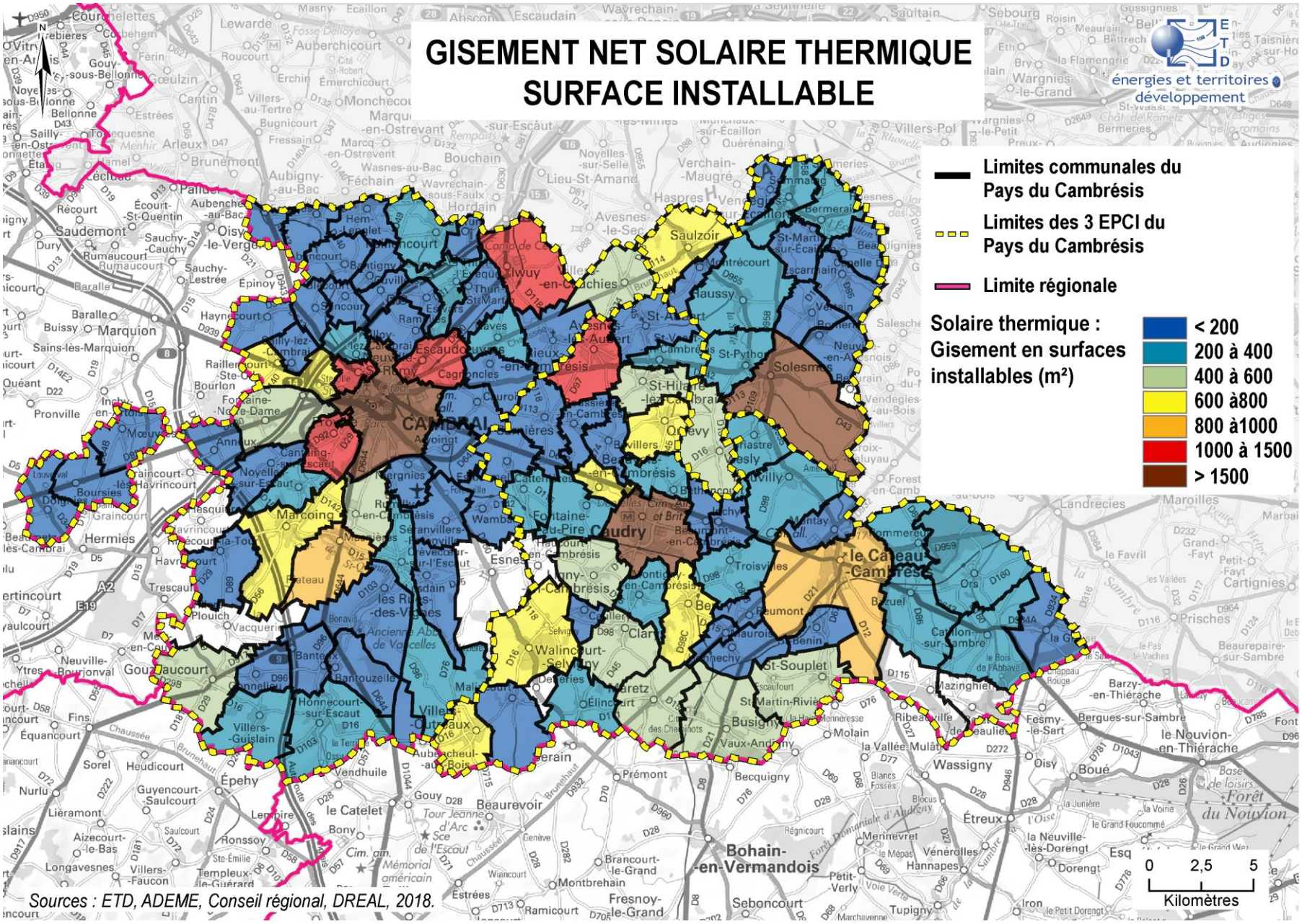


Figure 24 : surfaces installables en solaire thermique par commune

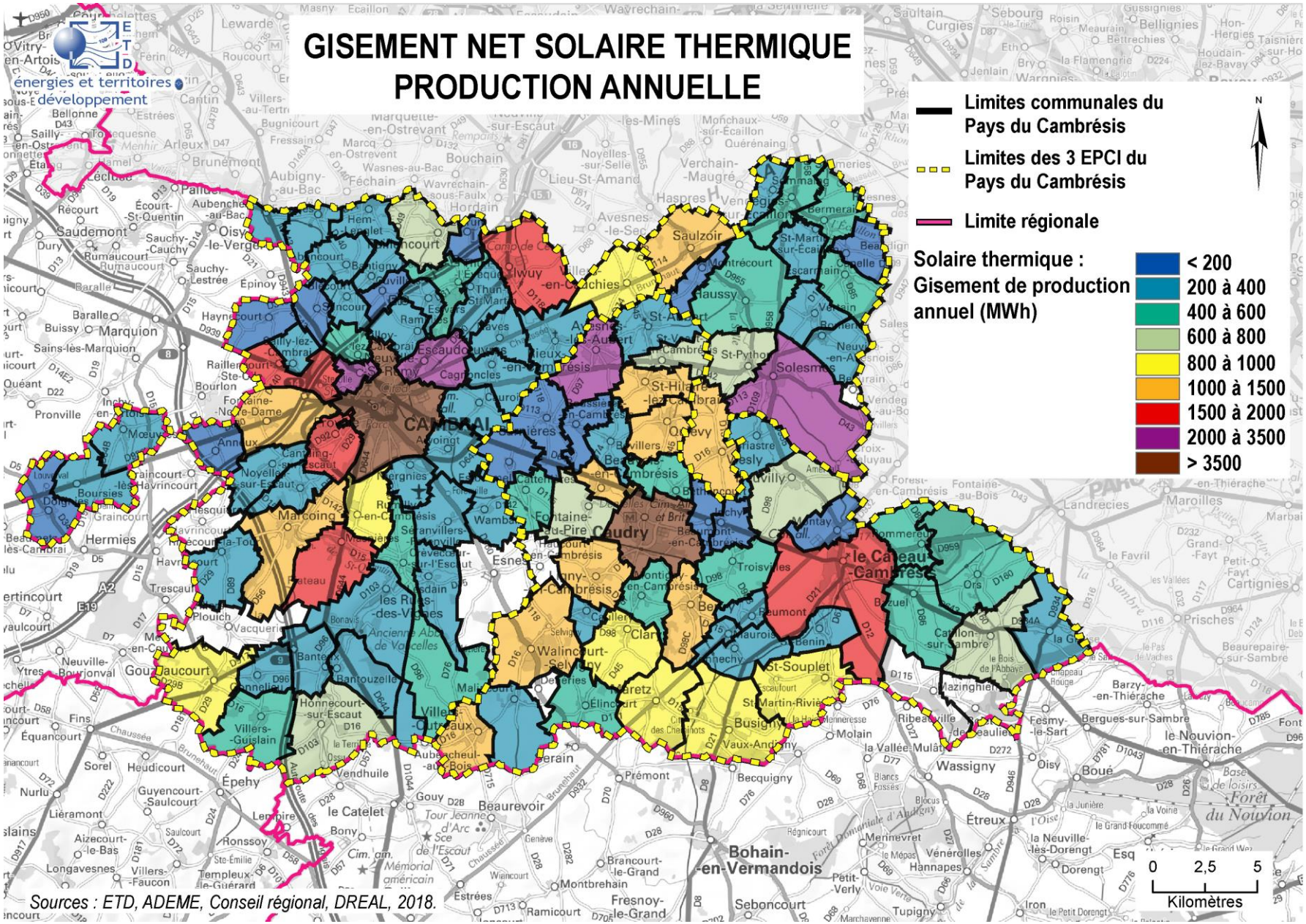


Figure 25 : gisement net solaire thermique – production en MWh par commune

F. 3. 2 - GISEMENT SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE SUR TOITURE POUR LE PAYS CAMBRESIS

Le gisement solaire photovoltaïque net sur le territoire est estimé à 270 GWh par an, pour une surface installable de 309 000 m².

Solaire photovoltaïque	Nombre d'installations	Gisement net global (kWc)	Production annuelle en MWh/an
Maisons individuelles	40 268	201 340	176 000
Logements collectifs	2 898	57 959	50 715
Enseignement et équipements sportifs	37	1 871	1 647
Toitures industrielles et commerciales	594	118 871	104 012
Toitures agricoles	45	8 918	7 804
Ombrières de parking	?	1 168	1 022
Total	43 842	390 128	341 371

Tableau 16 : gisement net en solaire photovoltaïque

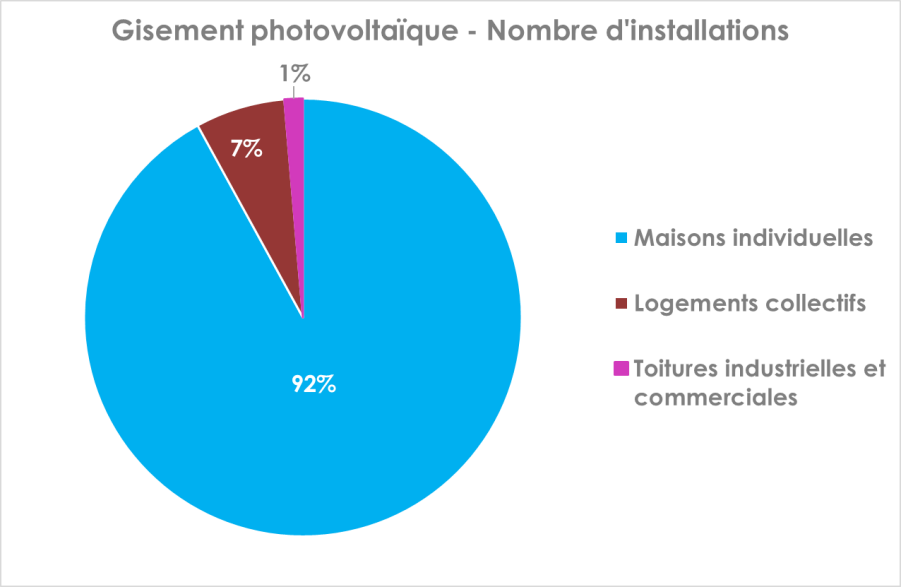


Figure 26 : gisement photovoltaïque net : nombre d'installations

Un potentiel diffus important apparaît donc, avec un grand nombre d'installations possibles sur maisons individuelles (92%) et logements collectifs (7%).

En termes de puissance installable, les maisons individuelles représentent 52% des kWc, suivis par les toitures industrielles et commerciales avec 30%. Les logements collectifs représentent 15% des surfaces aménageables, et les toitures agricoles 2%.

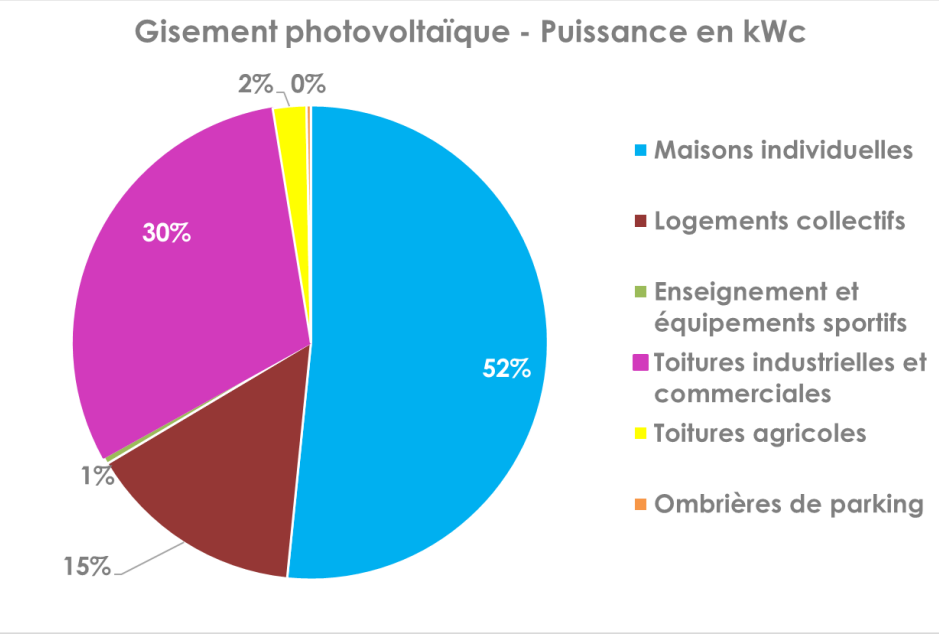


Figure 27 : gisement photovoltaïque net : puissance installable

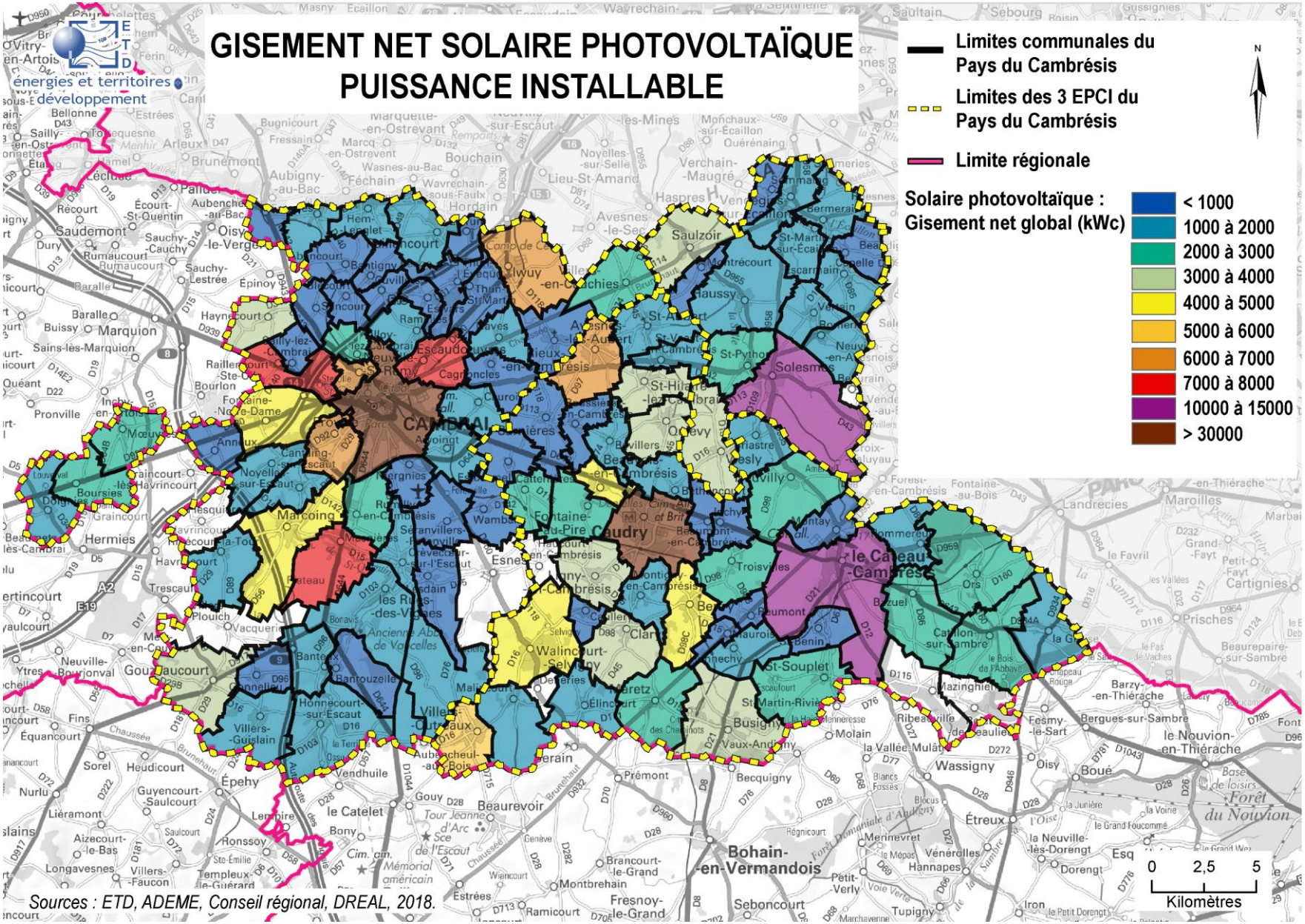


Figure 28 : Puissance photovoltaïque sur toiture installable par commune

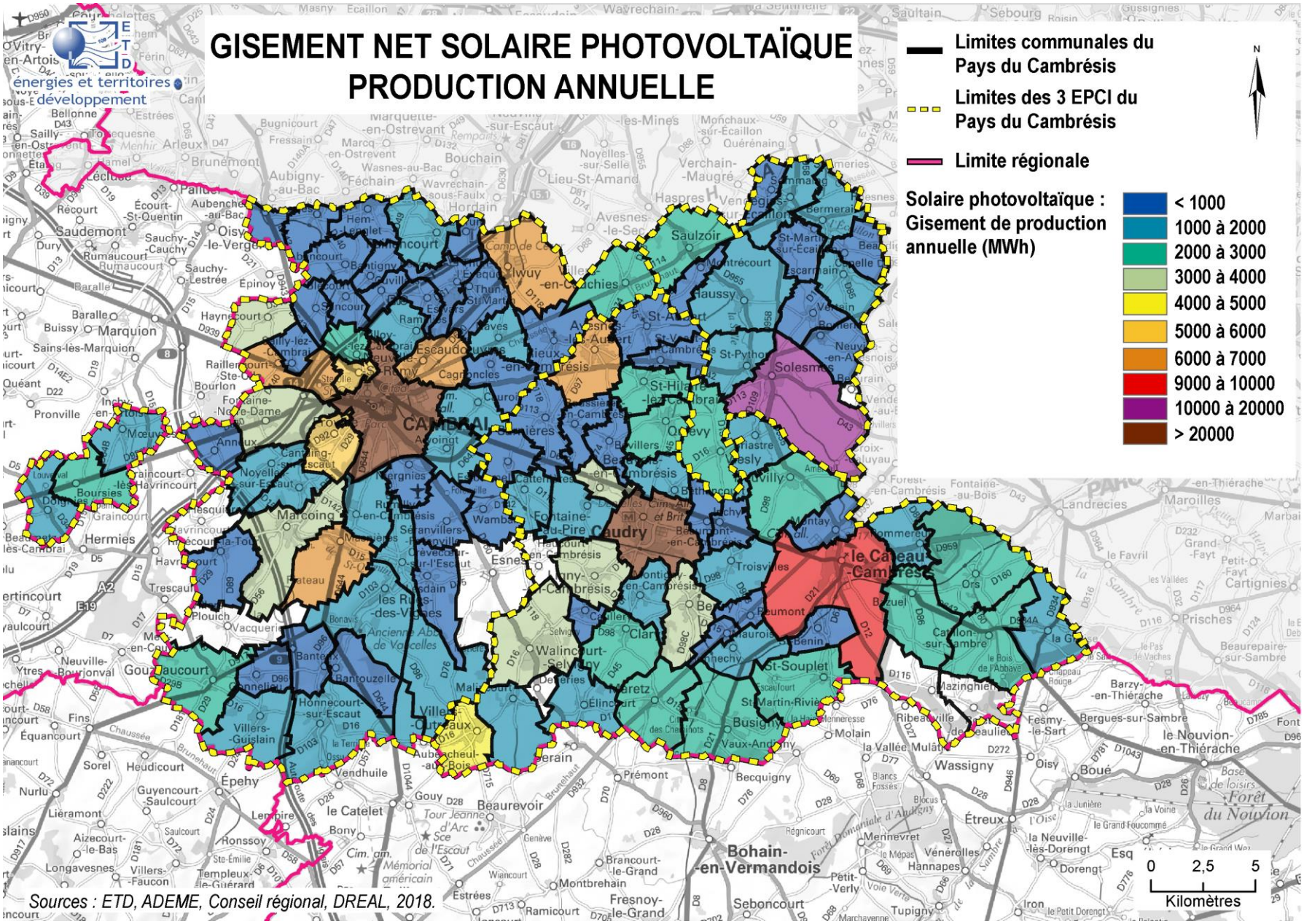


Figure 29 : gisement net photovoltaïque – production en MWh par commune

F. 3. 3 - GISEMENT SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AU SOL POUR LE PAYS CAMBRESIS

Dans le contexte de la région Nord Pas de Calais, les centrales solaires au sol sont envisagées uniquement sur des sols déjà artificialisés : friches industrielles, sols pollués, centres d'enfouissement…

Aucune donnée n'a pu être récupérée sur les friches industrielles sur le territoire du Pays.

En l'absence de données complémentaires, le gisement net en photovoltaïque au sol n'a pu être estimé.

F. 4 - PROJETS EXISTANTS

Aucun projet photovoltaïque ou solaire thermique sur toiture de grande ampleur n'a été identifié sur le territoire du Pays.

En revanche, 2018 a vu la mise en service d'une centrale photovoltaïque au sol de grande ampleur, sur l'ancienne base aérienne de Cambrai – Niergnies.

Raccordée le 26 juillet 2018, cette centrale comprend 208 158 panneaux de type cristallin, dont 35 688 sur tables mobiles (trackers) et 172 470 sur tables fixes) représentant une surface brute d'environ 33,3 hectares, et développant une puissance totale de **63,63 MW** sur une zone clôturée d'environ 92,5 hectares sur les communes de Niergnies et Seranvillers-Forenville. L'installation est scindée en deux parties distinctes (73,5 ha correspondant à 51,95 MW pour la partie ouest et 19 ha correspondant à 11,68 MW pour la partie est) et comporte soixante-quatre locaux techniques abritant des onduleurs et des transformateurs, et six postes de livraison.

G. 1 - REGLEMENTATION

G. 1. 1 - REGLEMENTATION APPLICABLE AU SOLAIRE THERMIQUE

Pour les bâtiments existants, une simple déclaration préalable est nécessaire, du fait de la modification de l'aspect extérieur du bâtiment, conformément à l'article R421-17 du Code de l'Urbanisme.

Dans le cas d'un bâtiment neuf, il est nécessaire le toit solaire dans la demande de permis de construire.

G. 1. 2 - REGLEMENTATION APPLICABLE AU PHOTOVOLTAÏQUE

L'installation de dispositifs photovoltaïques est soumise à plusieurs réglementations (code de l'urbanisme, de la construction, de l'environnement, droit électrique...) et nécessite d'effectuer un certain nombre de démarches préalables suivant le type de l'installation.

Outre les démarches à réaliser pour bénéficier d'un dispositif de soutien, l'implantation d'un dispositif photovoltaïque est soumise à la réalisation de trois types distincts de démarches :

G. 1. 3 - DEMARCHES AU TITRE DE L'URBANISME

INSTALLATIONS EN TOITURE :

Les règles sont similaires au solaire thermique.

Pour une intégration sur le bâti, Enedis demande la production d'un Certificat de Non Opposition à la Déclaration Préalable (article R 424-13 du code de l'urbanisme) afin de considérer la demande de raccordement comme complète.

INSTALLATIONS AU SOL :

Les centrales photovoltaïques au sol de puissance supérieure à 250 kWc sont soumises à permis de construire et doivent en ce sens être compatibles avec le document d'urbanisme communal.

G. 1. 4 - DEMARCHES AU TITRE DE L'ENVIRONNEMENT

Les installations au sol de puissance supérieure à 250 kWc sont soumises à étude d'impact environnemental et à enquête publique, pièces nécessaires à la délivrance de l'autorisation environnementale unique.

G. 1. 5 - DEMARCHES AU TITRE DE L'ELECTRICITE

Depuis le décret n°2016-687 du 27 mai 2016, **seules les installations photovoltaïques de puissance supérieure à 50 MW sont soumises à autorisation d'exploiter**. Les installations de puissance inférieure sont réputées autorisées et aucune démarche administrative n'est nécessaire.

Toute installation photovoltaïque de puissance inférieure à 250 kWc doit faire l'objet d'un **contrôle de conformité électrique** par l'organisme **Consuel** avant sa mise en service.

Les installations de puissance supérieure à 250 kWc doivent fournir un **certificat vierge de remarques** délivré par l'organisme ou du vérificateur agréé. Ces contrôles sont indispensables pour s'assurer que les installations ne présentent pas de risques électriques (court-circuit, électrocution...)

G. 2 - COUTS ET FINANCEMENT

G. 2. 1 - SOLAIRE THERMIQUE

D'après l'ADEME, le coût moyen du mètre carré installé est de 200 euros/m² pour une installation d'ECS ;

Le coût de l'énergie produite est compris entre 0,2 et 0,7 euros/kWh sans subvention.

Ces équipements peuvent bénéficier du crédit d'impôt pour les particuliers, et du fond chaleur pour les autres projets.

G. 2. 2 - PHOTOVOLTAÏQUE

Coûts d'investissement[9] :

Le coût total pour la fourniture et la pose d'une installation de panneaux solaires photovoltaïques peut varier suivant les équipements mis en œuvre, les garanties proposées et des difficultés de l'installation de panneaux solaires en toiture.

Sur maison individuelle, i**l faut compter entre 9 000 € TTC et 12 000 € TTC pour une installation de panneaux solaires de 3 kWc pour la vente à EDF en 2018** (y compris le prix du raccordement à EDF).

En ce qui concerne les installations photovoltaïques pour l'autoconsommation avec vente de surplus de l'électricité, il faut compter environ 10 000 € TTC (pour une simple installation photovoltaïque sans domotique, sans batteries avec mise en place des panneaux en sur imposition).

Les panneaux solaires photovoltaïques comptent pour 60 % de la facture, l'onduleur ou micro onduleur pour 15 %, les éléments de montage et la pose pour 25 % dans une installation de panneaux solaires reliée au réseau.

Les dernières années ont vu se produire une baisse spectaculaire du prix de production de l'électricité photovoltaïque. Le moteur principal de cette baisse a été la chute du prix du module photovoltaïque.

Son prix varie bien sûr selon la technologie employée, mais il est le même partout dans le monde. Si on se réfère par convention au prix d'un module « classique » au silicium, il a enregistré une baisse rarement vue dans l'industrie. Il est en 2016 autour de 0,40 € par watt de capacité installée sur le marché mondial. Il était de 24 € par watt en 1980 !

Le résultat est qu'il pèse peu sur les investissements de départ (entre 10 et 30 %) et encore moins sur le prix de l'électricité finale.

[9] Source : www.les-energies-renouvelables.eu et www.planete-energies.com

Financement

Le dispositif de soutien fait appel à deux mécanismes distincts suivant la puissance de l'installation :

TARIFS D'ACHAT EN GUICHET OUVERT :

Ces tarifs sont ajustés chaque trimestre, pour les installations sur bâtiments **de moins de 100 kWc**.

Toute installation photovoltaïque implantée sur bâtiment dont la puissance installée est inférieure à 100 kWc est éligible à l'obligation d'achat (arrêté tarifaire du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat pour la filière photovoltaïque).

Les tarifs d'achat sont auto-ajustables chaque trimestre en fonction du volume de demandes de raccordement déposées au cours des trimestres précédents pour tenir compte du progrès technologique.

Les tarifs diminuent de 5 % par an si le nombre de demandes de raccordement est conforme à la trajectoire cible. La trajectoire cible annuelle s'élève à 350 MW/an, conformément à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

Dans le cas de l'autoconsommation (et de l'éventuelle vente du surplus d'électricité produite, non consommée) l'arrêté du 9 mai 2017 prévoit une prime à l'investissement (exprimée en €/kWc installé), répartie sur les 5 premières années d'exploitation.

Actuellementle montant de la prime et le tarif de vente de l'électricité non consommée sont les suivants.

Puissance de l'installation	Montant de la Prime	Tarif d'achat de l'électricité non autoconsommée
Entre 36 et 100 kWc,	90 €/kWc	60 €/MWh
Entre 9 et 36 kWc,	190 €/kWc	
Entre 3 et 9 kWc,	290€/kWc	100 €/MWh
Inférieure ou égale à 3 kWc.	390 €/kWc	

Tableau 17 : tarifs d'achat en guichet ouvert

APPELS D'OFFRES :

Y sont soumises toutes les installations de plus de 100 kWc (sur bâtiments ou au sol).

Deux appels d'offres trisannuels portant sur la période 2017-2020 ont été lancés au cours de l'été 2016 :

- un appel d'offres pour des installations sur toitures de 100 kWc à 8 MWc de puissance unitaire.

  Ces appels d'offres prévoient un soutien sous forme de complément de rémunération pour les installations de puissance supérieure à 500 kWc. Un tarif d'achat est prévu pour les installations dont la puissance est comprise entre 100 et 500 kWc.

  On distingue ainsi deux familles d'installations en toiture :

- Famille 1 : Installations supérieures à 100 kWc et inférieures à 500 kWc, pouvant bénéficier d'un contrat d'achat. Les systèmes sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking sont éligibles.
- Famille 2 : Installations de 500 kWc à 8 MWc, pouvant bénéficier d'un contrat de complément de rémunération. Les systèmes sur ombrières de parking ne sont pas éligibles et doivent candidater à l'appel d'offres au sol.

La puissance cumulée appelée est de 75 MWc par famille pour chacun des 9 appels d'offres sur la période 2017-2019, soit un total prévu de 1 350 MWc.

- un appel d'offres pour des centrales au sol de 500 kWc à 17 MW ;

  Cet appel d'offres est composé de 3 familles :

- Installations au sol de puissance comprise entre 5 MW et 17 MW
- Installations au sol de puissance comprise entre 500 kWc et 5 MW
- Installations sur ombrières de parking de puissance comprise entre 500 kWc et 10 MW

  L'appel d'offres porte sur une puissance totale de 3 GW qui s'étend sur 6 périodes de candidature de 500 MW chacune entre janvier 2017 et juin 2019.

Enfin, en mars 2017 a été lancé un mécanisme de soutien par appel d'offres aux installations en toiture en autoconsommation, d'une puissance comprise entre 100 et 500 kWc.

L'appel d'offres porte sur une puissance totale de 450 MW sur l'ensemble des 9 périodes de candidature de 50 MW chacune entre septembre 2017 et mai 2020.

Les lauréats de cet appel d'offres bénéficieront d'un complément de rémunération pendant 10 ans, qui 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.

G. 2. 3 - RENTABILITE

Après la chute brutale des tarifs réglementés en 2010, notamment pour les centrales au sol, tous les projets photovoltaïques dans la région Hauts de France ont été abandonnés.

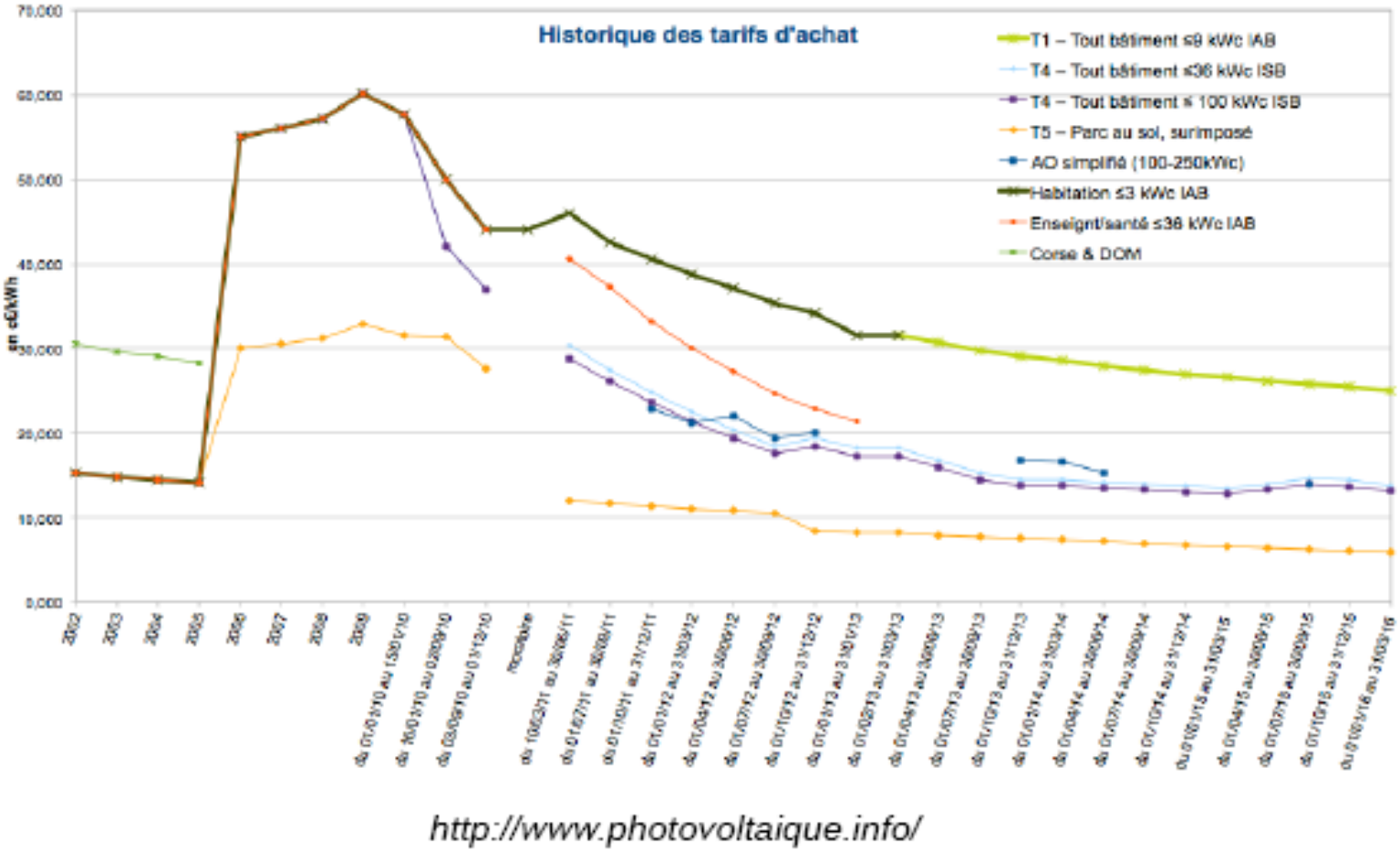
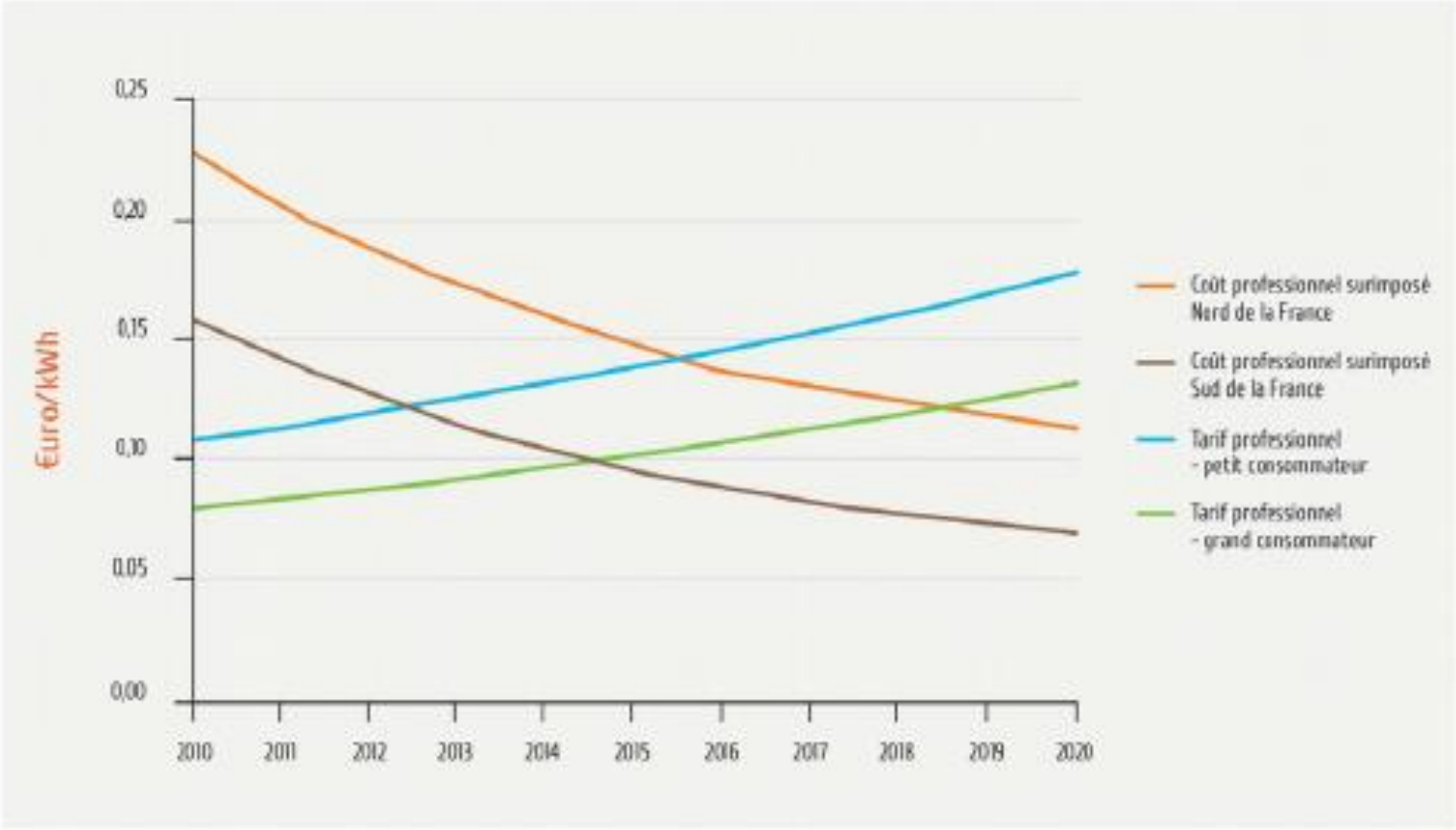


Tableau 18 : historique des tarifs d'achat de l'électricité (source Enercoop)

Les coûts de production du photovoltaïque sont cependant en baisse constante, avec une division par deux depuis 2010.

Le graphique ci-dessous montre l'évolution de prix de revient de l'électricité photovoltaïque, et l'évolution des tarifs d'achat de l'électricité, hors aides de l'état.

Celui-ci montre que la baisse du coût de production permet d'atteindre en 2018 la rentabilité des projets dans le nord de la France.



Source : SER-SOLER, 2013

Tableau 19 : évolution des coûts et des tarifs de l'électricité (source Enercoop)

G. 3 - POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

G. 3. 1 - SOLAIRE THERMIQUE

L'étude Axenne réalisée en 2009 avait estimé des potentiels de développement à l'horizon 2020 et 2050, sur la base d'un objectif détaillé par type de système solaire thermique et par type de bâtiment.

Le potentiel de développement à l'échelon régional était alors estimé à 9% à l'horizon 2020 et 20% à l'horizon 2050.

Ces objectifs, déclinés à l'échelle du Pays Cambrésis correspondaient pour 2020, du fait de la structure du bâti sur le territoire, à un développement de 10% du gisement net.

Ce potentiel apparaît très nettement surestimé. Si le chauffage solaire s'est un peu déployé sur le neuf, il l'a très peu été sur le bâti existant.

Il n'existe aujourd'hui pas de dynamique régionale autour du chauffage solaire. La tendance est de privilégier la réduction globale des consommations d'énergie.

Nous proposons donc de revoir l'estimation du potentiel solaire thermique sur la CAVM ainsi :

- 10% du gisement net à l'horizon 2030
- 20% du gisement net à l'horizon 2050

Le potentiel de développement estimé est alors le suivant.

Solaire thermique	Gisement net Production annuelle en MWh/an	Potentiel 2030 %	Potentiel 2030 Production annuelle MWh/an	Potentiel 2050 %	Potentiel 2050 Production annuelle MWh/an
Maisons individuelles	83 181	9	7 486	20	16 636
Logements collectifs	670	9	60	20	134
Bâtiments tertiaires	1 224	9	110	20	245
Piscines	154	9	14	20	31
Total	**80 184**	**10%**	**7 671**	**20%**	**17 046**

Tableau 20 : estimation du potentiel de développement à l'horizon 2030 et 2050, solaire thermique

G. 3. 2 - SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EN TOITURE

L'étude Axenne réalisée en 2009 avait estimé des potentiels de développement à l'horizon 2020 et 2050, sur la base d'un objectif détaillé par type de bâtiment et pour le solaire au sol.

Le potentiel de développement à l'échelon régional était alors estimé à 11% du gisement net à l'horizon 2020 et 27% à l'horizon 2050.

Ces objectifs, déclinés à l'échelle du Pays Cambrésis, correspondaient pour 2020, du fait de la structure du bâti, à un développement de seulement **4% du gisement net**.

En 2015, la moitié de cet objectif est atteint puisque la production annuelle électrique représente 5650 MWh soit 2,5% du gisement estimé.

Cependant, le potentiel sur les toitures agricoles semble nettement surestimé. Il correspondait à un contexte économique particulièrement favorable à ces installations, ce qui n'est plus le cas actuellement

Le potentiel sur les toitures agricoles a donc été ramené à celui des toitures industrielles, soit 4% pour 2020, 6,5% pour 2030 et 19% pour 2050.

Le potentiel de développement estimé sur les toitures est présenté dans le tableau suivant.

Il correspond à 4% du gisement total en 2030 et 11% en 2050.

Solaire photovoltaïque	Nombre d'installations	Gisement net global (kWc)	Production annuelle en MWh/an	Potentiel 2030	Potentiel 2030	Potentiel 2050	Potentiel 2050
				%	Production annuelle MWh/an	%	Production annuelle MWh/an
Maisons individuelles	40 268	120 804	105 703	0,7	740	1,6	1 691
Logements collectifs	2 898	57 959	50 715	2,3	1 166	4,0	2 029
Enseignement et équipements sportifs	37	1 871	1 647	3,3	54	12,0	198
Toitures industrielles et commerciales	594	118 871	104 012	6,5	6 761	19,0	19 762
Toitures agricoles	45	8 918	7 804	6,5	507	19,0	1 483
Ombrières de parking	?	1 168	1 022	8,5	87	24,0	245
Total	**43 842**	**309 592**	**270 902**	**3,4%**	**9 316**	**9,4%**	**25 408**

Tableau 21 : estimation du potentiel de développement à l'horizon 2030 et 2050, solaire photovoltaïque

G. 3. 3 - SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE AU SOL

En l'absence de données sur le gisement net, une estimation a été faite sur la base de 6 fois la production de la centrale de Niergnies. En tenant compte des progrès technologiques, la surface occupée serait inférieure.

Gisement / L'éolien

L'estimation du gisement ci-après concerne le grand éolien, c'est-à-dire les éoliennes de plus de 50m de mât.

Pour le petit éolien (hauteur du mât inférieure à 12m), les technologies existantes et l'absence de vent à faible altitude rendent le gisement négligeable.

Concernant le moyen éolien, entre 12 et 50m de hauteur de mat, les contraintes sont moins importantes que pour le grand éolien.

Mais il n'existe aujourd'hui aucun retour d'expérience significatif pour des projets d'envergure.

Ceci ne signifie pas qu'aucune implantation de petite ou moyenne éolienne n'est possible, mais ces implantations n'auront aucun impact significatif sur le bilan énergétique du territoire.

A - LES TECHNOLOGIES

Une éolienne est constituée des éléments principaux suivants :

- un rotor, constitué du moyeu, de trois pales et du système d'orientation des pales (1)
- une nacelle supportant le rotor, dans laquelle se trouvent des éléments techniques indispensables à la création d'électricité (train d'entraînement, éventuellement multiplicateur, génératrice, système d'orientation, …) (2)
- un mât maintenant la nacelle et le rotor (3) ;
- une fondation assurant l'ancrage de l'ensemble (4) ;
- un transformateur (dans le mât ou semi-enterré au pied de l'éolienne) et une installation de commutation moyenne tension.

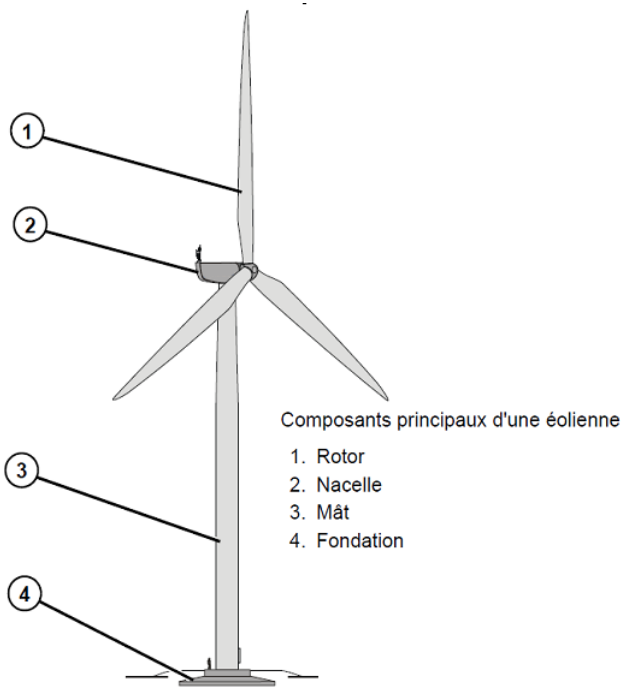


Figure 30 : Dénomination des différents éléments d'une éolienne

B - **GISEMENT BRUT**

SOURCE DE DONNEES

Atlas éolien du Nord Pas de Calais

Le gisement éolien a été évalué à l'échelle de la région Nord Pas de Calais lors de l'élaboration du Schéma Régional Eolien.

Sur le territoire, le gisement apparaît compris entre 220 et 240 W/m² à 50m d'altitude.

Ce gisement est certes plus faible que sur la côte, mais il reste suffisant pour assurer la rentabilité d'un projet éolien, comme l'ont montré les nombreux projets développés dans l'est de la région depuis plusieurs années.

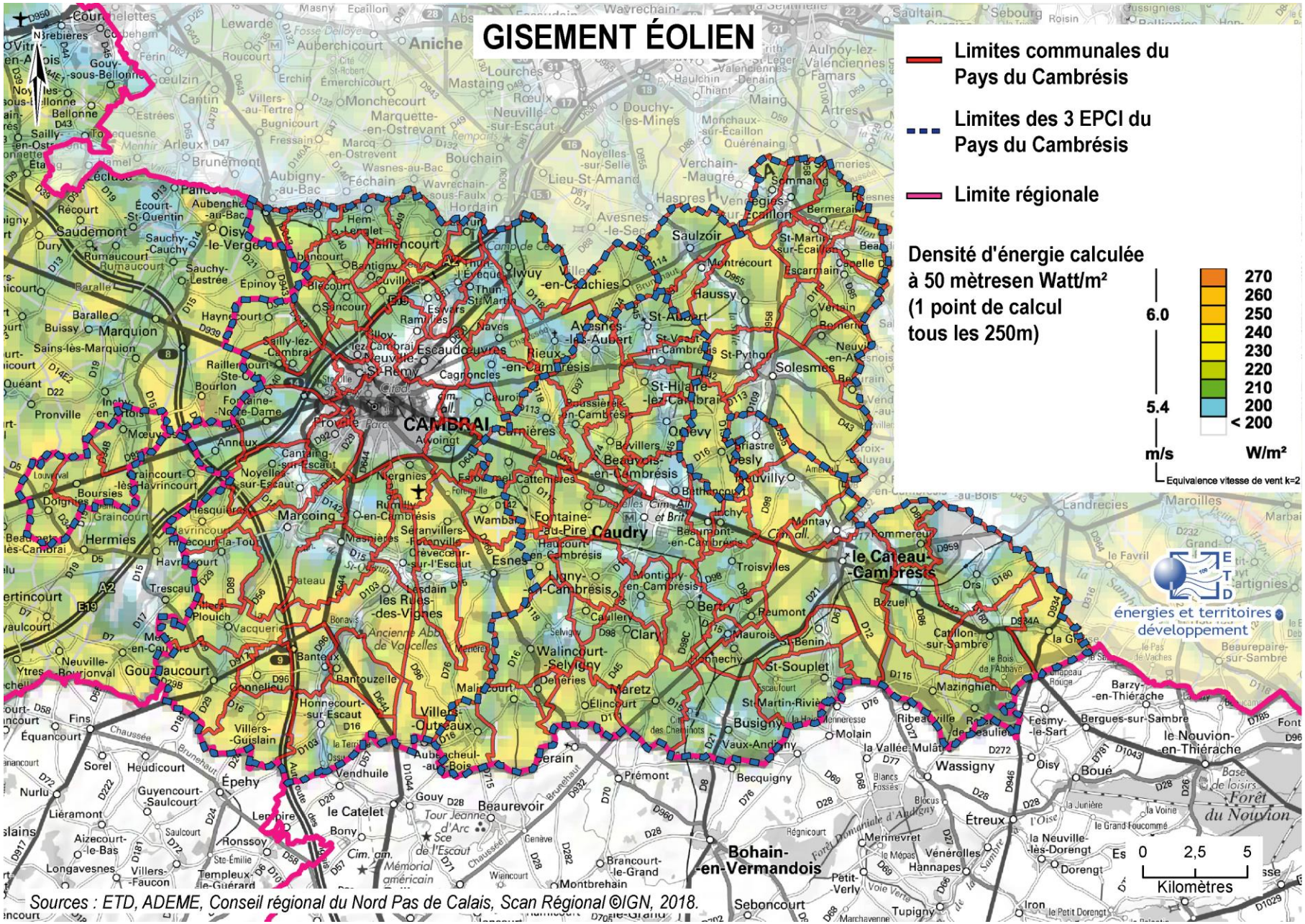


Figure 31 : gisement éolien

C - GISEMENT NET

SOURCES DE DONNEES

Schéma Régional Eolien du Nord Pas de Calais

DREAL : état des lieux des projets éoliens

Le territoire du Cambrésis s'avère particulièrement favorable à l'éolien : vastes espaces agricoles de plateau, habitat groupé en petits villages séparés les uns des autres par des plaines agricoles, faible présence des milieux naturels…

Pendant longtemps, les projets éoliens ont cependant été bloqués par la base aérienne de Cambrai Epinoy et par l'aérodrome de Cambrai-Niergnies.

La disparition de la base et de l'aérodrome a libéré l'ensemble des espaces.

En l'absence de schéma éolien validé sur le territoire, le développement des projets s'est effectué de manière relativement anarchique.

Il n'existe pas à ce stade de planification de l'éolien sur le territoire. Le Pays est entré dans une logique de négociation avec des porteurs de projets, afin que les communes puissent participer à l'investissement dans les projets éoliens, et que ceux-ci soient ainsi source d'un véritable développement économique local.

Il est donc assez difficile d'établir un gisement net, car celui-ci dépendra de l'acceptation des populations locales face aux projets.

Dans le cadre du schéma régional éolien, les zones favorables avaient été identifiées.

Sur le territoire, la vallée de l'Escaut apparaît comme une zone à préserver, du fait des enjeux paysagers et écologiques associés. Le reste du territoire apparaît favorable à l'éolien. (cf. carte page suivante).

Le SRE envisageait, pour la partie est de la vallée de l'Escaut, un potentiel de 40 à 60 éoliennes, pour environ 150 MW.

Le fait est qu'actuellement, près de 150 d'éoliennes sont déjà en instruction (cf. partie sur les projets). Ces projets étant plus récents que dans le reste de la région, les éoliennes ont souvent une puissance moyenne de 3 MW, soit plus de 450 MW. Le nombre de projets dans les prochaines années pourrait encore doubler.

De ce fait, le gisement net maximal est estimé à environ 300 éoliennes. D'ici 2050, le renouvellement des éoliennes permettrait d'implanter des machines de 4 à 5 MW, soit un gisement net maximal qui pourrait être de l'ordre de 1 500 MW soit 3000 GWh !

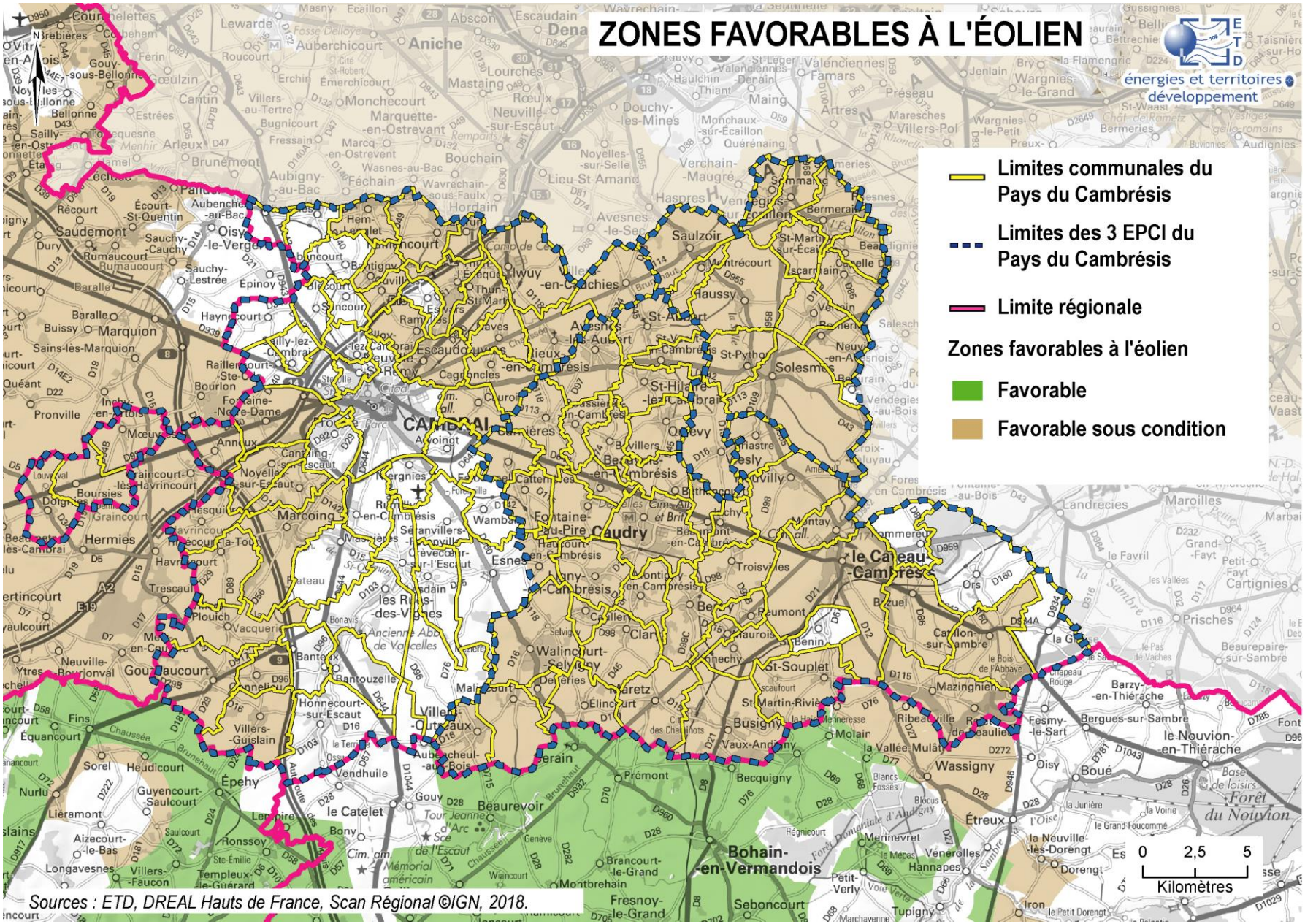


Figure 32 : zones favorables à l'éolien, Schéma Régional Eolien

D - **PROJETS EXISTANTS**

En 2016, 21 éoliennes étaient construites, pour une production totale de 51 GWh. Cependant, ces éoliennes n'avaient pas produit sur une année complète.

En comptant l'ensemble des éoliennes construites en septembre 2018, on obtient 44 éoliennes pour plus de 130 MW, soit une production de 260 GWh.

Les éoliennes accordées représentent déjà 54 éoliennes, pour 160 MW et 320 GWh environ.

Les projets déjà actés représentent ainsi presque 100 éoliennes, pour 580 GWh.

A ceux là s'ajoutent les projets en instructions, pour de nouveau une cinquantaine d'éoliennes, soit 150 MW et 310 GWh supplémentaires.

Ces différents projets sont présentés sur la carte page suivante.

Enfin, de nombreux projets sont encore en cours de développement sur le territoire.

E - **REGLEMENTATION**

Aux termes de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite loi "ENE"), les projets éoliens dont les éoliennes présentent un mât d'une hauteur supérieure à 50 mètres sont soumis au régime d'autorisation au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE). Ils figurent à la rubrique 2980 de la nomenclature des installations classées (annexe à l'article R511-9 du code de l'environnement).

Les éoliennes doivent en outre respecter une distance d'éloignement aux constructions à usage d'habitation, aux immeubles habités et aux zones destinées à l'habitation définies dans les documents d'urbanisme opposables en vigueur au 13 juillet 2010 (article L515-44 du Code de l'environnement). Cette distance est au minimum de 500m.

L'article R122-2 du code de l'environnement prévoit que l'ensemble des projets relevant du régime d'autorisation au sens des ICPE fait l'objet d'une étude d'impact.

La procédure d'autorisation des installations classées comporte en outre la réalisation d'une enquête publique (article R. 123-1 et suivants du code de l'environnement).

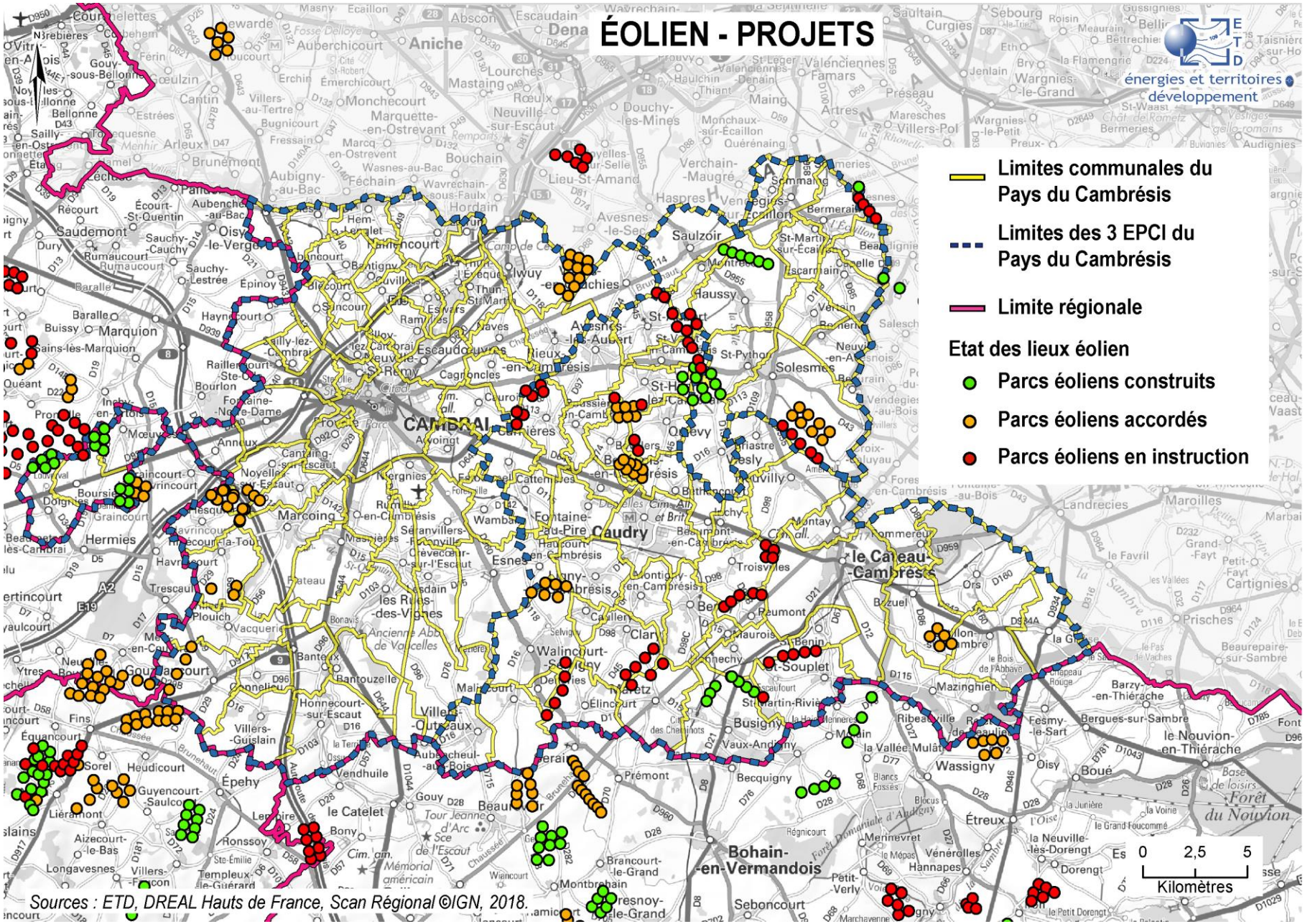


Figure 33 : carte des projets éoliens construits, accordés et en instruction

F - **POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT**

Comme expliqué précédemment, le potentiel de développement est fort sur le territoire, d'autant qu'il est associé à une volonté locale importante.

A l'horizon 2030, un potentiel de développement d'environ 200 éoliennes semble réaliste (50 de plus que les éoliennes aujourd'hui construites, accordées et en instruction). Sur la base d'éoliennes de 3 MW, on atteint ainsi 600 MW et 1200 GWh.

A l'horizon 2050, la majorité des éoliennes sera remplacée, par des nouvelles machines plus puissantes, mais aussi plus grandes. On peut estimer que la tendance sera de diminuer le nombre d'éoliennes. Dans ce cadre, le potentiel peut être estimé à environ 150 éoliennes de 5 MW, soit 750 MW et 1500 GWh.

Cependant, l'atteinte de ce potentiel de développement est conditionnée à la volonté locale. La réalisation d'un schéma de développement éolien à l'échelle de l'ensemble du territoire permettrait d'assurer la cohérence du développement de l'éolien et de faciliter son acceptation.

Rappelons aussi que les consommations d'électricité du territoire sont de l'ordre de 1000 GWh actuellement. Le territoire serait ainsi exportateur net d'électricité.

G - Gisement / la géothermie

G. 1 - QU'EST-CE QUE LA GEOTHERMIE ?

- **L'utilisation de la chaleur générée par la Terre** pour le chauffage ou la production d'électricité : en Haut-de-France, cette valeur varie de 40 à 100mW/m².

  La température augmente avec la profondeur.

  Le gradient géothermique moyen (qui donne l'augmentation de température en fonction de la profondeur) est de 30°C/Km, mais cette valeur est susceptible de varier selon le contexte local.

- L'utilisation de l'énergie **accumulée** dans la terre, qu'elle soit stockée dans l'eau des aquifères ou directement dans les terrains, pour l'amener à la surface.

  En surface, elle est souvent issue des eaux d'infiltration.

  A 10 mètres de profondeur, la température moyenne est de 10 à 12° et est quasi constante sur l'année.

On définit classiquement trois types de géothermie :

	Géothermie Haute Energie	Géothermie Basse Energie	Géothermie Très Basse Energie Ou Géothermie de Minime Importance
Profondeur	Jusqu'à 5000 mètres sauf contextes particuliers	De 500 à 2000 m	De 0 à 500m
Température	> 150°C	De 30 à 90°C	< 30°C
Coût	8 à 25 M€	4 à 10 M€	< 4M€
Production d'énergie	Production d'électricité	Chauffage	Chauffage et refroidissement
Usages	Centrales électriques	Groupe de bâtiments, réseaux de chaleur Chauffages de serres agricoles, pisciculture…	Logements individuels, habitat collectif et tertiaire
Exemples	Islande, Guadeloupe, fossé rhénan	12 000 logements franciliens chauffés par la géothermie 100 projets de géothermie profonde en Hollande **Réseau de chaleur des Rives Créatives sur la CAVM**	

Tableau 22 : les différents types de géothermie, source ECOME

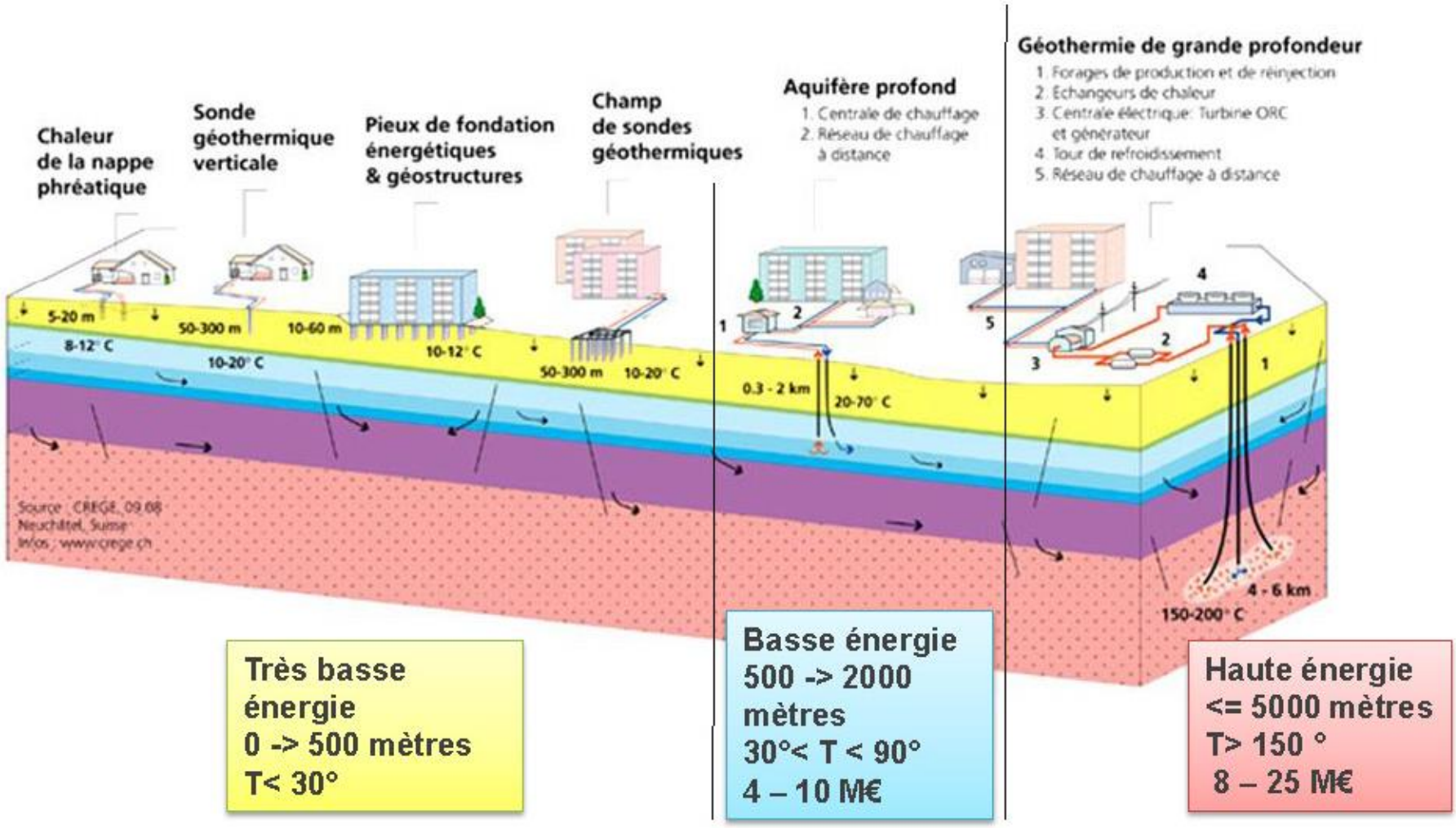


Figure 34 : les différents types de géothermie (Source Ecome)

G. 2 - **TECHNOLOGIES**

Les données suivantes sont extraites d'une présentation réalisée par le bureau d'étude Ecome lors de la journée Géothermie en Hauts de France, organisée par la mission géothermie, structure soutenue par l'ADEME Hauts de France.

G. 2. 1 - GEOTHERMIE BASSE ENERGIE

La géothermie basse énergie se déploie pour un groupe de bâtiment ou pour un réseau de chaleur et/ou de froid.

Un puit de forage pompe l'eau de la nappe jusqu'à un échangeur thermique, puis l'eau est réinjectée dans l'aquifère.

L'échangeur thermique sera pour sa part raccordé au réseau de distribution de chaleur.

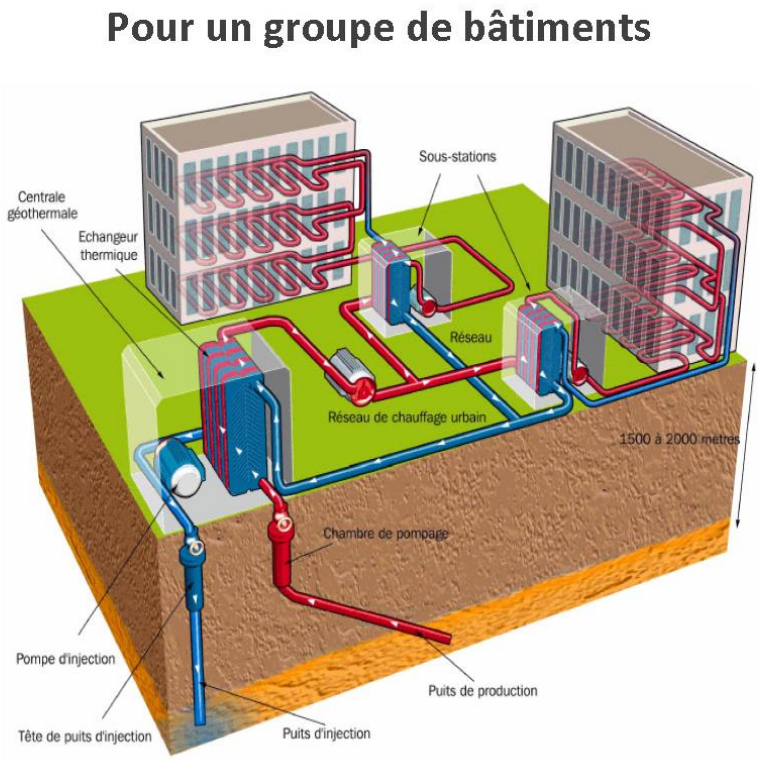


Figure 35 : schéma de mise en place d'un réseau de chaleur, géothermie basse énergie (Source Ecome)

G. 2. 2 - GEOTHERMIE TRES BASSE ENERGIE

Plusieurs systèmes existent pour la valorisation de la géothermie superficielle.

Echangeur ouvert

Dans ce cas l'eau de nappe est pompée jusqu'à un échangeur thermique, puis réinjectée dans l'aquifère.

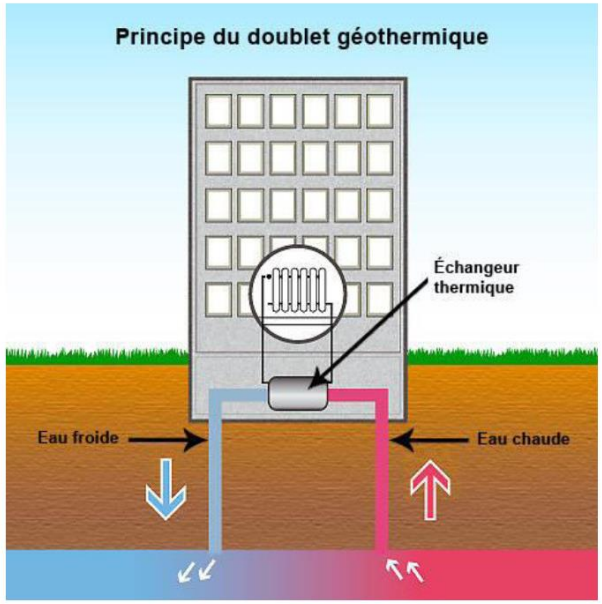


Figure 36 : schéma de mise en place d'un échangeur ouvert, géothermie très basse énergie (Source Ecome)

Ce système peut fonctionner à l'envers en été pour refroidir les bâtiments.

Suivant la profondeur du forage et le débit de pompage, ce type d'échangeur peut alimenter un logement individuel, un groupe de logement ou un bâtiment tertiaire.

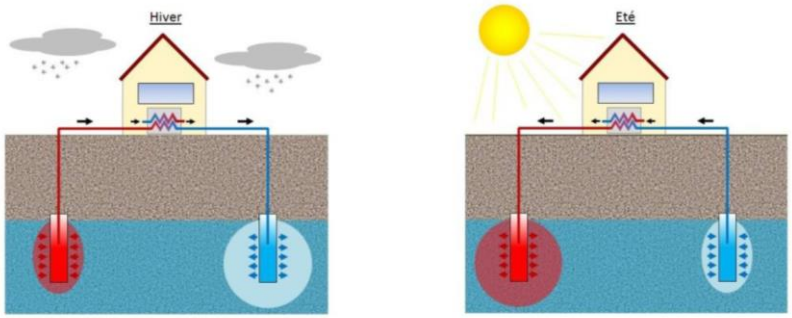


Figure 37 : principe du fonctionnement réversible chaleur ou froid

Echangeur fermé

Dans le second cas, l'échangeur thermique est constitué d'un réseau de sondes qui descendent dans la nappe. Un fluide frigorigène circule dans ce réseau. Il n'y a donc aucun pompage dans la nappe, l'échange thermique s'effectuant en place.

Plusieurs technologies existent, permettant d'alimenter des bâtiments de taille variable.

Le couplage de plusieurs sondes (technologie appelée « champs de sondes ») permet d'augmenter la capacité de production de la géothermie.

Ces systèmes peuvent eux aussi être réversibles pour produire du froid en été.

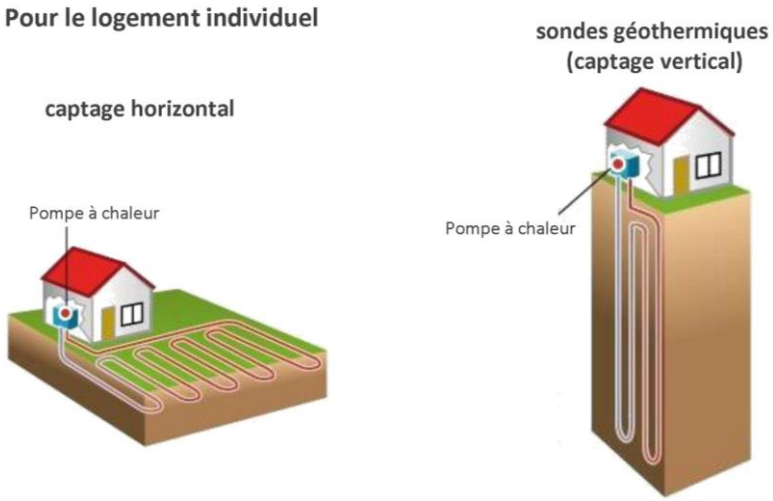


Figure 38 : échangeur fermé, captage horizontal ou vertical pour logement individuel, géothermie très basse énergie (Source Ecome)

Figure 39 : échangeur fermé, champs de sonde pour le logement collectif et le tertiaire, géothermie très basse énergie (Source Ecome)

G. 3 - GEOTHERMIE HAUTE ENERGIE

La géothermie Haute Energie est exploitée dans des cas particuliers comme les zones volcaniques ou les failles du sous-sol, permettant une remontée de source de chaleur à plus de 150°C jusqu'à la surface.

Dans le Cambrésis, les températures de 150°C sont atteintes à 5000 mètres de profondeur.

Le gisement est considéré nul.

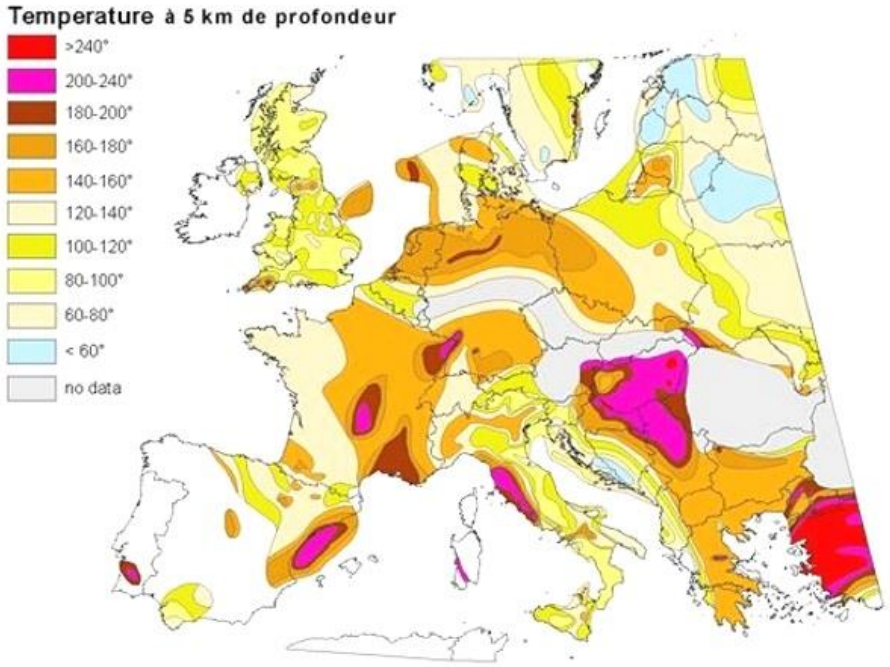


Figure 40 : températures à 5 km de profondeur, source leblogenergie.com

G. 4 - GEOTHERMIE BASSE ENERGIE

G. 4. 1 - GISEMENT BRUT

Une étude a été menée en 2016 sur le potentiel géothermique basse énergie des calcaires du Primaire.

Cette étude a été réalisée pour le compte de la région Hauts de France et de l'ADEME, par le BRGM, EGEE et E&E Consultant.

L'étude a porté sur deux gisements de calcaire de l'ère primaire : les calcaires du Carbonifères et ceux du Dévonien.

Le Cambrésis est concerné par le second gisement, celui du Devonien.

La carte page suivante localise les aquifères étudiés.

L'étude s'est appuyée sur :

- Les gradients de températures. Du fait des phénomènes de convection libre, le gradient n'est pas fonction de la profondeur, mais sont identifiés des secteurs d'alimentation en eaux de surface fraîches et des secteurs de remontées d'eaux profondes chaudes.
- Le débit de l'aquifère. Le recensement, non exhaustif, s'appuie sur les puits naturels (relevés par les mineurs lors des travaux d'extraction du charbon).
- Les linéaments thermiques, identifiés par l'analyse d'images satellites infrarouges.

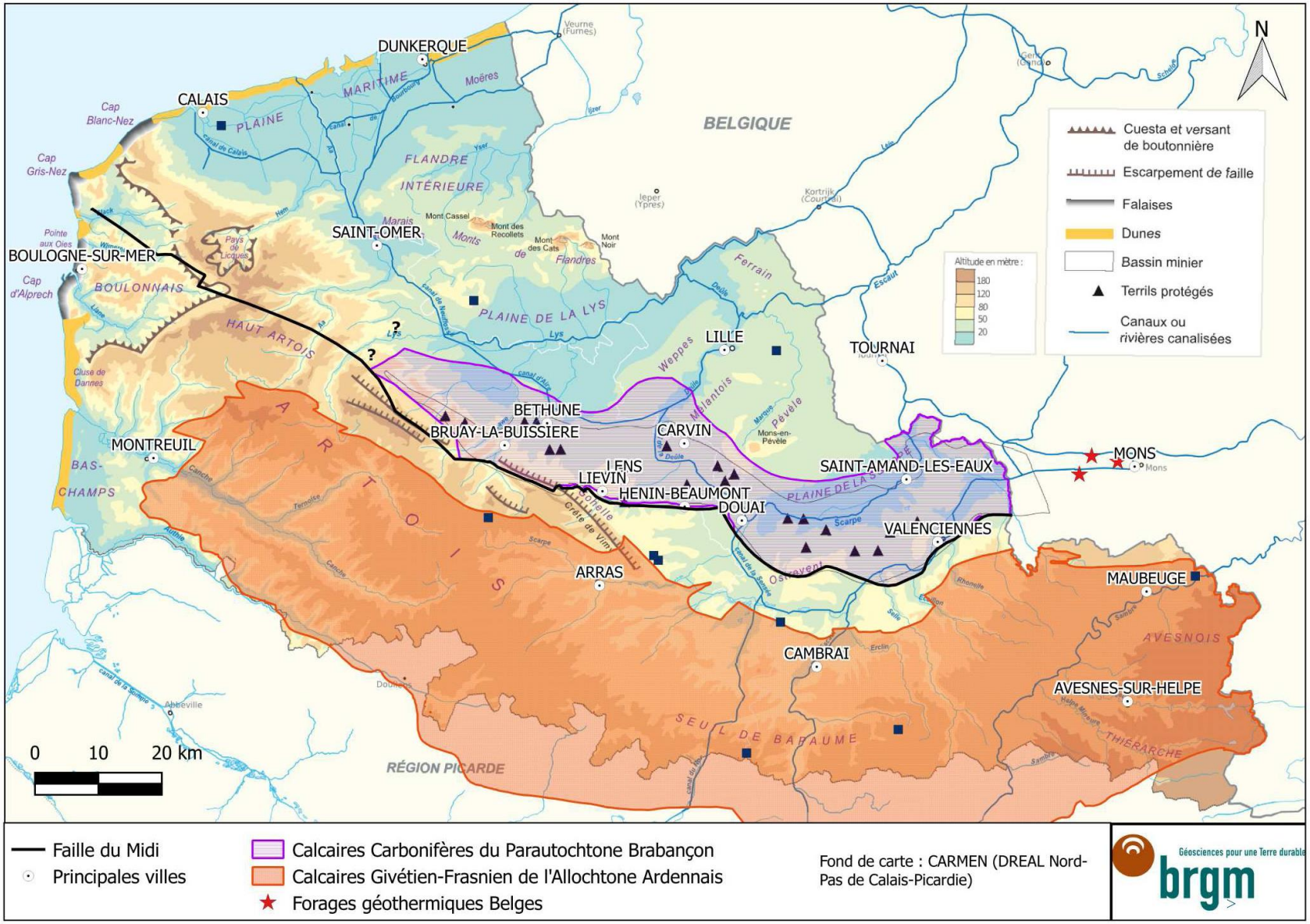


Figure 41 : localisation des ensembles géologiques étudiés, source BRGM

Sur la majorité du bassin, la ressource reste à prouver. Un secteur autour de Gouzeaucourt est identifié comme possédant une ressource possible.

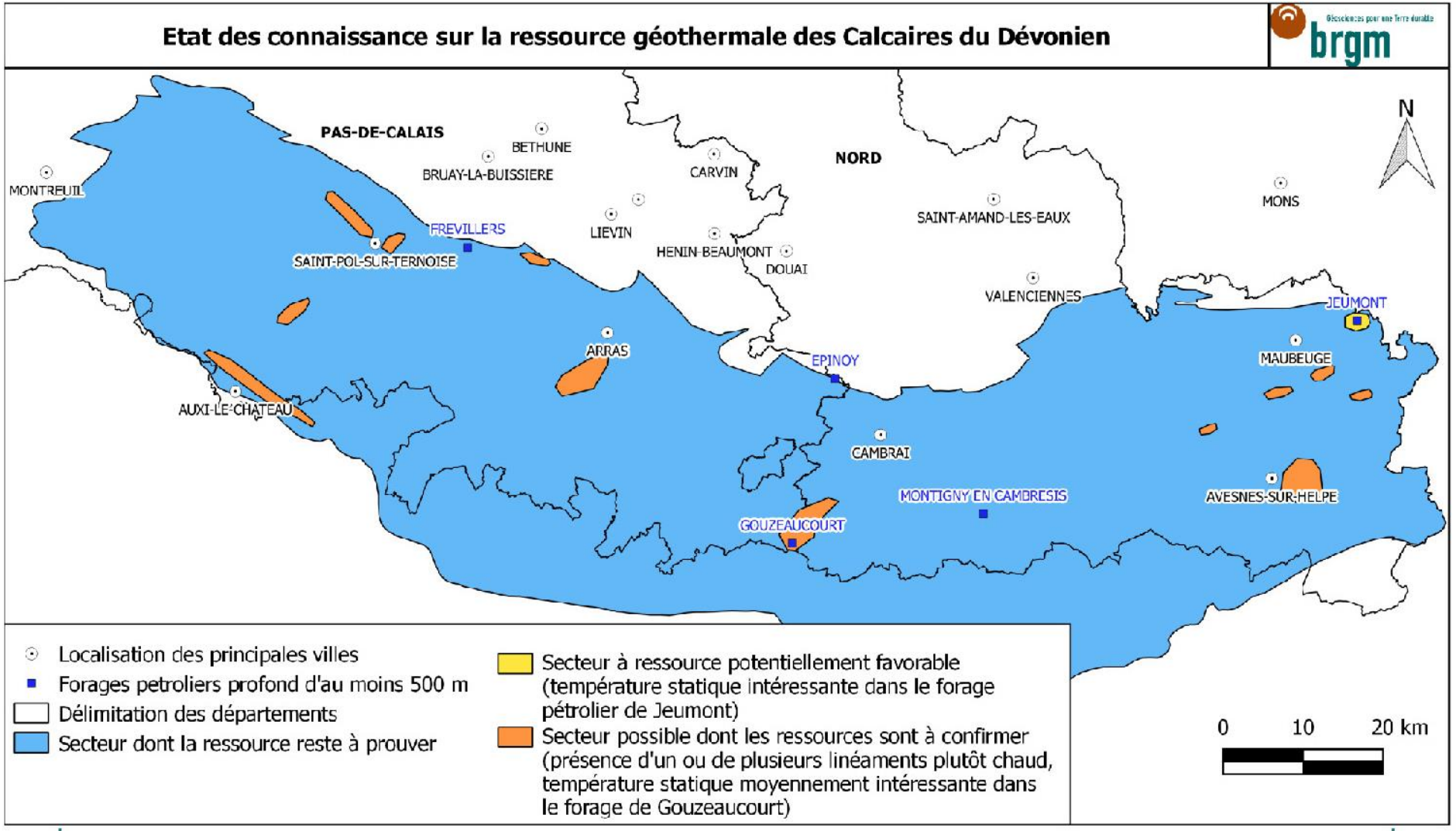


Figure 42 : estimation de la ressource géothermale des calcaires du Carbonifère

G. 5 - **GISEMENT NET**

CONTRAINTES REGLEMENTAIRES

La géothermie Basse énergie est soumise à autorisation et dépend du code minier. Actuellement, il existe une contrainte sur le nord du Pays Cambrésis, qui est concernée par une demande de permis exclusif de recherche « Nord Cambrai » de Gazonor.

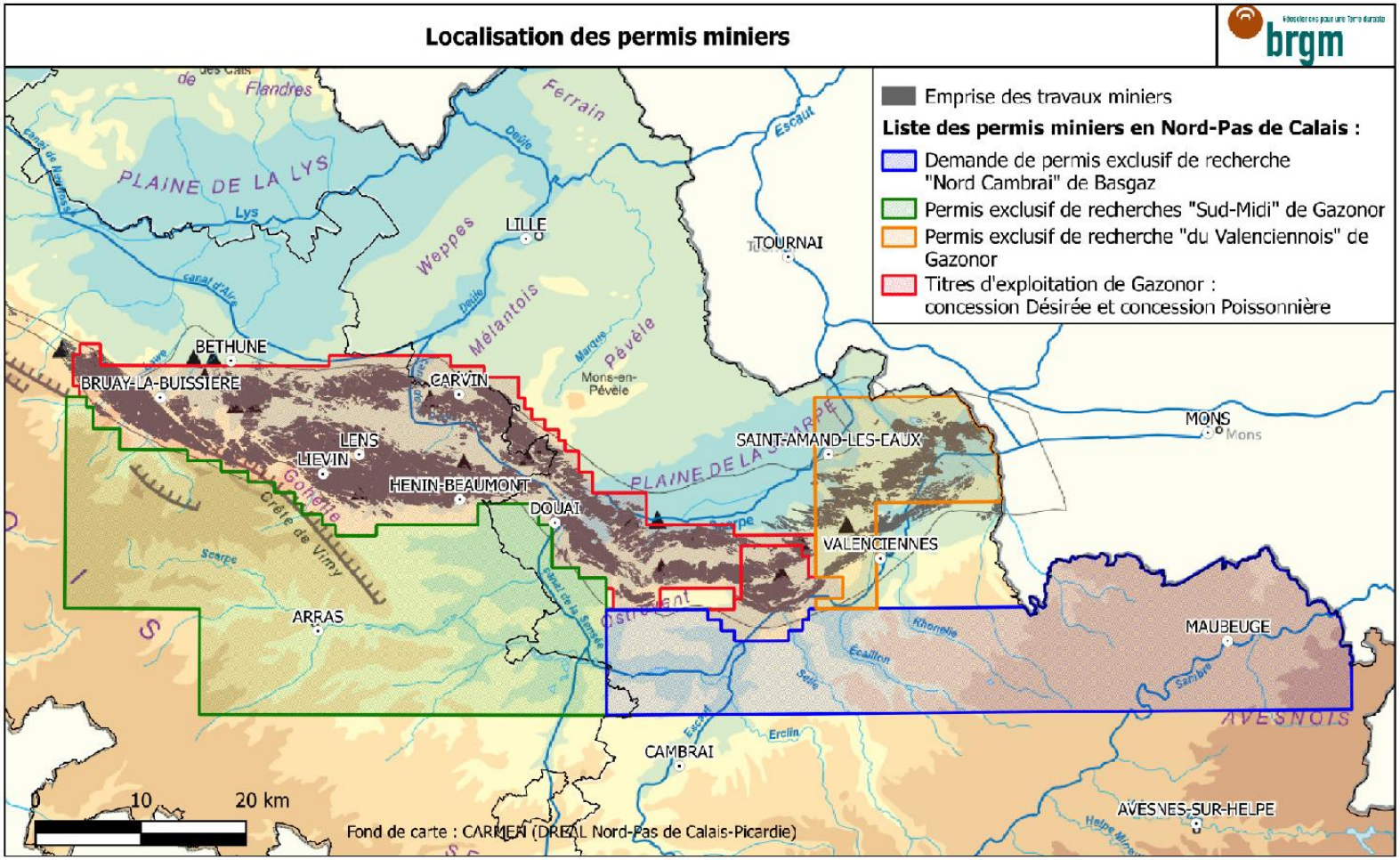


Figure 43 : Localisation des permis miniers (Source BRGM)

Lors de l'étude de potentiel géothermique, 3 scénarios ont été pris en compte pour l'étude du potentiel

- Scénario 1 : potentiel à l'horizon 2020, en tenant compte des permis existants qui empêchent tout déploiement de géothermie en profondeur sur leur emprise.

A l'horizon 2030, deux scénarios peuvent être pris en compte :

- Scénario 2.1 : aucun permis de recherche ne serait renouvelé ou demandé, ou encore transformé en permis d'exploitation.
- Scénario 2.2 : à l'opposé, toutes les demandes aboutiraient et donc conduiraient à restreindre le territoire pour une reconnaissance géothermique (contexte proche de la situation actuelle)

BESOINS EN CHALEUR

L'étude a aussi pris en compte l'estimation moyenne des besoins de chaleur à l'horizon 2020 et l'existence de réseaux de chaleur. (Cf. partie sur les consommations d'énergie du territoire).

Le schéma ci-contre illustre ainsi la méthode employée pour l'estimation du gisement net.

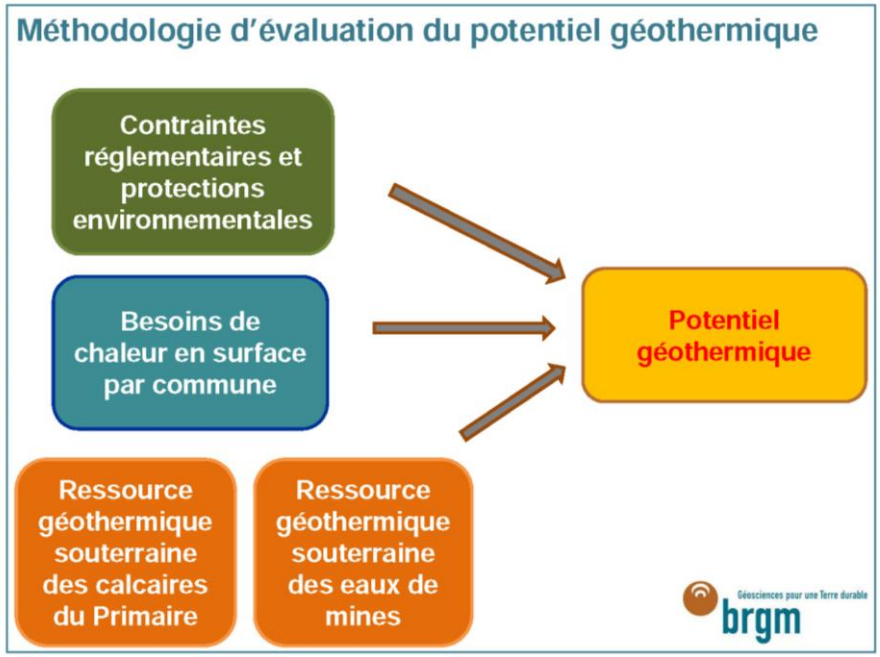


Figure 44 : méthodologie de l'évaluation du potentiel géothermique (Source BRGM, EGEE et E&E consultant)

Quel que soit le scénario et l'horizon étudié, seule une commune présente un potentiel géothermique identifié : Gouzeaucourt. Pour le reste du territoire, le potentiel géothermique basse énergie reste à prouver.

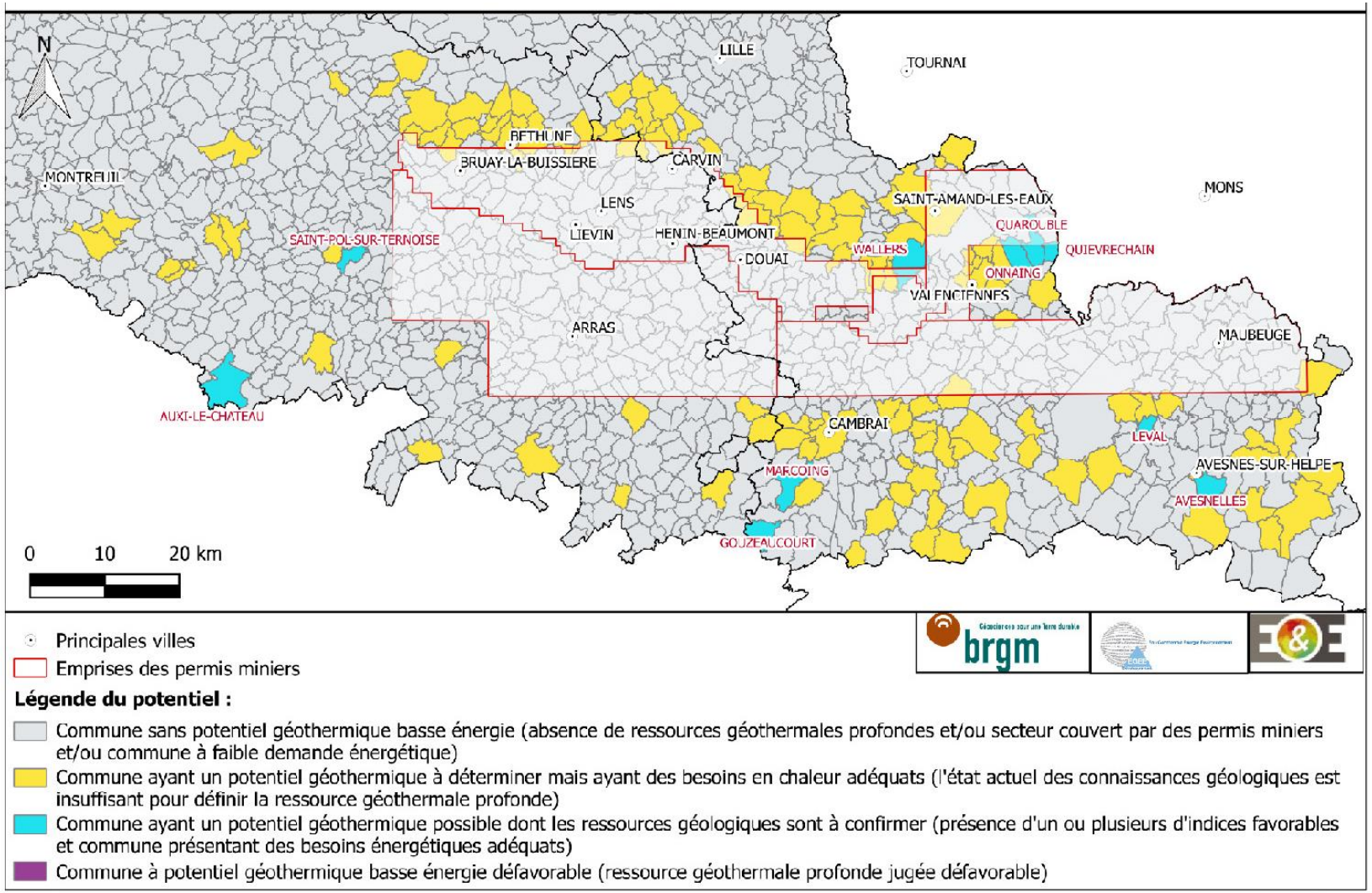


Figure 45 : potentiel géothermique net dans les calcaires primaires, scénarios 1 et 2.2 (Source BRGM, EGEE et E&E consultant)

Synthèse Géothermie Basse Energie – Gisement net

1 commune présentent un gisement net possible dans les calcaires du Devonien : **Gouzeaucourt.**

Pour les autres communes, le gisement reste à déterminer.

G. 6 - GEOTHERMIE TRES BASSE ENERGIE

G. 6. 1 - GISEMENT BRUT

Le BRGM a réalisé un atlas du potentiel géothermique très basse énergie sur la région Hauts de France.

Ce gisement apparaît moyen à fort sur la majeure partie du territoire du Cambrésis, comme on peut le constater sur la carte suivante.

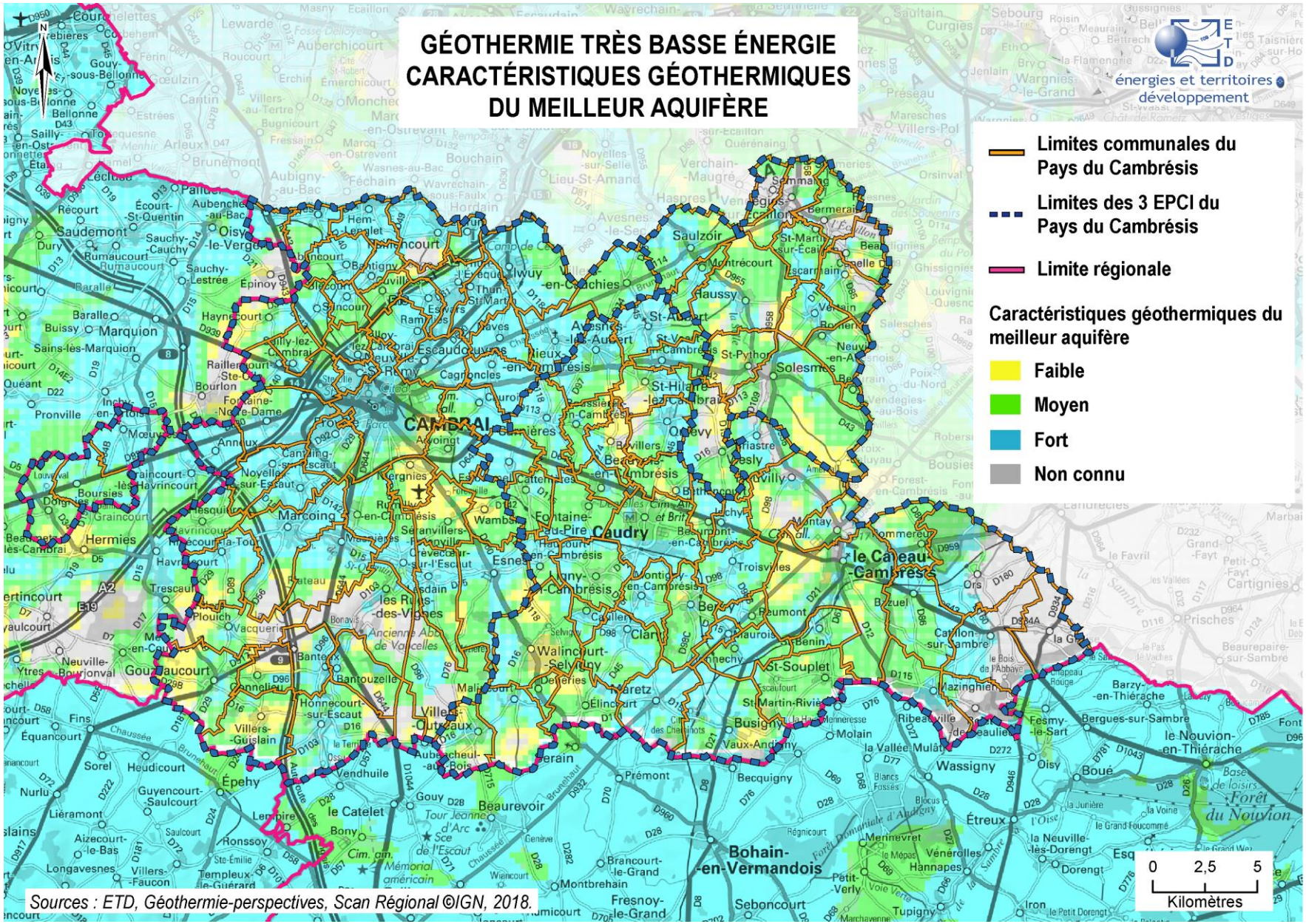


Figure 46 : géothermie du meilleur aquifère (Source BRGM, géothermie-perspectives)

L'observatoire Climat des Hauts de France a transposé ce gisement en calculant le taux de surface communale concernée par un potentiel faible à fort. Comme on peut le constater sur la carte suivante, sur une grande part des communes plus de 80% des surfaces sont concernées. Ainsi tout le nord de Cambrai présente plus de 80% des surfaces avec un potentiel moyen à fort, de même que l'ouest de la Communauté de Communes du Cateau Cambrésis. Le potentiel est nettement plus faible sur le sud de Cambrai et la Communauté de Communes du Pays Solesmois.

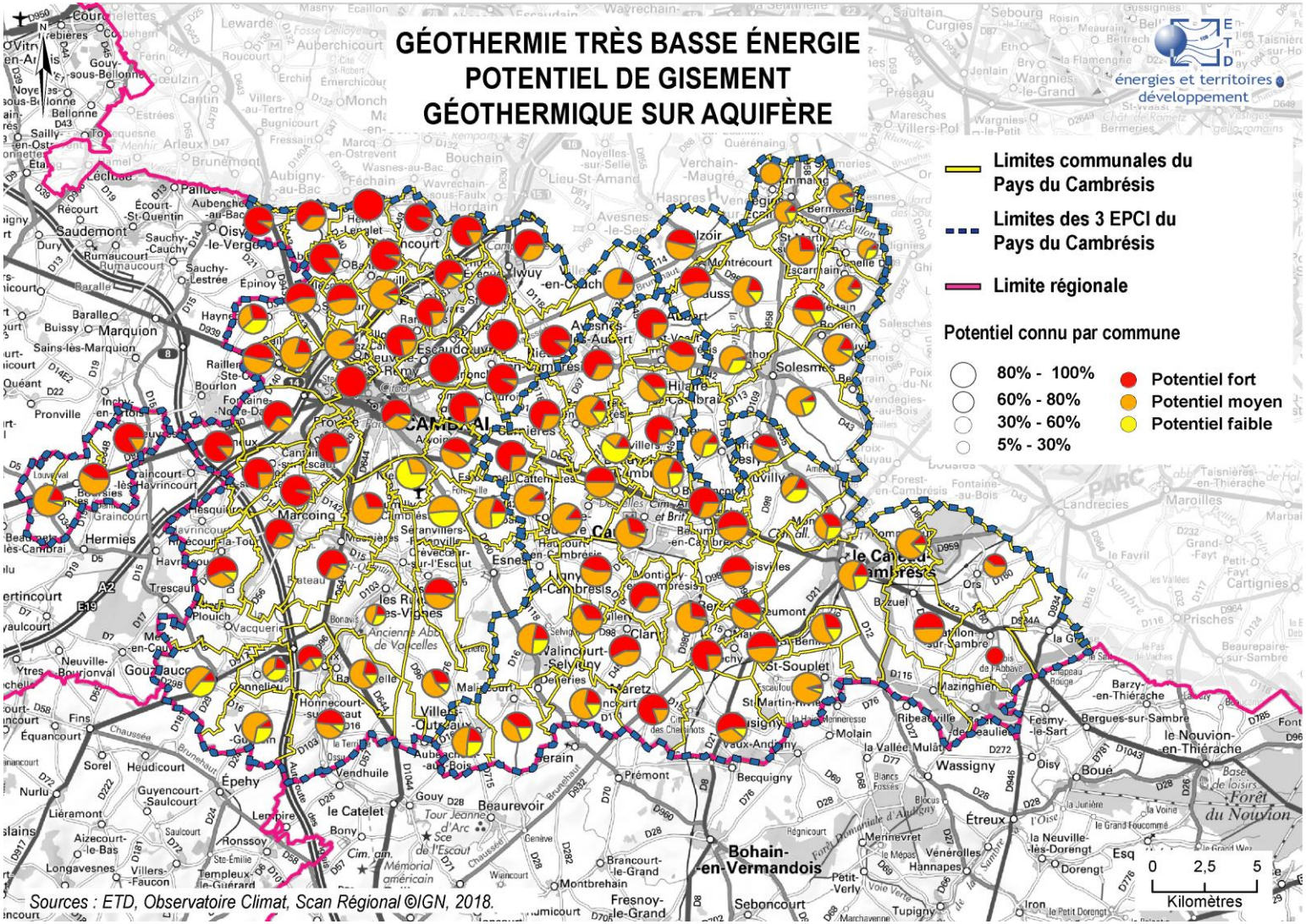


Figure 47 : part des surfaces communales présentant un potentiel géothermique sur aquifère

G. 6. 2 - GISEMENT NET

CONTRAINTES REGLEMENTAIRES

Un zonage réglementaire a été défini sur l'ensemble de la France.

Dans les zones vertes, un projet géothermique est soumis à simple déclaration, sous réserve de respecter les critères présentés dans le tableau.

En zone orange, l'installation est possible sous réserve d'un avis d'expert.

En zone rouge, il devient nécessaire d'établir un dossier de demande d'autorisation, avec étude d'impact et enquête publique, ce qui devient très complexe pour un projet généralement de petite envergure.

	Echangeurs sur boucle fermée (échangeur thermique, pas de pompage dans la nappe)	Echangeurs sur boucle ouverte (pompage dans la nappe)
Profondeur	< 200m	
Puissance thermique maximale	< 500 kW	
Température de l'eau prélevée	/	<25°C
Débit pompé	/	< 80m³/h Volumes prélevés et réinjectés identiques et dans le même aquifère

Tableau 23 : conditions pour projets soumis à simple déclaration

Contraintes sur le territoire

Pour les échangeurs fermés, presque tout le territoire du Pays apparaît en zone verte, sauf ponctuellement.

Pour les échangeurs ouverts, la majorité du territoire est aussi en zone verte. Quelques communes apparaissent cependant majoritairement en zone orange : sur la vallée de la Selle et le sud du Cateau-Cambrésis. Dans ces secteurs, le potentiel est à vérifier.

Synthèse Géothermie Très Basse Energie – Gisement net

Le gisement géothermique très basse énergie est majoritairement moyen à fort sur le Pays Cambrésis

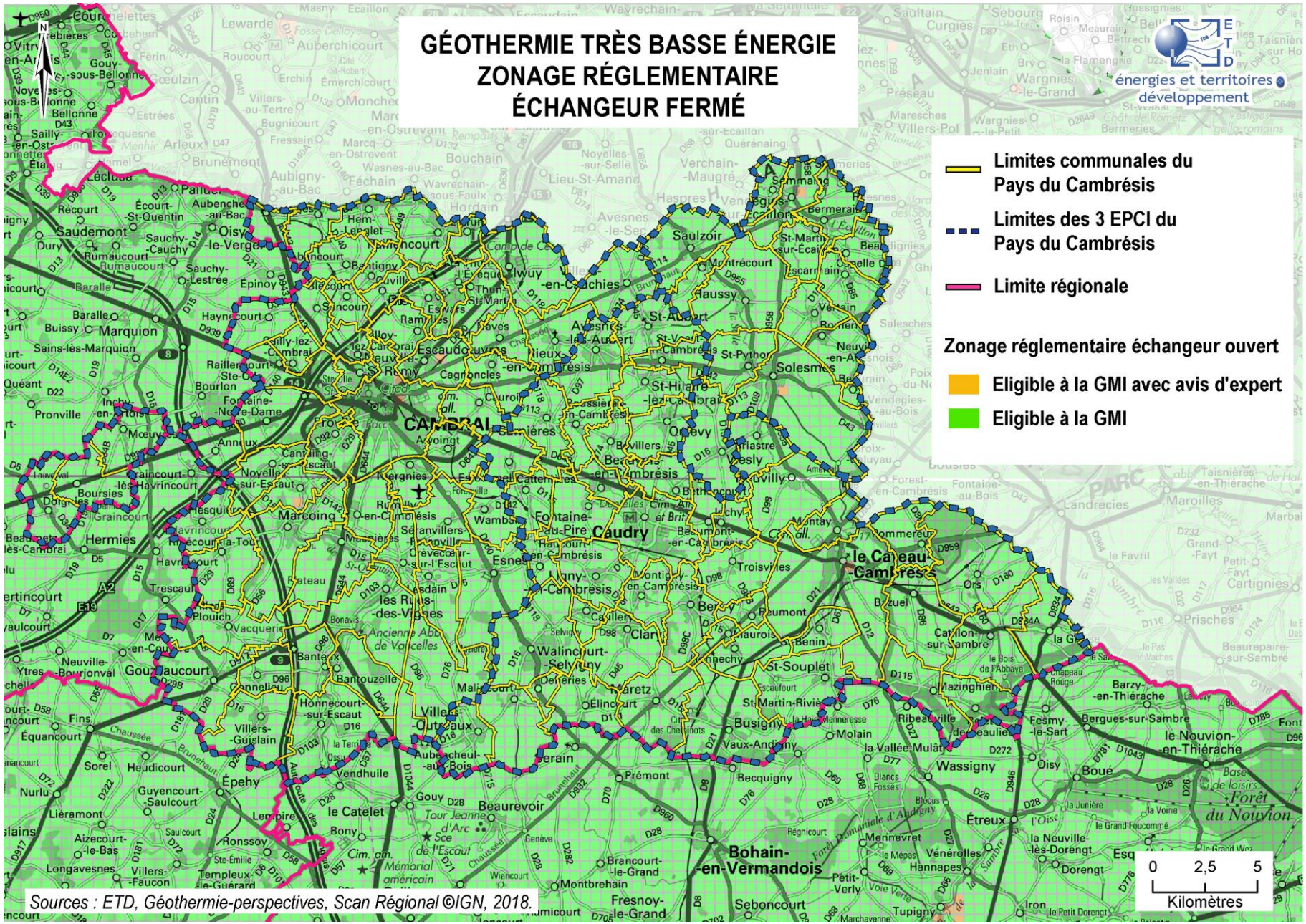


Figure 48 : zonage réglementaire géothermie, échangeur fermé

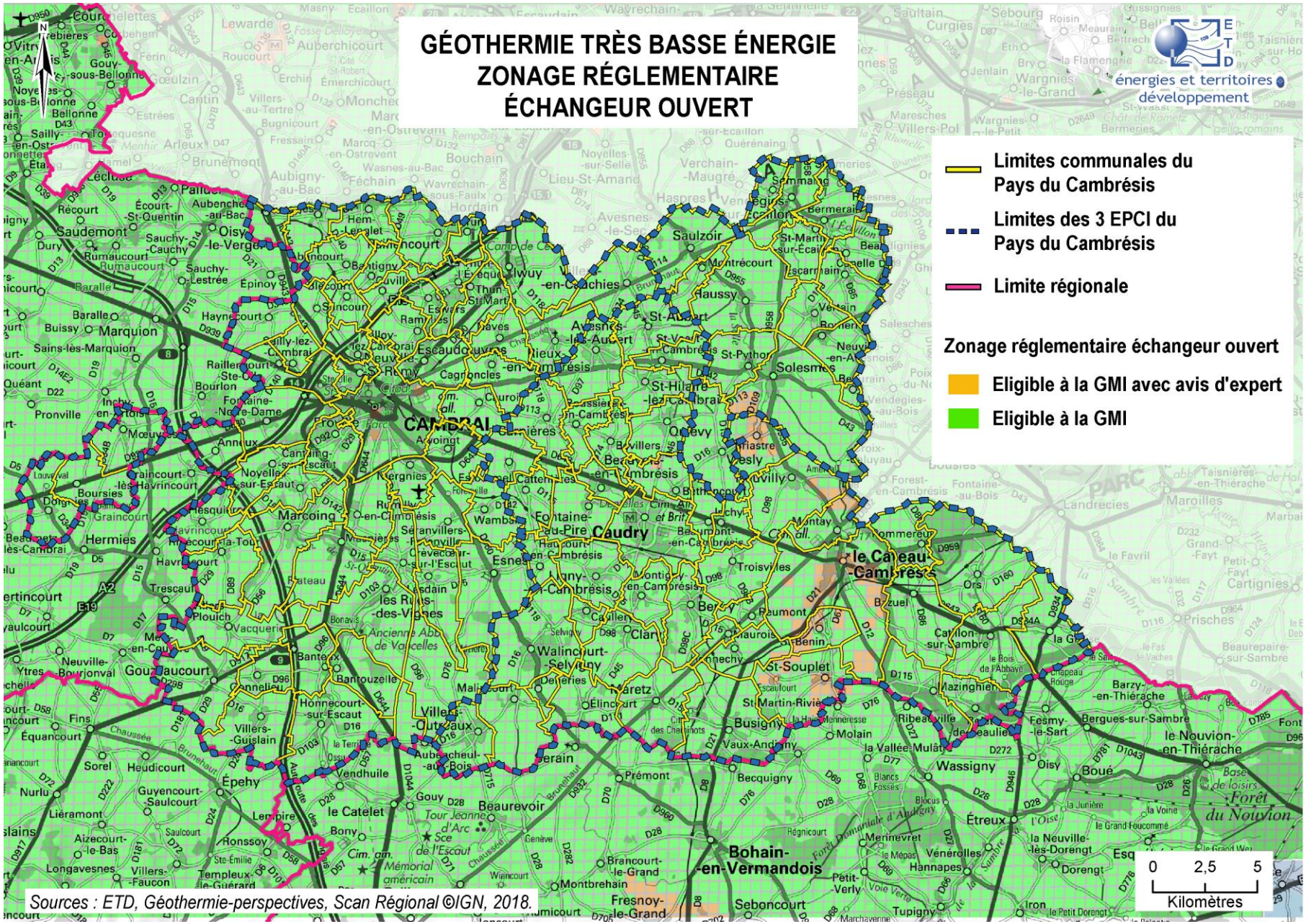


Figure 49 : zonage réglementaire géothermie, échangeur ouvert

G. 7 - PROJETS EXISTANTS

Aucun projet n'a été identifié sur le territoire.

G. 8 - POTENTIELS DE DEVELOPPEMENT

Le potentiel de développement sera limité non par le gisement net, mais par les possibilités d'installation d'unités de production.

Ces capacités sont liées aux technologies de mise en œuvre présentées précédemment, et aux évolutions techniques et financières.

Le déploiement de la géothermie s'effectuera préférentiellement :

- Pour les nouvelles constructions
- Lors de déploiement de réseau de chaleur
- Lorsqu'il y a suffisamment d'espace au sol.

Pour chaque commune du territoire, les besoins de chaleur ont été estimés à l'horizon 2030 et 2050. Ensuite, la part des consommations de chaleur éligible à la géothermie basse ou très basse énergie a été estimée en fonction de la densité de la commune, avec des fourchettes hautes et basses.

La géothermie est en effet une énergie qui s'utilise en consommation directe. Le potentiel de développement ne doit donc pas être estimé sur la base des consommations actuelles, mais en intégrant les perspectives de diminution des consommations d'énergie sur le territoire.

Les gisements sont présentés dans le tableau suivant. Pour l'estimation du potentiel de développement, étant donné qu'il existe encore très peu d'installation géothermique sur le territoire, et une dynamique assez faible, l'hypothèse basse sera retenue. Considérant que l'ensemble du gisement net ne sera pas exploité, nous estimons ainsi :

- un potentiel de développement de 30% du gisement à l'horizon 2030, soit 20 000 MWh
- un potentiel de développement de 100% du gisement à l'horizon 2050 soir 30 000 MWh.

Gisement géothermique	2030	2050
Hypothèses basses	59 900	31 800
Hypothèses hautes	169 200	90 700

Tableau 24 : gisement géothermique

Synthèse Géothermie – Potentiel de développement

Le potentiel de développement de la géothermie sur le territoire est globalement important.

Cette source d'énergie est aujourd'hui clairement sous-exploitée au regard de son potentiel.

H - Gisement / L'hydraulique

H. 1 - TECHNOLOGIES

SOURCE : *ADEME, http://encyclopedie-energie.org*

Les petites centrales hydroélectriques sont des installations de production énergétique d'une puissance inférieure à 10 000 kW. On distingue :

- les pico-centrales, de puissance inférieure à 20 kW ;
- les microcentrales, de puissance comprise entre 20 et 500 kW ;
- les minicentrales, de puissance comprise entre 500 et 2 000 kW ;
- les petites centrales, de puissance comprise entre 2 000 et 10 000 kW.

Le territoire du Valenciennois n'est pas concerné par les grandes centrales hydroélectriques.

On distingue plusieurs types d'installations hydroélectriques en fonction de la durée de remplissage de leur réservoir :

- les installations dites « au fil de l'eau », qui turbinent tout ou partie du débit d'un cours d'eau en continu. Leur capacité de modulation est très faible et leur production dépend du débit des cours d'eau.
- les installations dites par « éclusées », qui disposent d'une petite capacité de stockage, typiquement comprise entre 2 heures et 400 heures de production. Ces installations permettent une modulation journalière ou hebdomadaire de la production en accumulant dans leurs retenues des volumes d'eau qui seront turbinés pendant les pics de consommation.
- les installations dites « centrale de lac » disposant d'une retenue plus importante.
- les « stations de transfert d'énergie par pompage » ou STEP, utilisées pour le stockage de l'énergie électrique.

Sur le territoire, seules des installations « au fil de l'eau » sont susceptibles d'être implantées du fait de la structure des cours d'eau.

Les microcentrales hydroélectriques fonctionnent exactement comme les grandes centrales des barrages qui exploitent l'énergie des fleuves. L'eau fait tourner une turbine qui entraîne un générateur électrique. Le courant alternatif ainsi produit peut être redressé en courant continu pour être stocké dans une batterie d'accumulateurs ou être renvoyé sur le réseau.

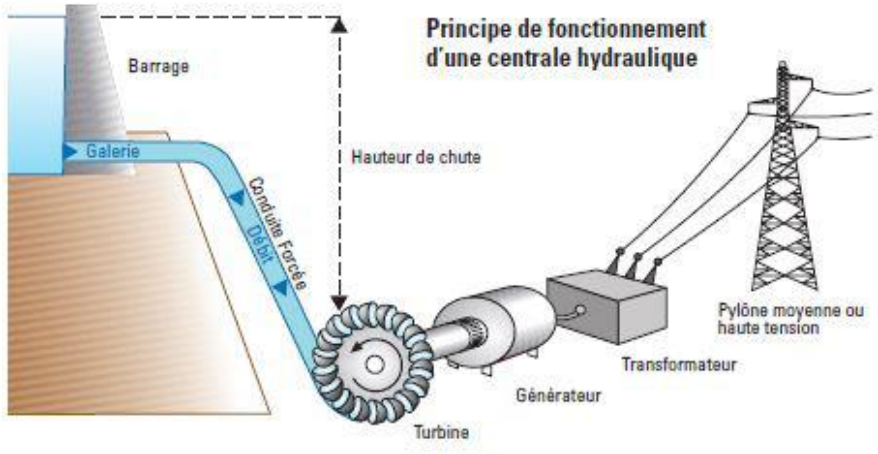


Figure 50 : schéma de fonctionnement d'une centrale hydraulique (Source : http://encyclopedie-energie.org)

H. 2 - GISEMENT BRUT

SOURCES DES DONNEES : *données d'occupation du sol, données IGN, base Hydro.*

H. 2. 1 - METHODE D'ESTIMATION

La puissance potentielle d'une installation hydroélectrique dépendra :

- Du débit maximum susceptible d'être turbiné lorsque toutes les turbines fonctionnent à pleine puissance. Ces paramètres sont disponibles dans la banque de données HYDRO qui récolte des données en provenance de stations hydrométriques, comme la hauteur d'eau et les débits.
- De la hauteur de chute entre le niveau de l'eau à la prise d'eau et à la restitution.

Puissance maximale

Pour une hauteur de chute de 1m, on peut calculer la puissance électrique annuelle moyenne de la rivière, en supposant de valoriser tout le débit de la rivière, ce qui est impossible pour des questions environnementales.

La puissance électrique d'une turbine hydroélectrique est en effet proportionnelle à la hauteur de chute et au débit. Le calcul s'effectue approximativement selon la formule suivante :

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

Où

P représente la puissance électrique en kW,

Q le débit d'écoulement moyen en m^3/s,

H la hauteur de chute en m.

G la gravité (9,8 m/s).

Bien évidemment, cette puissance basée sur le débit moyen ne correspond pas à la puissance d'une éventuelle turbine, qui devrait arriver à valoriser aussi les débits hivernaux importants. Il s'agit donc d'un calcul maximal théorique.

H. 2. 2 - LES COURS D'EAU SUR LE TERRITOIRE

La carte page suivante présente les cours d'eau présents sur le territoire.

Les cours d'eau temporaires ont été écartés de l'analyse.

Les cours d'eau principaux sont l'Escaut, la Warnelle, l'Erclin et la Selle.

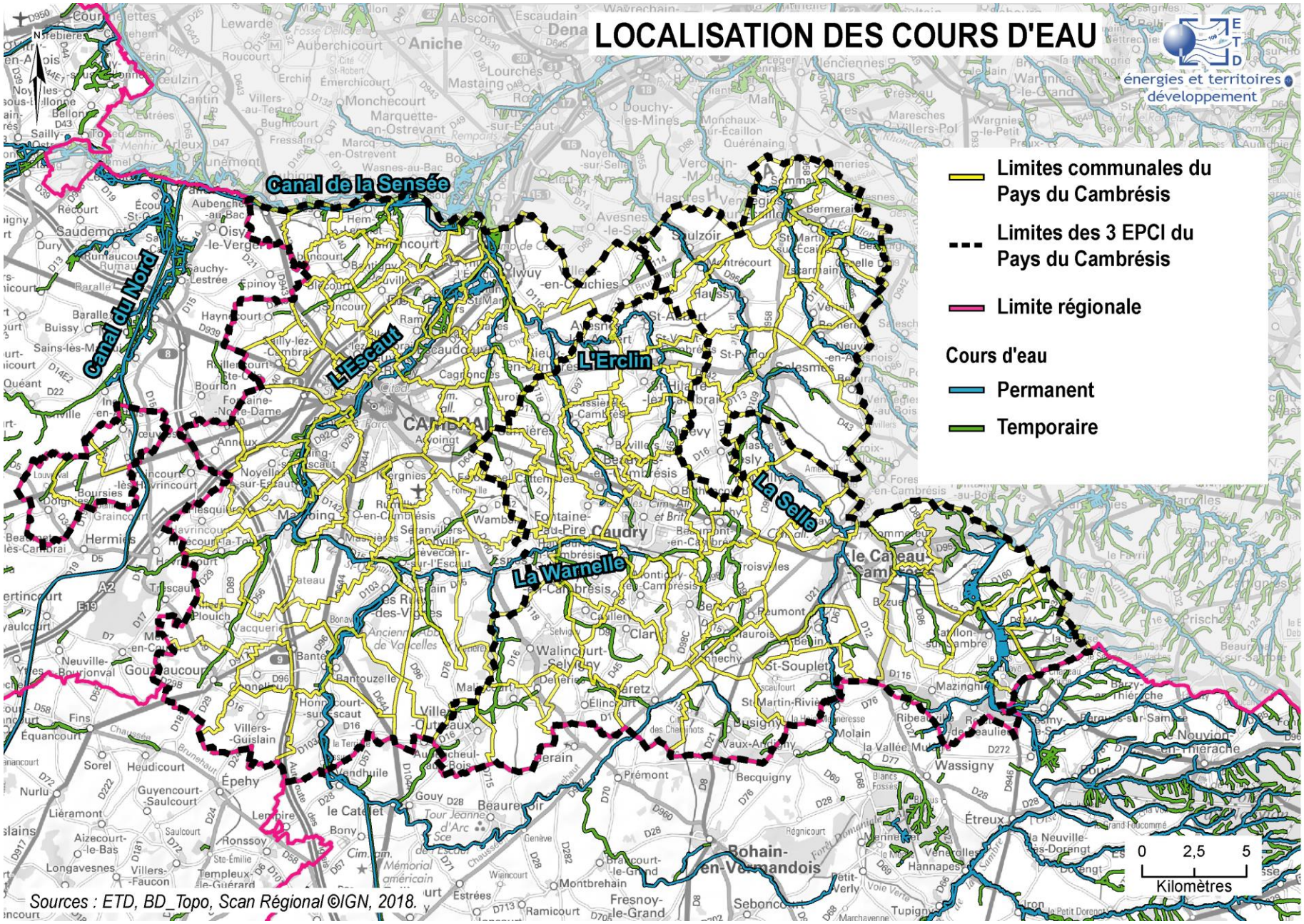


Figure 51 : cours d'eau sur le Cambrésis

H. 2. 3 - L'ESCAUT ET SES AFFLUENTS

L'Escaut est canalisé en aval de Cambrai. En amont, le canal de Saint Quentin longe l'Escaut. La Warnelle et l'Erclin sont les principaux affluents de l'Escaut sur le Pays.

La base HYDRO dispose de deux stations de mesures du débit de l'Escaut, à Mortagne du Nord et Maulde. Ces stations permettent d'estimer un débit de l'ordre de 18 m³/s, mais il n'est pas représentatif pour le Pays Cambrésis.

Une ancienne station de mesure existait à Hordain sur le vieil Escaut, en sortie du territoire du Pays. Celle-ci est plus représentative car située avant le confluent avec le canal de la Sensée. Celle-ci estimait le débit moyen à 4 m³/s.

Les débits de ces cours d'eau sont très faibles. L'Erclin est même intermittent dans sa partie amont et centrale, alimentée presque exclusivement par les rejets agricoles et domestiques en période d'étiage et par les eaux de ruissellement en période de crue.

Sur cette base, La puissance théorique est donc de 38 kW seulement pour une hauteur de chute de 1m.

Le dénivelé moyen de l'Escaut sur l'ensemble de son parcours est de seulement 0,27‰. Sur la traversée du Pays Cambrésis il est cependant plus important avec une pente d'environ 1‰ soit environ 50 m de dénivelé.

La puissance totale maximale implantable sur le Cambrésis est donc de 1,9 MW, soit une production maximale de 16 GWh par an.

H. 2. 4 - LA SELLE

La station de mesure de Noyelle-sur-Selle, située à l'aval du territoire et qui a mesuré le débit jusqu'en 1989 permet d'estimer le débit du cours d'eau à 2,2 m³/s en moyenne annuelle en sortie du territoire.

Le dénivelé moyen de la Selle sur le Pays Cambrésis est de 1,7‰ soit 60m environ de dénivelé sur le territoire.

Pour calculer la puissance maximale, le débit moyen retenu sur l'ensemble de la traversée du Pays a été considéré comme égal à la moitié du débit en sortie de territoire.

Sur cette base, la puissance maximale moyenne annuelle peut être estimée à 660 kW, soit une production maximale moyenne annuelle de 6 GWh.

H. 2. 5 - LA SAMBRE

La Sambre traverse l'extrémité est du Pays sur seulement 9km

Sur le territoire du Pays, le dénivelé de la Sambre est inférieur à 5 m. Les débits moyens sont faibles, le potentiel global est négligeable.

H. 2. 6 - SYNTHESE

Le tableau ci-dessous reprend le gisement maximal de production d'électricité pour chacun des cours d'eau.

Celui-ci est au total sur le Pays de 22 GWh annuel environ.

	Puissance max pour 1m en kW	Puissance totale max en kW	Production moyenne en MWh
Escaut	38	1 900	16 000
Selle	11	660	6 000
Total		**2 560**	**22 000**

Tableau 25 : gisement brut hydroélectrique

H. 3 - **GISEMENT NET**

Une étude avait été réalisée sur la région Nord Pas de Calais en 2007.

Les données de base ont été fournies par la FDAAPPMA (base de données des barrages du bassin Artois-Picardie), la DIREN de bassin, le GPAE, le CEMAGREF, les services départementaux de police des eaux, l'ADEME et l'Agence de l'eau.

Cette étude avait été conduite en un temps court, sans visite de sites, sur la base des données partielles collectées. Les estimations qui en découlent sont donc grossières.

Les ouvrages présentant une dénivelée inférieure à 2 mètres n'ont pas été retenus ; de même les cours d'eau dont le module est inférieur à 0,5 m^3/s n'ont pas été pris en compte pour le calcul du potentiel théorique.

Par contre, aucun filtre relatif à la pente des cours d'eau n'a été retenu.

Le potentiel a été réparti en catégories définies sur la base de contraintes environnementales et par commission géographique. Comme on peut le constater sur la carte, le Pays Cambrésis se situe essentiellement en zone avec potentiel mobilisable.

Commissions géographiques et contraintes environnementales (source : étude ISL 2007)

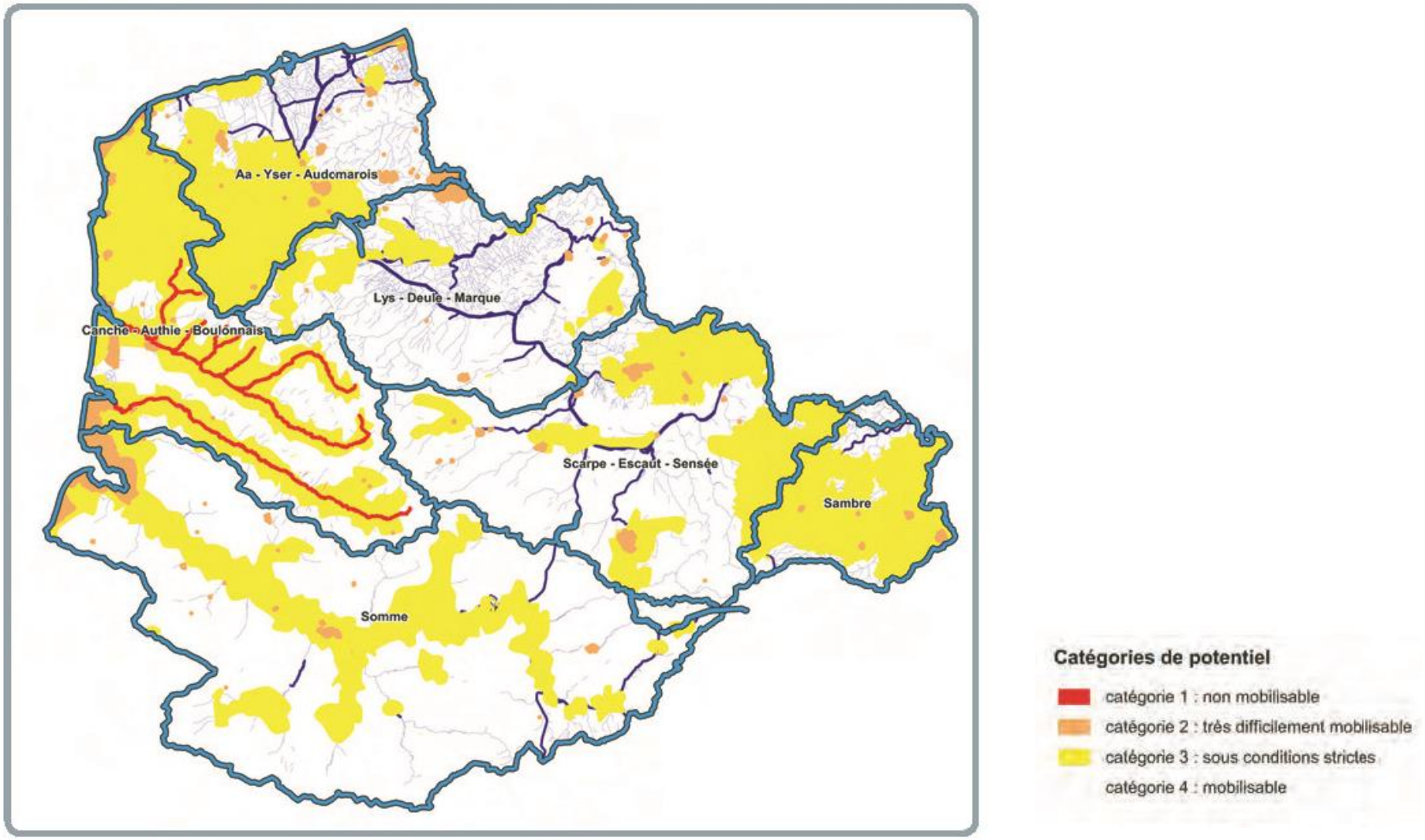


Figure 52 : catégories de potentiel hydroélectrique

Protections des cours d'eau

Il n'existe pas de protection particulière des cours d'eau sur le territoire.

Gisement net

Comme expliqué précédemment, l'ensemble du débit d'un cours d'eau ne peut être exploité.

Le rendement des installations hydroélectriques peut varier entre 70 et 80%.

Même si le dénivelé apparaît relativement important sur le Pays, les débits sont globalement faibles. Ainsi sur l'Escaut, le débit estimé en sortie de territoire se répartit en réalité entre ses nombreux affluents : Warnelle, Erclin…

En tenant compte de ces paramètres, des protections des cours d'eau et du coût des ouvrages, le potentiel hydroélectrique l a été estimé à 50% du potentiel maximum.

De ce fait, la puissance maximale installable maximale nette est estimée à 1,2 MW, soit une production maximale de l'ordre de **11 GWh par an.**

Ce résultat apparaît cohérent avec l'étude réalisée par Axenne en 2010, et qui estimait le potentiel hydroélectrique mobilisable à 20 GWh par an sur l'ensemble du bassin Scarpe Escaut Sensée (Cf. carte page suivante).[10]

[10] L'étude de gisement menée sur le Valenciennois par ETD et JPC Partner aboutit à un gisement de 6 GWh sur le Valenciennois.

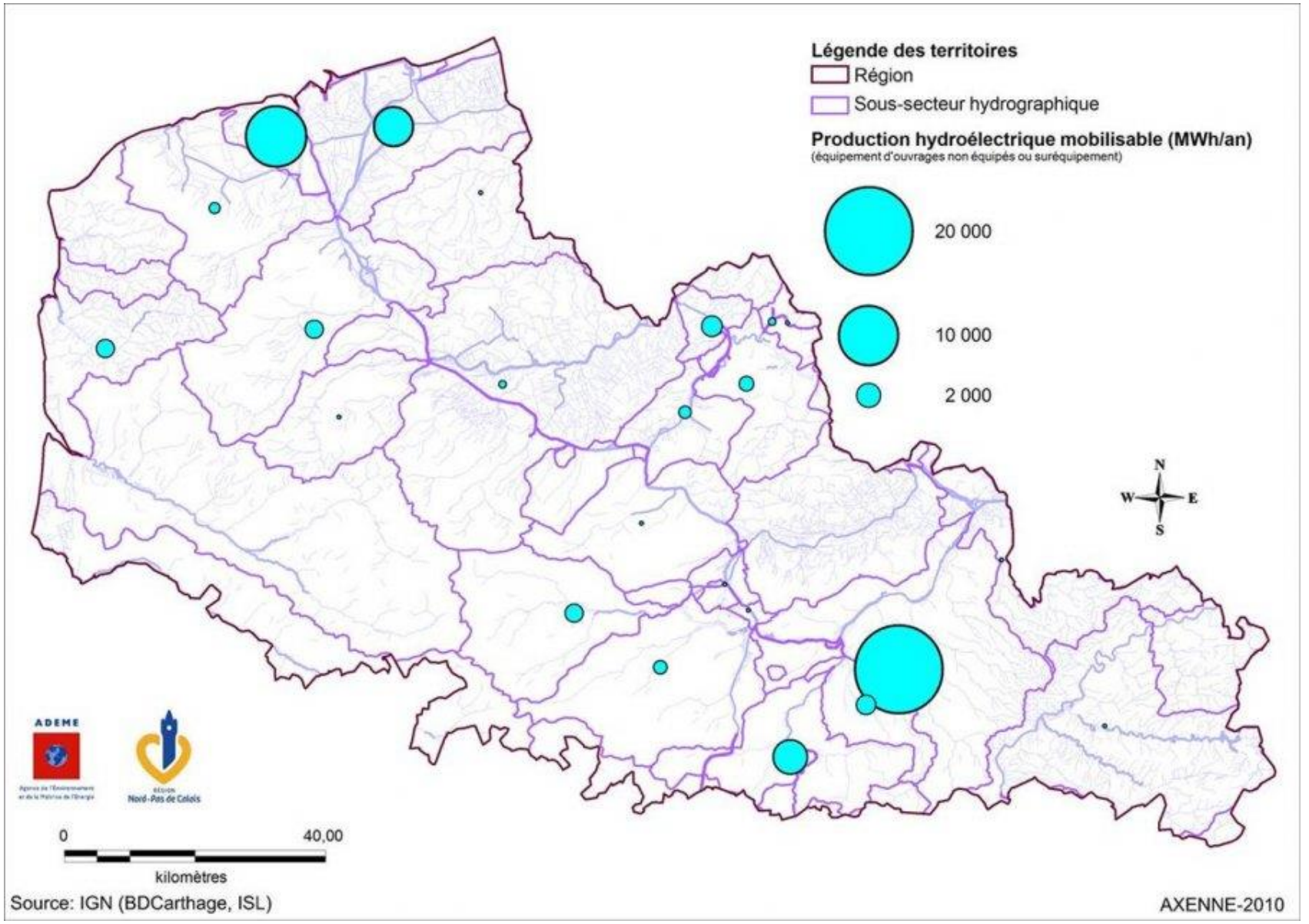


Figure 53 : potentiel de production hydroélectrique mobilisable sur le bassin de l'Artois

H. 4 - **PROJETS EXISTANTS**

Aucun projet d'hydroélectricité n'a été recensé.

H. 5 - **POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT**

Du fait des puissances envisagées, les projets s'inscriront dans le cadre du régime d'autorisation (et non de concession).

Ce type de projet peut se déployer sur des installations existantes : barrages, moulins, écluses…

Tout producteur peut déposer une demande d'autorisation pour exploiter une chute hydraulique en vue de produire de l'électricité, lorsque la puissance maximale brute de l'installation ne dépasse pas 4,5 MW ou lorsque la production d'électricité est un usage accessoire de l'exploitation de la chute. L'autorisation d'exploiter au titre du livre V du code de l'énergie est alors comprise dans l'autorisation environnementale délivrée par le préfet.

Il existe de nombreuses écluses sur le territoire notamment sur le canal de Saint Quentin (une à deux par commune) et sur le canal de l'Escaut:

Ces écluses présentent une hauteur de chute entre 2 et 4m.

Elles pourraient donc être équipées de turbines adaptées aux très basses chutes.

Les données économiques ne peuvent être estimées dans le cadre de cette étude.

On peut estimer qu'un premier projet, sur une écluse, pourrait voir le jour d'ici 2030 si la décision en était prise, pour une production d'environ 1 GWh.

D'ici 2050, le potentiel de développement concerne l'intégralité du gisement net soit 11 GWh.

I - Gisement / Energies de récupération : Chaleur fatale des entreprises

I. 1 - TECHNOLOGIES

SOURCES : *rapport « La Chaleur Fatale, Faits et Chiffres », ADEME, 2017.*

La chaleur fatale correspond à une production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.

Par exemple, lors du fonctionnement d'un four, seulement 20 à 40 % de l'énergie du combustible utilisé constitue de la chaleur utile, soit 60 à 80 % de chaleur fatale potentiellement récupérable.

Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées. Il peut s'agir de sites de production d'énergie (les centrales nucléaires), de sites de production industrielle, de bâtiments tertiaires d'autant plus émetteurs de chaleur qu'ils en sont fortement consommateurs comme les hôpitaux, de réseaux de transport en lieu fermé, ou encore de sites d'élimination comme les unités de traitement thermique de déchets.

La chaleur fatale se constitue de rejets sous différentes formes :

- rejets gazeux ;
- rejets liquides ;
- rejets diffus.

Le captage de ces rejets est plus ou moins facile : par exemple, les rejets liquides dans les purges de chaudières sont les plus facilement récupérables, suivis des rejets gazeux dans les fumées des fours et chaudières. Les rejets diffus sont logiquement plus difficiles à capter.

Le niveau de température de la chaleur fatale est une caractéristique déterminante de sa stratégie de valorisation. Dans la pratique, les niveaux de température peuvent aller de 30°C (eaux usées) à 500°C (gaz de combustion...).

Il existe de nombreuses technologies de valorisation industrielle, allant du captage au stockage d'énergie, avec une valorisation sous forme thermique ou sous forme électrique.

L'ADEME a élaboré le schéma présenté page suivante qui montre à quel point les modes de valorisation de cette chaleur sont multiples.

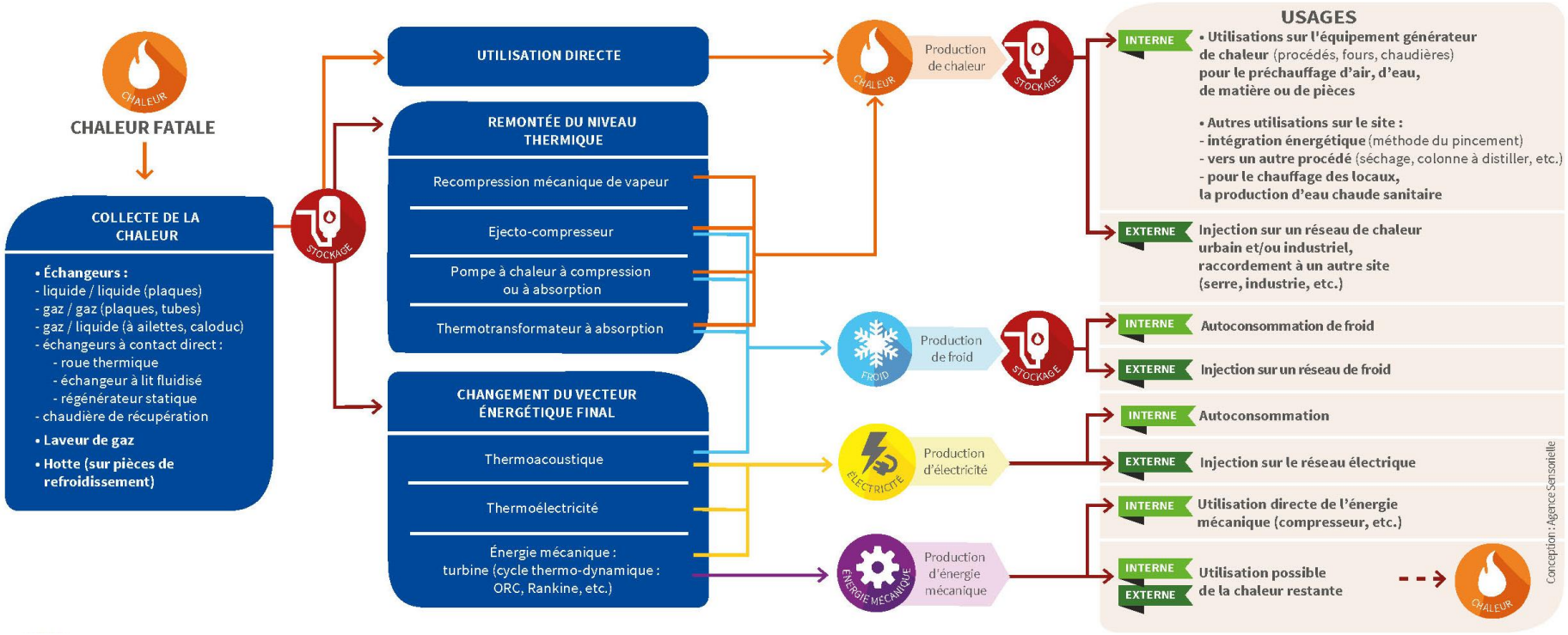


Figure 54 : les différents modes de valorisation de la chaleur fatale (Source ADEME)

J - GISEMENT BRUT

SOURCE : *étude Inventaire du gisement régional des énergies fatales perdues du Nord-Pas de Calais ADEME, 2011.*

L'étude réalisée par le cabinet Ferest Ingenierie en 2011 estime la quantité d'énergie fatale perdue sur les départements du Nord et du Pas de Calais à 35 000 GWh. 93% de cette chaleur est à une température inférieure à 60°C, et presque 7% à une température supérieure à 90°C.

Sur le bassin de Cambrai, l'énergie perdue sous forme de chaleur fatale est estimée à 69 GWh par an. Le principal site identifié est la sucrerie d'Escaudoeuvres.

K - GISEMENT NET

En l'absence de données complémentaires, le gisement brut a été conservé.

L - PROJETS EXISTANTS

Aucune donnée n'a pu être collectée sur d'éventuels projets.

M - POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

Le déploiement d'un réseau de chaleur appuyé sur une usine unique, apparaît trop risqué pour la collectivité du fait de la fragilité des entreprises industrielles. Le développement devra se faire en s'appuyant sur des réseaux mutualisés, même s'il existe aussi un potentiel pour les entreprises susceptibles de valoriser l'énergie en interne.

Le potentiel de développement pourrait être plus important si on s'appuie sur les réseaux de chaleur pour valoriser des gisements beaucoup plus faibles, et notamment pour les nouvelles entreprises qui s'implantent sur le territoire, en intégrant cette solution dès l'implantation. Les nouvelles entreprises tertiaires présentent souvent un potentiel de valorisation lié aux serveurs informatiques.

En tenant compte de toutes ces restrictions, le potentiel de récupération de chaleur fatale est estimé à environ 35 GWh à l'horizon 2030 soit 50% du gisement net.

N - Gisement / Energies de récupération : Chaleur des eaux usées

N. 1 - TECHNOLOGIES

Les eaux usées représentent un gisement d'énergie encore peu exploité. Ces eaux présentent pourtant une température de 15 à 35 °C.

La récupération de chaleur sur les eaux usées peut être effectuée selon trois techniques :

- Récupération directe de la chaleur en sortie de bâtiment pour pré-chauffer un réseau d'eau chaude du bâtiment.
- Récupération sur les collecteurs des eaux usées
- Récupération sur les stations de traitement des eaux usées.

Ces systèmes peuvent être utilisés pour produire de l'eau chaude sanitaire ou de chauffage.

N. 2 - FINANCEMENT ET REGLEMENTATION

Ces installations peuvent bénéficier du fond chaleur. Il n'existe pas de contraintes réglementaires spécifiques limitant le potentiel.

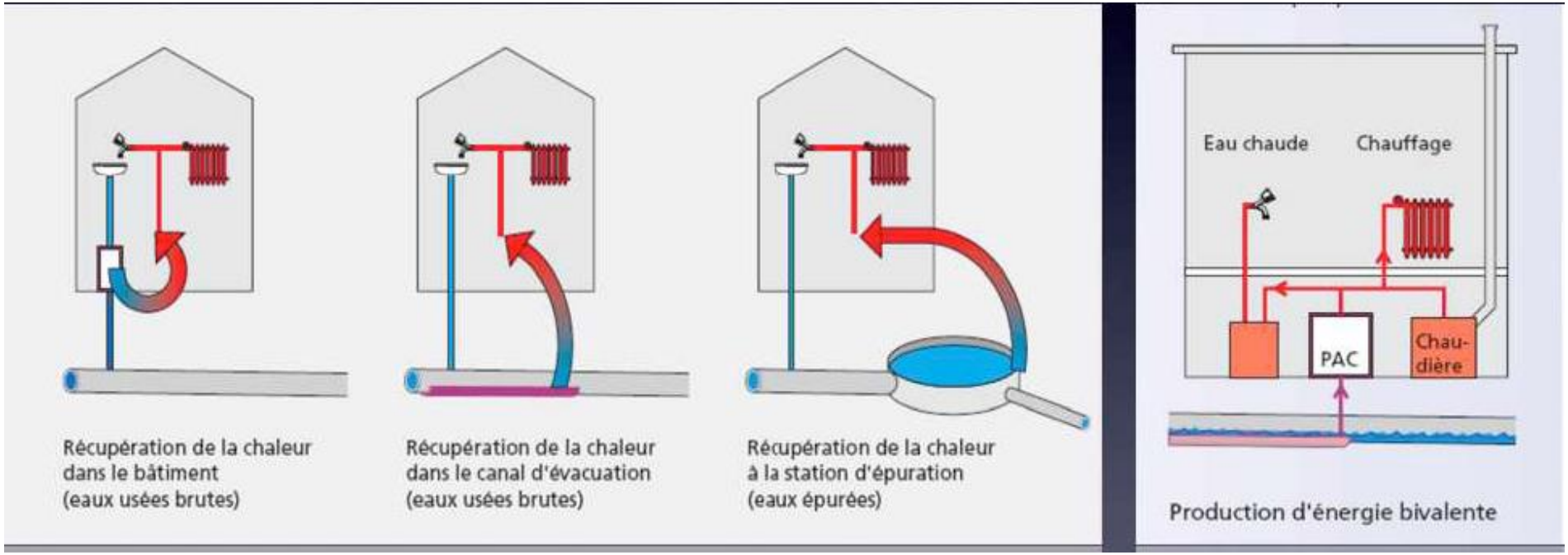


Figure 55 : systèmes de récupération de chaleur sur eaux usées (Source MT Partenaires Ingenierie)

N. 3 - GISEMENT BRUT

Le Cambrésis compte environ 28 stations d'épurations urbaines et 2 stations extérieures (Aubigny au Bac et Féchain) qui recueillent les effluents de certaines communes.

Sur les 163 000 habitants du Pays, environ 110 000 soit 70% sont couverts par un assainissement collectif.

Le calcul du potentiel a été effectué sur la base d'un rejet moyen de 234 L d'eau usée par habitant et par jour, correspondant à la moyenne française de consommation d'eau par habitant et par an.

Sur cette base, **le gisement brut peut être estimé à 73 GWh par an.**

Il s'agit d'un ordre de grandeur.

N. 4 - GISEMENT NET

Le calcul du gisement net devra s'appuyer sur les données du réseau d'assainissement : réseaux des collecteurs, taille des collecteurs et débits disponibles, caractéristiques des stations d'épuration.

Les stations d'épuration sont des lieux d'application idéale ; eau disponible à tout moment et facilement exploitable. Mais l'installation d'échangeurs thermiques dans des collecteurs peut permettre de rapprocher la récupération de chaleur de sa consommation.

L'analyse devra aussi porter sur la localisation des besoins : existence de besoins en chaleur importants mais admettant la basse température. La répartition spatiale des besoins par rapport aux collecteurs et aux stations constitue un point majeur de l'évaluation du potentiel.

Enfin, l'analyse du gisement devra être effectuée à une échelle globale par bassin de collecte. En effet le gisement exploité à un point donné n'est plus disponible en aval (eaux refroidies).

De même, le fait que la plupart des réseaux de collecte sont aujourd'hui des réseaux unitaires, qui collectent les eaux de pluie dans le réseau d'eau usée devra être prise en compte.

N. 5 - PROJETS EXISTANTS

Aucun projet n'a pu être identifié.

○ - POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT

Le tableau ci-dessous présente les 5 principales stations d'épuration du territoire, sur lesquelles le potentiel de développement à court terme est le plus important. Ces 5 stations ne représentent que 60% du gisement total.

Agglomération	Service gestionnaire	Capacité nominale en EH
CAUDRY	SPE 59	57247
CAMBRAI	SPE 59	56700
CATEAU-CAMBRESIS	SPE 59	22167
AVESNES-LES-AUBERT	SPE 59	17167
SOLESMES	SPE 59	13000

Tableau 26 : principales stations d'épuration du territoire

En première approche, le potentiel de production a été estimé à 10% du gisement brut à l'horizon 2030 soit 7 GWh et à 50% à l'horizon 2050, soit 36 GWh.

Cette approche tient compte du fait que le volume moyen par habitant devrait baisser.

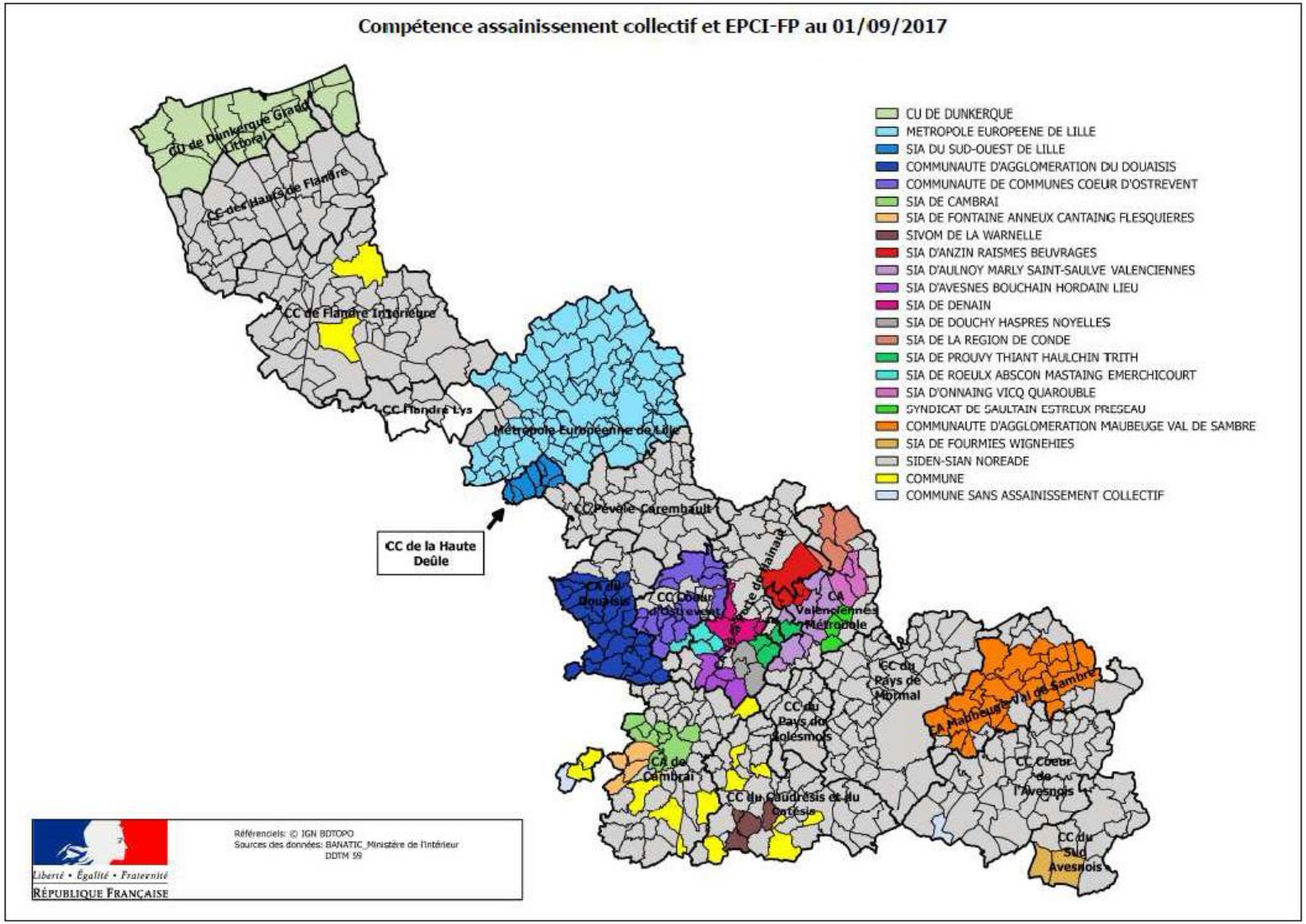


Figure 56 : carte des communes avec assainissement collectif dans le département du nord

C – POTENTIELS D'EVOLUTION DES RESEAUX

Introduction

Le potentiel de développement des réseaux énergétiques s'est appuyé sur le constat et les tendances actuelles, sur les objectifs souhaités par le territoire du Pays Cambrésis, de la Région des Hauts-de-France et par les volontés nationales. Sont ici présentés le potentiel de développement du réseau électrique, du réseau de gaz et des réseaux de chaleur sur le territoire.

Le réseau électrique

A - Le réseau électrique

Actuellement, l'ensemble du territoire possède une couverture électrique importante et avec des réseaux variés. Les réseaux s'ouvrent de plus en plus à l'intégration possible des productions d'énergie décentralisées, dont celles renouvelables ou de récupération.

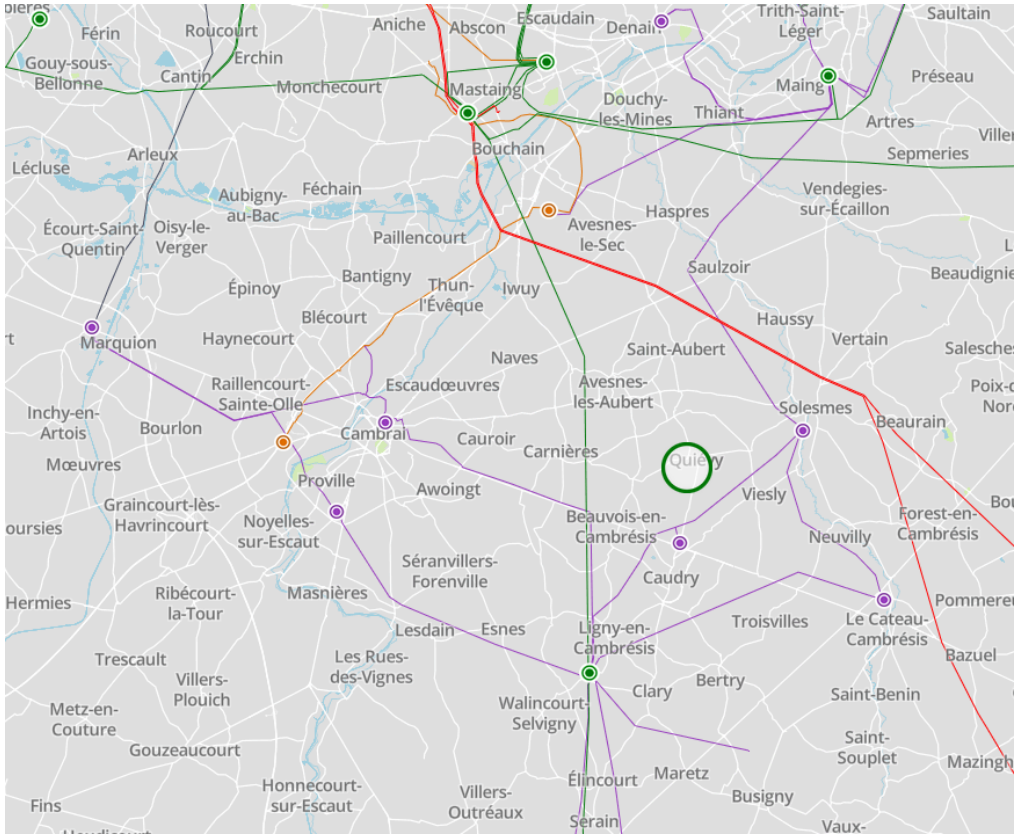


Figure 57 : capacités d'accueil pour le raccordement aux réseaux de transport et de distribution des installations de production d'électricité ; source : Capareseau.fr ; RTE.

B - Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables des Hauts de France (S3REnR)

La loi n°2010-788 du 12 juillet 2010, dite « loi Grenelle II », a institué le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR).

L'article L 321-7 du Code de l'Energie et le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 définissent le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables. Ce schéma doit reprendre les objectifs définis par le SRCAE puis le SRADDET.

Ce document est élaboré par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité. Il détermine les conditions de renforcement du réseau de transport d'électricité et des postes de production pour favoriser l'injection de l'électricité d'origine renouvelable, selon les objectifs du SRCAE.

Le schéma présente les travaux de développement nécessaire à l'atteinte des objectifs (créations d'infrastructures et renforcements), la capacité d'accueil du S3REnR, la capacité d'accueil par poste, le coût prévisionnel des ouvrages créés, le calendrier prévisionnel des études à réaliser et les procédures à suivre pour l'élaboration des travaux.

Le S3REnR garantit une capacité réservée pour les installations de production supérieures à 100 kVA pour une durée de dix ans sur les postes électriques proches des gisements identifiés, dès lors que le réseau le permet.

Le S3REnR Picardie avait été approuvé en décembre 2012 pour un volume de 975 MW. En novembre 2015, la totalité des capacités réservées au titre du S3REnR Picardie ont été attribuées à des projets de raccordement EnR.

La révision des S3REnR des deux anciennes régions en 2016 a entrainé l'élaboration du S3REnR Hauts-de-France, dont l'objectif a été fixé par le préfet à **3000 MW de capacités réservées**, en février 2017.

Sur les 3000 MW de capacités réservées on compte :

- 940 MW déjà existantes ou déjà engagées (672 MW en file d'attente) ;
- 2000 MW par la création de nouveaux ouvrages
- 60 MW par le renforcement d'ouvrages existants.

A noter que 675 MW sont rendus disponibles par l'utilisation optimisée du réseau (mise en œuvre d'automates). Les évolutions du réseau et solutions prévues devraient ainsi permettre d'assurer le raccordement des énergies renouvelables en région sur les prochaines années.

C - Les projets d'évolution du réseau électrique sur le territoire

Le schéma régional prévoit plusieurs renforcements des réseaux électriques à proximité du territoire.

Sur le poste de Prémy, soit à proximité immédiate de Cambrai, un renforcement est prévu.

Au nord du territoire, la création d'un nouveau poste est prévue, en dérivation depuis Famars. Ce poste est envisagé aux environs de Quiévy, soit sur le territoire, avec une capacité de raccordement de 80 MW pour les énergies renouvelables.

De la même façon, un nouveau poste est prévu à l'ouest du pays du Cambrésis, en dérivation depuis Chevalet. Il présentera une capacité réservée de160 MW.

Ces différents travaux permettront d'augmenter globalement le potentiel de raccordement des projets d'énergie renouvelable électrique.

Les travaux proposés pour accueillir le gisement sur le territoire et à proximité sont les suivants.

Postes	Description des investissements	Numéro sur la carte
PREMY	Ajout d'une nouvelle ½ rame sur le transformateur	41
Nouveau poste source depuis FAMARS	Création d'une liaison souterraine 225 kV de 15 km environ depuis Famars 225 kV Création d'un poste source 2 transformateurs 80 MVA + 4 rames Ajout d'une self 80 MVAR	44
Gros Caillou	Ajout 1 transformateur 40 MVA et d'une 1/2 rame HTA	43
Nouveau poste PS depuis CHEVALET	Création d'une liaison souterraine 225 kV entre 15 et 20 km depuis Chevalet 400 kV Ajout 1 autotransformateur 600 MVA Ajout d'une self 80 MVAR sur le nouveau jeu de barres Chevalet 225 kV Création d'un nouveau jeu de barres 225 kV à Chevalet Création d'un poste source 3 transformateurs 80 MVA	18

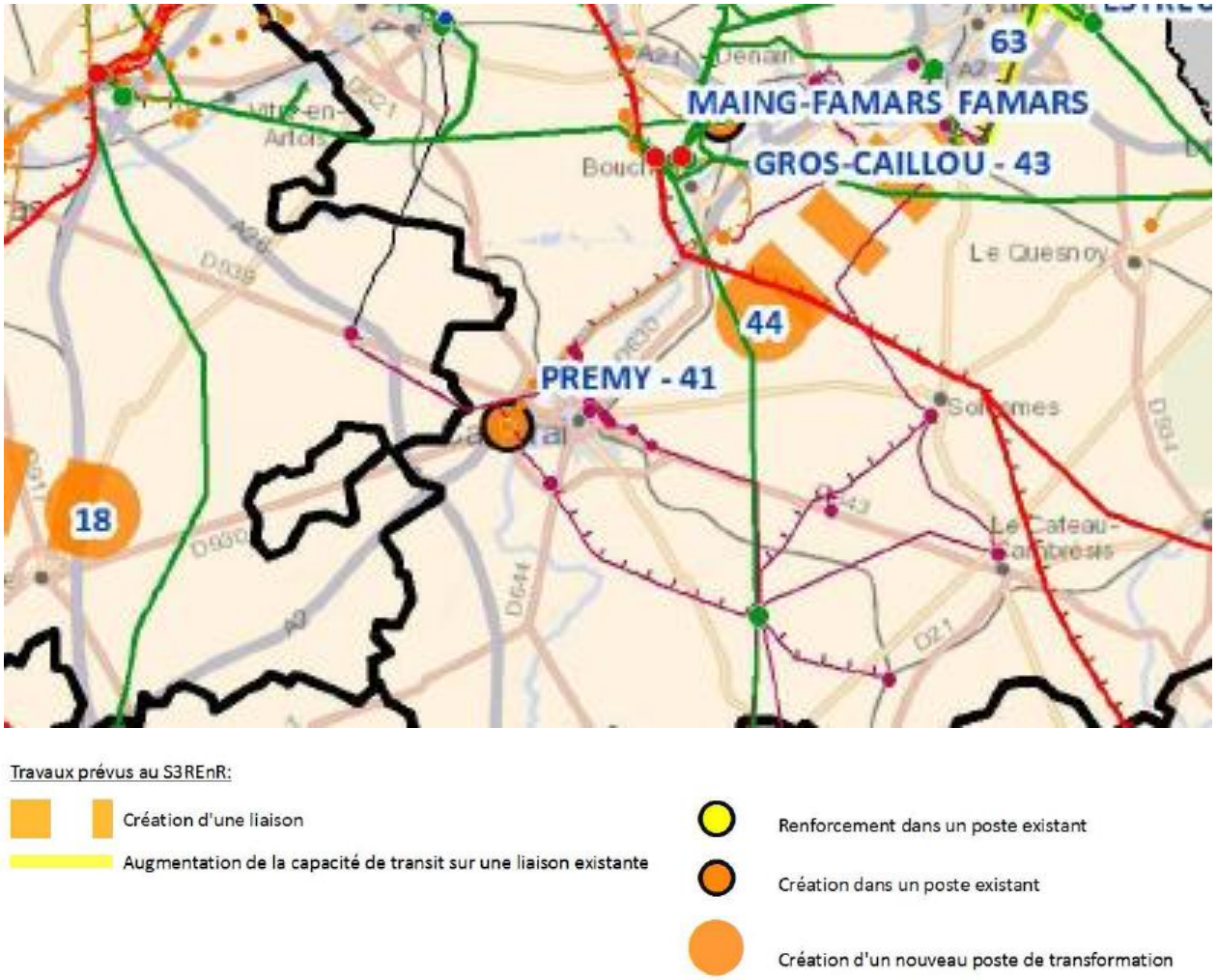


Figure 58 : Carte des travaux prévus au S3REnR des hauts de France – zoom sur le Cambrésis

Le réseau de gaz

A - Le réseau de gaz

Pour rappel, le territoire est irrigué par un réseau dense de canalisations de gaz, qui desservent presque tout le territoire, fait marquant pour un territoire aussi rural.

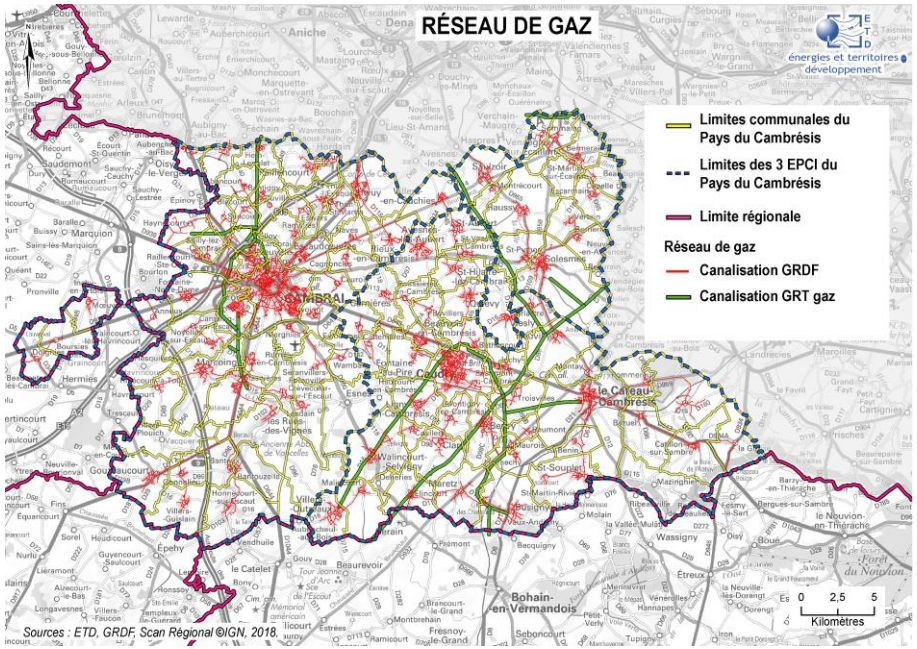


Figure 59 : réseau de gaz, rappel

La société GRTgaz (Gaz Réseau Transport) véhicule de la haute pression et la société GRDF (Gaz Réseau Distribution France) véhicule du gaz à plus faible pression. GRDF est le principal distributeur de gaz naturel en France et en Europe. La gestion du réseau de distribution doit intégrer trois composantes : les sources, le réseau et les consommateurs.

Le distributeur GRDF a pour objectifs en ce qui concerne son réseau, d'intégrer de nouveaux clients, que ce soit directement sur le réseau existant ou grâce à des extensions de réseau, de promouvoir le développement d'unités de production de biométhane, de développer des stations GNV (Gaz Naturel Véhicule).

B - Le contexte global

Le gaz fossile est parmi les solutions énergétiques les plus effectives, ce qui doit constituer une opportunité comme « vecteur de transition » vers des énergies moins carbonées.

A l'échelle nationale, la Loi de transition énergétique pour une croissance verte a pour objectif de fournir au moins 10% de gaz d'origine renouvelable d'ici 2030. Cet objectif est passé à 30% à l'horizon 2030 pour GRDF. Cela doit aboutir en 2050 à un réseau 100% de gaz vert, ce qui est un objectif ambitieux. Aujourd'hui, près de 0,5% de la consommation de gaz du réseau GRDF est produite par le biométhane.

A l'échelle régionale, les Hauts-de-France se sont donné comme objectif de devenir la première région européenne productrice de biométhane injecté dans le réseau. De nombreux acteurs sont mobilisés autour de ce défi, qui implique différentes parties prenantes : le monde agricole, les industriels, le monde des transports et de la logistique et les collectivités. Les acteurs cités sont particulièrement ciblés pour la production de gaz renouvelable.

D'après le Schéma Régional d'Aménagement de Développement Durable et d'Egalité des Territoire (SRADDET), les objectifs de production du biogaz sont les suivants :

2021	2026	2031	2050
1 593 GWh	4 182 GWh	9 053 GWh	Vers Facteur 4

Pour atteindre un objectif de 100% renouvelable dans le mix de gaz dans le réseau de distribution en 2050, trois cibles sont priorisées :

- la méthanisation qui aujourd'hui est la solution de gaz vert la plus performante ;
- la conversion d'électricité renouvelable en gaz, appelée « power-to-gas », notamment grâce à l'hydrogène issue d'électricité renouvelable qui peut être injecté dans le réseau et ainsi permettre une conversion (et donc un stockage) depuis de l'énergie électrique ;
- la pyrogazéification, qui consiste en la combustion de matière première à très haute température en l'absence d'oxygène. La matière première est transformée en liquide puis en gaz qui est ensuite injecté dans le réseau. La pyrogazéification est encore peu répandue.

Les objectifs nationaux et régionaux sont très ambitieux face au développement actuel de la production de biogaz.

En France, on compte près de 75 postes d'injection sur le réseau GRDF (soit 87 postes tous réseaux confondus, ce qui n'intègre pas la production valorisée en cogénération) dont 11 dans les Hauts-de-France, sachant que la Région porte le développement du gaz vert dans ses engagements politiques.

La production actuelle des 75 installations est de 183 GWh/an (en 2019).

D'autres solutions de valorisation du biogaz sont possibles comme la cogénération (production de chaleur et d'électricité) mais cela ne concerne pas les réseaux de gaz.

Les réseaux permettront ainsi de recevoir une plus grande quantité le gaz produit de manière renouvelable. En 2017, les stockeurs français ont permis une libre circulation du biométhane sur l'ensemble du réseau gazier. Storengy et Teréga ont décidé de permettre l'injection du biométhane produit par méthanisation dans leurs stockages souterrains. Cette décision augmente de manière significative le potentiel d'injection de biométhane dans les réseaux. Elle va notamment favoriser la mise en place d'installations dites de « rebours » qui permettent de remonter le gaz produit localement vers des niveaux de pression supérieurs dans le réseau, levant ainsi une partie de la contrainte de consommation estivale sur les zones d'injection. Le réseau de gaz dispose de capacité de stockage du gaz pour satisfaire les besoins notamment en chauffage, surtout lors des périodes hivernales. Le gaz étant facile à stocker dans les infrastructures du réseau.

C - Potentiel sur le territoire

Globalement sur le territoire, les consommations de gaz sont amenées à diminuer et la production de biogaz à augmenter.

Le potentiel de développement concerne essentiellement le déploiement de points d'approvisionnement des véhicules gaz ;

Le modèle économique de développement des réseaux permet aujourd'hui d'aller dans ce sens car la société GRDF, par exemple, encourage le développement de la production de gaz vert avec sa réinjection dans le réseau tout en s'adaptant aux baisses et aux changements de consommation.

Il n'est donc pas nécessaire d'avoir un développement massif des réseaux mais ce développement peut être ponctuel et pour répondre à un besoin spécifique.

LE DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR

La distribution de chaleur via un réseau ou une boucle locale de distribution est une grandeur essentielle et stratégique pour la politique climatique et territoriale.

Comme pour les réseaux de chaleur et de gaz, la distribution de chaleur va en effet déterminer pour partie le potentiel technique du territoire et limiter ou non son développement. En particulier, elle va être indispensable :

- Pour mener à bien les récupérations de chaleur fatale issue de l'industrie et du tertiaire, ou encore de l'incinération des déchets
- Pour utiliser les ressources disponibles souvent en marge du territoire communal comme la chaleur tiède issues des stations d'épuration des eaux usées.
- Pour augmenter significativement les potentiels du solaire thermique et abaisser son coût de revient à des niveaux acceptables
- Pour justifier l'usage des diverses formes de la géothermie et abaisser leur coût.
- Pour limiter la pollution locale en mettant en œuvre des chaudières bois ou biomasse mieux contrôlée et de taille justifiant un dépoussiérage et des dépollutions.
- Pour organiser l'autonomie du territoire vers la sortie des hydrocarbures, en irriguant notamment le centre des villes et des bourgs qui n'ont pas forcément les ressources ou les espaces disponibles sur chaque bâtiment consommateur pour mettre en œuvre les énergies renouvelables.

Illustration : le réseau de chaleur de Chateaubriand utilisant le solaire thermique. Ce réseau mis en service fin 2017 utilise près de 1 GWh de chaleur solaire par an à côté du bois. Il utilise 2300 m² de solaire pour un coût de 1,5 millions. Cette utilisation rentable du solaire dans la partie Nord de la France (Bretagne) est rendue rentable par cette connexion sur le réseau.

Solaire en réseau à Chateaubriant - Document CE 2018

Comme pour le réseau électrique, le réseau de chaleur permet de faire face à la variabilité de certaines ressources renouvelables en mutualisant la demande et en la lissant dans le temps. Les plus grands réseaux de chaleur permettent aussi par leur inertie dans la journée et dans la semaine de soutenir le réseau électrique jouant sur la chaleur stockée dans le réseau ou dans des réservoirs.

Le réseau de chaleur est aussi le terrain privilégié des pompes à chaleur les plus performantes, qui permettent l'utilisation d'une part plus importante des chaleurs fatales. Dans certains réseaux les mieux coordonnés entre chaleur et électricité, ces « smart-grid » peuvent utiliser les surplus d'électricité fatale pour valoriser leur production sous forme de chaleur.

Enfin, le réseau de chaleur peut être un outil dans la requalification des centre bourgs anciens, en offrant la possibilité de sortir du fioul ou du gaz, et ce de façon coordonnée avec la rénovation thermique de l'habitat ancien et du tertiaire. Les collectivités les plus volontaires y trouvent un moyen fort pour valoriser des énergies locales en limitant les charges de leurs administrés.

A - **Une multitude de configurations**

On distinguera le réseau de chaleur urbain, les boucles de distribution locales et les mini-réseaux de chaleur, et aussi les réseaux liés à une ressource fatale importante. Il peut donc s'agir d'ensembles de plusieurs dizaines de MW alimentant une partie importante des agglomérations, comme à Dunkerque ou à Amiens, ou à l'inverse de réseaux à un niveau micro, qui mettent en commun la chaudière bois d'un bâtiment public comme une mairie ou une école, avec les usagers les plus proches.

De même, les plus anciens réseaux utilisaient la vapeur issue de l'industrie pour un rendement global déplorable, suivis par les générations des grands réseaux actuels qui fonctionnent souvent à plus de 80°C et sous pression alors que les réseaux les plus récents fonctionnent à bien plus basse température.

Cette évolution a plusieurs conséquences :

- On utilise bien mieux les radiateurs à eau tiède imposés par les normes récentes du tertiaire (qui ont une surface plus importante) pour un rendement très amélioré
- Les ressources sont plus importantes (solaire thermique, géothermie, chaleur récupérée…) et les pompes à chaleur sont mieux adaptées
- On peut utiliser une partie des installations pour faire du froid dans le tertiaire en été, en lien aussi avec le stockage d'eau tiède ou froide en nappes

- Enfin, une quatrième génération de réseau de chaleur en cours de conception se passe entièrement des hydrocarbures et met en œuvre des énergies renouvelables plus diversifiées. Ces réseaux sont coordonnés avec les énergies renouvelables électriques.

A. 1 - **LE RESEAU DE CHALEUR URBAIN**

Cette forme « traditionnelle » du réseau a encore un potentiel important. C'est aussi la plus connue en France. A proprement parler, il s'agit d'une distribution à l'échelle urbaine réunissant plusieurs acteurs différents pour la production et la consommation de chaleur, réalisée sur les emprises communales ou inter-communales, et dont le maître d'œuvre est une entité spécifique. Ainsi, un hôpital peut avoir un chauffage déporté entre une chaufferie et des bâtiments éloignés, il ne relève pas de cette définition si tout se passe sur son emprise, même si le chauffage est géré par un prestataire extérieur.

Classiquement, le réseau de chaleur relie des grands consommateurs de l'habitat et du tertiaire, tels qu'ensembles HLM, écoles ou hôpitaux.

La détection des zones propices à l'implantation d'un réseau de chaleur a été réalisée par la FEDENE dans une cartographie présentée ci-après. Cette cartographie suggère que seule l'agglomération de Cambrai et une faible partie du centre de Caudry et du Cateau ont une densité adéquate.

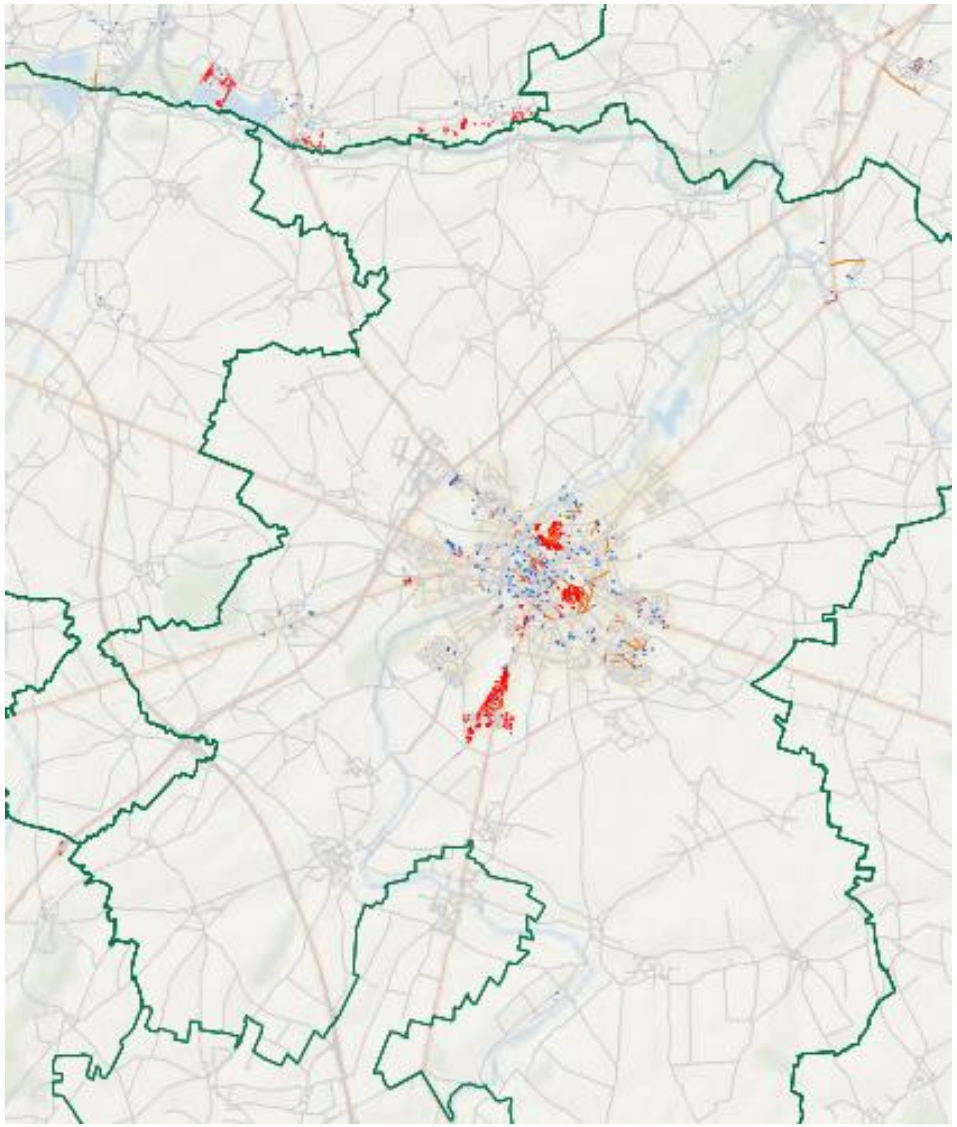
Consommations de chaleur du bâti

Reconstruction d'après les statistiques nationales et les données OpenStreetMap

- Résidentiel collectif
- Tertiaire

Tracé des réseaux de chaleur viables

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



Cartographie FEDENE des potentiels de réseaux de chaleur dans l'agglomération de Cambrai

SOUTIENS AUX RESEAUX DE CHALEUR

Deux leviers puissants utilisés en France pour le développement des réseaux de chaleur sont d'une part la subvention à l'investissement comme le Fonds Chaleur, d'autre part la TVA réduite sur les abonnements. Celle-ci est réservée aux réseaux où la chaleur est majoritairement issue des renouvelables. Enfin, les collectivités peuvent faire classer le réseau, ce qui oblige les plus grands consommateurs à s'y raccorder et conforte l'économie du système, tout en diminuant souvent les charges des usagers. Les règlements d'urbanisme pourront prévoir l'étude systématique d'une ou plusieurs énergies renouvelables thermiques lors d'opérations de construction ou de réhabilitation significatives dans l'habitat ou le tertiaire, ainsi que la réservation du branchement de conduites thermiques reliant ces opérations au reste de l'agglomération. Les parcs d'activité sont encouragés à faire de même. Ceci sera discuté dans la suite de l'étude.

B - **Le potentiel de chaleur distribuée**

La consommation de chaleur pour le chauffage de l'habitat et du tertiaire représente la part la plus importante des consommations du territoire, et elle le reste à l'horizon étudié (2030-2050).

Les énergies thermiques à basse température représentent plus de la moitié de la consommation d'énergie du territoire. La partie suivante part des besoins de chaleur déjà calculés sur chaque commune du territoire et consolide ensuite le calcul.

Pour ce calcul, on ne tient pas compte de l'industrie qui est une source potentielle de chaleur mais est moins intéressée -sauf cas particulier- par la chaleur à basse température venue de l'extérieur.

B. 1 - DENSITE DES AGGLOMERATIONS

Le SCOT du Cambrésis, contrairement à d'autres agglomérations (Douai, Arras, Valenciennes…) n'est pas considéré comme « dense » par l'INSEE, même dans le centre. Ceci est illustré par le tableau suivant, qui détaille la densité cumulée de chaque collectivité du territoire suivant quatre catégories (population dense, intermédiaire, peu dense, très peu dense) :

Densité de l'habitat dans le Pays du Cambrésis				
Densité INSEE	1	2	3	4
CA Cambrai	0%	58%	38%	3%
CC Cateau Caudry	0%	55%	43%	2%
CC Pays Solesmois	0%	0%	95%	5%
Total	0%	52%	45%	3%
Densité de l'habitat, source INSEE traitement E&E				

Figure 60 : densité de l'habitat dans le Pays Cambrésis selon l'INSEE

Si l'on prend maintenant les principales communes du territoire (au-dessus de 1000 habitants), les densités sont les suivantes :

Numéro INSEE	Libellé des communes	Typo Insee	Population 2010	Part pop dense (1)	Part pop intermediaire (2)	Part pop peu dense (3)	Part pop tres peu dense (4)
59122	**Cambrai**	**2**	**32584**	**0%**	**99%**	**1%**	**0%**
59428	Neuville-Saint-Rémy	2	3744	0%	100%	0%	0%
59206	Escaudoeuvres	2	3415	0%	97%	3%	0%
59476	Proville	2	3350	0%	96%	4%	0%
59322	Iwuy	3	3200	0%	0%	99%	1%
59389	Masnières	3	2626	0%	0%	100%	0%
59488	Raillencourt-Sainte-Olle	2	2358	0%	98%	1%	1%
59624	Villers-Outréaux	3	2182	0%	0%	98%	2%
59377	Marcoing	3	1830	0%	0%	97%	3%
59244	Fontaine-Notre-Dame	3	1717	0%	11%	88%	1%
59502	Rieux-en-Cambrésis	2	1524	0%	89%	8%	3%
59520	Rumilly-en-Cambrésis	3	1449	0%	0%	100%	0%
59269	Gouzeaucourt	3	1432	0%	0%	99%	1%
59622	Villers-en-Cauchies	3	1247	0%	0%	100%	0%
59139	**Caudry**	2	14393	0%	96%	4%	0%
59136	**Le Cateau-Cambrésis**	2	7039	0%	97%	3%	0%
59037	Avesnes-les-Aubert	2	3672	0%	82%	18%	0%
59118	Busigny	3	2559	0%	0%	99%	1%
59074	Bertry	3	2210	0%	0%	99%	1%
59063	Beauvois-en-Cambrésis	2	2143	0%	96%	2%	1%
59631	Walincourt-Selvigny	3	2087	0%	0%	98%	2%
59349	Ligny-en-Cambrésis	2	1787	0%	99%	0%	1%
59485	Quiévy	2	1742	0%	100%	0%	0%
59533	Saint-Hilaire-lez-Cambrai	2	1643	0%	88%	12%	0%
59528	Saint-Aubert	3	1520	0%	0%	100%	0%
59382	Maretz	3	1487	0%	0%	95%	5%
59545	Saint-Souplet	3	1290	0%	0%	84%	16%
59243	Fontaine-au-Pire	2	1192	0%	89%	10%	1%
59149	Clary	3	1146	0%	0%	99%	1%
59132	Carnières	3	1070	0%	0%	88%	12%
59430	Neuvilly	3	1049	0%	0%	98%	2%
59571	**Solesmes**	3	4605	0%	0%	96%	4%
59558	Saulzoir	3	1701	0%	0%	100%	0%
59289	Haussy	3	1550	0%	0%	96%	4%
59614	Viesly	3	1458	0%	0%	92%	8%
59608	Vendegies-sur-Écaillon	3	1121	0%	0%	98%	2%
Source INSEE traitement E&E Consultant							

Figure 61 : Densité de l'habitat par commune selon l'INSEE.

Dans la suite du calcul, on combine ces densités avec la présence ou non de consommations tertiaires ainsi que la consommation de chaleur. Comme pour la cartographie FEDENE présentée plus haut, il ne s'agit pas de pré-études mais d'une estimation des potentiels qui justifie ou non une étude de potentiel telle que celle encouragées par l'ADEME dans la région Hauts de France. Ces résultats sont plus robustes quand ils sont consolidés à l'échelle des collectivités. Ils peuvent aussi être modifiés en cas de ressource importante et fatale, mais aussi en cas de réseau gaz dense qui limite la mobilité des usagers du chauffage.

Le potentiel est exprimé par une fourchette entre une situation optimiste et une plus pessimiste. Les hypothèses de parts de marché pouvant être reliées à un réseau et utilisées pour le calcul sont les suivantes :

Hypothèses de potentiel ultimes (boucles tièdes)					
%	0	Part pop dense (1)	Part pop intermediaire (2)	Part pop peu dense (3)	Part pop tres peu dense (4)
Pessimiste	Habitat MI	60%	40%	20%	0%
	Habitat Collectif	80%	60%	20%	0%
	Tertiaire	80%	60%	30%	20%
	Gros tertiaire	80%	70%	60%	50%
	Industrie	20%	20%	10%	10%
Optimiste	Habitat MI	90%	70%	50%	10%
	Habitat Collectif	100%	90%	70%	50%
	Tertiaire	90%	80%	70%	50%
	Gros tertiaire	100%	100%	90%	80%
	Industrie	30%	30%	30%	30%
E&E Consultant 2018 pour SCOT du Cambrésis					

Par ailleurs, la part de marché potentielle diminue avec le temps puisque tant l'habitat que le tertiaire et l'industrie voient leur efficacité augmenter nettement dans le temps.

Au total, cette combinatoire donne les résultats suivants pour les deux fourchettes d'hypothèses :

Estimation pessimiste des potentiels			
En GWh	Actuel	2030	2050
CA Cambrai	484	246	152
CC CC	267	119	71
CC S	55	22	14
Total	806	387	236

Une estimation optimiste est donnée par le tableau suivant :

Estimation optimiste du potentiel			
En GWh	Actuel	2030	2050
CA Cambrai	807	401	249
CC CC	459	198	118
CC S	95	38	24
Total	1361	637	391

Suivant l'objectif du SCOT et les hypothèses prises, cela représente entre 30% et 50% de la consommation de l'ensemble. Cela représente ainsi une part limitée du besoin de chaleur, en particulier par rapport à des agglomérations denses telles que Copenhague (100% déjà couverts) ou Amiens (30% en 2019 avec des extensions importantes en cours).

Examinons ces potentiels pour chacun des territoires

CA CAMBRAI

A Cambrai tout d'abord, le potentiel est -de loin- le plus important et aussi celui qui fait déjà l'objet des attentions publiques. Le graphe suivant présente les consommations estimées de chaleur par densité :

Demande de chaleur par densités : CA Cambrai					
En MWh	Habitat MI	Habitat Collectif	Tertiaire	Gros tertiaire	Industrie
Dense	-	-	-	-	-
Intermediaire	254 669	85 702	124 795	26 900	638 582
Peu dense	228 323	5 293	31 128	296	172 131
Tres peu dense	19 047	236	1 251	20	7 016
Provenance de la chaleur en fonction des zones de densité / E&E Consultant					

CC CAUDRESIS-CATESIS

Dans le Caudresis-Catesis, ces potentiels sont moindres car la densité est moindre. A noter que le réseau de gaz peut aussi limiter l'intérêt économique dans certaines communes du choix du réseau de chaleur. Il reste que le taux potentiel des boucles de chaleur n'est pas négligeable, à étudier avec les ressources potentielles (eaux usées, chaleur fatale industrielle…).

Demande de chaleur par densités, Caudresis-Catesis					
En MWh	Habitat MI	Habitat Collectif	Tertiaire	Gros tertiaire	Industrie
Dense	-	-	-	-	-
Intermediaire	220 269	25 799	55 141	4 332	188 855
Peu dense	209 496	4 044	21 271	2 607	53 754
Tres peu dense	10 639	131	800	112	1 363
Provenance de la chaleur récupérable en fonction des zones de densité / E&E 2019					

CC SOLESMOIS

Dans le Solesmois, la densité est un obstacle fort à la constitution de réseaux de chaleur importants. Cependant, l'absence du réseau de gaz et la ressource notamment en biomasse peuvent rendre les mini-réseaux de chaleur attractifs, à commencer par les institutions publiques reliées entre elles dans les centres des bourgs ou les -rares- habitations collectives. Le graphe suivant montre que la catégorie « intermédiaire » n'est pas représentée, seule les « peu denses » et « très peu denses » sont présentes.

Demande de chaleur par densités : Pays de Solesmes					
En MWh	Habitat MI	Habitat Collectif	Tertiaire	Gros tertiaire	Industrie
Dense	-	-	-	-	-
Intermediaire	1	0	0	-	0
Peu dense	104 389	3 114	18 177	-	14 983
Tres peu dense	5 557	140	723	-	642
Provenance de la chaleur récupérable en fonction des zones de densité / E&E Consultant					

Le dimensionnement des réseaux doit ainsi prendre en compte la prospective sur la demande, de manière à ne pas surinvestir et de façon à s'assurer de l'amortissement des équipements. Le calcul aboutit à un potentiel de 30% à 50% du besoin de chaleur projetée, mais un taux nettement plus faible si l'on se compare aux consommations actuelles.

Au total, le tableau suivant se réfère à l'échéance de 2030 pour estimer les énergies qui pourraient être raccordées aux différentes formes de chaleur distribuées dans l'ensemble du territoire.

Estimations du potentiel des chaleurs distribuées				
GWh	Caudresis-Catesis	Cambrai	Solesmes	Total
Haut	198	401	24	623
Bas	119	246	14	379
Estimations de la consommation possible via la chaleur distribuée / E&E 2019				

Ces chiffres permettent de programmer d'une part des hypothèses sur les réseaux de chaleur, mais aussi de repérer les ressources renouvelables adaptées à la production sur réseau en substitution du pétrole et du gaz fossile.

Ils permettront aussi d'envisager le reste de la ressource pour l'habitat et le tertiaire dispersés : bois, biogaz, ou aussi géothermie locale, pompes à chaleur par exemple.

D – POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE GES

Les émissions de Gaz à Effet de Serre se répartissent entre émissions directes (émises sur le territoire) et émissions indirectes (émises hors du territoire).

Dans ces deux catégories, une grande part des émissions est due aux consommations d'énergie. Les potentiels de réduction des émissions énergétiques sont directement reliés aux réductions des consommations d'énergie et à l'évolution du mixte énergétique présenté précédemment.

Les potentiels de réduction des émissions énergétiques de GES

Les GES énergétiques représentent 68% des émissions de GES actuelles sur le Pays du Cambrésis. La réduction des consommations d'énergie et le déploiement des énergies renouvelables seront donc les deux principaux leviers pour réduire les émissions de GES du territoire.

En ce qui concerne les émissions liées à l'énergie, **le potentiel de réduction a été estimé sur la base du croisement des consommations d'énergie et des productions d'énergie renouvelable** présenté précédemment.

Pour chaque source d'énergie, un facteur d'émission de GES a été attribué.

Comme expliqué précédemment, en 2050 la collectivité importera encore du gaz de réseau. Le mix énergétique alimentant ce gaz en réseau dépendra d'actions extérieures au territoire. Il est proposé de considérer comme hypothèse une division par deux du facteur d'émission de GES de ce réseau

Aucune hypothèse d'évolution n'a été prise concernant le facteur d'émission des produits pétroliers. Cependant, des innovations technologiques pourraient permettre à long terme une évolution de cette source d'énergie.

Les potentiels de réduction des émissions de GES non énergétiques

Les émissions non énergétiques représentent 32% des émissions de GES totales du territoire. Les leviers d'action et les potentiels de réduction associés sont très différents selon les secteurs d'activité.

Le graphique ci-contre reprend pour mémoire la répartition des principales émissions non énergétiques sur le territoire prises en compte dans le bilan. La plus grande part est constituée par des émissions indirectes : intrants, transports… L'agriculture représente le principal poste d'émissions de GES non énergétique directes.

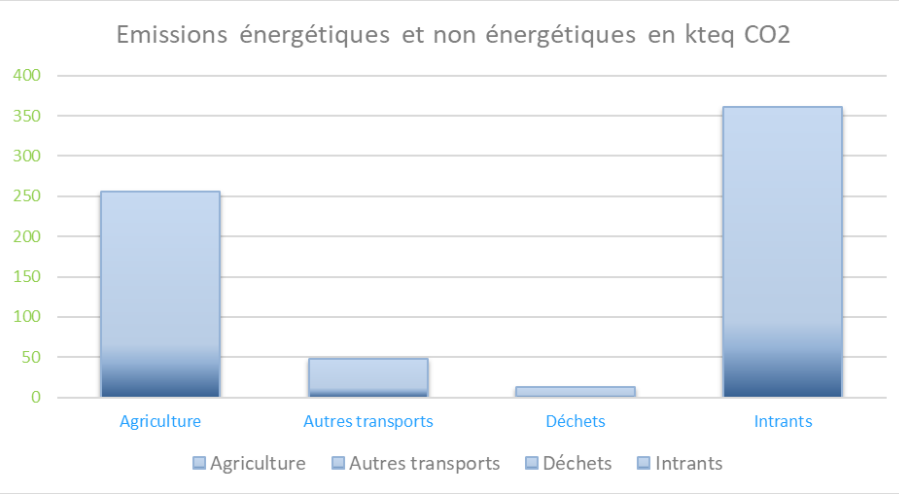


Figure 62 : rappel des émissions de GES non énergétiques actuelles

A - Emissions de GES agricoles

Sur le territoire du Cambrésis, 87% des émissions de GES de l'agriculture sont d'origine non énergétique.

A. 1 - LES LEVIERS D'ACTION

SOURCES : ETUDE INRA « QUELLE CONTRIBUTION DE L'AGRICULTURE FRANÇAISE A LA REDUCTION DES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE ? » ET ETUDE AFTERRE 2050 REALISEE PAR SOLAGRO POUR L'ADEME

Les principaux leviers d'action pour réduire les émissions agricoles du territoire sont les suivants :

- **Diminuer les apports de fertilisants minéraux azotés**, qui sont à l'origine de la plus grande partie des émissions de N2O.
- **Diminuer le recours aux engrais minéraux de synthèse**. Cette diminution des apports peut être obtenue : en les ajustant mieux aux besoins de la culture, avec des objectifs de rendement réalistes ; en valorisant mieux les fertilisants organiques ; en améliorant l'efficacité de l'azote fourni à la culture par les conditions d'apport (retard du premier apport au printemps, ajout d'un inhibiteur de nitrification, enfouissement localisé de l'engrais).
- **Accroître la part des cultures de légumineuses** qui, grâce à la fixation symbiotique d'azote atmosphérique, ne nécessitent pas de fertilisants azotés externes, et laissent dans le sol des résidus riches en azote permettant de réduire la fertilisation minérale de la culture suivante. Deux sous-actions sont possibles : accroître la part des légumineuses à graines en grande culture ; introduire et maintenir une plus forte proportion de légumineuses dans les prairies temporaires.
- Améliorer le stockage de carbone dans les sols (cf. partie dédiée) et réduire de ce fait les besoins en intrants.
- Valoriser les effluents pour produire de l'énergie : la méthanisation
- **Capter le CH4 produit par la fermentation des effluents d'élevage durant leur stockage**, et l'éliminer par combustion, c'est-à-dire le transformer en CO2. Le CH4 est brûlé, avec production d'électricité ou de la chaleur, soit tout simplement en torchère. Le pouvoir de réchauffement global (PRG) du CO2 étant 25 fois inférieur à celui du CH4, la combustion du CH4 en CO2 est intéressante même en l'absence de valorisation énergétique (cas des torchères). Il s'agit d'accroître le volume d'effluents d'élevage méthanisés et, à défaut, de couvrir les fosses de stockage de lisier et installer des torchères.

- **Désintensifier l'élevage** : si la tendance est à la diminution du cheptel bovin, la diminution des prairies est aussi à relier à l'intensification des productions, qui diminue le temps de pâturage. La diminution du cheptel bovin total associée au maintien sur le territoire d'un élevage bovin de qualité permettant le maintien des prairies permettra de réduire les émissions de GES tout en conservant toutes les externalités positives des prairies.

  Ainsi, Le cheptel bovin lait est décrit dans l'étude AFTERRE selon 6 types d'élevages qui se différencient principalement selon leur productivité en lait et leur régime alimentaire. Une vache laitière produit aujourd'hui en moyenne 6 500 kg de lait par an. Les plus productives dépassent les 10 000 kg : elles sont dans ce cas nourries surtout aux concentrés et à l'ensilage, pâturent peu, et font l'objet de sélections génétiques poussées. L'étude propose un scénario d'évolution avec disparition des vaches les plus intensives et redéploiement du pâturage. Cette démarche permet aussi de réduire les apports de concentrés, très émetteurs de GES.

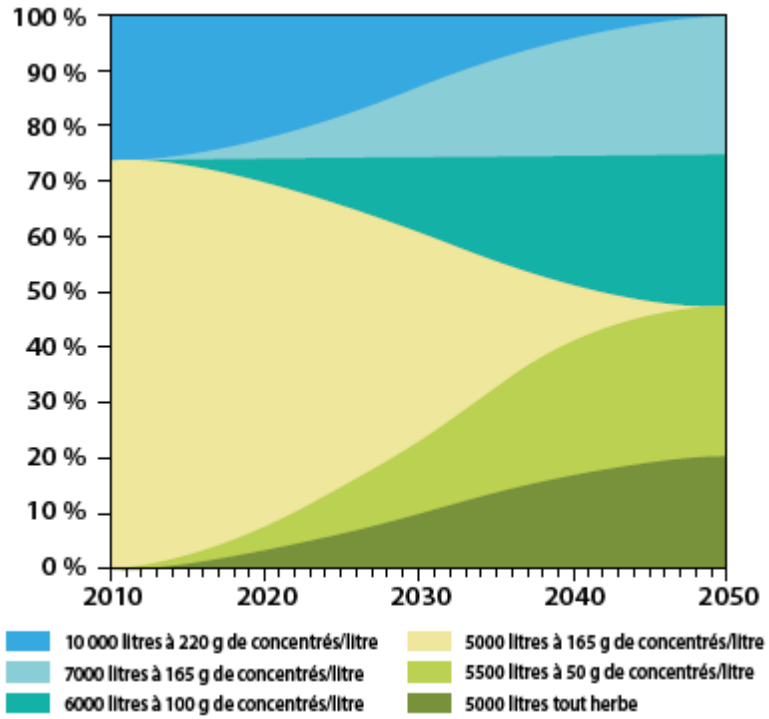


Figure 63 : évolution des systèmes d'élevage laitier, scénario AFTERRE 2050

- Assurer l'autonomie alimentaire territoriale des systèmes d'élevage

  Tout comme pour l'alimentation humaine, une part importante de l'alimentation des animaux d'élevage provient de l'extérieur du territoire voire de l'autre bout du monde (soja d'Amérique par exemple), avec des conséquences non maîtrisées sur les émissions de GES. La relocalisation de l'alimentation des animaux permettra de réduire les émissions de GES liées au transport, mais aussi de diversifier les systèmes de production locaux.

L'étude Afterre propose ainsi pour 2050 un modèle de parcelle agricole combinant ces différents leviers.

Dans ce modèle, la culture principale est systématiquement accompagnée. Elle partage l'espace soit avec des arbres, soit avec des cultures associées soit avec des cultures intermédiaires. La terre n'est jamais nue. Elle est toujours verte, ou pour le moins couverte (chaumes). Le mélange des variétés est généralisé.

Au lieu des 2 productions du standard agricole actuel – une graine et de la paille - une parcelle peut délivrer virtuellement une gamme élargie de productions :

- grain de la culture principale (par exemple le blé),
- grain de la culture associée (par exemple le pois),
- un résidu de culture qui sera partiellement recyclé ou retourné au sol,
- du fourrage ou de la biomasse énergie dérivés de la récolte
- des couverts végétaux,
- du bois d'œuvre, du bois énergie et/ou des fruits issus des alignements agroforestiers (noyers par exemple) ou des haies.

De plus, les couverts entre deux cultures - cultures intermédiaires - sont systématiquement déployés sur les parcelles où les contraintes hydriques ne sont pas rédhibitoires.

Les cultures associées occupent 20 % des terres arables ; elles sont basées sur des associations céréales / légumineuses, particulièrement efficientes dans des systèmes à bas niveaux d'intrants. Les graines de céréales sont destinées à l'alimentation humaine tandis que les légumineuses sont majoritairement destinées à l'alimentation du bétail.

L'agroforesterie se développe fortement mais à « basse densité ». A raison de 50 arbres par hectare, pour une emprise au sol de 12 %, cette densité ne minore pas le rendement de la culture annuelle. L'agroforesterie couvre, en 2050, 10 % de la surface agricole utile (soit 3 millions d'hectares) ;

5 % de la SAU sont réservés aux infrastructures agroécologiques, aussi diverses que le sont les terroirs et les paysages : haies, bosquets, ripisylves, jachères ou prairies fleuries, bandes enherbées… Le linéaire de haies aura ainsi doublé en 2050.

A l'échelle du paysage (ou du bassin versant), ce type de parcelle et ses aménagements (associés à des zones tampons), permet de réduire les risques d'érosion, de diminuer les transferts de polluant vers l'eau et de répartir de façon homogène les infrastructures agroécologiques.

A. 2 - **LE POTENTIEL DE REDUCTION**

L'estimation des potentiels de réduction s'est appuyée sur l'étude AFTERRES 2050, qui estime les potentiels de réduction des émissions d'origine agricole.

Dans Afterres2050, les émissions de gaz à effet de serre de l'agriculture française sont divisées par 2 par rapport à aujourd'hui. Les principaux facteurs de diminution sont liés à la diminution du cheptel bovin, à la meilleure maîtrise de la fertilisation azotée qui joue à la fois sur les émissions de N2O et les consommations de gaz fossile, avec en outre des progrès techniques sur la fabrication des engrais, qui permettent de diminuer la consommation d'énergie (20 %) et d'émettre moins de N20.

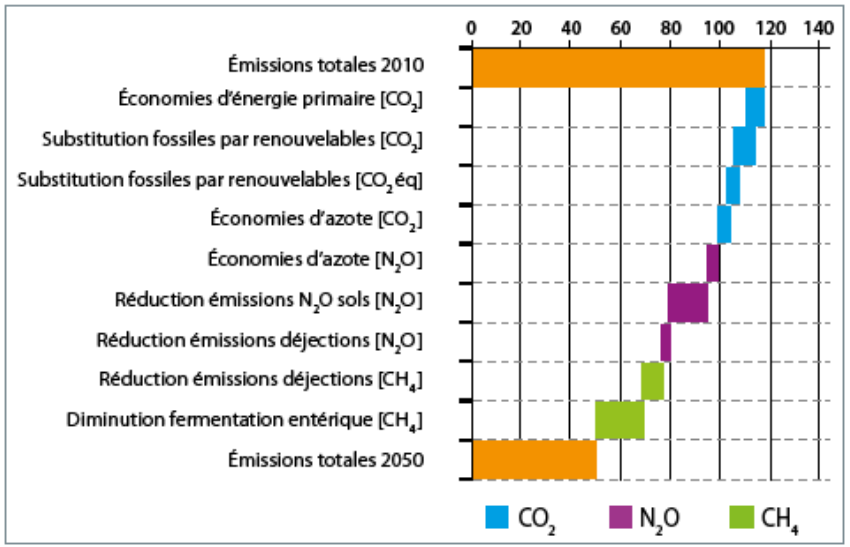


Figure 64 : potentiel de réduction des émissions de GES agricole françaises d'ici 2050 en Mteq CO2

Ce scénario a été transposé au territoire au prorata de ses émissions initiales. Ce scénario permet d'obtenir un gain global de 50% sur les émissions de GES non énergétiques agricoles.

B - **Emissions de GES des intrants**

B. 1 - **LES LEVIERS**

La réduction des émissions liées à la consommation et à l'alimentation passera par une sensibilisation des habitants-consommateurs. Les leviers sont en grande partie nationaux et s'appuieront sur des changements de comportement massifs. Au niveau du territoire, il s'agit d'une approche globale dans laquelle chaque acteur peut trouver son rôle : travail sur l'exemplarité des collectivités, sensibilisation des enfants, lutte contre le gaspillage alimentaire, travail sur les circuits courts, de saison et à faibles intrants…

Développer les circuits courts

Rapprocher le producteur du consommateur permet de restreindre les transports de produits. L'utilisation de produits frais et de saison restreint les émissions liées à la conservation (stockage, surgelé, émissions des systèmes de refroidissement dans le tertiaire…) et celles liées à la production (chauffage de serre par exemple)

Selon une étude de l'ADEME sur les produits maraîchers, les circuits courts de proximité réduisent l'impact sur le changement climatique dès lors que certaines conditions d'optimisation sont respectées, notamment en termes de transport. L'idéal est d'optimiser le transport des produits via la mise en place de points de vente collectif (impact sur le fret territorial également).

A l'inverse, le consommateur qui parcourt des kilomètres pour acheter ses œufs dans une ferme, ses fruits dans une autre, peut émettre plus de GES que la grande distribution.

Lutte contre le gaspillage alimentaire et la surconsommation

La lutte contre le gaspillage alimentaire est aussi un enjeu en termes d'émissions de GES. Chaque français jette en moyenne 7 kilos d'aliments non consommés et encore emballés par an. A ce chiffre, il convient d'ajouter les restes de repas, fruits et légumes abîmés, pain... soit de l'ordre de 13 kilos/habitant/an.

Le gaspillage alimentaire représente ainsi près de 20 kg/habitant/an.

Lutter contre le suremballage, la surconsommation et contre le gaspillage alimentaire aura un double impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre : réduction des émissions liées à la consommation ou à l'alimentation, et réduction des émissions liées au traitement des déchets et économie de matière première prélevée sur le milieu naturel.

Hors alimentation, les émissions liées à la consommation des ménages sont assez mal connues. Les réductions des émissions s'appuieront sur les changements de mode de production des objets (éco-conception), et les changements de mode de consommation. Les leviers d'action sur le territoire concernent surtout la prévention des déchets et sont détaillés dans le paragraphe dédié.

B. 2 - **LE POTENTIEL DE REDUCTION**

Le scénario AFTERRE 2050 propose une évolution de l'assiette française moyenne qui comprend une baisse très forte de la consommation de viande (-49%), de la consommation de poissons et crustacés (-74%), et en revanche une multiplication par trois de la consommation de légumineuses et une augmentation de 20% de la consommation de fruits et légumes.

Cette évolution a été transposée au territoire en estimant un potentiel de 69% des émissions de GES liées aux intrants.

La majorité de l'effet est due à la réduction de la consommation de viande, levier n°1 pour réduire les émissions de GES. Néanmoins, cette diminution de la consommation de viande ne s'obtiendra que par une évolution globale de l'alimentation et donc une augmentation des autres produits. La relocalisation des productions agricoles permet aussi de réduire le bilan global des émissions.

C - **Les déchets**

Les émissions de GES liées aux déchets correspondent aux émissions indirectes liées au recyclage et au traitement des déchets (à l'extérieur du territoire).

C. 1 - **LES LEVIERS**

La réduction de la production de déchets constitue le levier majeur dans ce secteur d'activité. Elle est encadrée par la réglementation dans le cadre des plans de réduction des déchets. Les actions autour du tri, du recyclage, du compostage, et le changement des matériaux peuvent permettre d'atteindre d'ici 2050 une réduction très importante des quantités de déchets.

C. 2 - **LE POTENTIEL DE REDUCTION**

Il peut être estimé que les centres d'enfouissement n'accueilleront plus que des déchets inertes en 2050 et que les émissions de CO2 associées tendront vers zéro (après valorisation des gaz émis par les déchets stockés au fur et à mesure des années). Les déchets organiques restants pourront être valorisés dans des unités permettant la valorisation intégrale des gaz (type unités de méthanisation)

Les seules émissions restantes seraient alors celles associées au recyclage des déchets (émissions indirectes).

Le potentiel de réduction des émissions indirectes liées aux déchets est donc de 99%.

D - **Le transport**

Les émissions de GES non énergétiques sur le territoire concernent exclusivement les émissions indirectes liées au transport aérien.

Les industriels misent sur les avancées technologiques : performance énergétique des moteurs, meilleure aérodynamique, cockpits allégés, trajectoires optimisées… pour réduire les émissions de GES.

Ils se sont fixés un objectif global de baisse de 50% en 2050 des émissions du secteur aérien.

Bilan : les potentiels de réduction des émissions de GES

A - Le potentiel de réduction des émissions directes de GES

Le potentiel total de réduction des émissions directes de GES est de 66% sur le territoire.

Le secteur résidentiel présente un potentiel de réduction de 77% : la réduction des consommations d'énergie associée au changement du mix énergétique permet de réduire fortement les consommations d'énergie fossiles et donc les émissions de GES associées. Cependant, le caractère rural du territoire et l'habitat diffus limite le déploiement des réseaux de chaleur et le coût du report d'énergie, et le potentiel sur ce territoire est plus faible que sur un territoire urbain.

Le potentiel pour le tertiaire est de 54%, et de 52% pour l'industrie.

Pour les transports, les émissions de GES baissent de 77%, grâce à nouveau aux modifications des consommations d'énergie : report modal et changement de source d'énergie.

Enfin, le secteur agricole présente un potentiel global de réduction de 50%, les émissions non énergétiques étant plus complexes à réduire que celles liées à l'énergie.

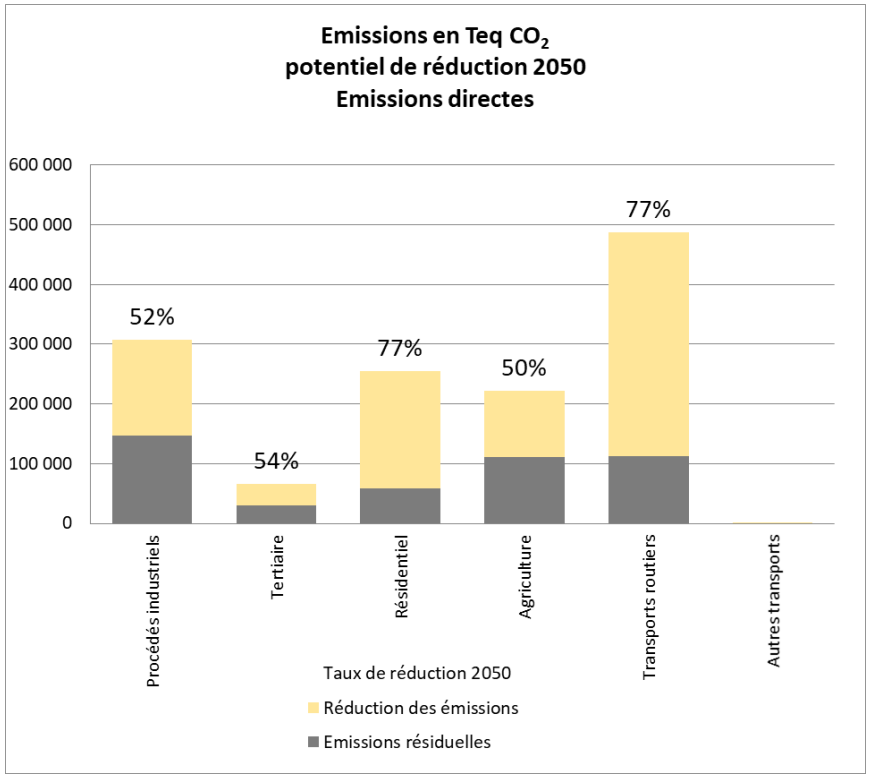


Figure 65 : Potentiels de réduction des émissions directes de GES

Potentiellement, les émissions directes pourront ne représenter en 2050 que 458 000 Teq CO2 contre 1 338 000 actuellement.

La structure des émissions de GES aura aussi évolué : l'industrie sera devenue le premier poste d'émissions (sous réserve du maintien du tissu industriel), l'agriculture le second et le transport seulement le troisième.

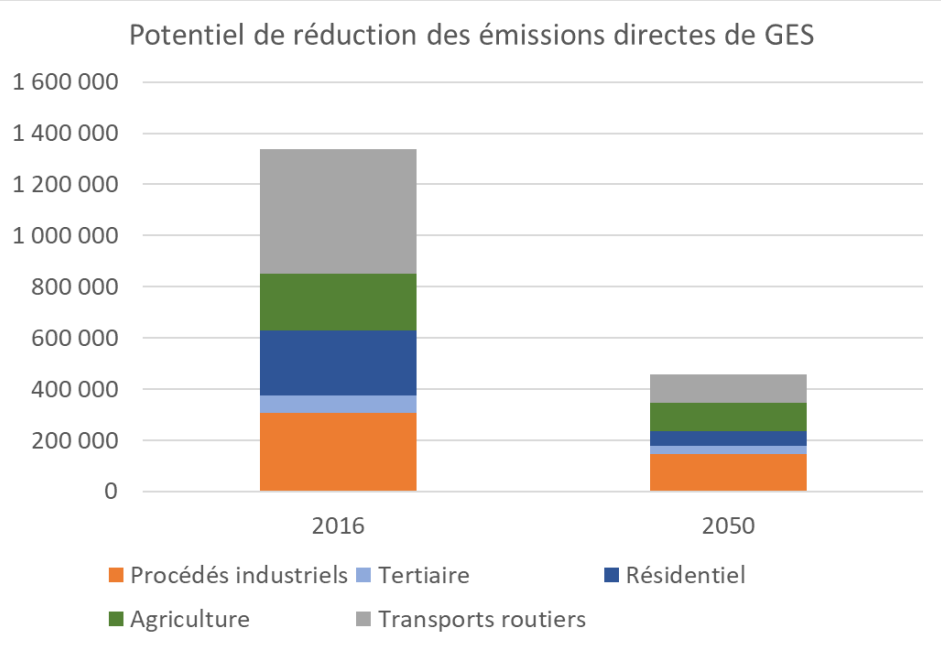


Figure 66 : comparaison des émissions directes actuelles et potentielles 2050

B - Le potentiel de réduction des émissions totales de GES

Si on regarde maintenant le potentiel de réduction des émissions totales, la baisse est de 64%.

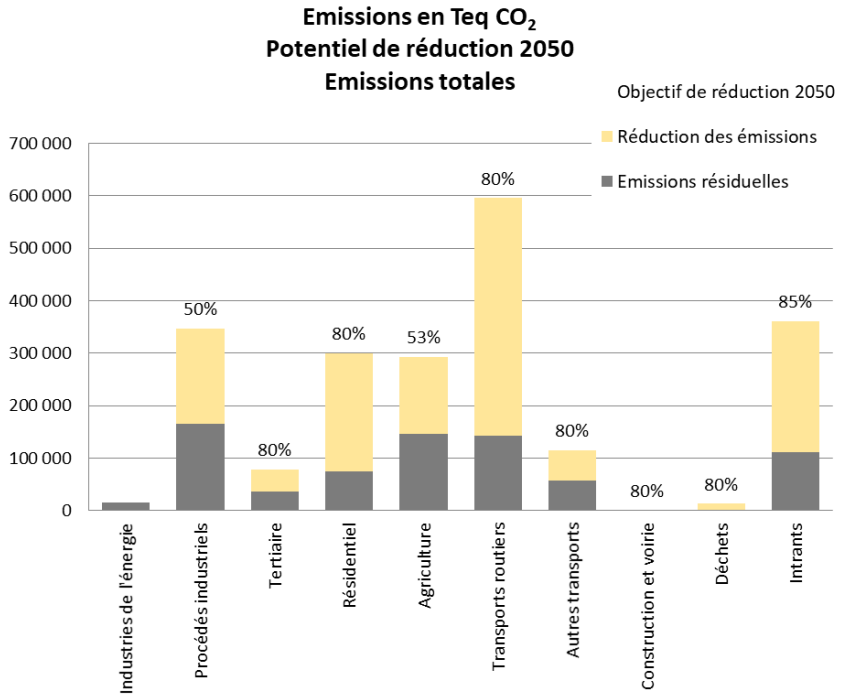


Figure 67 : Potentiels de réduction des émissions de GES totales

En 2050, les émissions totales de GES pourront représenter 749 000 de Teq CO2 contre 2 103 000 aujourd'hui.

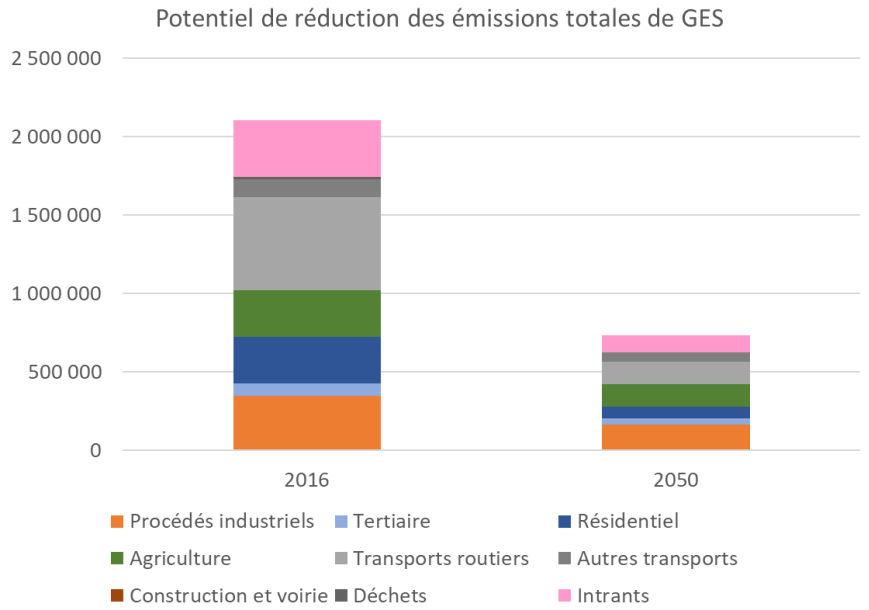


Figure 68 : comparaison des émissions totales actuelles et potentielles 2050

E – POTENTIELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE POLLUANTS

Le schéma ci-dessous présente pour chaque polluant les principaux secteurs d'activité émetteur. On constate que chaque secteur présente des enjeux spécifiques.

POLLUANTS ATMOSPHERIQUES	1er secteur d'activité émissif = ENJEU FORT	2ème secteur d'activité émissif
NOx Oxydes d'azote	Transport	Industrie
PM 10	Agriculture	Résidentiel
PM 2.5	Résidentiel	Agriculture
COV	Résidentiel	Industrie hors branche énergie
NH_3 Ammoniac	Agriculture	
SO_2 Dioxyde de soufre	Industrie	

Figure 69 : secteurs émetteurs de polluants atmosphériques

Les potentiels de réduction des émissions de polluants rejoignent majoritairement les axes de réduction des émissions de gaz à effet de serre : réduction des consommations d'énergie, réduction des transports routiers…

Au niveau des activités agricoles, ce sont essentiellement l'utilisation d'engrais et de produits phytosanitaires qui sont à l'origine des émissions sur le territoire, ainsi que les élevages, les épandages d'effluents. L'évolution des pratiques se fera sur un temps long et nécessitera une politique et des incitations qui dépassent le cadre du territoire.

Les enjeux plus spécifiques aux polluants concernent notamment les composés organiques volatiles et les particules dans le secteur résidentiel : les émissions sont notamment liées au chauffage au bois énergie. La majorité des émissions est liée aux appareils de chauffage au bois vétustes : foyers ouverts, inserts anciens…

L'étude sur le chauffage au bois menée sur le Pays du Cambrésis en 2017 a montré que 7% des utilisateurs de chauffage au bois possédaient un foyer ouvert, et que 28% des chaudières bois dataient de plus de 15 ans. Le principal axe de réduction des polluants du secteur résidentiel porte donc sur le remplacement de ces appareils de chauffage.

Une autre spécificité des émissions de polluants concerne le dioxyde soufre, émis majoritairement par le secteur industriel. Les actions porteront sur la récupération et le traitement des fumées, et par le changement des sources d'énergie.

f – POTENTIELS D'AMELIORATION DE LA SEQUESTRATION DU CARBONE

Les leviers d'action

RALENTISSEMENT DE L'ARTIFICIALISATION DES TERRES ET MAITRISE DE L'OCCUPATION DU SOL

Enjeu majeur dans le cadre du maintien des stocks de carbone dans les sols, la lutte contre l'artificialisation des terres s'inscrit dans une problématique bien plus large : lutte contre les inondations, protection de la biodiversité, adaptation au changement climatique…

L'artificialisation, et en particulier l'imperméabilisation des sols, conduit à une perte de matières organiques et des fonctions des sols, très difficilement voire non réversibles.

La mise en culture d'une prairie conduit au déstockage du carbone du sol alors que le boisement de terres cultivées provoque un stockage.

Dans tous les cas, la préservation des stocks de carbone dans les sols français et du rôle de puits de carbone de certains écosystèmes passe par la protection des milieux naturels et la conservation des prairies dans les systèmes d'élevage.

Au niveau agricole, des mesures agro-environnementales incitent à ne pas retourner les prairies au bout de cinq ans. Les Safer peuvent aussi intervenir pour préempter des terres menacées d'artificialisation.

D'autres leviers réglementaires sont prévus dans le code de l'urbanisme, le Code rural et le Code de l'environnement ou dans le cadre de la loi ALUR. Ils impliquent différents mécanismes comme le zonage de protection, la préemption ou les normes de densification urbaine.

STOCKAGE DANS LES SOLS AGRICOLES

Le stockage dans les sols agricoles du territoire pourrait être amélioré par des changements de pratiques culturales, sur les prairies comme sur les grandes cultures.

On peut citer par exemple les actions suivantes[11] :

- **Développer les techniques culturales sans labour** susceptibles de stocker du carbone dans les sols. L'abandon du labour, en évitant la perturbation des agrégats du sol qui protègent la matière organique, ralentit sa décomposition et sa minéralisation, et accroît donc le stockage. Cette suppression d'une opération culturale forte consommatrice de carburant fossile permet en outre une baisse des émissions de CO_2.
- **Implanter davantage de couverts dans les systèmes de culture** pour stocker du carbone dans les sols (et limiter les émissions de N_2O). Il s'agit d'étendre ou de généraliser : les cultures intermédiaires (semées entre deux cultures de vente) en grande culture ; les bandes enherbées en périphérie de parcelles.
- **Développer l'agroforesterie** (lignes d'arbres implantées dans des parcelles cultivées ou les prairies) et les haies (en

[11] Source : *étude INRA « Quelle contribution de l'agriculture française à la réduction des émissions de gaz à effet de serre ? », 2013*

périphérie des parcelles) pour favoriser le stockage de carbone dans le sol et la biomasse végétale.

- **Optimiser la gestion des prairies** pour favoriser le stockage de carbone mais aussi réduire les émissions de N_2O et de CH_4 liées à la fertilisation minérale et aux déjections des animaux. Les voies envisagées sont : allonger la saison de pâturage pour réduire la part des déjections émises en bâtiment et donc les émissions de N_2O et CH_4 associées ; accroître la durée de vie des prairies temporaires, pour différer leur retournement qui accélère le déstockage du carbone par dégradation des matières organiques du sol ; réduire la fertilisation des prairies les plus intensives ; intensifier modérément les prairies permanentes les plus extensives (landes…) en augmentant le chargement animal pour accroître la production végétale et donc le stockage de carbone.

Le schéma ci-dessous met en évidence les impacts potentiels des pratiques agricoles sur le stockage du carbone.

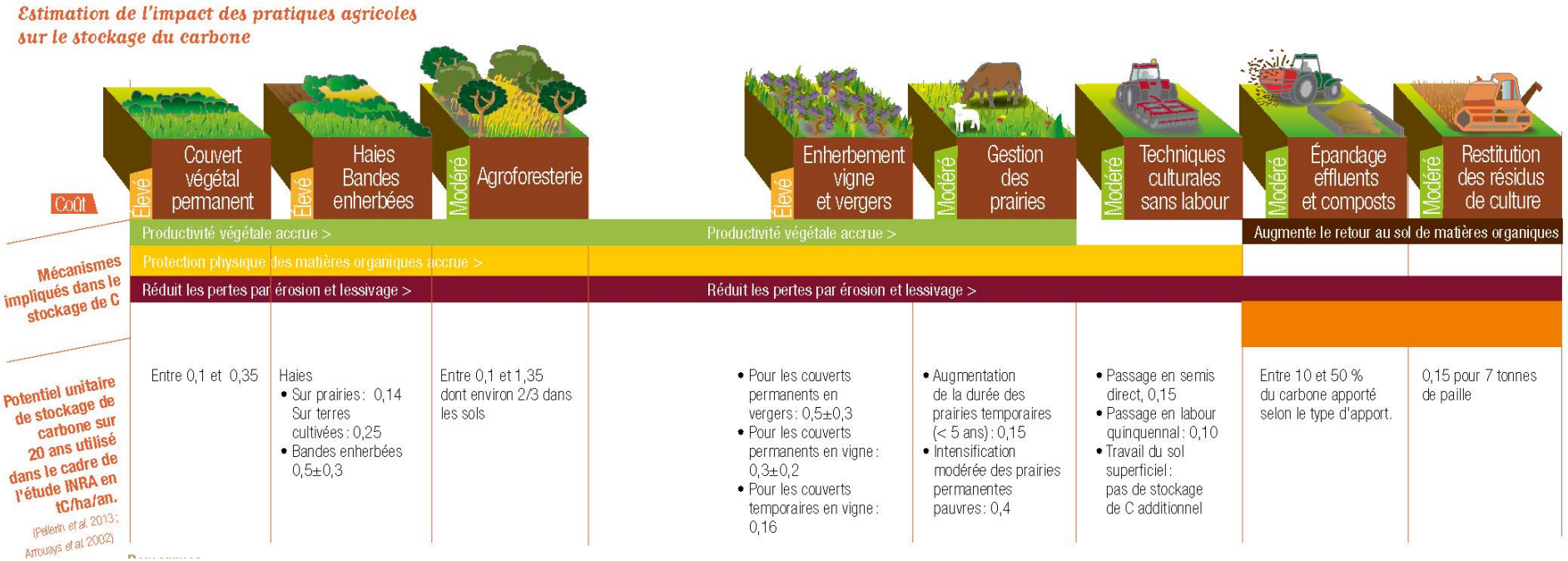


Figure 70 : estimation de l'impact des pratiques agricoles sur le stockage du carbone (source Ademe)

STOCKAGE DANS LA BIOMASSE ET LES SOLS BOISES

Le potentiel de production et d'utilisation de biomasse est abordé dans le chapitre sur les énergies renouvelables.

La séquestration du carbone grâce à la construction écologique à base de biomasse locale pourrait être amplifiée grâce à des politiques volontaristes de construction en biomatériaux. Pour la construction en bois, il faudra veiller à ne pas augmenter le taux d'exploitation global de la forêt au risque d'entraîner un déstockage dans la biomasse (si l'exploitation est supérieure au taux d'accroissement annuel).

La replantation de haies permettrait d'augmenter la taille du « réservoir haies ».

Concernant les sols forestiers, le potentiel de développement sera lié aux pratiques forestières et au respect de la cohérence écologique (à l'image des trames vertes et bleues).

A - Estimation des potentiels

Le stockage annuel couvre donc seulement 2% des émissions de GES du territoire.

Il est très difficile de chiffrer les potentiels d'amélioration de la séquestration du carbone, du fait de la très forte incertitude sur les chiffres initiaux comme sur les leviers.

Le potentiel est estimé ainsi

- **Division par 10 du déstockage par changement d'affectation des sols**, que ce soit par l'artificialisation ou par le retournement de prairies
- **Multiplication par 2 du stockage dans les sols stables cultivés**, grâce aux changements de pratiques culturales. Cet objectif est corrélé aux objectifs de baisse des émissions de GES agricoles, et notamment des baisses des apports d'engrais en améliorant le taux de matières organiques des sols
- **Multiplication par 6 du stockage dans les boisements et les haies** : ce stockage est extrêmement faible aujourd'hui sur le territoire. Le potentiel est corrélé à de la replantation de haies, du développement de l'agroforesterie et de la revégétalisation urbaine, permettant d'améliorer la réponse du territoire face au changement climatique (lutte contre l'érosion, contre les pics de chaleur…)
- **Développement du stockage dans les bâtiments pour atteindre 20 000 Teq CO2 par an** (isolation, rénovation et construction en biomatériaux).

La principale incertitude porte sur la capacité de stockage annuel dans les sols, qui n'est pas connu à ce stade, et dépendra de la mise en place des pratiques agricoles et forestières, mais aussi des conditions météorologiques.

Le potentiel a été estimé sur la base de l'initiative « 4 pour 1000 » qui considère qu'on pourrait amener grâce aux évolutions des pratiques culturales les sols à augmenter leur taux de carbone de 0,4% par an.

Sur cette base, on atteindrait sur le territoire une multiplication par 6 du stockage du carbone à l'horizon 2050, pour atteindre 140 000 Teq CO2.

En croisant les possibilités de stockage du carbone et les émissions de GES potentielles à 2050, le stockage pourrait atteindre sur le territoire 40% des émissions directes (contre 1,6% aujourd'hui).