



Étude de planification et programmation énergétique territoriale

Arrondissement d'Avesnes-sur-Helpe

Phases 2 et 3 : « Identification des potentiels de gisements, de production d'énergie renouvelables et valorisation des énergies de récupération »
« Efficacité des réseaux énergétiques et possibilités de stockage sur le territoire »

5 mai 2021



**ÉTUDE DE PLANIFICATION ET
PROGRAMMATION ÉNERGETIQUE
TERRITORIALE**

Objet :

Livrable Phases 2 et 3 : « Identification des potentiels de gisements, de production d'énergie renouvelables et valorisation des énergies de récupération » « Efficacité des réseaux énergétiques et possibilités de stockage sur le territoire »

Destinataires :

Agence de Développement et d'Urbanisme de la Sambre

Rédacteurs :

Joséphine Schmutz, AEC

Relecteurs :

Florian Coupé, AEC

Date :

20/05/2020

Version :

1

Sommaire

Sommaire	4
1 Introduction.....	6
1.1 Présentation de la phase 2 de l'EPE.....	6
1.2 Rappel des principaux éléments du diagnostic	7
2 Potentiel de développement des EnR&R	8
2.1 Électricité éolienne	9
2.1.1 Développement du grand éolien.....	9
2.1.2 Développement du petit éolien	14
2.1.3 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre	16
2.2 Électricité hydraulique.....	17
2.2.1 Contexte	17
2.2.2 Répertoire des obstacles à l'écoulement	18
2.2.3 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre	18
2.3 Électricité photovoltaïque	20
2.3.1 Technologie et état des lieux de la filière	20
2.3.2 Potentiel de développement sur toitures	20
2.3.3 Étude de sites en friches	26
2.3.4 Exemple de cible particulière : les parkings	27
2.3.5 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre	28
2.4 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable	29
2.5 Bois-énergie.....	30
2.5.1 Ressource bois-énergie dans les Hauts-de-France.....	30
2.5.2 Ressources bois-énergie du territoire	30
2.5.3 Évaluation du gisement d'ici 2035	31
2.5.4 Analyse et recommandations	32
2.5.5 Éléments d'analyse économique.....	33
2.5.6 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre	34
2.6 Solaire thermique	35
2.6.1 Dispositif technique	35
2.6.2 Types de bâtiments à cibler	35
2.6.3 Installations en Hauts-de-France	36
2.6.4 Possibilités sur le territoire Sambre Avesnois	36
2.6.5 Aspects économiques.....	38
2.6.6 Impact sur les émissions gaz à effet de serre	40
2.7 Géothermie.....	41

2.7.1	Technologie et état des lieux de la filière	41
2.7.2	Les ressources géothermiques sur le territoire.....	42
2.7.3	Cibles de développement.....	44
2.8	Réseaux de chaleur.....	45
2.9	Récupération de chaleur fatale	47
2.9.1	Récupération de chaleur sur réseau d’assainissement	47
2.9.2	Récupération de chaleur fatale en sortie du bâtiment	49
2.9.3	Récupération de chaleur fatale des UIOM	50
2.9.4	Récupération de chaleur fatale dans l’industrie	50
2.10	Bilan de potentiel de chaleur renouvelable	53
2.11	Méthanisation	54
2.11.1	Lisiers et fumiers de l’élevage.....	55
2.11.2	Coproduits de l’agriculture	56
2.11.3	Déchets urbains	57
2.11.4	Boues de stations d’épuration.....	58
2.11.5	Déchets de la grande distribution.....	59
2.11.6	Coproduits de l’industrie agro-alimentaire.....	59
2.11.7	Synthèse de la méthanisation.....	59
2.12	Bilan de potentiel en gaz renouvelable	60
3	Efficacité des réseaux énergétiques et possibilités de stockage sur le territoire	61
3.1	Potentiel d’injection sur le réseau de gaz.....	61
3.2	Potentiel d’injection sur les postes sources électriques.....	63
3.3	Stockage et conversion d’énergie sur les réseaux du territoire	64
4	Conclusion	67
5	Annexes	68
5.1	Aides financières existantes et conditions d’éligibilité.....	68
5.1.1	Tarifs d’achat et complément de rémunération	68
5.1.2	Autoconsommation.....	72
5.2	Références techniques pour géothermie sur nappe superficielle.....	74
5.3	Illustrations du rapport.....	75
5.4	Tableaux du rapport	76

1 Introduction

1.1 Présentation de la phase 2 de l'EPE

Durant la phase 1 de l'Étude de Planification Énergétique sur l'arrondissement d'Avesnes-sur-Helpe ; un état des lieux des consommations d'énergie et production d'énergies renouvelables du territoire a été réalisé.

La phase 2 de l'EPE se base sur ce diagnostic, consistant en une évaluation de toutes les potentialités du territoire en termes de réduction des consommations et d'augmentation des productions d'EnR. Les résultats sont détaillés pour chaque secteur d'activités, et pour chaque filière d'énergies renouvelables.

La phase 3 de l'EPE complète le diagnostic sur la capacité des réseaux énergétiques à évoluer et accueillir les nouvelles productions énergétiques renouvelables.

La phase 4 permet de cibler les enjeux spécifiques environnementaux, paysagers et patrimoniaux pour un développement harmonieux des EnR avec les spécificités du territoire.

Ensuite, viendront les phases 5, pour déterminer la trajectoire de transition énergétique du territoire, et les deux dernières phases pour la mise en œuvre opérationnelle.

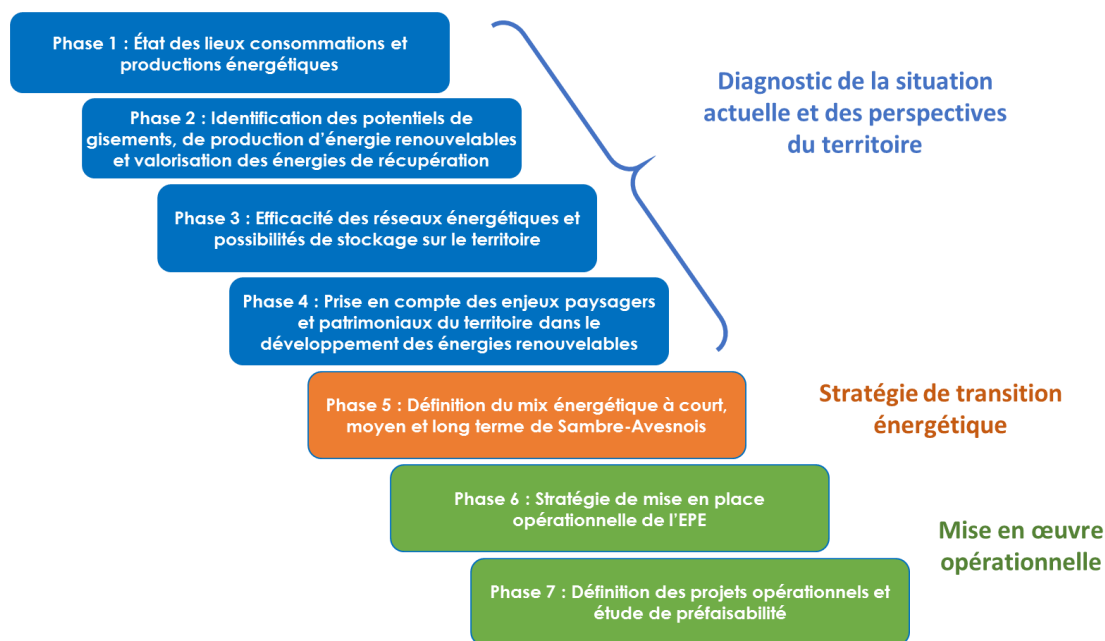
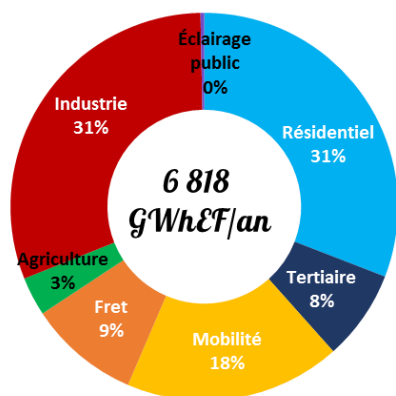


Figure 1 : Déroulement de l'Étude de Planification Énergétique en sept phases

1.2 Rappel des principaux éléments du diagnostic



	GWhEF/an	MWhEF/hab.an
Résidentiel	2 105	9,1
Tertiaire	514	2,2
Mobilité	1 230	5,3
Fret	632	2,7
Agriculture	221	1,0
Industrie	2 095	9,0
Éclairage public	21	0,1
Total tous secteurs	6 818	29

Figure 2 : Répartition des consommations énergétiques par secteur / Tableau 1 : Consommations par secteur et correspondance par habitant

- Le territoire de l'arrondissement d'Avesnes-sur-Helpe consomme au total **6 818 GWhEF/an**. Le bilan des consommations est dominé à égalité par l'industrie et le secteur résidentiel (31 % des consommations). En cumulé, les secteurs résidentiel et mobilité, représentent 49 % des consommations, portées par les ménages.
- Le territoire produit par ailleurs **450 GWh** d'énergies renouvelable ou de récupération. Les principales sources sont notamment le bois-énergie, d'abord dans le cadre de son usage traditionnel puis au sein des installations collectives, nombreuses sur le territoire, suivi par l'énergie issue de l'incinérateur, autant sous forme électrique que thermique, et enfin l'énergie éolienne. Au moins 40 GWh/an de projets EnR sont en cours de conception ou de construction.

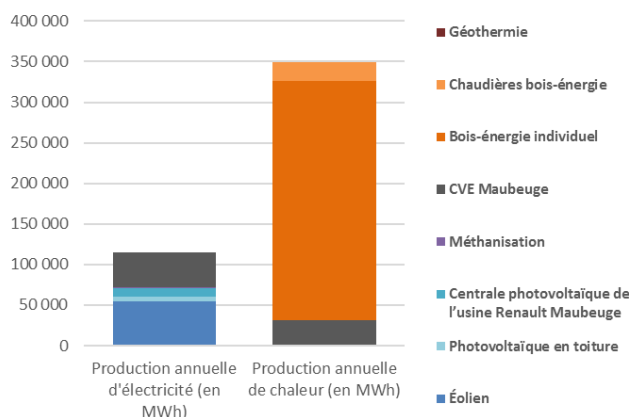


Figure 3 : Les productions énergétiques renouvelables du territoire.

- La balance énergétique du territoire montre un fort déséquilibre entre des consommations d'énergie élevées, 6818 GWh/an, et des productions d'énergies renouvelables, 450 GWh/an, soit seulement 6,6 % de la consommation. L'objectif de cette étude va être de donner les clés pour rééquilibrer la balance, en augmentant les productions d'EnR.



2 Potentiel de développement des EnR&R

L'Étude de planification et de programmation énergétique du territoire Sambre Avesnois a pour but de construire une stratégie cohérente permettant à ce territoire d'accélérer le mouvement de transition énergétique dans lequel il est engagé. Elle se structure en plusieurs phases et a débuté par une première phase qui a permis de construire un diagnostic complet de la situation énergétique du territoire (consommation, productions locales d'énergie, réseau énergétique). La phase 2 a pour objectif de déterminer les potentialités de développement des différentes filières de production d'énergies renouvelables sur ce territoire

Production d'électricité

Photovoltaïque



Éolien



Hydroélectrique



Production de chaleur

Bois-énergie individuel, collectif et réseau de chaleur



Géothermie



Solaire thermique



Chaleur fatale



Production de gaz renouvelable



2.1 Électricité éolienne

Nous avons recensé deux parcs éoliens de 5 et 4 éoliennes situés tous deux dans la CC du pays de Mormal et apportent une puissance totale de 19,2 MW.

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

Le territoire est peu urbanisé (8 %). Il est composé en majorité de prairies, de vergers (38 %) de forêts (27 %) et de cultures (27 %). Comme on va le voir, plusieurs zones du territoire Sambre Avesnois peuvent être propice au développement de l'éolien. Aussi, la complémentarité de ce territoire avec son environnement départemental et régional ainsi qu'avec l'échelle du pôle métropolitain devra être considérée.

2.1.1 Développement du grand éolien

2.1.1.1 Zones favorables au grand éolien

Le Schéma Régional Éolien est un document partie intégrante du Schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) visant à définir les zones favorables au développement de l'énergie éolienne. Le SRCAE Nord Pas-De-Calais a été approuvé par arrêté du Préfet de région le 20 novembre 2012. Le SRADDET Hauts-De-France en cours d'élaboration devrait reprendre les informations du SRCAE. Le SRE n'est plus considéré légalement comme le document de planification pour l'éolien, il reste néanmoins la meilleure source d'information concernant les contraintes pour le développement de cette énergie.

Par ailleurs le PNR de l'Avesnois a mis au point le STE – Schéma Territorial Éolien – élaboré en 2010 à l'initiative du Syndicat Mixte du PNR de l'Avesnois et intégré à la Charte du PNR. Il permet d'avoir une vision globale sur les sites favorables et sous contraintes.

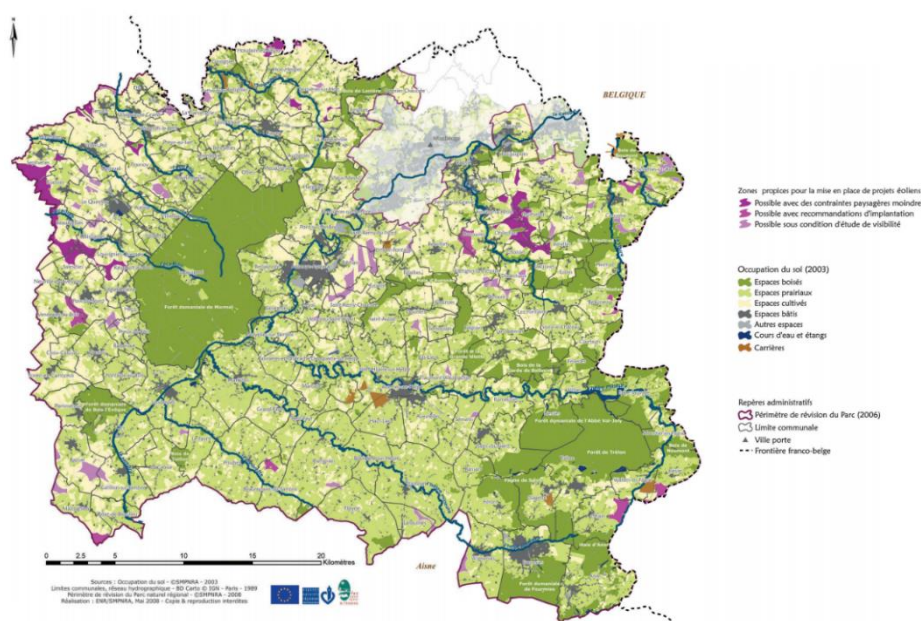
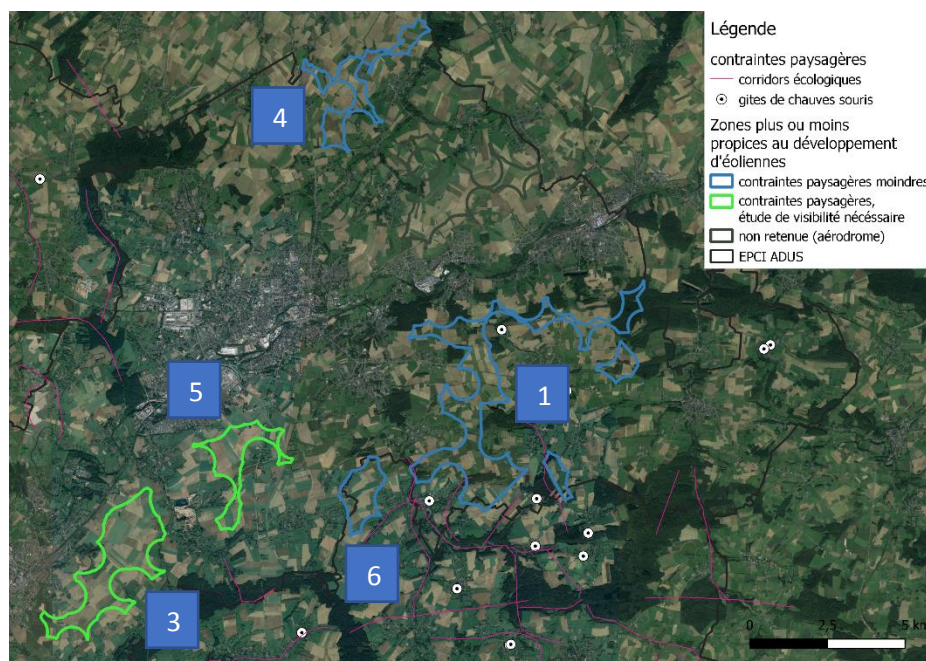
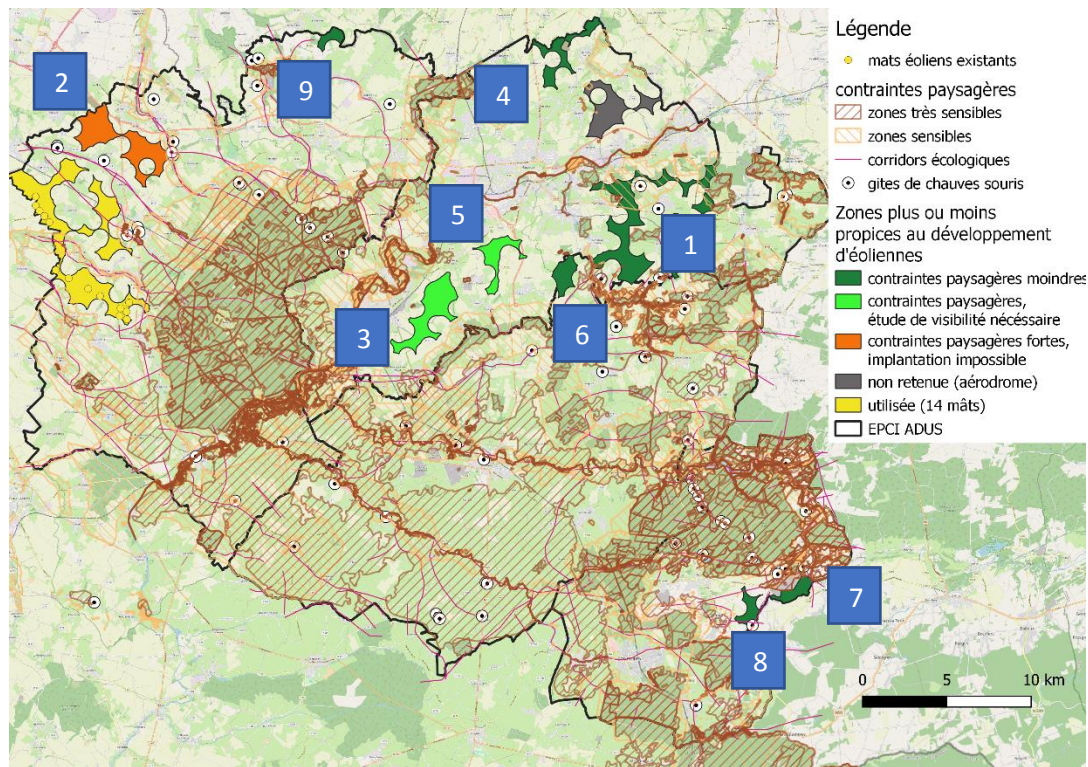


Figure 1 : Zones favorables au grand éolien (STE)

La principale contrainte du grand éolien est la distance minimale de 500 mètres entre une éolienne et des habitations, contrainte adoptée dans la loi de transition énergétique. Les parties du territoire se situant dans la zone favorable à l'éolien (loin des habitations, des monuments historiques et sites inscrits) mais sous contraintes ont été identifiées. Cependant, des contraintes environnementales s'ajoutent et sont mises en évidence (corridors écologiques, gîtes de chauves-souris, zones sensibles et très sensibles) figure 2. Ainsi les territoires de gisement potentiel retenus sont repérés par les couleurs orange et verte, selon la correspondance avec le STE.



La surface totale de ces zones (orange et verte) est de 3726 hectares. Il convient maintenant de regarder la taille de chacune et comment elles sont occupées actuellement.

Zone jaune :

Deux parcs éoliens sont en service, le parc éolien des cantons du Quesnoy avec 5 mâts, et le parc de Louveng avec 5 mâts également (étoiles bleues sur la figure ci-dessous).

Un projet est en cours à Ruesnes, il a été refusé une première fois et redéposé, il est actuellement en instruction sur la carte DREAL et n'a pas fait l'objet d'un nouvel avis de l'Autorité Environnementale (étoiles rouges sur la figure-ci-dessous).

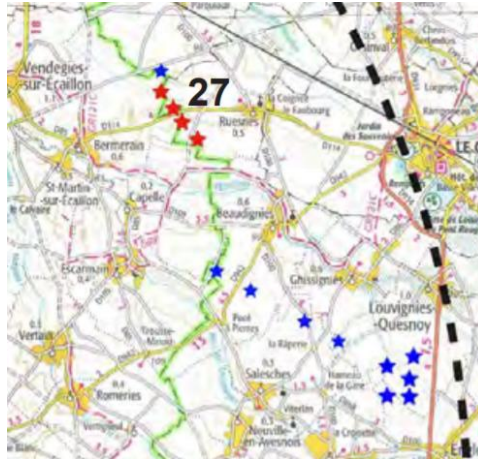


Figure 4 : Mâts existants

Zones vert foncé

Parmi les zones propices au développement d'éoliennes avec contraintes paysagères moindres, nous pouvons distinguer deux types de parcs : les zones se situant à Aibes, Bettignies et Damosies (respectivement zones 1, 4 et 6) pouvant accueillir entre 3 et 11 éoliennes selon leur taille et leur puissance choisies ; et les zones localisées à Baives, Ohain et Hon-Hergies (respectivement zones 7, 8 et 9). Ces dernières ont une surface plus petite, entre 96 et 160 hectares. Sachant que pour installer une éolienne de 80 m de diamètre correspondant à **2,1 MW**, il faut un terrain de forme elliptique de 36 ha minimum, il est possible d'implanter une ou deux éoliennes dans ces zones. Ces deux types de parc représentent chacun un potentiel de **130 GWh/an** et **32 GWh/an**. La réalisation de parc avec un seul mât est néanmoins peu probable, la volonté étant plutôt d'éviter la dispersion avec des impacts paysagers forts.

Zone vert clair

Les zones situées à Bachant et à Hautmont Limont – Fontaines (zones 3 et 5) représentent un potentiel de **70 GWh/an**. Cependant, elles doivent faire l'objet d'une étude préalable de visibilité (remparts de Maubeuge par exemple).

Zone orange

Villier-Pol Frasnoy est la deuxième plus grande zone du territoire qui pourrait accueillir des éoliennes, d'autant plus qu'elle se situe à côté d'un grand parc éolien de 9 mâts. Cependant, le Plan Local d'Urbanisme de la communauté de communes du Pays de Mormal entérine les préconisations du STE, il est donc interdit de construire en dehors des zones prédéfinies dans celui-ci.

ID	Zone	Surface (ha)	Puissance installable (MW)	Nombre d'éoliennes	Production potentielle (MWh/an)
1	Aibes	1119	33,57	11	89 621
2	Villers-Pol Frasnoy	796	23,88	7	63 752
3	Bachant	616	18,48	6	49 336
4	Bettignies	305	9,15	3	24 428
5	Hautmont Limont- Fontaine	272	8,16	2	21 785
6	Damousies	205	6,15	2	16 419
7	Baives	160	4,8	1	12 814
8	Ohain	157	4,71	1	12 574
9	Hon-Hergies	96	2,88	1	6 674
TOTAL		3726	111,78	34	297 402

Tableau 1 : Potentiels parcs éoliens

Le gisement de l'éolien est de **163,4 GWh/an** (sans prendre en compte Villers-Pol Frasnoy et les sites qui accueilleraient 1 ou 2 éoliennes), autrement dit il regroupe les 3 sites suivants : Aibes, Bachant et Bettignies.

2.1.1.2 Parcs éoliens en Belgique

La figure et le tableau ci-dessous recensent les parcs éoliens en fonctionnement et en construction en Belgique, à la frontière avec le territoire Sambre Avesnois. On compte un total de 97 éoliennes (dont 11 en construction) et une puissance nominale totale de 245,6 MW.

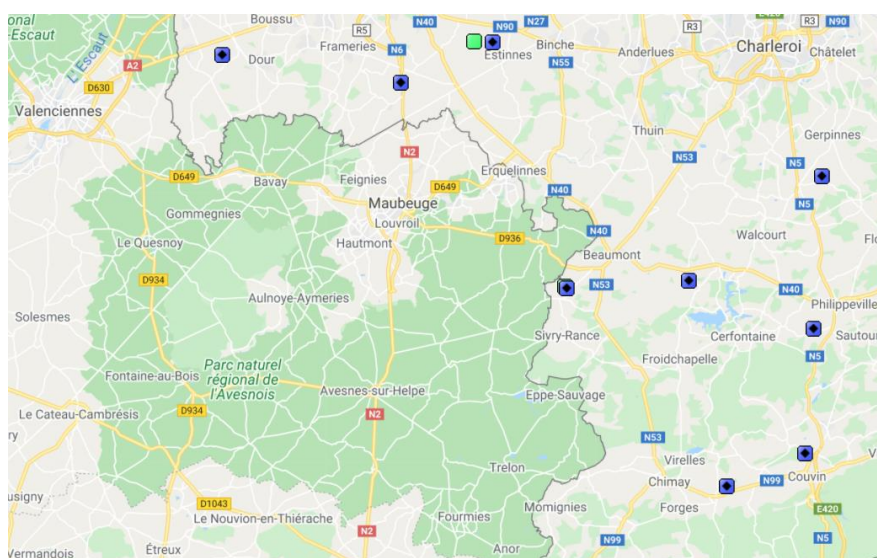


Figure 5 : Parcs éoliens en Belgique

Nom du parc	Nombre de turbines	Puissance nominale (MW)
Baileux	1	2,35
	4	10
	2	5
	3	8,25
Couvin	1	2
Cerfontaine	11	22
Froidchappelle	10	25
	6	12
Grandrieu	4	10
Sivry-Rance (en construction)	4	/
Dour-Quévrain	4	8
	3	6
	2	4
	2	4
	1	2,3
	2	4,6
	2	4,7
	2	4,7
Quévy	9	20,7
Estinnes	1	6
	4	30
	6	45
Mons-Estinnes (en construction)	7	/
Tarcienne	6	9
TOTAL	97	245,60

Tableau 2 : Parcs éoliens en Belgique

Il a été posé la question de la possibilité de raccorder un parc éolien sur un poste source belge en cas de limitation sur le réseau électrique français. Cette option ne semble jamais avoir été étudiée et se trouve très improbable du fait que les contrats pour les mécanismes de soutien (tarifs d'achats, complément de rémunération) sont des contrats français liés au raccordement et à l'injection sur le réseau national.

2.1.1.3 Eléments d'analyse économique

Les rapports de l'ADEME donnent une estimation de 1,4 M€ pour chaque MW installé.

Le LCOE de l'éolien terrestre est estimé entre **50 €/MWh et 71 €/MWh** pour des parcs mis en service entre 2018 et 2020. La plage de variation reflète la variabilité des coûts d'investissement et du facteur de charge pour un taux d'actualisation conventionnel – en termes réels - de 4 % par an et une durée de vie de 25 ans. Les coûts de production de l'éolien sont très variables en fonction de la technologie utilisée (éoliennes standards ou nouvelles générations), de la ressource du site et du taux d'actualisation retenu. Le LCOE obtenu est comparable avec celui de l'édition 2016. Le tableau ci-dessous permet de suivre l'évolution du coût de production de l'éolien terrestre en France.

Année de mise en service	2008	2013	2019	2030	2050
Durée de vie (années)	20	20	25	25	25
Taux actualisation (%)	6	4,5	4	3	3
Facteur de charge (%)	23,3	25,1	25 - 30	25 - 39	25 - 42
CAPEX €/kWc	1550 - 2260	1420 - 1860	1400 - 1620	960 - 1850	850 - 1650
OPEX €/kWc/an	45	45	45 - 50	29 - 48	15 - 40
LCOE €/MWh	88 - 119	70 - 85	50 - 71	32 - 58	24 - 46

Tableau 3 : Coût de production de l'éolien terrestre en France, Source : Coût des énergies renouvelables, ADEME 2019

Les investissements sont de l'ordre de 1400 à 1600 €/kW, pour les éoliennes standard le coût est de l'ordre 1300 à 1400 €/kW. À cela s'ajoute l'exploitation, de l'ordre de 45-50 €/kW/an d'après les chiffres de l'ADEME (2019) pour des éoliennes de puissance 2 - 3,6 MW.

2.1.2 Développement du petit éolien

La catégorie Petit Éolien regroupe un large spectre de machines :

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

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

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

2.1.2.1 Gisement de développement

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

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

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

2.1.2.2 Réglementation

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

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

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

2.1.2.3 Investissement et modèle économique

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

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

2.1.2.4 Recommandations et mécanisme de COT EnR

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

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

Ce type d'installation doit donc s'envisager uniquement dans un contexte rural. Le territoire de Lens-Liévin n'est donc a priori par favorable au petit éolien. La note de l'ADEME présente un modèle technique et économique simplifié spécifique pour des éoliennes en exploitations agricoles.

Ces recommandations de 2015 sont compatibles avec le mécanisme de soutien proposé dans le cadre du COT EnR qui insiste sur la qualité des ouvrages, la concertation avec le voisinage et l'autoconsommation.

Critères d'éligibilités : favoriser l'autoconsommation et s'inscrire dans une concertation avec le voisinage et la collectivité d'implantation.

Les projets d'implantation sur toiture devront obligatoirement s'inscrire dans le cadre d'un projet de RetD avec un suivi rigoureux de l'installation et des impacts. Les bâtiments de grande hauteur seront favorisés.

En conséquence, il semble que les seules possibilités devraient concerner en priorité les périphéries du territoire, sur certaines zones rurales ou dans le cadre d'une installation sur une zone d'activité ou zone commerciale à condition de mettre en place un projet novateur avec toute la rigueur possible quant à la qualité de l'ouvrage.

2.1.3 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre

En impact total, les émissions de cette énergie sont de 13 gCO₂eq/kWh (Source : fiche technique EnR ADEME).



- Grand éolien : *Trois sites pourraient accueillir entre 3, 6 et 11 éoliennes.*
- Petit éolien : *Les cibles pour le développement du petit éolien sont réduites selon les recommandations strictes de l'ADEME. Ces projets se situeront plutôt sur la périphérie du territoire en favorisant l'autoconsommation et une prise en compte stricte des impacts. En tout état de cause, ces projets seront en nombre réduit et représenteront un faible ordre de grandeur quant au bilan global du territoire.*

2.2 Électricité hydraulique

2.2.1 Contexte

En termes de ressources hydriques, le territoire est traversé par la Sambre, entièrement canalisée. D'après le Schéma d'aménagement et de Gestion des Eaux, les phénomènes d'inondation sont devenus de plus en plus rapides et intenses. Le barrage du Val Joly, par exemple, implanté sur l'Helpe Majeure, a permis de limiter la sévérité de l'étiage sur la Sambre et de réduire l'impact des crues. Les autres barrages localisés sur les deux Helpes jouent un faible rôle dans la régulation des inondations, ils pourront ainsi être étudiés. Le Moulin à Saint Hilaire ne sera tout de même pas retenu puisque la commune est inscrite dans l'Atlas des Zones Inondables (AZI).

Ainsi, le gisement de cette énergie n'est pas la plus préconisée en raison des crues potentielles et des continuités écologiques à préserver. Le territoire possède un gisement hydraulique pour le développement de la petite hydroélectricité. Les deux Helpes peuvent produire un maximum de 50 kW et la Solre une puissance de 10 kW. Le petit hydraulique désigne les installations de puissance inférieure à 10 MW. On distingue généralement les trois classes de puissances suivantes :

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

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

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

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

Avec :

- g , l'accélération de la pesanteur : $9,81\ m.s^{-2}$
- le rendement, généralement pris égal à 0,8

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

2.2.2 Répertoire des obstacles à l'écoulement

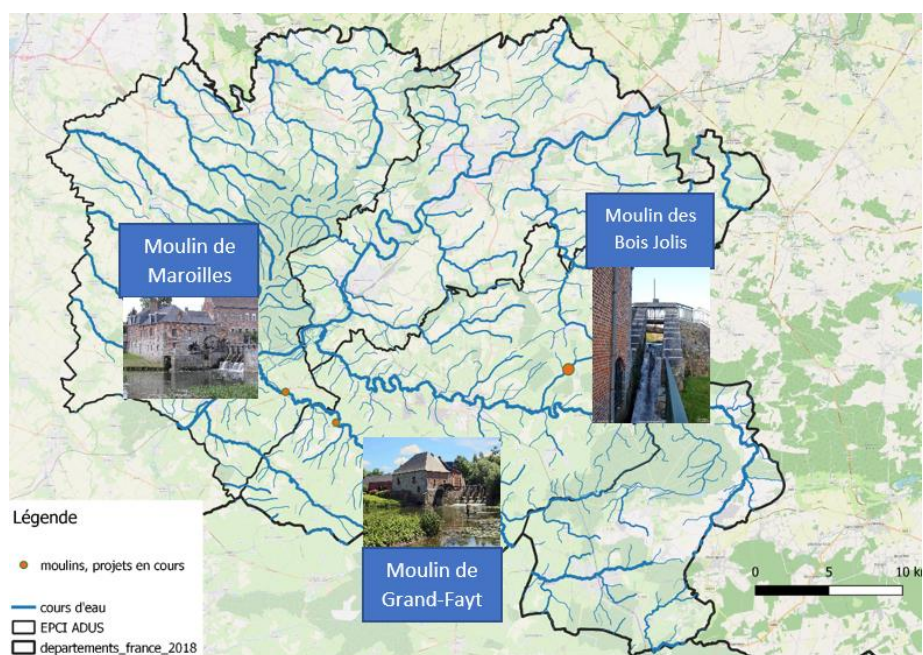


Figure 6 : Obstacles à l'écoulement

Sur le territoire, trois moulins ont été identifiés. Deux de ces obstacles se situent sur la Helpe Mineure et le moulin des Bois Jolis se situe sur un ruisseau (plus faible débit) qui se jette sur la Helpe Majeure.

Les puissances installables calculées en fonction de la hauteur de chute de chaque obstacle sont données dans le tableau ci-dessous :

Nom	Cours d'eau	Commune	Hauteur (m)	Puissance (kW)	Productible (MWh)
Moulin des bois Jolis	Ruisseau de la Belleuse	Felleries	3,3	4	28,03
Moulin de l'Abbaye de Maroilles	Rivière Helpe Mineure	Maroilles	2,65	36,00	252,29
Moulin de Grand Fayt	Rivière Helpe Mineure	Grand-Fayt	2,32	36,00	252,29

Tableau 4 : obstacles et puissances installables

Ainsi, le gisement hydraulique est faible, avec un potentiel total de **532 MWh** par an.

2.2.3 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre

En impact total, les émissions de cette énergie sont de 6 gCO₂eq/kWh (Source : fiche technique EnR ADEME).



Le territoire ne possède pas de gisement de taille suffisante pour être intéressant (de l'ordre de 0,5 GWh).

2.3 Électricité photovoltaïque

2.3.1 Technologie et état des lieux de la filière

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

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

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

Le SRADDET Hauts-de-France fixe la part de production par énergie renouvelable à atteindre d'ici 2030 et 2050 afin de répondre aux objectifs nationaux. Le document du 3 mars 2020 donne pour objectif de produire 1778 GWh/an d'électricité solaire photovoltaïque à l'échelle de la région, ce qui représente un peu plus de 14 fois la production de l'année 2015. On constate donc un changement d'échelle total dans les ambitions affichées.

Dans le cadre d'une approche territoriale, nous nous intéressons à plusieurs cibles qui sont notamment les toitures des bâtiments publics, les terrains artificialisés favorables et les toitures des bâtiments commerciaux et industriels.

Il s'agit de fournir deux types d'informations :

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

2.3.2 Potentiel de développement sur toitures

Dans le cadre de cette analyse territoriale, le groupement a procédé à une analyse des toitures sur la base de la BD TOPO fournie par l'IGN. Cette analyse vise à cibler les principales zones favorables à cette énergie et à fixer les bons ordres de grandeur. Elle est construite de manière statistique sans reconstituer la forme de chaque toit. Son utilisation à l'échelle du bâtiment devra donc faire l'objet d'une vérification de son potentiel de puissance installée propre.

2.3.2.1 Ensoleillement et première analyse

L'irradiance solaire sur le territoire est homogène puisqu'elle est comprise entre 136,6 et 144 W/m² (moyenne de 139,45 W/m²) sur l'ensemble du territoire. Cette irradiance permet en moyenne de valoriser **891,7 kWh/an par kWc installé**.

2.3.2.2 Zones de protection du patrimoine

En ce qui concerne la protection patrimoniale, l'article législatif de juillet 2010 qui stipulait que l'avis conforme de l'ABF n'était plus une nécessité a été abrogé en juillet 2016 : l'ABF – Architecte des Bâtiments de France – doit de nouveau donner son accord dans un rayon de 500 m autour des

monuments protégés. En cas de désaccord avec l'architecte des Bâtiments de France, l'autorité compétente pour délivrer l'autorisation transmet le dossier accompagné de son projet de décision à l'autorité administrative, qui statue après avis de la commission régionale du patrimoine et de l'architecture. En cas de silence, l'autorité administrative est réputée avoir rejeté ce projet de décision¹.

Sur le territoire, les sites classés et inscrits ont été recensés par le ministère de la culture. Ce sont principalement des monuments religieux. De manière générale, ces sites, étant donné leur caractère historique, sont l'objet d'une politique de conservation en l'état. Les permis d'aménager et de construire sont soumis à l'autorisation du ministère de l'environnement après avis de la Commission Départementale de la Nature, des Paysages et des Sites (CDNPS). Les permis de travaux sont délivrés par la DREAL et l'ABF.

Les zones protégées sont réglementées par l'arrêté de protection de la biotope (APB). Elles ne sont pas considérées dans le calcul de l'analyse des toitures.

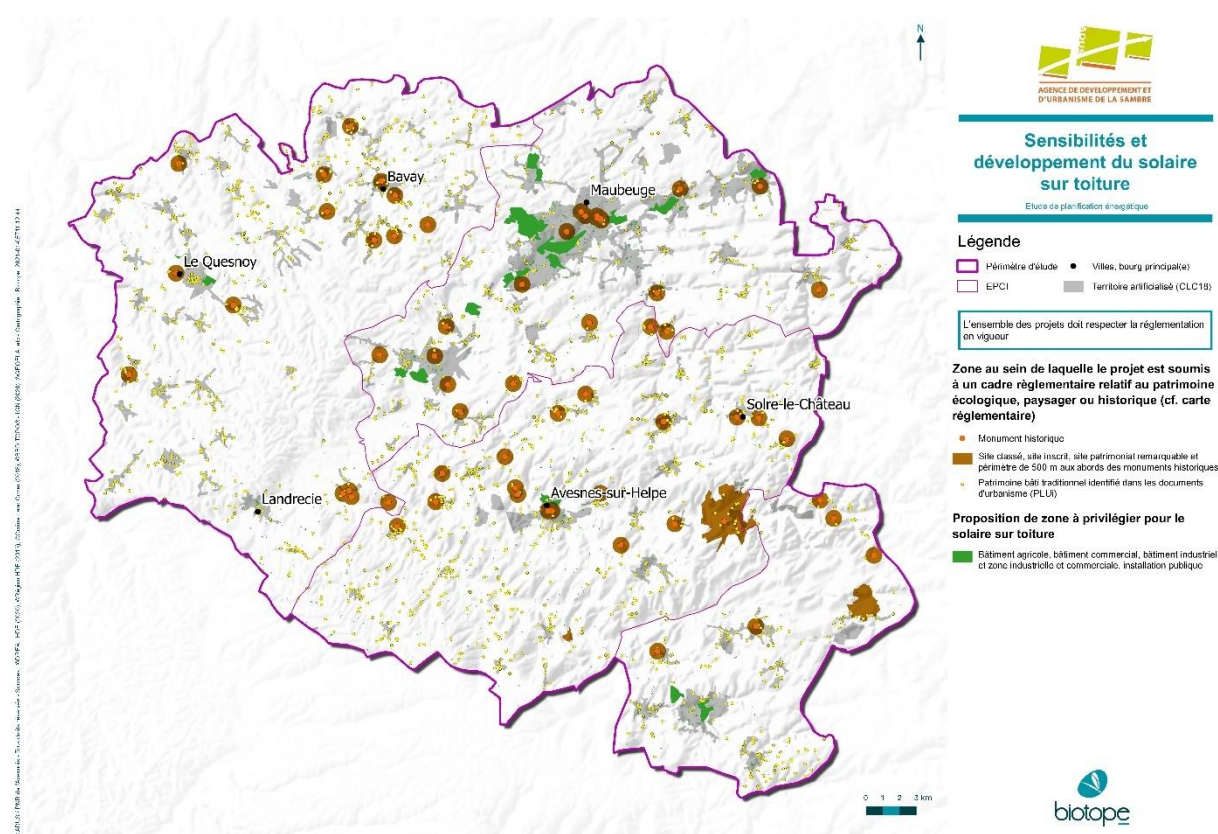


Figure 7 : Zones de protection du patrimoine

2.3.2.3 Évaluation et analyse du gisement

L'analyse qui suit est complémentaire de la conception du cadastre solaire In Sun We Trust réalisé à la demande du PNR de l'Avesnois sur son emprise. Le cadastre analyse les formes du bâti bâtiment par bâtiment et permet de se faire une idée des possibilités d'installation sur l'un d'eux dans l'optique de la réalisation d'un projet concret. L'approche statistique ci-dessous permet de fixer les ordres de grandeur en termes de cible.

¹ NB : Les dernières nouvelles sur ce sujet laissent penser que désormais le silence de l'administration vaudrait accord mais rien n'est encore précisé.

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

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

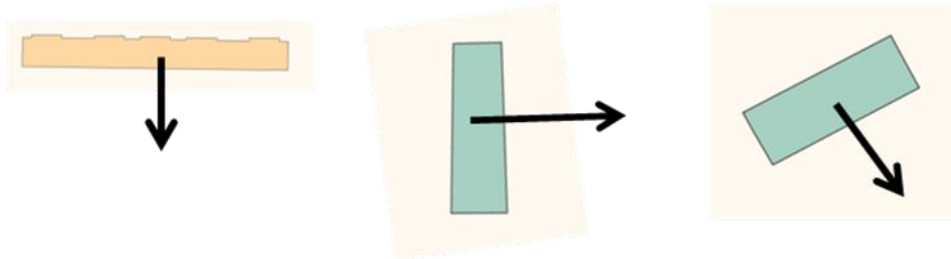


Figure 8 : Orientation possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est).

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

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

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

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

source Hespul

Figure 5 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul).

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

2.3.2.4 Surface de panneaux photovoltaïques disponible par toit

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

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

Les surfaces disponibles en toiture pour le photovoltaïque représentent en tout plus de **9 millions de m²**, ce qui correspond à un productible **annuel de plus de 1 million MWh**. Cependant, la répartition des différentes opportunités est à considérer. Le potentiel d'installation sur les bâtiments résidentiels représente la majorité de la puissance disponible (33 %), et correspond à des installations photovoltaïques dites diffuses. Ensuite les bâtiments agricoles et industriels, qui permettent le développement de projets photovoltaïques de plus grandes tailles, ont des potentiels intéressants. Les bâtiments indifférenciés sont des bâtiments dont on ne connaît pas l'usage, les annexes sont des abris, des garages, ... et représentent un faible pourcentage en termes de surfaces.

Type de bâtiments	Surface (m ²)	Productible annuel (MWh)	Zone de protection (%)
Résidentiel	3 236 779	386 241	14,07
Indifférencié	2 007 530	237 077	9,51
Annexe	498 720	59 200	12,76
Tertiaire	858 038	100 900	17,18
Agricole	1 502 048	174 506	5,8
Industriel	1 548 599	179 886	1,71
Total	9 651 714	1 137 810	10,06

Tableau 5 : Potentiel photovoltaïque selon le type de bâtiment

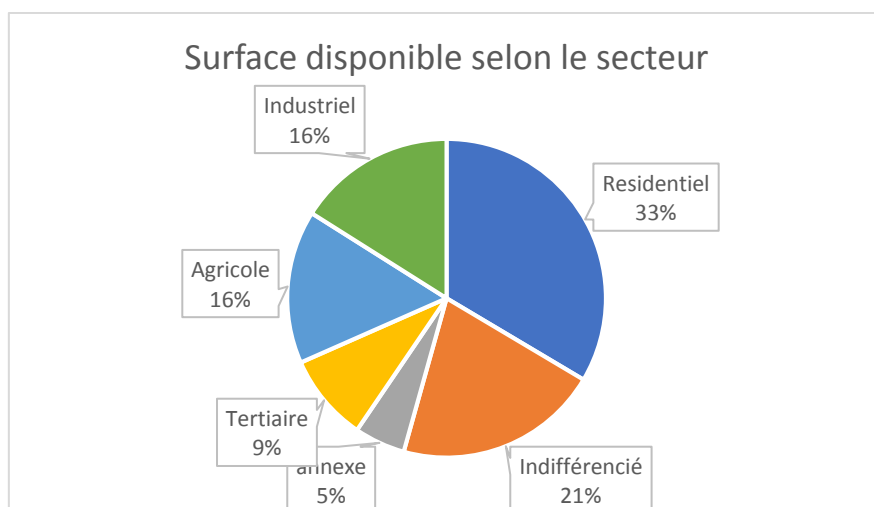


Figure 6 : Répartition des surfaces de toitures disponibles selon le type de bâtiment

La répartition des toitures disponibles permet de mettre en avant deux cibles prioritaires :

- Les bâtiments résidentiels et tertiaires qui représentent un gisement de **487 141 MWh par an**. **85,3 %** de ce gisement n'est pas situé en zone de protection patrimoniale et peut donc être mis en place sans démarche administrative particulièrement contraignante. Cela équivaut à 3,4 millions m². Une politique d'incitation et de soutien aux projets photovoltaïques à destination des particuliers est donc très pertinente.
- Les bâtiments industriels et agricoles qui représentent un gisement très prometteur de **354 392 MWh annuel** pour les plus grandes installations photovoltaïques. Seulement **3,7%** de ce gisement se situe en zone de protection. Ainsi la surface disponible est de 2,9 millions de m². Ces bâtiments sont localisés dans la figure ci-dessous.

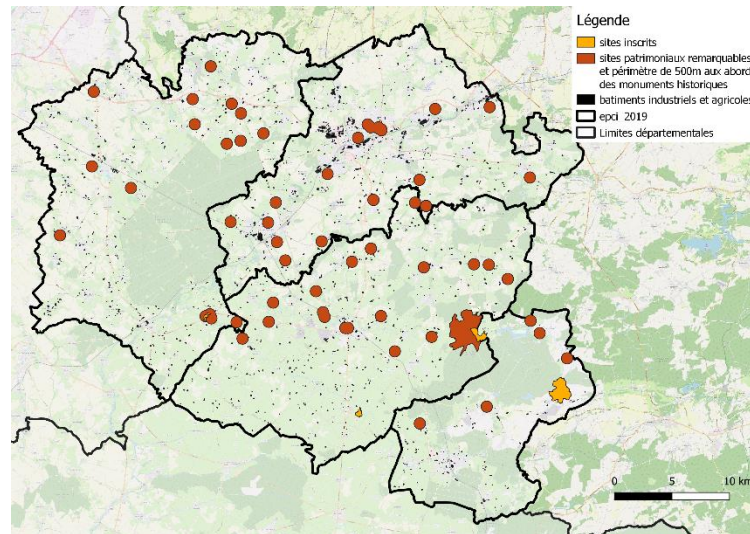


Figure 7 : Cadastre solaire & zones protégées

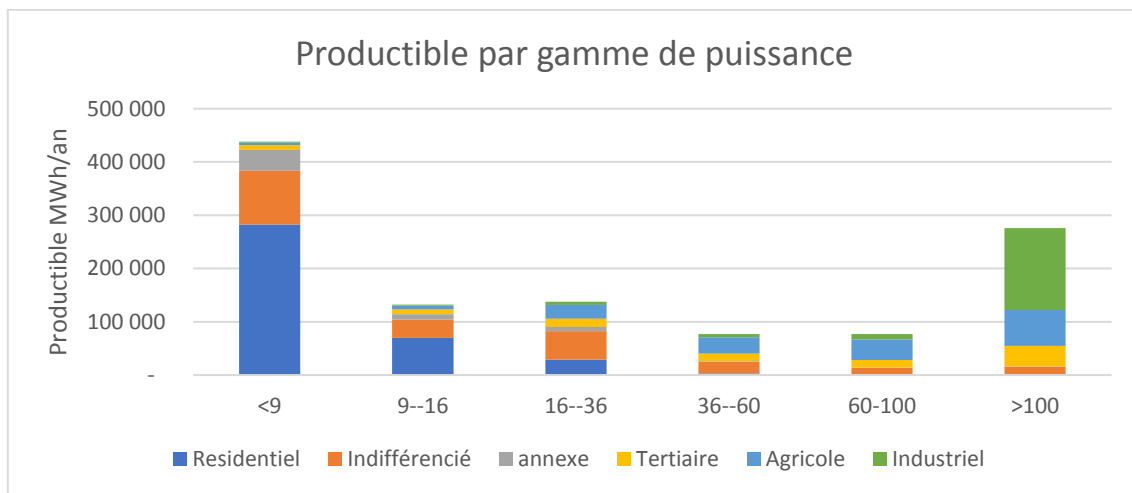


Figure 12 : Répartition des productibles par gamme de puissance

Les différentes gammes de puissance mises en avant dans la figure 10 correspondent à différents tarifs de vente d'électricité photovoltaïque présentés en annexe. Cette analyse par gamme de puissance permet d'affiner les cibles.

Parmi les bâtiments résidentiels et tertiaires, les installations de petites puissances (<9 kW) représentent la plus grande production potentielle avec un productible total de 292 GWh/an. Il s'agit néanmoins d'une puissance très dispersée, qui nécessite la réalisation d'un très grand nombre de projets. Des actions territoriales peuvent être menées pour encourager les propriétaires à installer des panneaux photovoltaïques : informer les propriétaires, les accompagner au sein d'un guichet, par exemple à l'Espace Info Énergie.

Dans les toitures du secteur industriel et agricole, des projets plus importants peuvent être menés et permettent d'atteindre rapidement des puissances de plus de 100 kW. Ces installations de grande puissance représentent un productible de 221 GWh/an au total. L'accompagnement des pouvoirs publics et des financeurs doit se concentrer sur cette cible du fait de son potentiel non exploité. Tous les bâtiments pris en compte ne pourront pas forcément donner lieu à une installation en raison de leur structure et de leur capacité à supporter le poids des installations.

Dans le secteur commercial, des toitures photovoltaïques peuvent être mises en place pour atteindre des productibles de plus de 500 MWh. Cinq endroits ont été repérés, dont trois zones commerciales de plus de 7 000 m². Des ombrières de parking pourront compléter la production sur toiture dans ces trois zones notamment. Les sociétés d'économie mixte, comme la SEM Haut de France pourront aider au déploiement de tels projets. Il peut également être proposé aux entreprises de mettre leur toiture à disposition ou en location. Le gisement total de ces 5 projets est de **7 GWh**. Cette valeur correspond à une production maximale, puisque les bâtiments présentent des fenêtres et des cheminées sur leurs toits. Sur la figure ci-dessous, l'exemple du carrefour de Maubeuge met en évidence cette contrainte qui va limiter le nombre de panneaux (un panneau mesure en général 1 m x 1,7 m).

Concernant les commerces alimentaires, des panneaux solaires hybrides (photovoltaïques et thermiques) peuvent être envisagés. Le rendement thermique passe de 80 % pour les panneaux solaires thermiques à 30-50 % pour les panneaux hybrides.



Figure 13 : Carrefour de Maubeuge (entouré en bleu) et son parking (entouré en rouge)

commune	type	surface disponible	productible MWh
Louvroil-Hautmont	zone commerciale dont 1 hypermarché	34 355,07	3 990,28
Fourmies	zone commerciale	7 136,19	828,86
Le Quesnoy	zone commerciale dont 1 hypermarché	9 598,48	1 114,85
Maubeuge	carrefour	7 559,81	878,06
Maubeuge	Brico dépôt	3 176,40	368,93

Tableau 6 : Potentiel photovoltaïque sur toiture dans les zones commerciales

2.3.2.5 Financements de projets et objectifs possibles pour le territoire

Actuellement, les coûts des panneaux photovoltaïques sont en forte baisse, parallèlement, les tarifs d'achat de l'électricité produite et injectée sur le réseau sont en baisse. L'autoconsommation constitue donc aujourd'hui un modèle alternatif à considérer.

L'annexe 5.1 présente les aides financières existantes et leurs conditions d'éligibilité en France. L'annexe 5.1.2 explique le modèle de l'autoconsommation.

Pour calculer un potentiel réaliste et raisonnable de développement du photovoltaïque à l'horizon 2030 sur le territoire, nous retenons comme hypothèses la mobilisation de panneaux solaires sur les toitures de :

- 10 % des bâtiments résidentiels (33 GWh/an)
- 25 % des bâtiments industriels, agricoles (85 GWh/an)
- 50 % des bâtiments tertiaires (41,8 GWh/an dont 7 GWh/an pour le commerce, étudiés dans la section ci-dessus)

Le gisement mobilisable à l'horizon 2030 est alors de **160,3 GWh/an**.

La phase 1 de l'étude a montré que le secteur résidentiel consomme actuellement 463,79 GWh/an d'électricité. Ce gisement mobilisable à l'horizon 2030 représente donc 34,56 % de la consommation actuelle d'électricité des ménages.

2.3.3 Étude de sites en friches

La base de données sur les secteurs d'information des sols (SIS) permet de déterminer l'emplacement des sites où une installation photovoltaïque d'envergure peut être installée en réponse à un appel d'offres. L'avantage de ces sites est qu'ils permettent d'obtenir une majoration de la note de l'appel d'offres auprès du CRE. Sur l'ensemble du territoire, 20 sites sont recensés dans la base SIS, par leur très grande surface ils représentent un grand atout en termes de potentiel pour l'énergie photovoltaïque. Cependant, certaines friches ont été reconstruites ou sont encore très pollués (comme c'est le cas à Fourmies par exemple). 7 friches ont été retenues et sont localisées dans la carte ci-dessous.

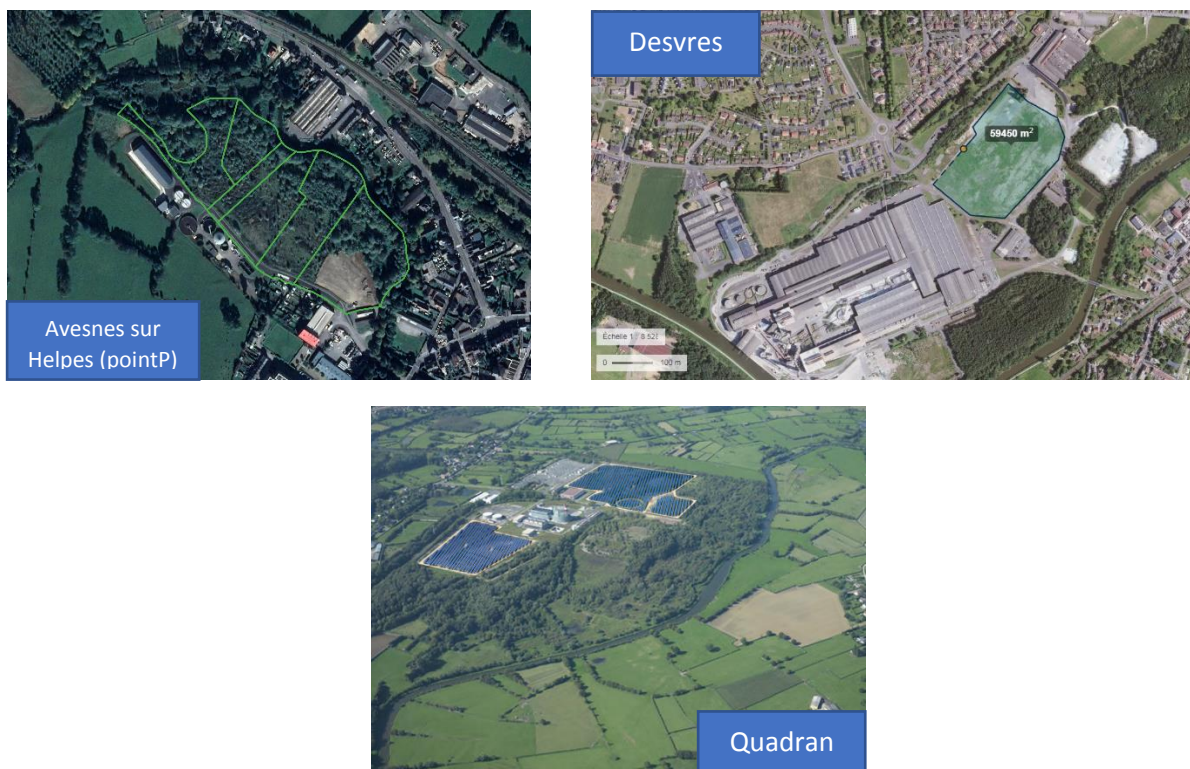


Figure 8 : Exemples de friches

Le tableau ci-dessous les répertorie en donnant une approximation des surfaces disponibles ainsi que des productibles. Les productibles sont obtenus grâce à la superficie donnée et l'irradiance moyenne du territoire Sambre Avesnois qui est de 139,45 W/m².

Commune	Nom	Adresse	Surface disponible (m ²)	Commentaire	Productible (MWh/an)
PONT-SUR-SAMBRE	EDF Centre de production thermique	Route de Mastaing - BP 39	426 537	Projet en cours de Quadran	53 273
BOUSSOIS	DESVRES	rue Eugène Chimot	392 422	L'entreprise AGC a annoncé la fermeture de son four float (septembre 2020), parcelle de 59 000 m ² juste à côté (un four sur deux)	49 012
FEIGNIES	SAMBRE ET MEUSE	54, rue des usines	79 584	Projet en cours a priori pas de porteur identifié	9 940
FEIGNIES	DESVRES (ex DOUZIES CARRELAGE)	38 rue Léon Blum	60 937	Projet en cours a priori pas de porteur identifié	7 611
FEIGNIES	MANOIR INDUSTRIE	54 rue des usines	32 213	Projet en cours a priori pas de porteur identifié	4 023
AVESNES SUR HELPE	à proximité du point P	rue Pierre Charpy	38 068	enjeux inondations	4 734
ROUSIES	FRICHE FALIZE	impasse Falize		ancienne zone militaire, superficie à définir, le maire est sollicité par des investisseurs	
AVESNES SUR HELPE	Centrale photovoltaïque	2 sites	120 000	Projet en cours (pour 2023)	8 992

Tableau 7 : Liste des sites en friche

Le gisement total s'élève donc à **137,6 GWh** par an. 2 sites ont une superficie supérieure à 200 000 m², ils se situent à Pont-sur-Sambre et Bousois ; ce qui correspondrait à un productible 102 GWh/an. Un tel projet pourrait être développé dans le cadre d'une réponse à appel d'offre.

L'implantation d'une centrale au sol est très pertinente en cas de sols pollués devant rester longtemps sans aménagement.

2.3.4 Exemple de cible particulière : les parkings

Les grands parkings des zones commerciales constituent des zones de choix pour l'installation de grandes surfaces photovoltaïques. Il s'agit dans ce cas de faire un double usage de ces surfaces artificialisées.

Les parkings qui ont une surface supérieure à 500 m² et qui se situent dans une zone industrielle sont étudiés dans l'objectif de calculer le potentiel photovoltaïque sur ombrière (37 parkings). Les parkings sont soumis à une obligation d'achat lorsqu'ils sont équipés d'un nombre de places compris entre 35 et 200 (entre 500 et 2500 m²). L'appel d'offre nécessite 400 places ou une puissance de 5 MWc.

Trois zones commerciales ont été repérées avec des surfaces importantes autant sur les parkings que sur les bâtiments : à Louvroil et Hautmont, centre commercial Aushopping Louvroil Val de Sambre, à Le Quesnoy, zone d'activité des prés du Roy, et à Fourmies Zone d'activité de la Marlière. Ces ombrières de parking représentent un gisement brut de **11,5 GWh/an**. L'installation d'ombrières ne diminue pas le nombre de places de parking puisque les piliers sont généralement installés entre les places. A cela, on peut ajouter le parking de l'hypermarché de Maubeuge, qui a une surface de 11 131 m² et un potentiel de **1,4 GWh**.

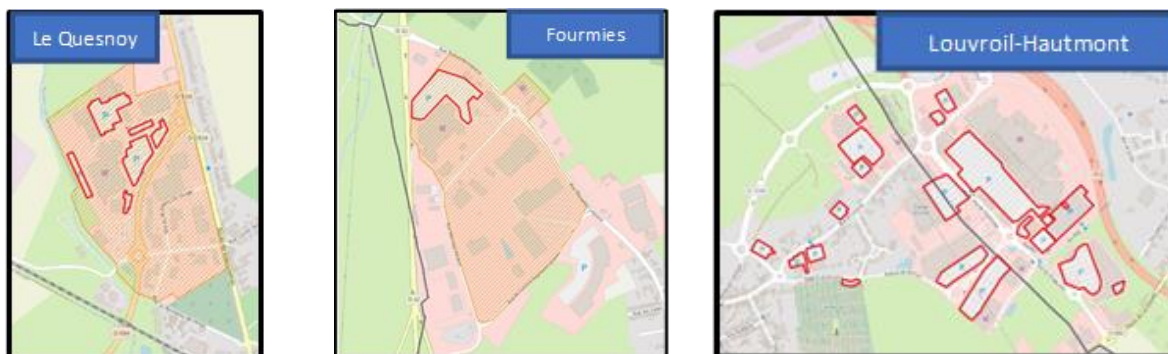


Figure 15 : Exemples de parkings

Type	Gisement brut (sans zone de protection) - GWh/an	Gisement mobilisable - GWh/an
bâtiment résidentiel	331,90	33,19
bâtiment industriel et agricole	341	85
bâtiment tertiaire	83,56	41,78
solaire au sol	137,6	137,6
ombrière de parking	12,9	12,9
Total	907,16	310,77

Tableau 8 : Récapitulatif du développement possible de l'électricité photovoltaïque

2.3.5 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre

En impact total, les émissions de cette énergie sont comprises entre 20 et 80 gCO₂eq/kWh (Source : fiche technique EnR ADEME).



Le potentiel d'installations se répartit entre :

- Les bâtiments du secteur résidentiel pour de petites installations
- Les grandes toitures du secteur industriel et agricole que les instances du territoire peuvent accompagner, notamment pour des projets en autoconsommation
- Les zones commerciales pour des projets sur toiture et des ombrières de parking.

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

2.4 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable

Le bilan de potentiel d'électricité renouvelable sur le territoire s'établit à environ 737,8 GWh/an. Ce potentiel est mis en rapport avec les consommations d'électricité estimées en 2050 dans le tableau suivant.

Tableau 9 : Bilan du potentiel d'électricité renouvelable

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Mobilisable en 2030	474,67 GWh Éolien : ~163,4 GWh Hydroélectrique : ~0,5 GWh Photovoltaïque au sol : 137,6 GWh Photovoltaïque sur toiture : 173,2 GWh	
Gisement brut	1 071,06 GWh Éolien : ~163,4 GWh Hydroélectrique : ~0,5 GWh Photovoltaïque au sol : 137,6 GWh Photovoltaïque sur toiture : 769,6 GWh	
Consommations d'électricité en 2030	1 269 GWh	1 189,4 GWh
Part de la consommation couverte par le gisement mobilisable	37,4%	39,9%
Consommations d'électricité en 2050	1 229,1 GWh/an	933,3 GWh/an

2.5 Bois-énergie

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

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

2.5.1 Ressource bois-énergie dans les Hauts-de-France

La région des Hauts-de-France n'est pas une région fortement boisée, elle a ainsi le plus faible taux de couvert forestier parmi les régions françaises. C'est notamment le cas sur l'ex Nord Pas-de-Calais avec un taux de couverture de 8,6 %. Le territoire de l'arrondissement d'Avesnes-sur-Helpe fait donc plutôt exception dans la région.

Cette forêt est majoritairement privée (65 %) et feuillue (90 %). Moins de 50 % de la production annuelle est récoltée notamment du fait de la dispersion des propriétaires sur de petites propriétés (122 000 propriétaires)². Il existe donc de réelles marges de manœuvre pour extraire de plus grandes quantités de bois pour l'énergie.

Actuellement il n'est pas possible d'indiquer exactement comment sont approvisionnés les différents types d'installations sur le territoire, puisque les flux commerciaux ou non-commerciaux de bois ne sont pas connus avec certitude. Il s'agit donc de donner quelques indications sur la production locale de bois pour l'énergie qui peut alimenter le territoire de la communauté d'agglomération de Lens-Liévin et d'indiquer quelle peut être la part de ressource locale actuellement et à l'avenir.

2.5.2 Ressources bois-énergie du territoire

L'Avesnois est un parc naturel régional, par décret du 3 décembre 2010 pour une durée de 12 ans. Le territoire d'étude est en effet peu urbanisé. Les forêts sont essentiellement feuillues et représentent 27,9 % du territoire. C'est une zone riche en biodiversité qui s'inscrit dans le Schéma Régionale d'orientation Trame verte et bleue et le SRCAE. Le PNR Avesnois cherche à développer cette filière afin de préserver le maillage bocager qui devient avec les haies des ressources écologiques et économiques. Il y a un réel enthousiasme de la part des agriculteurs et des collectivités à développer cette énergie « Dans l'Aisne, les agriculteurs ont donné l'impulsion » ; ainsi le Parc accompagne des projets d'installation de chaufferies à bois sur le territoire. Concernant les haies, il ne s'agit de les arracher (comme certaines collectivités craignent) mais de les élaguer.

De plus AAAT a créé un réseau de plateformes de proximité pour la commercialisation des plaquettes bocagères (22 plateformes), à cela s'ajoutent 13 zones de stockages et 54 chaufferies. Des petits réseaux de chaleur sont envisageables.

² Chiffres CRPF Hauts-de-France

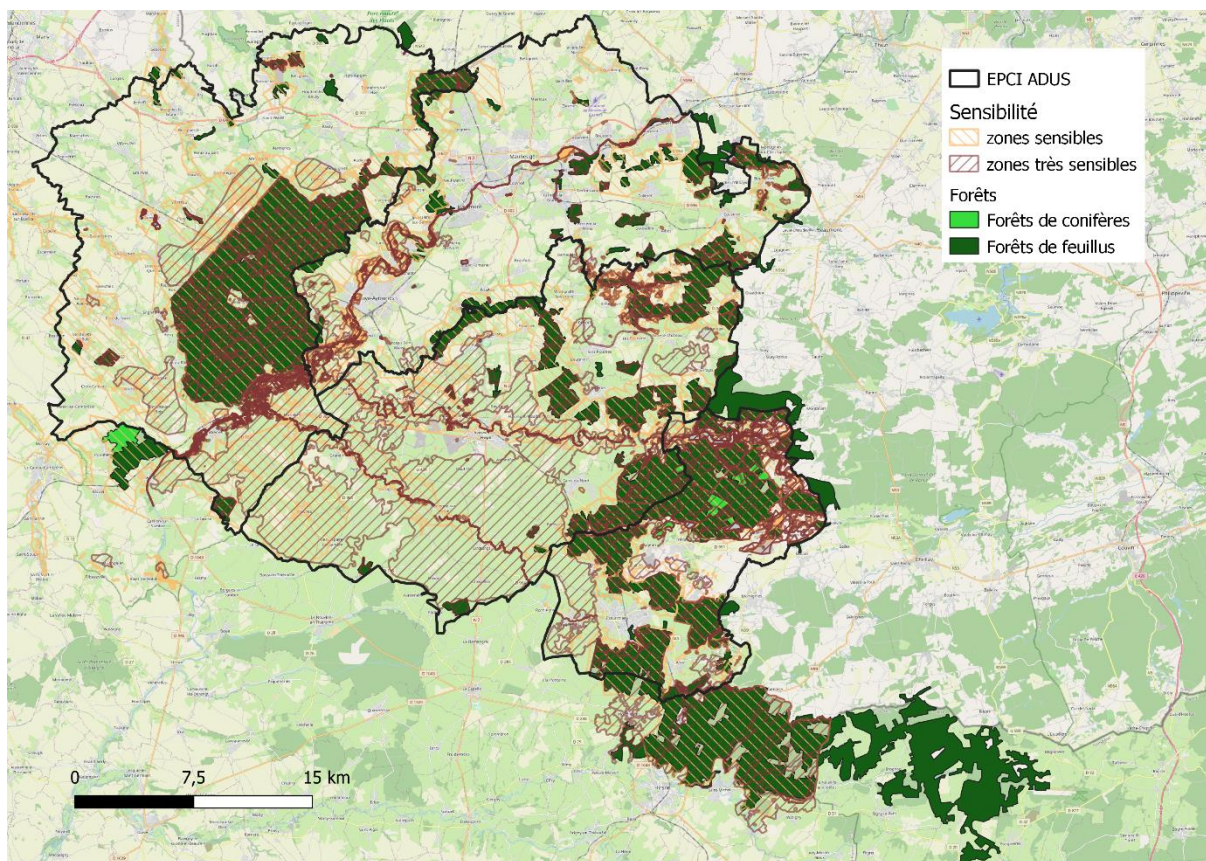


Figure 9 : zones forestières du territoire

2.5.3 Évaluation du gisement d'ici 2035

2.5.3.1 Les forêts

Pour évaluer la quantité de bois qui peut être mobilisé pour la filière bois énergie à l'horizon 2035, nous utilisons l'étude de référence *Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035* menée par l'IGN, le FCBA et l'ADEME, publiée en 2016. Cette étude est une référence nationale, actualisation d'une précédente étude. Les estimations sont données pour chacune des anciennes régions françaises selon deux scénarios alternatifs :

- Sylviculture constante : Un scénario de base simulant un maintien des pratiques actuelles de gestion pendant les 20 années à venir
- Sylviculture progressive dynamique : scénario visant à gérer la forêt et la peupleraie plus dynamiquement pour accroître les prélèvements de bois sur la période considérée.

Pour la période 2031 à 2035, les résultats pour l'ex-région Nord-Pas-De-Calais sont :

- Production de BIBE (Bois d'industrie – bois énergie) : 58 000 à 121 000 m³/an
- Production de connexes de scieries du BO (bois d'œuvre) : 27 000 à 78 000 m³/an
- Production de MB (menus bois) : 40 000 à 50 000 m³/an

En considérant la totalité du BIBE, les rejets du BO et la totalité du MB, au prorata de la surface de forêt du territoire par rapport à celle de l'ex-région Nord Pas de Calais, les productibles à l'horizon 2035 sont :

- Pour le BIBE : 297 GWh/an à 358,2 GWh/an
- Pour le BO : 192,2 GWh/an à 244,6 GWh/an
- Pour le MB : 52 ;4 GWh/an 61,2 GWh/an

Le gisement total de bois-énergie sur le territoire Sambre Avesnois est donc compris entre **445,5 GWh/an** et **541,6 GWh/an**.

EPCI	Surface (ha)	Gisement (GWh/an)	
		Scénario tendanciel	Scénario dynamique progressive
CC du Sud Avesnois	19 178,64	216,74	263,49
CA Maubeuge Val de Sambre	5 607,73	63,37	77,04
CC Coeur de l'Avesnois	3 460,76	39,11	47,55
CC du Pays de Mormal	11 176,89	126,31	153,55

Tableau 10 : Potentiel issu des forêts selon l'EPCI

2.5.3.2 Les haies

Nous avons émis l'hypothèse que sur 1km de haie, 10 MWh de chaleur pouvaient être récupérées. Ainsi les haies représentent un potentiel de **105,2 GWh**.

EPCI	longueur (km)	Gisement (GWh)
CA Maubeuge Val de Sambre	1 935,31	19,35
CC Coeur de l'Avesnois	4 608,12	46,08
CC du Pays de Mormal	2 899,99	29,00
CC du Sud Avesnois	1 078,87	10,79
Total	10 522,29	105,22

Tableau 11 : Potentiel issu des haies selon l'EPCI

2.5.4 Analyse et recommandations

Ce gisement correspond à **34,6 % ou 40,6 %** (scénario tendanciel ou dynamique progressif respectueusement) de la consommation énergétique actuelle du secteur résidentiel pour le chauffage (1 593,68 GWh/an). L'exploitation de ce gisement est donc très intéressante et correspond au double de la production actuelle de bois énergie (289,92 GWh/an).

Les principaux axes pour le développement de cette énergie sont donc :

- Économiser de la ressource par les travaux d'économie d'énergie et le changement des installations bois-énergie individuelles pour des installations de meilleur rendement (le rendement moyen du parc français des poêles et cheminées est de 50 % alors que les meilleurs appareils peuvent atteindre des rendements de 75-80 %).
- Utiliser au mieux les infrastructures actuelles, notamment de cogénération. D'une part, il s'agit d'accorder les besoins de chaleur avec la production de la cogénération et d'assurer une utilisation de la chaleur produite hors période de chauffe.

- Garantir un approvisionnement local respectueux du développement durable dans le cadre des contrats d'approvisionnement.

2.5.5 Éléments d'analyse économique

2.5.5.1 Chaufferies collectives et réseaux de chaleur

Le coût de production de la chaleur biomasse collective dépend de la puissance de la chaufferie, avec ou sans réseau de chaleur. Ce prix est plus élevé pour les petites puissances (< 0,5 MW), compris entre 62 et 96 €/MWh, plus faible pour les puissances intermédiaires (entre 0,5 et 3 MW), compris entre 57 et 89 €/MWh et enfin encore plus faibles pour les grosses puissances (au-delà de 3 MW), compris entre 51 et 74 €/MWh. Ces technologies sont désormais très répandues et mûres.

Ces coûts de production ont été évalués avec un prix du combustible compris entre 26 et 33 €/MWh. Les coûts d'investissement varient entre 317 et 614 €/MWh/an pour les puissances inférieures à 0,5 MW, et entre 132 et 242 €/MWh/an pour les puissances comprises entre supérieures à 3 MW.

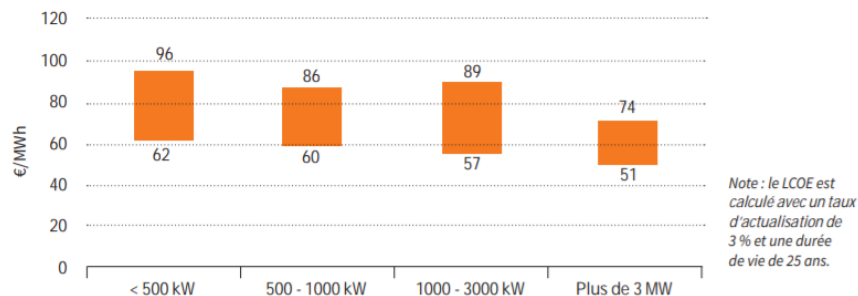


Figure 10 : Coût de production de la biomasse collective (Source : Coûts des énergies renouvelables, ADEME 2019)

2.5.5.2 Chaufferies individuelles

Le coût total de production de la chaleur dépend principalement du prix du combustible.

Chauffage central

Avec un combustible bûche, le coût de production total est estimé entre 62 et 93 €/MWh. Pour des chaudières automatiques à granulés, ce coût varie entre 95 et 122 €/MWh. Ces dernières ont un rendement un peu plus élevé (entre 85 et 87% contre un rendement entre 80 à 87% pour les chaudières à bûches), mais également un coût du combustible plus onéreux (granulé à entre 54,9 et 64,4 TTC€/MWh comme hypothèse dans l'étude contre 20 – 43,5 TTC €/MWh pour la bûche). En revanche ces chaudières étant automatiques, elles permettent une vraie substitution par rapport à usage gaz, et sont également adaptées à de petits bâtiments (écoles par exemple).

Les coûts d'investissements varient entre 6 880 et 16 350 €/kW pour des chaudières bûches et entre 5 060 et 18 990 €/kW pour des chaudières à granulés.

Les coûts d'exploitation fixe sont de l'ordre de 200 à 300 €/an d'après l'étude de l'ADEME.

Appareils indépendants

En 2018, les appareils indépendants représentent 96% des ventes. Avec un combustible bûche, le coût de production total est estimé entre 66 et 129 €/MWh. Pour les poêles à granulés, ce coût varie entre 119 et 150 €/MWh.

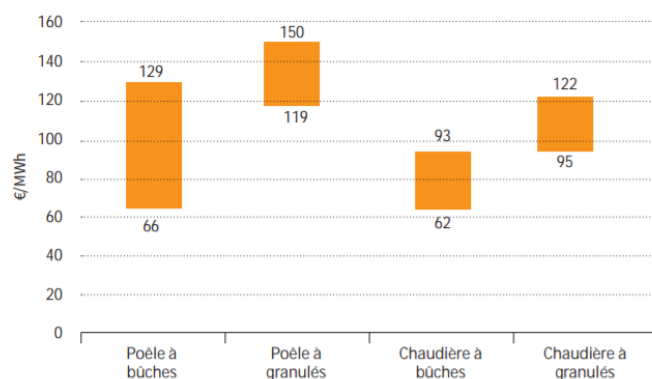


Figure 11 : Coût de production du chauffage bois domestique (Source : Coûts des énergies renouvelables, ADEME 2019)

2.5.6 Impact sur les émissions de gaz à effet de serre

En impact total, les émissions de cette énergie sont de 15 gCO₂eq/kWh (Source : fiche technique EnR ADEME).



Le productible bois-énergie du territoire est compris entre **550,8 et 646,8 GWh/an**. Comparé au besoin du territoire, ce gisement représente plus d'un tiers de l'énergie nécessaire, à condition de bénéficier d'un approvisionnement respectueux de l'exploitation durable des forêts.

2.6 Solaire thermique

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

Les principales typologies de projets sont :

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

2.6.1 Dispositif technique

Deux principales technologies sont développées :

- Les capteurs plans vitrés, dans lequel le liquide calorifique (généralement de l'eau) circule et est réchauffé par les rayons solaires. Ce type de capteur utilise également l'effet de serre créé par la vitre pour améliorer le rendement.
- Les capteurs tubulaires, technologie plus élaborée utilisant des tubes sous vide pour récupérer la chaleur provenant du soleil. Cette technologie est plus coûteuse mais présente des rendements plus élevés.



Figure 12 : Capteur plan vitré

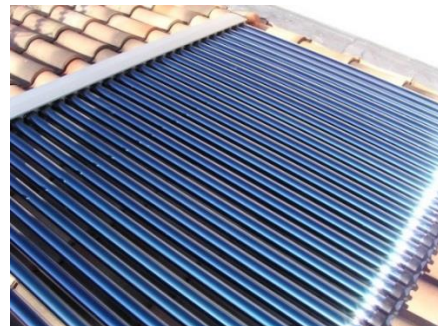


Figure 13 : Capteur tubulaire

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

2.6.2 Types de bâtiments à cibler

Le solaire thermique permet en moyenne de répondre à 50 % des besoins en eau chaude sanitaire (ECS) d'un bâtiment. Il faut toutefois que la superficie de la toiture soit suffisante, mais la superficie nécessaire est moindre que pour du solaire photovoltaïque par exemple (2 panneaux d'environ 1,5 m² suffisent pour une famille de 4 personnes, contre 20 m² de panneaux photovoltaïques en moyenne sur une maison individuelle).

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

- Bâtiments de logements collectifs

- EHPAD et autres établissements de santé
- Les hôtels et restaurants
- Vestiaires d'équipements sportifs (avec des besoins également en été)
- Etablissements scolaires et cantines (avec des besoins également en été)

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

2.6.3 Installations en Hauts-de-France

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

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

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

2.6.4 Possibilités sur le territoire Sambre Avesnois

Voici une carte localisant les sites potentiels pour le solaire thermique dans le secteur de la santé (hôpital et maison de retraite), le secteur de la Science et de l'Enseignement (établissements d'enseignement, collège, primaire, lycée, université, structure d'accueil pour personnes handicapées) et dans le Sport (piscine).

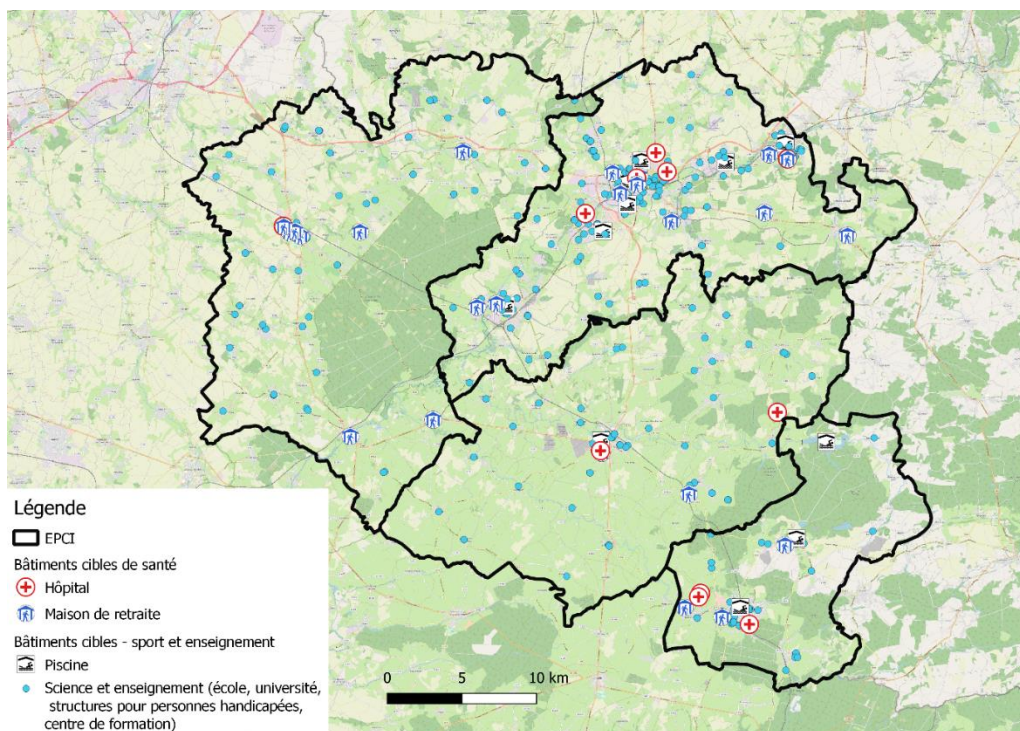


Figure 14: Cibles potentielles pour installations solaires thermiques sur le territoire Sambre Avesnois

Voici une liste non exhaustive des bâtiments intéressants pour l'installation de panneaux solaires thermiques et qui ne sont pas alimentés en ECS par un réseau de chaleur :

Commune	Nom du bâtiment	Surface disponible (en m ²)	Capacité	Consommation calculée (MWh)
Fourmies	Lycée polyvalent Camille Claudel	10 835,86	1335 élèves	975,23
Maubeuge	Lycée Polyvalent Pierre Forest	10 341,37	1201 élèves	930,72
Felleries	Hôpital Départemental de Felleries-Liessies	9 651,02	316 lits	1 206,38

Tableau 12 : Bâtiments cibles pour le développement de la filière solaire thermique

Pour estimer la consommation, nous avons calculer à partir du ratio 5860 kWh/lit/an pour un EHPAD, 125 kWh/m²/an pour un hôpital et 90 kWh/m²/an pour une école.

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

La région Hauts-de-France a donc mis en place un dispositif pour relancer cette filière et faire bénéficier les porteurs de projets d'un accompagnement de qualité afin d'éviter absolument les contre-références. Le CD2E a ainsi ce rôle d'accompagnateur, implanté à Loos-en-Gohelle, il peut facilement fournir des analyses neutres et indépendantes.

Des applications dans l'industrie sont également possibles, notamment l'industrie agroalimentaire qui consomme et produit une grande quantité de chaleur. AEC a mobilisé la littérature technique pour donner un ordre de grandeur de la consommation d'ECS dans ces industries.

Nom	Type	tonnes de produits/an	Estimation consommation de chaleur	Estimation consommation d'ECS (GWh/an)	Chaleur fatale
Mennisiez	Boulangerie	160 000		5,7	8,18
Bigard	Bovins	50 000		2,33	1,45
Refresco	Jus de fruit	1 095 000	7	1,29	1,66
Canelia	Produits laitiers	10 à 20 000	34	6,52	4,87

Tableau 13 : Gisement bois-énergie selon l'EPCI

2.6.4.1 Industrie Menissiez et Bigard

Une grande quantité de chaleur est produite par les industries BPV (boulangerie, pâtisserie, viennoiserie). Ainsi il peut être intéressant d'évaluer la quantité de chaleur fatale pouvant être récupérée pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, ou le préchauffage. La production de chaleur et de froid représentent respectivement 65 % et 22 % des consommations énergétiques dans ce secteur.

Les consommations d'énergie sont principalement le gaz (four, chaudière vapeur) et l'électricité (process, utilités) pour ces industries. Il est difficile d'estimer précisément la consommation d'énergie puisqu'elle dépend notamment du tonnage produit et de la température extérieure. Pour l'électricité, des panneaux photovoltaïques peuvent être envisagés, et pour le gaz la méthanisation.

(D'après le guide méthodologique : les consommations d'énergie dans le secteur BPV)

Bigard consomme de l'eau chaude pour le nettoyage de l'abattoir, la désinfection des camions frigorifiques par exemple. La production d'eau chaude sanitaire et le flambage des porcs sont les deux grands postes de consommation de gaz dans l'ensemble des abattoirs.

Les industries agroalimentaires Menissiez et Bigard se situent côte à côte, dans la commune de Feignies. La chaleur fatale récupérée par ces deux structures pourrait servir à la consommation d'eau chaude sanitaire, et ainsi permettre une diminution de consommation de gaz dans la facture énergétique.

2.6.4.2 Industrie Refresco et Canelia

Dans les industries de fruits et légumes, la quantité de chaleur est elle aussi importante. Refresco et Canelia pourraient utiliser leur chaleur fatale, combinée à du solaire thermique afin de répondre à leur consommation d'eau chaude et de préchauffage. Refresco par exemple utilise de l'eau chaude pour le lavage et le traitement thermique de stabilisation notamment.

2.6.5 Aspects économiques

Différentes aides cumulables existent pour participer au financement des installations. La principale est le Fonds Chaleur de l'ADEME qui permet le financement d'installation à partir de 25 m² de capteurs (plusieurs sites équipés d'un CESC de 15 m² sont envisageables pour former un seul projet). Suivant la taille des projets, plusieurs logiques sont accessibles.

Projet dont la surface de capteurs solaires est supérieure ou égale à 25 m² et inférieure à 100 m² (montants indicatifs) :

	Zone Géographique	Aide Forfaitaire en €/tep (20ans) solaire utile	Productivité <u>minimum</u> solaire utile [kWh utile/m ² .an]	Productivité <u>recherchée</u> solaire utile [kWh utile/m ² .an]
Logement Collectif Tertiaire, Industrie et Agriculture	Nord	650	> 350	500
	Sud	600	> 400	550
	Med	550	> 450	600

1 tep= 11 630 kWh

Projet dont la surface de capteurs solaires est supérieure ou égale à 100 m² (montants indicatifs) :

	Zone Géographique	Aide indicative en €/tep (20ans) solaire utile	Productivité <u>minimum</u> solaire utile [kWh utile/m ² .an]	Productivité <u>recherchée</u> solaire utile [kWh utile/m ² .an]	Plafonds des dépenses éligibles dont ingénierie, suivi et maintenance Dépenses éligibles €HTR ₄ / m ² de capteurs
Logement Collectif Tertiaire, Industrie et Agriculture	Nord	650	> 350	500	1100
	Sud	600	> 400	550	1100
	Med	550	> 450	600	1100

1 tep= 11 630 kWh

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

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

- 300 m² de capteurs pour le logement collectif, les établissements d'hébergement touristique ouverts toute l'année (hôtel, camping, village vacances), les piscines, le secteur tertiaire, l'industrie (T° < 120°C), les secteurs agricoles et de la santé (EHPAD, MAS, IME, MARPA, ...ou hospitaliers).
- 500 m² de surface de capteurs pour les installations solaires couplées à un réseau de chaleur avec stockage (court terme ou moyen/long terme).

Sur la période 2015-2016, le marché est peu dynamique et en décroissance malgré une tendance à la baisse des coûts. Le faible prix des énergies fossiles, la préférence pour les équipements PV dans l'habitat individuel, la réglementation RT2012 moins contraignante qu'attendu dans le collectif et plusieurs contre-références dans l'habitat social ont pesé sur la filière. Pour la neuvième année consécutive, le marché européen du solaire thermique recule. Selon EurObserv'ER, celui-ci a chuté de 24,2 % entre 2016 et 2017, passant sous la barre des deux millions de mètres carrés installés (à l'échelle européenne). La France est notamment mal placée, en comparaison d'autres pays obligeant à intégrer ces dispositifs dans les constructions neuves. En conséquence de cette tendance, la filière a besoin de soutiens et le CD2E a été mandaté par la région pour accompagner de nouveaux projets.

À noter également la possibilité d'alimenter un réseau de chaleur grâce à un parc solaire thermique important. En France, selon le Département thermique biomasse et hydrogène du CEA Tech, quatre réseaux de chaleur sont en partie alimentés par du solaire thermique : Limeil-Brevannes (94), Juvignac (34), Balma (31) et Chambéry (74). La superficie des centrales solaires varie de 300 m² pour Juvignac et l'Ines à 830 m² pour Limeil-Brevannes. La ville de Chateaubriant a également installé 2000 m² de capteurs pour chauffer l'eau de son réseau de chaleur.

2.6.6 Impact dur les émissions gaz à effet de serre

En impact total, les émissions de cette énergie sont de 35 gCO₂eq/kWh (Source : fiche technique EnR ADEME).



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

2.7 Géothermie

2.7.1 Technologie et état des lieux de la filière

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

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

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

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

- Géothermie sur nappe opérant par prélèvement (et réinjection) d'une eau de surface dans une nappe alluviale ou une nappe phréatique. En fonction des caractéristiques de l'aquifère (débit, température) il est possible de fournir des puissances de chauffage de plusieurs centaines de kW à plusieurs MW.
- Géothermie sur sonde, ou géothermie sèche, opérant par circulation en circuit fermé d'un fluide caloporteur dans un échangeur thermique vertical ou horizontal.

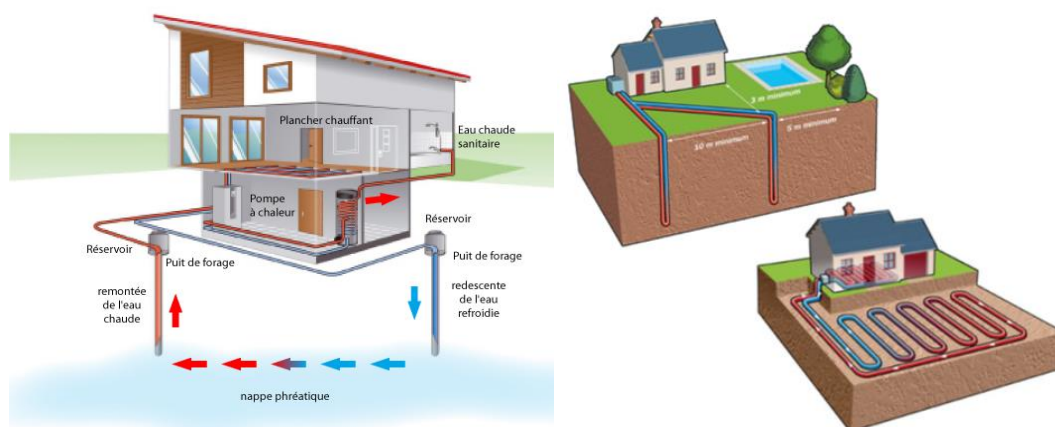


Figure 15 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.

Les technologies, leurs principes, les conditions d'implantation, les profondeurs d'implantation, les coûts, les puissances et les réglementations sont consultables en annexe.

2.7.2 Les ressources géothermiques sur le territoire

Les principales formations aquifères sur le territoire sont d'âge dévonien et carbonifère inférieur. Nous disposons de plusieurs outils pour cerner les zones où le potentiel géothermique est intéressant.

En premier lieu, dans le cadre de la constitution de la plateforme de conseil sur la géothermie www.geothermie-perspectives.fr, le BRGM et l'ADEME ont cartographié pour la région Nord Pas de Calais le potentiel du meilleur aquifère, correspondant au potentiel de géothermie très basse énergie sur nappe. Cette cartographie est relativement succincte avec une donnée fournie pour des « pixels » de grandes tailles où le potentiel est décrit de faible à fort. De plus, certaines zones sont indiquées comme non connues alors qu'il s'agit de zones en bordure de cours d'eau. Les couches sédimentaires en bordure du lit des cours d'eau sont en effet généralement des zones porteuses. De plus, connaître le potentiel géothermique d'un lieu n'est pas évident car la géomorphologie doit être examinée avec soin, ces données sont donc à analyser avec soin.

Le potentiel géothermique faible – moyen – fort est estimé selon 3 critères :

- Le débit :
 - o < 5 m³/h : peu favorable ,
 - o Entre 5 et 50 m³/h : favorable
 - o > 50 m³/h : très favorable
- La température :
 - o < 10°C : peu favorable (rendement faible pour la PAC)
 - o Entre 10 et 15°C : favorable
 - o > 15°C : très favorable
- La profondeur (ce critère participe à l'évaluation du coût d'investissement) :
 - o Entre 0 et 5 m : peu favorable
 - o Entre 5 et 15 m : très favorable
 - o Entre 15 et 30 m : moyennement favorable
 - o Entre 30 et 100 m : défavorable

De plus d'après les données disponibles dans ADES et la BSS, les nappes des calcaires carbonifères du territoire sont peu corrosives.

On considère dans cette étude que la durée annuelle d'utilisation des PAC à pleine puissance est de 1400 h. Les quatre figures ci-dessous mettent en avant deux zones carbonifères :

- le synclinal de Bachant – Ferrière-la-petite (zone bleue figure ...) avec une température de 11 °C, un débit de 207 m³/h, une profondeur variable et donc un productible estimé à **1,8 GWh**. La consommation de chaleur dans cette zone peut être estimée à 22 GWh.
- le synclinal de Marbaix – Avesnes sur Helyes avec une température de 11 °C, un débit de 48 m³/h, une profondeur méconnue, et donc un productible estimé à **0,4 GWh**. La consommation de chaleur dans cette zone peut être estimée à 20 GWh.

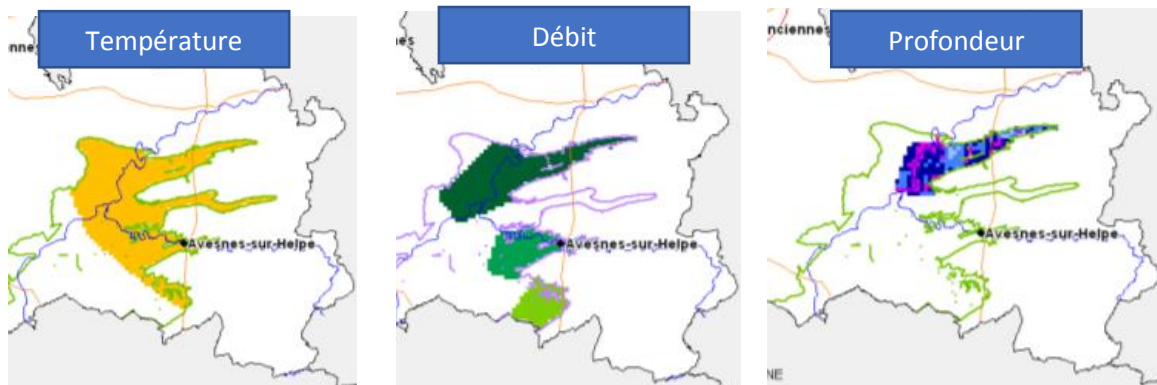


Figure 16 : Détail des trois critères pour le territoire Sambre Avesnois

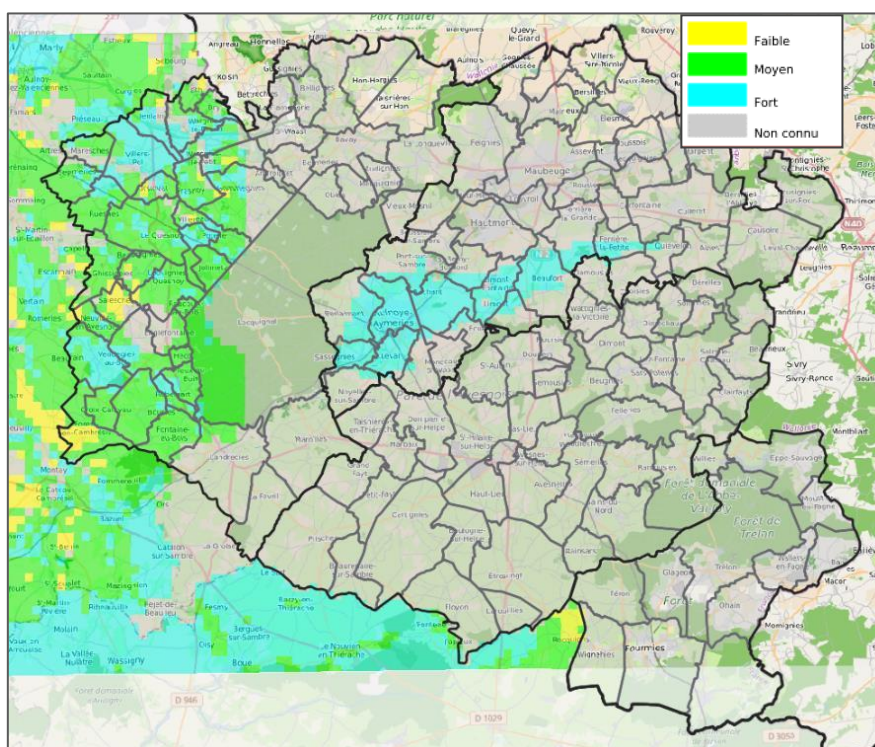


Figure 24 : Potentiel géothermique sur le territoire Sambre Avesnois

Il est incontestable que le territoire recèle des possibilités de développement de la géothermie.

Néanmoins, plusieurs paramètres peuvent interdire un forage géothermique :

- Présence d'une zone protégée pour le prélèvement d'eau potable.
- Forage à moins de 30 m d'une canalisation d'eau usée. En effet le prélèvement d'eau pour la géothermie crée un drain et en cas de fuite sur la canalisation d'eau usée, cela peut créer une pollution du sol.

Le forage pétrolier de Jeumont à Marpent est également une ressource potentielle, où une température intéressante de 57 °C a été enregistrée à une profondeur de 500 m. Cependant, nous disposons de très peu de données, et il est difficile d'estimer un gisement précis.

Aujourd'hui, trois installations géothermiques ont été recensés sur le territoire, à Wargnies le Grand, Hon-Hergies et Maubeuge et produisent **284,5 MWh** de chaleur par an.

Commune	type de forage	type	Nombre MWh
Wagnies le grand	nappe	public	38,5
Hon-Hergies	nappe	privé	32
Maubeuge	eaux usées	public	213,992

Tableau 14: Installations géothermiques existantes

2.7.3 Cibles de développement

Le potentiel d'implantation géothermique doit être considéré sur la base de ce qui est réaliste comme installation. En effet, la géothermie très basse énergie nécessite des dispositifs thermiques particuliers dans les bâtiments équipés : plancher chauffant, radiateur très basse température, système de climatisation dédié.

En conséquence, le déploiement de ce type d'installation ne doit pas être considéré en intégrant toute demande de chaleur présente dans les zones favorables comme une demande substituable. Il s'agit bien plus d'agir par opportunité quand une nouvelle zone ou infrastructure est construite ou profondément rénovée sur une zone favorable.

Il convient donc a priori de favoriser cette énergie de manière complémentaire au bois-énergie notamment et de réseaux de chaleur. Les zones et les cibles à envisager sont donc précisément celles où le réseau de chaleur est peu susceptible de se développer et réunissant des projets de constructions neuves. Il est toutefois plus intéressant dans le cadre d'un projet isolé, de favoriser des zones plutôt tertiaires ou d'enseignement ayant surtout des besoins de chauffage (et éventuellement de froid, les PAC étant réversibles). En effet, la fourniture de besoins d'eau chaude sanitaire par ce type de géothermie nécessite une remontée en température dégradant les rendements des PAC. Dans le cadre de l'extension progressive du réseau de chaleur et de son verdissement, l'interconnexion et la création de PAC de grandes puissances pourront également être considérées.

Comme mentionné dans le paragraphe précédent, l'un des grands intérêts de ce type de technologie est aussi la possibilité de fournir du froid, ce qui le rend particulièrement adapté aux surfaces commerciales, comme le Leclerc de la commune d'Aulnoy-Aymeries. Cependant les ICPE recensés dans le paragraphe 1.9 sont peu présentes dans le synclinal de Bachant.

Le forage de Marpent quant à lui pourrait cibler l'hôpital de Jeumont.

En termes d'équilibre économique, la rentabilité est possible surtout pour les installations collectives pouvant bénéficier du fonds chaleur, elle est plus incertaine (avec un temps de retour sur investissement très long) pour les installations de particulier.



Le territoire possède un fort potentiel géothermique dans la zone de Aulnoy-Aymeries, cependant peu de données sont disponibles dans une vaste partie de l'Avesnois. Une géothermie « moyenne profondeur » semble possible à Jeumont. Ainsi, la géothermie est bien adaptée pour les bâtiments collectifs, les piscines et les centres commerciaux qui ont les équipements nécessaires et qui ne sont pas raccordés aux réseaux de chaleurs.

2.8 Réseaux de chaleur

Le développement de réseau de chaleur est fortement soutenu par le fond chaleur de l'ADEME. Les principales conditions techniques pour en profiter pour l'extension ou la création d'un réseau de chaleur sont :

- Une alimentation du réseau de chaleur réalisée par au moins 50 % d'EnR&R
- Une densité thermique du réseau au moins égale à 1,5 MWh/mètre linéaire.an
- Longueur minimale de 200 m linéaire pour extension de réseau

De plus, les coûts d'installation ou d'extension des réseaux de chaleur sont fortement dépendants de l'environnement (rural, semi urbain, urbain) et peuvent varier du simple au double. Dans la pratique, les réseaux de chaleur à densité thermique inférieure à 4,5 MWh/mètre linéaire.an voient difficilement le jour car ils sont peu rentables économiquement. Enfin, il est important de noter que les grandes artères et les voies ferrées ou de tramway constituent des obstacles administratifs.

En 2015, le Syndicat Nation des Réseaux de Chaleur (SNCU) a publié son étude sur le potentiel de développement des réseaux de chaleur au niveau national. Le potentiel est considérable, notamment sur le Nord-Pas-de-Calais où 6 800 GWh supplémentaires pourrait être livrés via des réseaux existants ou de nouveaux réseaux.

Le territoire est doté de 8 réseaux de chaleur, dont celui de Maubeuge qui atteint une puissance thermique de 118 MW (cercles rouges figure 25). 4 zones révèlent un potentiel de développement : Fourmies, Jeumont, Le Quesnoy et Aulnoye-Aymeries (cercles verts figure 25). Les zones de voirie pour lesquelles la consommation de chaleur serait supérieure à 1,5 MWh par mètre (seuil de rentabilité d'un réseau de chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre et par an (rentabilité importante) sont identifiées sur la carte ci-dessous.

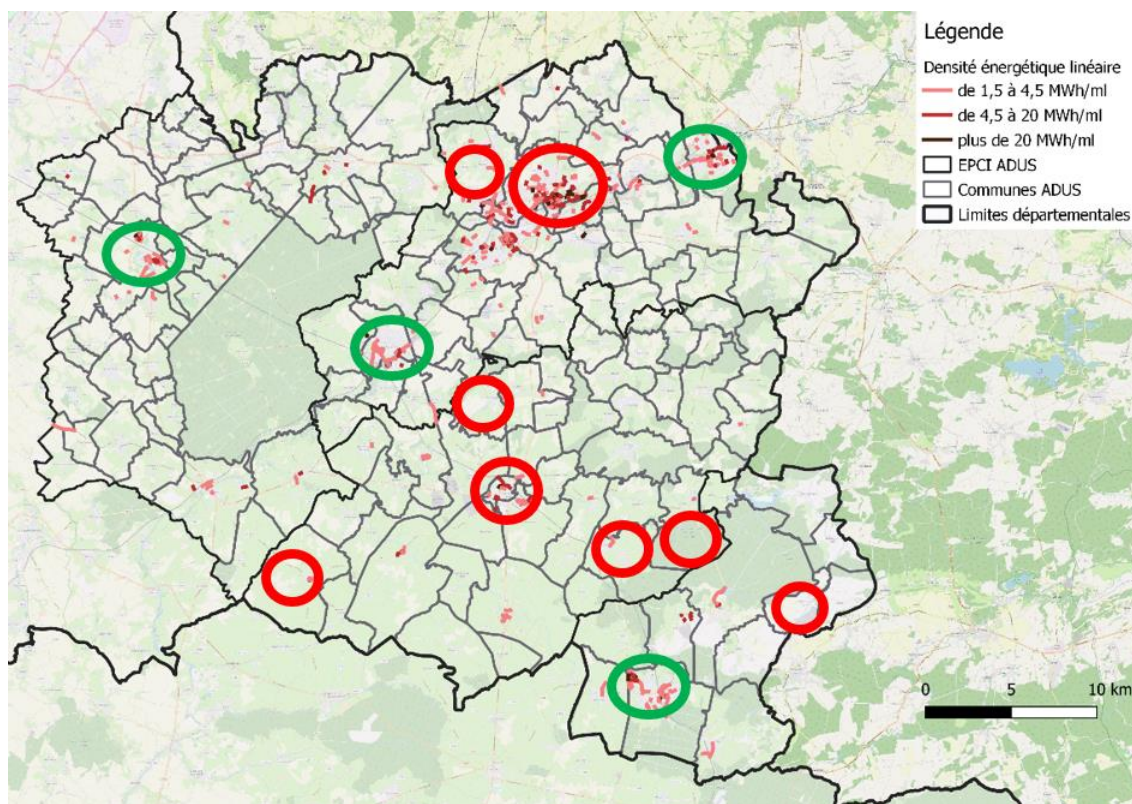


Figure 25 : Réseaux de chaleur potentiels sur le territoire

Cependant, pour l'estimation de la chaleur potentielle livrable, nous ne tiendrons seulement compte des densités énergétiques linéaires supérieures à 4,5 MWh/ml.an.

On vérifie bien que les communes qui ont le plus gros potentiel de développement de réseau de chaleur sont les communes les plus urbanisées mais pas nécessairement celles qui ont le linéaire le plus grand. Certaines communes apparaissent notamment comme particulièrement favorables au développement des réseaux de chaleur. C'est le cas de Fourmies qui a un potentiel de chaleur livrable de 15.7 GWh/an grâce à une densité linéique thermique importante.

Commune	Densité énergétique linéaire (>1,5 MWh/ml)	Densité énergétique linéaire (>4,5 MWh/ml)	Longueur (m)	Chaleur potentielle livrable (GWh/an)
Fourmies	194,4	143,8	1091,2	15,7
Jeumont	181,1	104,8	1020,8	10,7
Le Quesnoy	141,1	95,5	999,4	9,5
Aulnoy-Aymeries / Berlaimont	108,9	50,3	1137,1	5,7

Tableau 15 : Potentiel développement de réseaux de chaleur

Malgré le caractère peu urbain du territoire, le développement de réseaux de chaleur peut être envisagé dans 4 villes notamment (Fourmies, Jeumont, Le Quesnoy et Aulnoye-Aymeries).

D'autres réseaux de plus petites taille, réseaux techniques ou chaufferies mutualisées, peuvent être créés dans de multiples contextes.

2.9 Récupération de chaleur fatale

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

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

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

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

La récupération de chaleur fatale doit donc toujours être considérée en cohérence avec le déploiement des réseaux de chaleur. Le SRADDET de la région Hauts-de-France vise un développement fort de la récupération de chaleur fatale et du gaz de mine de 309 GWh/an en 2015 jusque 1987 GWh/an en 2031.

2.9.1 Récupération de chaleur sur réseau d'assainissement

Le principe de fonctionnement du captage de la chaleur au sein du réseau d'assainissement peut se faire avec deux technologies.

La première est décrite dans le schéma ci-après. Un échangeur est installé dans le collecteur d'eau usée dans lequel circule le fluide caloporteur. Une remontée en température est ensuite effectuée grâce à une PAC. La surface d'échange doit être importante pour permettre le transfert de l'énergie et cette surface est augmentée par plusieurs allers-retours au sein du collecteur. En conséquence, il est beaucoup plus aisé d'installer ce type de dispositifs dans les collecteurs de diamètre les plus importants.



Figure 26 : Schéma de principe de la récupération de chaleur sur réseau d'assainissement (Source : Degrés Bleus)

De rares retours d'expérience font état d'installations qui peuvent être déployées sur des conduits de diamètre de 400 mm. Ces dispositifs sont alors généralement installés dans le cadre de nouveaux aménagements avec des conduites neuves qui sont préparées spécialement et sont donc « natives » du projet. Nous retenons de manière plus réaliste que la faisabilité demeure aisée pour toutes les conduites d'un diamètre supérieur à 800 mm.

La seconde technologie consiste à réaliser une dérivation du réseau d'assainissement et à installer l'échangeur dans cette dérivation, comme dans le schéma suivant. Cette technologie peut permettre de s'affranchir des contraintes de diamètres, mais les contraintes de débits restent similaires, et il est nécessaire d'avoir également des échangeurs de taille suffisante.

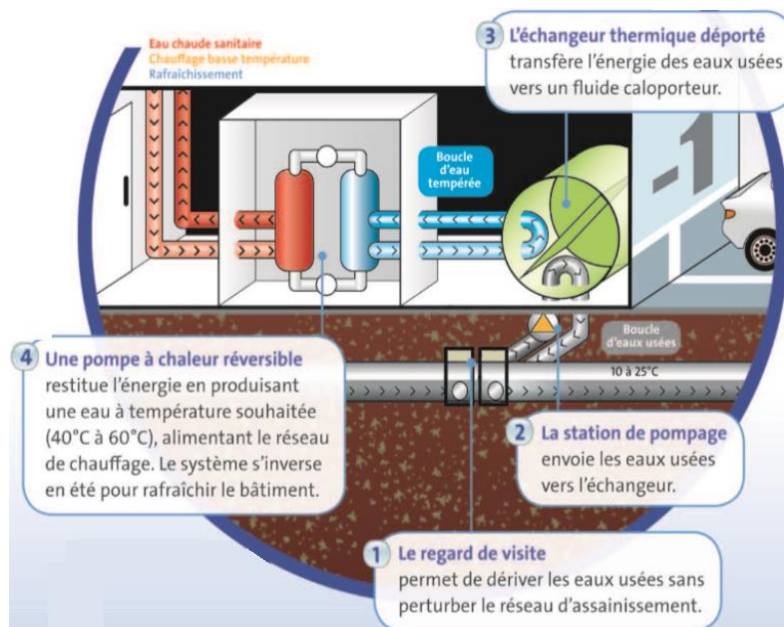


Figure 27 : Schématisation du système de récupération de l'énergie des eaux usées par dérivation du réseau d'égouts (Source : Énergido)

Cette forme d'énergie peut couvrir des besoins thermiques de chaleur et de froid, et ceci de manière réversible tout au long de l'année. L'avantage est que ce sont les collecteurs qui jouent eux-mêmes le rôle de réseau de transport de l'énergie. Les opportunités doivent être saisies si des besoins de chaud ou de froid se trouvent exactement sur le passage du collecteur des eaux d'assainissement.

Sur le territoire, on recense 15 stations d'épuration dont le débit journalier (entrant) est supérieur à 500 m³/jour. Pour évaluer la quantité totale d'énergie qui est concernée nous nous intéressons aux débits enregistrés dans chacune d'elles. En considérant que les eaux usées sont à une température de 20 °C et en supposant un abaissement de température de 5 °C, le gisement associé à chaque commune est calculé et présenté dans le tableau ci-dessous.

Les stations d'épuration de Maubeuge, Aulnoyes-Aymeries, Jeumont et Fourmies sont particulièrement intéressantes et peuvent produire un total de **27,9 GWh**. Seule la station de Maubeuge présente une puissance intéressante de plusieurs MW, il faut noter néanmoins que sur cette zone, d'autres ressources (comme la chaleur issue de l'UVE) sont disponibles.

Les boues peuvent être incinérées dans des fours spécifiques ou peuvent être traitées avec les ordures ménagères dans des installations de traitement thermique de déchets non dangereux, comme la SMIAA de Maubeuge. Cependant le CVE de Maubeuge, aujourd'hui, traite les boues de STEU dans un objectif de valorisation agronomique et non énergétique.

Commune	Débit journalier (entrant) (m ³ /j)	Puissance extractible (MW)	Productible (MWh/an)
MAUBEUGE	17 249	4,2	17 305
JEUMONT	3 656	0,9	3 668
AULNOYE-AYMERIES	4 149	1,0	4 162
AVESNES-SUR-HELPE	1 318	0,3	1 322
FOURMIES	2 764	0,7	2 773
QUESNOY	1 333	0,3	1 337
TRELON	1 245	0,3	1 249
BAVAY	908	0,2	911
POIX-DU-NORD	634	0,2	636
MARESCHES	639	0,2	641
GOMMEGNIES	556	0,1	558
LANDRECIES	614	0,1	616
VILLERS-SIRE-NICOLE	518	0,1	520
SAINS-DU-NORD	632	0,2	634
TOTAL		9	36 332

Tableau 16 : Puissance extractible des eaux usées et productible associé

À titre de comparaison, rappelons qu'une éolienne de 80 m de diamètre correspond à une puissance de 2,1 MW. Pour réussir à valoriser cette énergie, il faut un réseau de chaleur auquel raccorder l'unité de production. Le potentiel de développement de réseaux de chaleur fatale a été étudié dans la partie précédente.

2.9.2 Récupération de chaleur fatale en sortie du bâtiment

La récupération de chaleur fatale sur les eaux grises permet de récupérer l'énergie encore présente dans les eaux rejetées par les cuisines et salles-de-bain. Un système d'échangeur permet de récupérer

cette énergie avant le rejet dans le réseau d'assainissement public. Le potentiel se situe donc dans les bâtiments les plus consommateurs d'ECS où l'économie peut aller jusqu'à 60 % de ces besoins.

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

2.9.3 Récupération de chaleur fatale des UIOM

La phase 1 a mis en évidence le réseau de chaleur de Maubeuge dont la construction devrait s'achever fin 2020 et dont la **puissance thermique atteindra les 118 MW**. Il sera le plus gros réseau de chaleur du territoire. Le mix énergétique sera composé à **81 % de valorisation de chaleur fatale sur les turbines vapeur du CVE de Maubeuge** et le reste sera assuré par une chaufferie gaz construite pour ce réseau.

Le CVE devrait couvrir entre 70 et 90 % des besoins suivant les points de fonctionnement.

2.9.4 Récupération de chaleur fatale dans l'industrie

Grâce à la base de données ICPE³, IREP⁴ et à l'enquête EACEI⁵ de l'INSEE, une estimation de la chaleur fatale industrielle a pu être faite conformément à l'étude « La chaleur fatale industrielle » réalisée par l'ADEME en 2015. Les filtres d'étude pour la récupération de chaleur fatale industrielle sont les suivants :

- Type de rejets : fumées et buées
- Température de rejets > 100 °C
- Fonctionnement durant toute l'année

Les établissements ont été classés en 3 catégories :

- Bon potentiel (jusqu'à 5 GWh/an)
- Fort potentiel (5 à 20 GWh)
- Très fort potentiel (plus de 20 GWh/an).

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

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

³ Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

⁴ Registre français des Emissions Polluantes

⁵ Enquête Annuelle sur les Consommations d'Énergie dans l'Industrie

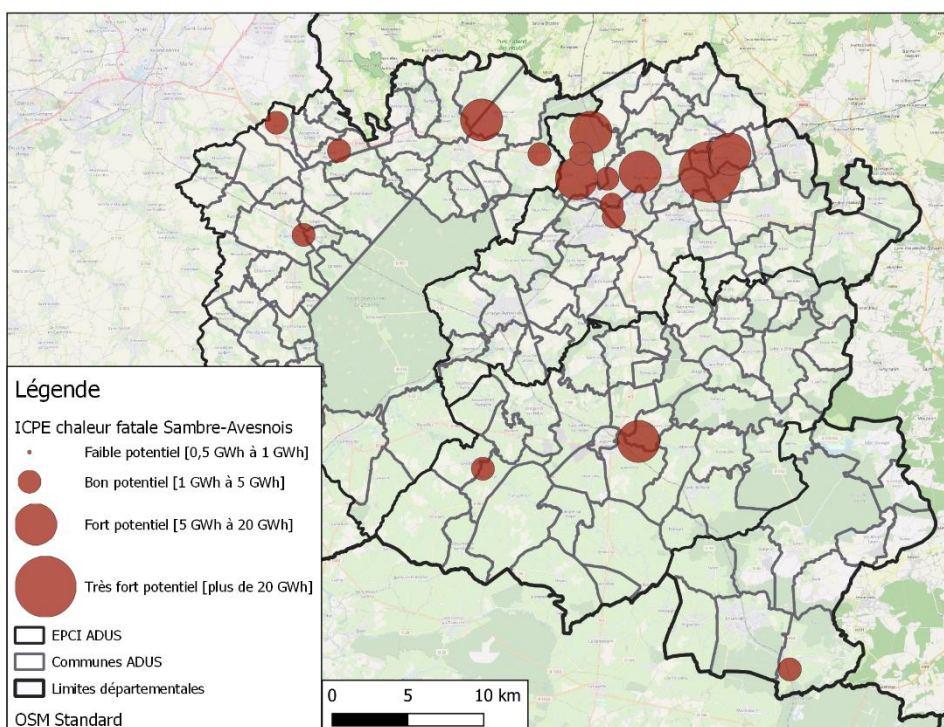


Figure 28 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire

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

Le gisement brut de chaleur fatale dans l'industrie sur le territoire est estimé à 153,8 GWh par an, et est reparti dans 11 établissements sur le territoire. La phase 1 de l'étude a montré que la consommation énergétique annuelle de l'industrie est de 2 095 GWh. Cette consommation est due pour 68 % à la consommation de gaz. En considérant en première approximation que le gaz est entièrement utilisé à des fins de combustion, on obtient une énergie de combustion sur le territoire de 1 424 GWh/an. Le gisement de chaleur fatale représente donc 10,8 % de cette énergie.

Mise à part l'industrie AGC France qui est en cours de fermeture, les autres industries sont isolées ou ne produisent pas assez de chaleur fatale pour qu'elle soit injectée dans le réseau. Nous préconiserons ainsi une valorisation énergétique en interne ou au sein de la zone d'activité. Par exemple, comme vu dans la section « solaire thermique », la boulangerie Menissiez, produit une grande quantité de chaleur, plus de 8 GWh/an. Cette chaleur combinée avec celle produite par l'industrie Bigard, pourrait servir à l'alimentation en eau chaude sanitaire de cette zone d'activité.

Tableau 17 : Etablissements présentant un potentiel de chaleur fatale

Nom de l'établissement	Nom de la commune	Activité	Commentaire	Chaleur fatale MWh/an
AGC FRANCE SAS	BOUSSOIS	Fabrication de verre plat	1 four sur 2 fermé très prochainement, incertitude sur l'activité du site	114 403
MAISON MENISSEZ SA	FEIGNIES	Fabrication industrielle de pain et de pâtisserie fraîche	Agroalimentaire	8 177
LWB Refractories	FLAUMONT WAUDRECHIES	Fabrication de matériaux réfractaires	Bien, mais isolé	5 788

CANELIA	PETIT FAYT	Fabrication de produits laitiers	Agroalimentaire, bon potentiel mais isolé	4 870
MAUBEUGE CONSTRUCTION AUTOMOBILE (MCA)	MAUBEUGE	Construction de véhicules automobiles	Industrie manufacturière, chaleur souvent dispersée sur le site	4 481
JEAN LEFEBVRE NORD	WARGNIES LE PETIT	Travaux publics	Travaux publics	4 188
ACIERIES ET FORGES D'ANOR	ANOR	Fabrication d'autres outillages	Liquidation judiciaire en 2020 mais reprise à l'issue (oct), faible densité thermique sur ANOR), sols pollués	3 397
BETONS BITUMINEUX DE L'AVESNOIS	LA LONGUEVILLE	Bétons	Bien, mais isolé	3 118
BRASSERIE DUYCK	JENLAIN	Agroalimentaire	Agroalimentaire	2 285
REFRESCO LEQUESNOY (exEMIG PRODUCTION)	LE QUESNOY	Agroalimentaire	Agroalimentaire	1 664
GROUPE BIGARD (SA)	FEIGNIES	Transformation et conservation de la viande de boucherie	Agroalimentaire	1 447
Total				153 818

À cela s'ajoute la grande station de compression à Taisnières sur Hon de GRTgaz. Un travail est en cours pour récupérer la chaleur fatale (**18,9 GWh/an**) et la transformer en électricité. Des projets d'installations de serre vont également aboutir afin de récupérer le CO₂ dégagée dans l'atmosphère.



Le territoire possède un fort potentiel de récupération de chaleur fatale grâce à son caractère urbain et industriel. Une cible prioritaire est l'UIOM de Noyelles-sous-Lens dont la chaleur n'est actuellement pas valorisée. Neuf établissements industriels du territoire sont à cibler en priorité pour la récupération de chaleur fatale. Ce gisement est à mettre en regard du développement de réseaux de chaleur sur le territoire.

2.10 Bilan de potentiel de chaleur renouvelable

Le territoire recèle de très importantes sources de chaleur renouvelable ou de récupération qui peuvent venir en substitution de la chaleur fournie par les énergies fossiles ou l'électricité. En considérant cette abondance de ressources, le bois-énergie n'apparaît pas prioritaire vu le contexte régional et les filières géothermie, chaleur fatale (industrie, UIOM, assainissement) et solaire thermique sont à privilégier.

Dans le tableau suivant, les valeurs sont arrondies au GWh près.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement mobilisable 2030	767,01 GWh <u>Bois énergie</u> = > 550,7 GWh <u>Solaire thermique</u> = 5,11 GWh <u>Géothermie</u> = non calculable <u>Chaleur fatale</u> = 209 GWh	
Gisement brut	863,11 GWh <u>Bois énergie</u> = > 646,8 GWh <u>Solaire thermique</u> = non calculable <u>Géothermie</u> = non calculable <u>Chaleur fatale</u> = 209 GWh	
Consommation thermique 2050	2 293 GWh <u>Bois énergie</u> = > 290 GWh <u>Chauffage urbain</u> = 5 GWh <u>Solaire thermique</u> = 6,3 GWh <u>Electricité</u> = 240 GWh <u>Gaz naturel</u> = 1293,6 GWh <u>Produit pétrolier</u> = 457 GWh	937 GWh <u>Bois énergie</u> = > 99,5 GWh <u>Chauffage urbain</u> = 1,5 GWh <u>Solaire thermique</u> = 6,1 GWh <u>Electricité</u> = 102,7 GWh <u>Gaz naturel</u> = 532,3 GWh <u>Produit pétrolier</u> = 195,1 GWh
Part de la consommation couverte par le gisement mobilisable	33,4%	81,9%

Tableau 2 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable

2.11 Méthanisation

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

Les unités de méthanisation ont trois débouchés principaux :

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

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

Pour rappel sur le territoire, deux unités de méthanisation sont en projet, l'unité SAS SAME, et l'unité de Refresco.

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

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

Tableau 3 : Distance de collecte de substrats méthanisables (Source : IRSTEA)

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

On voit dans ce tableau récapitulatif que certaines matières, comme les lisiers, fumiers et boues de stations d'épuration, peuvent être déplacées sur seulement de très courtes distances quand certaines

peuvent voyager sur de plus longues distances. En conséquence, nous considérerons certaines productions de substrat à l'intérieur des frontières stricto sensu du territoire.

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

2.11.1 Lisiers et fumiers de l'élevage

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

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

- Le *Recensement Général Agricole* de 2010, qui indique à la maille communale et surtout à la maille cantonale (cantons de 2011) le nombre d'exploitations et de têtes de bétail. Les données communales comprennent de nombreuses données commercialement sensibles non communiquées, on préférera donc l'usage des données cantonales.
- Les *Statistiques Agricoles Annuelles*, données à la maille départementale uniquement, pour l'année 2016, permettent d'évaluer l'évolution des cheptels sur la période.

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

Type	Effectifs
Total Bovins	147 808
Total Ovins	6 510
Total chèvres	416
Total Porcins	7 544
Total volailles	522 872

Tableau 4 : Cheptels du territoire

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

Ainsi, le gisement brut s'élève à **296 GWh/an** et le gisement mobilisable à **156 GWh/an**, dont 43 % provient de la Communauté de Commune Cœur de l'Avesnois.

Au-delà de la quantité brute de gisement issu de l'élevage, il ne faut pas oublier que ces matières présentent l'atout de fournir les bactéries indispensables au processus de méthanisation. Les

principales exploitations d'élevage, les plus susceptibles d'accueillir une installation de ce type sont facilement cartographiées ci-après, sur la base des données du répertoire des ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement).

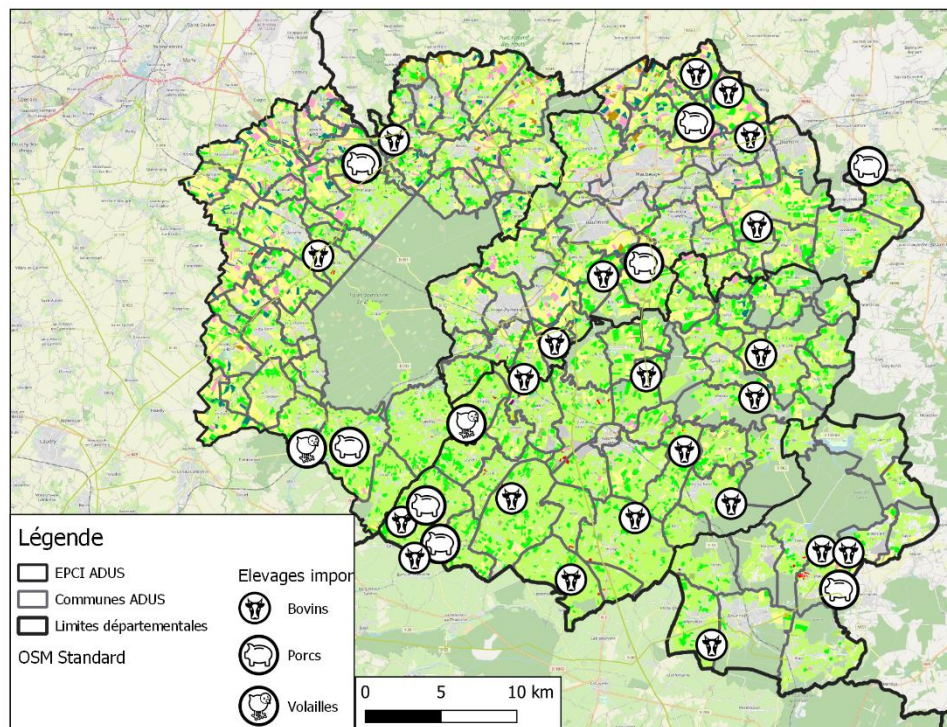


Figure 29 : Élevages classés ICPE du territoire

2.11.2 Coproduits de l'agriculture

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

Les ressources végétales considérées sont :

- Les résidus de cultures : les pailles de céréales, les menues pailles, les pailles d'oléagineux, les résidus de maïs, les fanes de betterave
- Les issues de silos
- Les CIVE (Cultures Intermédiaires à Vocation Énergétique)

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

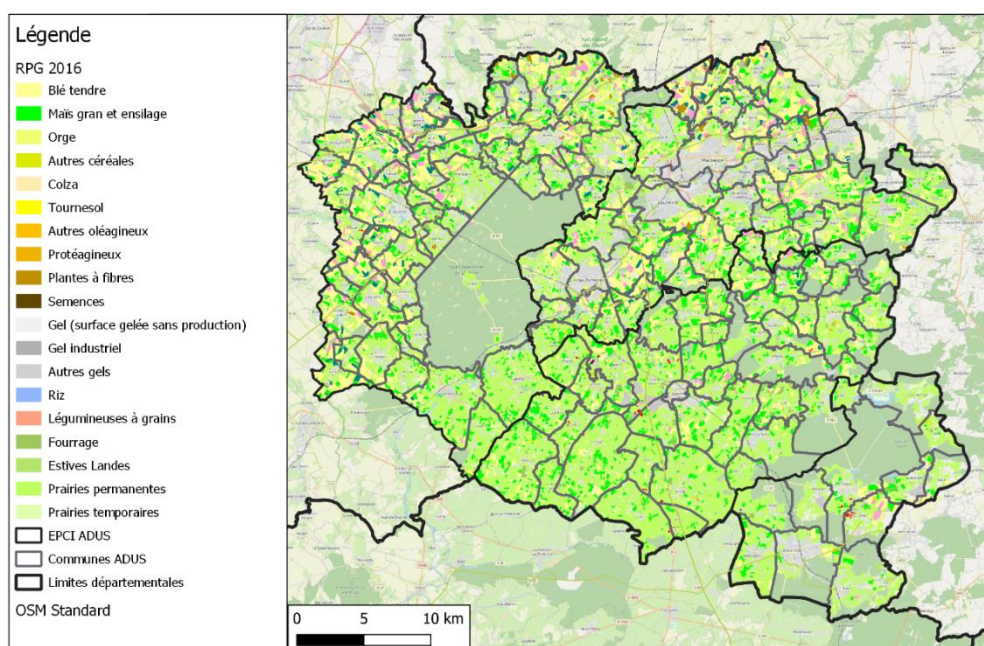


Figure 17 : Parcelles agricoles du territoire (Source : Répertoire parcellaire graphique 2016)

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

Type	Surface (en ha)
Céréales	18 727
Maïs	11 711
Colza	1 888
Betteraves	1 659

Tableau 20 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2016)

Un contrôle a été effectué pour comparer ces surfaces à d'autres sources de données, qui montrent des écarts minimes quant aux surfaces cultivées. De la même manière que pour l'élevage, nous utilisons les ratios de production de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* de SOLAGRO. Les EPCI qui présentent les plus forts potentiels sont la Communauté de Communes du Pays de Mormal et la Communauté d'Agglomération Maubeuge Val de Sambre.

Étiquettes de lignes	Gisement brut (MWh/an)	Gisement nette (MWh/an)
CA Maubeuge Val de Sambre	115 178,79	23 919,45
CC Cœur de l'Avesnois	77 918,55	14 841,36
CC du Pays de Mormal	141 441,28	28 992,83
CC du Sud Avesnois	11 508,70	2 286,78
Total général	346 047,32	70 040,42

Tableau 21 : Gisement par EPCI

2.11.3 Déchets urbains

Une partie des déchets urbains peut être méthanisée, il s'agit de la FFOM – fraction fermentescible des ordures ménagères.

- Déchets ménagers
- Déchets verts
- Biodéchets

Actuellement, la gestion des déchets est assurée par le CVE de Maubeuge. On distingue les déchets recyclables qui sont transportés dans des centres de Tri, les ordures ménagères qui sont incinérées, les encombrants qui ne peuvent être pris en charge par les centres de tri et de valorisation énergétique, et enfin les déchets verts, qui sont valorisés pour faire du compost, très peu utilisés pour la méthanisation.

Pour la CA de Maubeuge et la CC Sud Avesnois, on compte un total de 11 236 tonnes de déchets par an et un potentiel de **5,6 GWh/an**.

À titre indicatif, en estimant un ratio déchets verts/population de 0,05 tonne par habitant, on évalue la quantité de déchets verts pour les deux autres EPCI à 3996 t/an et un potentiel de 2 GWh/an.

2.11.4 Boues de stations d'épuration

Le territoire compte 5 stations d'épuration avec une capacité de traitement supérieures à 10 000 EH, qui est le seuil minimal au-delà duquel on observe que des projets peuvent se réaliser (compte-tenu de l'effort à fournir pour la mobilisation de la ressource). Elles se situent à Maubeuge, Jeumont, Avesnes-sur-Helpe, Aulnoye-Aymeries et Fourmies.

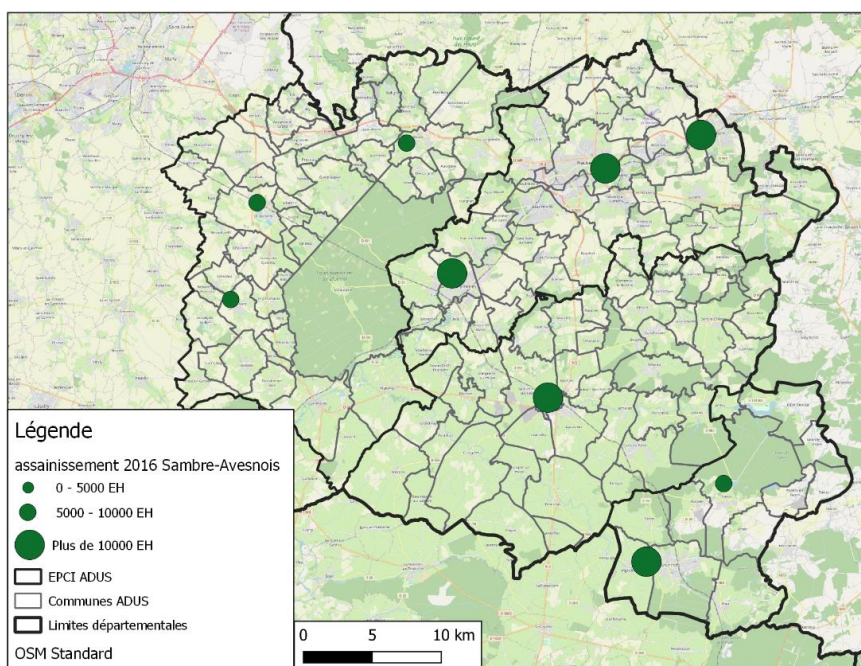


Figure 18 : Carte des stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal)

Ces chiffres proviennent de la base de données du portail de l'assainissement communal. Toujours selon cette base, ces stations produisent annuellement 2494 tMS ce qui correspond à un productible de **5,6 GWh/an**. Ces boues sont déshydratées, mais nous n'avons pas l'information sur une éventuelle valorisation de celles-ci, leur incinération ou leur épandage. La quantité de boues produites rend ce gisement intéressant, à envisager plutôt dans le cadre d'une valorisation avec d'autres substrats.

2.11.5 Déchets de la grande distribution

Les déchets de la grande distribution entre généralement dans un circuit de traitement et de valorisation spécifique. Au sein des Hauts-de-France, nous avons échangé avec plusieurs acteurs locaux qui nous ont indiqué que pour de nombreuses enseignes, une partie de la valorisation se déroulait en Belgique.

Les déchets de la grande distribution, sur la partie alimentaire, peuvent fournir de grandes quantités de matière fermentescible. La difficulté vient que ces matières sont souvent difficiles à isoler et à valoriser. Il s'agit notamment des matières qui doivent être déconditionnées, c'est-à-dire dont on doit ouvrir l'emballage pour séparer le produit alimentaire des plastiques, cartons et autres emballages. Il s'agit donc d'une matière qu'il est difficile de valoriser notamment par le fait que la filière de traitement est relativement lourde avec la nécessité de créer une chaîne de déconditionnement.

2.11.6 Coproduits de l'industrie agro-alimentaire

Les 3 industries qui ont le meilleur potentiel de méthanisation sont :

- le groupe Bigard et la boulangerie industrielle Menissiez, ont respectivement un gisement net de **8,8 GWh/an** et **2,6 GWh/an**. Ils vont être récupérés par la SAME (capacité de 19 GWh/an), qui va traiter notamment les matières stercoraires et les sous-produits de traitement des IAA.
- Refresco a inauguré, en décembre 2020, une unité de méthanisation avec une capacité annuelle de **8 GWh**.

Le gisement de méthanisation est calculé en fonction du volume des activités déclarées des industries de l'IAA du territoire.

2.11.7 Synthèse de la méthanisation

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

Tableau 5 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030

	Gisement "brut" (en GWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en GWh/an)
<i>Élevage</i>	296	156
<i>Agriculture</i>	346	70
<i>Boues STEP</i>	5,6	5,6
<i>Déchets IAA</i>	19,39	19,39
<i>Déchets verts</i>	5,6	5,6
TOTAL	672,59	256,59



Les principales options de développement de la méthanisation sur le territoire sont a priori :

- La mobilisation en priorité des substrats d'origine agricole
- La valorisation des déchets de l'industrie agroalimentaire, soit au sein d'un établissement seul soit via une coopération entre différents acteurs industriels.

Le gisement est important et les capacités d'injection sur le réseau de distribution de gaz sont considérables sur la majorité du territoire.

2.12 Bilan de potentiel en gaz renouvelable

Le bilan de potentiel de gaz renouvelable sur le territoire s'établit à environ 672,59 MWh dont 38 % est mobilisable en 2030. Le tableau ci-dessous compare les gisements aux consommations prévues.

Le gisement de chaleur renouvelable étant important, il peut être intéressant de substituer une part de la consommation de gaz par de la chaleur. Il est prévu qu'en 2050, entre 47 % et 31 % de la consommation de gaz servent à un usage thermique.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Mobilisable en 2030	256,59 GWh	
Gisement brut	672,59 GWh	
Consommation de gaz en 2030	2 773,6 GWh	2 349,3 GWh
Part de la consommation couverte par le gisement mobilisable	9,25 %	10,9 %
Consommations de gaz en 2050	2 714,5 GWh (dont 47,7 % permet de produire de la chaleur)	1 701,7 GWh (dont 31,3 % permet de produire de la chaleur)

Tableau 23 : Bilan du potentiel de gaz renouvelable

3 Efficacité des réseaux énergétiques et possibilités de stockage sur le territoire

3.1 Potentiel d'injection sur le réseau de gaz

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

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

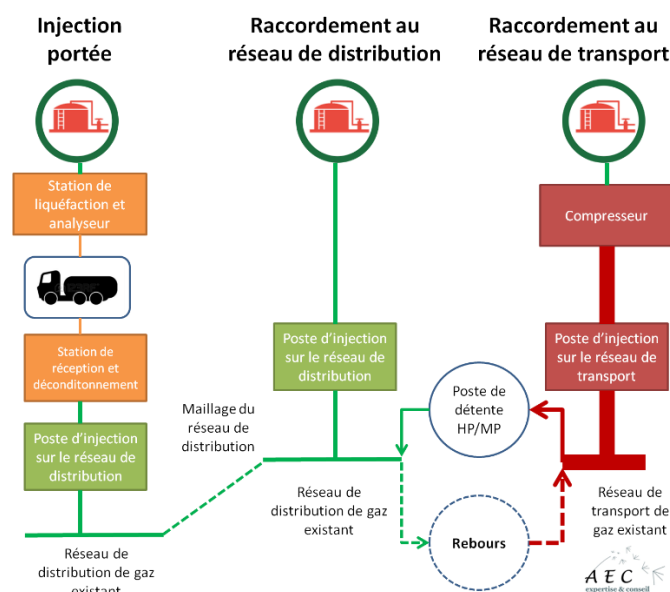


Figure 32 : Possibilités de raccordement en injection

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

L'injection sur le réseau de distribution repose sur :

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

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

- le maillage du réseau de distribution, qui consiste à relier deux zones de dessertes gazières entre elles, afin de permettre un débouché plus important au gaz injecté ;

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

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

- de comprimer le gaz pour porter sa pression au niveau de celle du réseau de transport. Les compresseurs sont des équipements relativement coûteux (environ 180 k€ pour un compresseur de 200 m³/h, auxquels il faut rajouter des OPEX de l'ordre de 10 %) ;
- de construire une canalisation de transport entre le compresseur et le poste d'injection (de 220 à 800 €/ml) ;
- de construire un poste d'injection sur le réseau de transport, regroupant les fonctions d'odorisation, de comptage, de système anti-retour et d'analyse. Le poste d'injection est facturé par GRT Gaz à 670 k€⁶.

Le déploiement d'un nombre important d'unités de production en injection sur le réseau de gaz doit donc être coordonné pour garantir l'utilité des infrastructures créées.

À l'échelle de l'arrondissement, le réseau a tout à fait la capacité d'absorber l'injection de gaz issu de la méthanisation. Les consommations de gaz se trouvent néanmoins majoritairement au niveau de Maubeuge et de sa périphérie. Donc des maillages peuvent être nécessaires pour permettre l'injection sur les communes plus rurales.

L'analyse du débit injectable a été menée par poche. Une poche est une partie du territoire desservie par une partie du réseau de distribution qui lui est propre. Ainsi, le réseau de distribution de gaz de deux poches différentes ne communique pas.

Sur la poche de gaz principale du territoire dans la CA de Maubeuge, le débit injectable optimiste (en autorisant 3 % de consommation de gaz effacé sur l'année) est de 1700 Nm³/h. La zone à fort débit dans la CC du Pays de Mormal est due au raccordement avec Valenciennes et ses alentours. Ensuite 5 poches de gaz ont un potentiel d'injection compris entre 100 et 400 Nm³/h. Pour comparaison, le débit d'injection d'un méthanisateur de taille moyenne est de 200 m³/h.

Les poches de gaz et les débits d'injection associés sont représentés sur la carte ci-dessous.

⁶ http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf

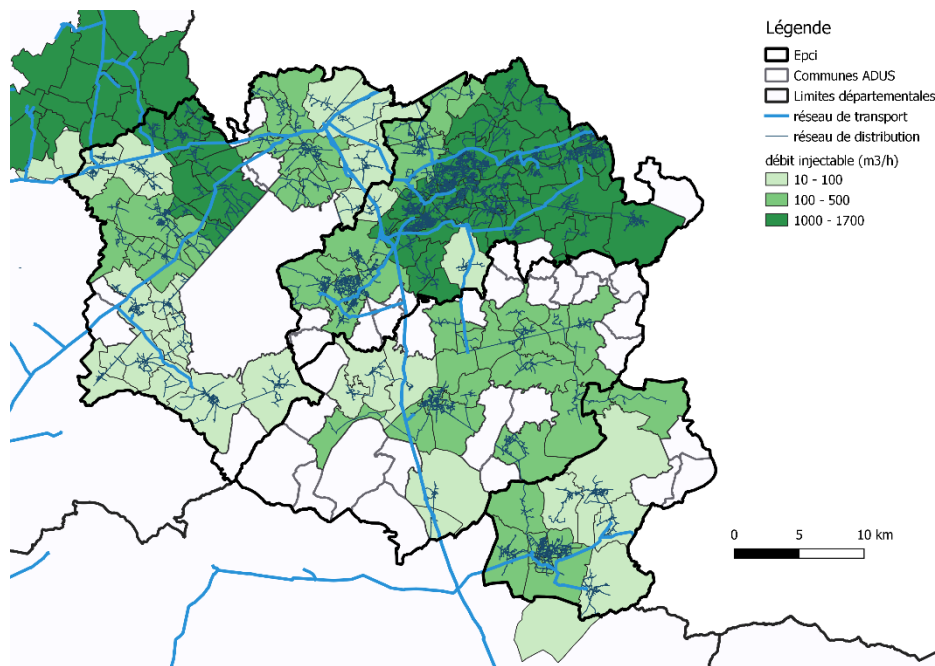


Figure 19 : Carte du potentiel d'injection de biogaz sur le réseau de distribution de gaz

Plusieurs projets de biogaz porté sont en train de se lancer en France. Le biométhane est comprimé ou même liquéfié (ce qui permet de réduire le volume de gaz par 600) puis transporté d'une unité de production vers un point du réseau. Ainsi l'objectif est d'obtenir une meilleure souplesse et flexibilité pour l'installation d'unités de méthanisation.

3.2 Potentiel d'injection sur les postes sources électriques

La particularité du territoire à propos du réseau de distribution d'électricité est que celui-ci est cogéré par le Syndicat d'électricité de l'arrondissement d'Avesnes, qui regroupe 138 communes qui lui ont délégué la compétence d'AODE – Autorité Organisatrice de la Distribution d'Énergie.

Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergie Renouvelables (S3REnR) est établi par le gestionnaire du réseau de transport (RTE). Il indique pour chaque poste existant ou à construire les capacités d'accueil de production et les coûts prévisionnels d'investissement notamment.

Pour raccorder directement des projets au réseau HTA, il faut créer un poste HTA/BT sur le réseau existant. Pour les installations de puissance supérieure à 250 kVA comme les parcs éoliens et les grands projets photovoltaïques, il s'agit de la solution la plus favorable.

Comme on peut le voir sur la carte figure 34, les postes sources du territoire et voisins sont presque tous saturés. La révision du S3REnR de 2019 met tout de même en avant les trois postes suivants :

Commune	Capacité disponible en MW
Aulnoy	4,48
Feignies	12
Quesnoy	4

Tableau 24 : Postes sources sur le territoire avec une capacité disponible EnR

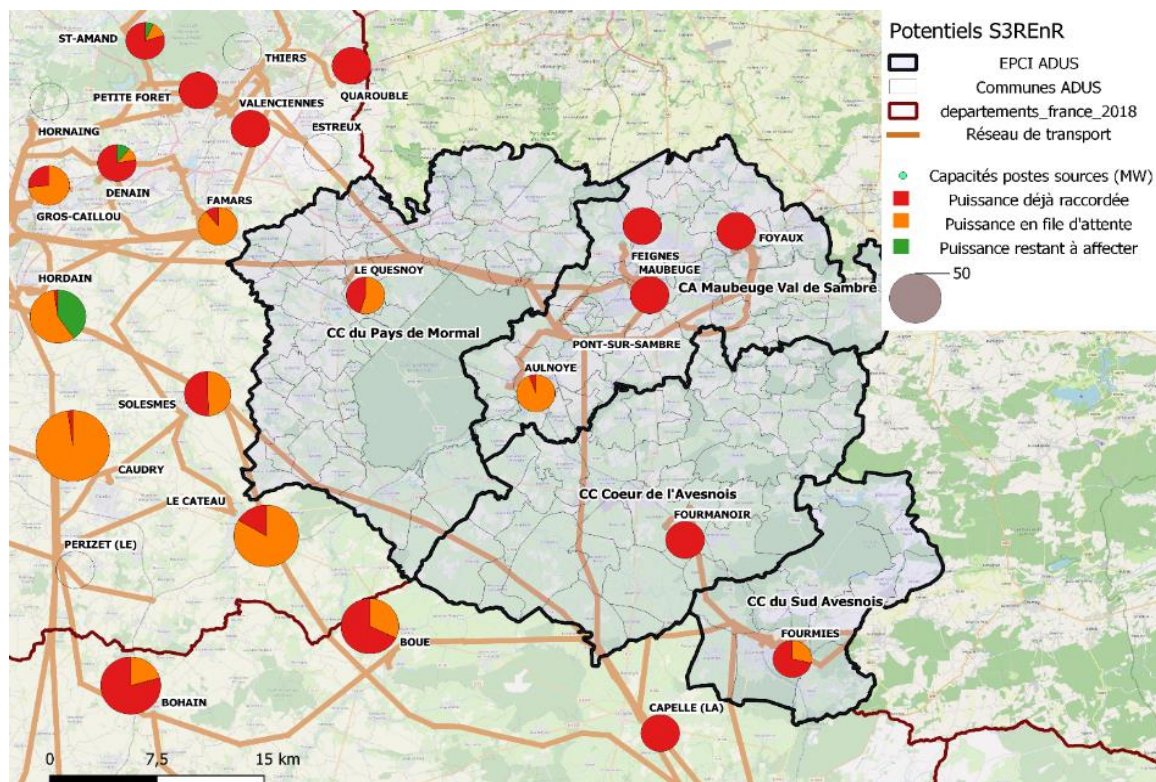


Figure 20 : Carte du potentiel d'injection sur les postes source

Ainsi, il faudra prendre en compte les coûts d'investissement sur le réseau et un délai supplémentaire lors de la mise en œuvre de projets d'envergure sur le territoire. En fonction des conclusions de l'étude, il serait intéressant d'émettre un avis pour la prochaine révision du S3REnR.

3.3 Stockage et conversion d'énergie sur les réseaux du territoire

Le stockage doit être considéré à l'échelle du réseau énergétique entier : le gaz est stocké en France dans une dizaine de sites nationaux, les grands barrages hydroélectriques (STEP) ont une fonction similaire pour l'électricité.

Les technologies de stabilisation (volant d'inertie, ...) ne sont pas pour l'instant utiles au réseau électrique.

Les technologies de transfert intra journalier ou inter journalier sont peu utiles au réseau et il n'y a pas d'intérêt géographique à les installer sur le territoire.

Les capacités de raccordement des EnR étant limitées, la transformation en hydrogène peut être considérée. Les consommateurs sont néanmoins peu nombreux sur ou à proximité du territoire.

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

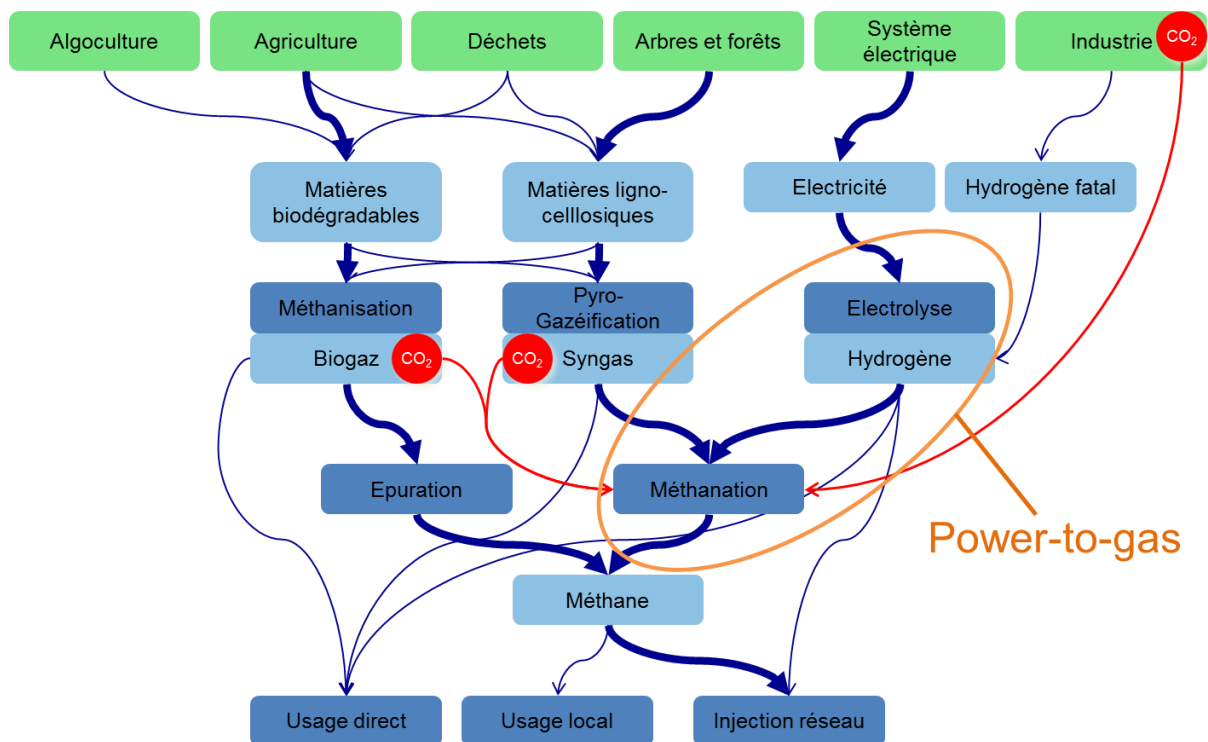


Figure 21 : Filières de production de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050.

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

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

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

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

Le Power-to-gas est particulièrement adapté dans un contexte d'excédent de production d'électricité, ce qui pourrait être le cas si la pénétration de source d'électricité renouvelable non pilotables dans le mix électrique se poursuit. Un taux de charge correct des installations (taux de charge considéré aux environs de 40 % dans l'étude « Vers un gaz 100 % Renouvelable ») doit être assuré pour garantir la rentabilité des installations. Il ne s'agira donc pas uniquement d'absorber quelques pics de surproduction dans l'année, mais de faire fonctionner l'installation dès que le prix de l'électricité passe sous une valeur seuil.

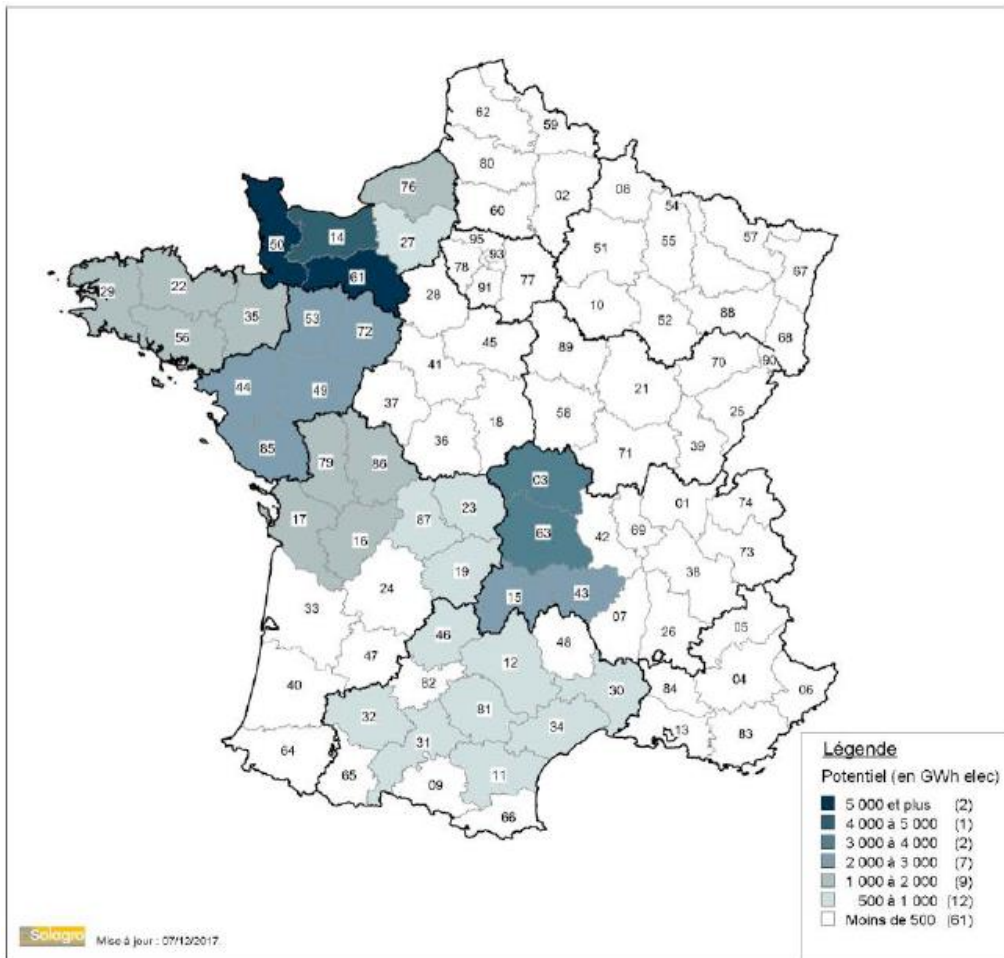


Figure 22 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys.

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

4 Conclusion

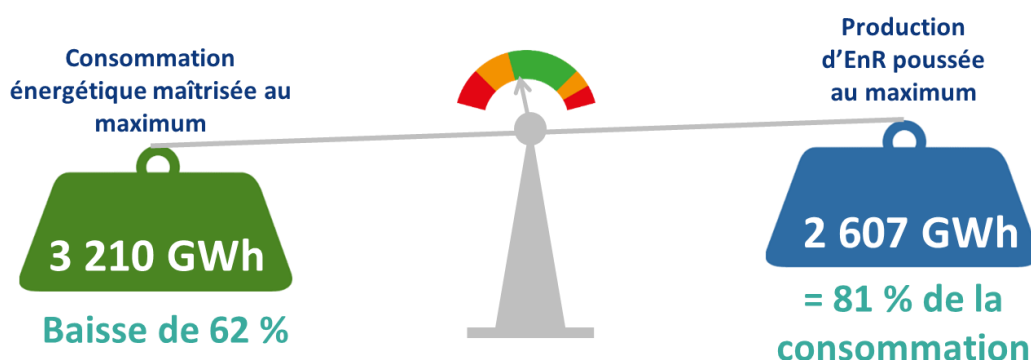
L'atteinte des objectifs de maîtrise des consommations d'énergie sur le territoire dépendra de l'implication de l'ensemble des acteurs du territoire : collectivité, entreprises et industrie. Les efforts à fournir sont importants mais ils permettront de diminuer la vulnérabilité du territoire vis-à-vis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

Concernant la production d'EnR&R, l'analyse des gisements de développement des différentes filières a montré que :

- Pour l'**électricité renouvelable**, une production éolienne est envisageable avec 3 sites identifiés sur le territoire. La production de la filière micro-hydroélectricité est négligeable sur le territoire. Le gisement lié au développement du solaire photovoltaïque est cependant considérable. Il s'agit alors d'encourager politiquement la mise en place de panneaux solaires sur les bâtiments résidentiels et d'accompagner les meneurs de projets sur les toitures des bâtiments industriels et agricoles et sur les sites en friches.
- Pour la **chaleur renouvelable**, le principal levier réside dans la filière bois-énergie puisque le territoire présente de nombreuses forêts et haies, vient ensuite la récupération de chaleur fatale. Une cible évidente est l'unité d'incinération d'ordures ménagères de Maubeuge dont il convient de valoriser la chaleur. Les acteurs des projets de récupération de chaleur fatale industrielle doivent être mis en relation et accompagnés. Le développement du solaire thermique et de la géothermie pourra être exploré par exemple grâce à des politiques incitatives.
- Pour le **gaz renouvelable**, des projets de méthaniseurs utilisant les co-produits de l'agriculture ont un fort potentiel. Le territoire est fortement avantagé concernant la création de gaz renouvelable grâce au fort potentiel d'injection sur le réseau de distribution de gaz sur la majorité du territoire.

Mis bout à bout, ces productions représentent **2 607 GWh** de production énergétique par an, dont 1 498 GWh de production énergétique de gisement « net » accessible à l'horizon 2030.

En comparaison des consommations actuelles de 6 818 GWhEF/an, le territoire est donc loin d'être capable d'atteindre un équilibre énergétique. La nécessité impérieuse d'accompagner le développement des énergies renouvelables et de récupération d'une politique de maîtrise de l'énergie est donc claire. Le scénario « baisse maximum » réalisé à partir de l'outil PROSPER donne une consommation possible de seulement 3 210 GWhEF/an en 2050, ce qui rapproche le territoire d'un territoire à l'équilibre qui aura fait « toute sa part » de l'effort de transition énergétique.



5 Annexes

5.1 Aides financières existantes et conditions d'éligibilité

5.1.1 Tarifs d'achat et complément de rémunération

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

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

Il a été question depuis 2020 de relever le seuil du guichet à 300 kWc puis 500 kWc mais aucune décision claire ne semble avoir été émise.

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

Puissance	≤ 100 kWc	Entre 100 kWc et 500 kWc	Plus de 500 kWc et 8 MWc	Plus de 500 kWc et 17 MWc	100 à 500 kWc
Installations	Injection ou auto-consommation Sur Bâtiments ou ombrières	Injection Sur bâtiments et ombrières	Injection Sur bâtiments	Injection Parcs au sol ou ombrières	Autoconsommation Sur Bâtiments
Mode de rémunération	Tarif d'achat en guichet ouvert	Tarifs d'achat selon appel d'offres	Complément de rémunération selon appel d'offre	Complément de rémunération selon appel d'offre	Complément de rémunération selon appel d'offre
Tarifs de référence	Selon puissance et mode de production	Selon offres Moyenne avril 2017 : 106,7 €/MWh		Selon offres Moyenne première vague de réponses : 62,5 €/MWh	Moyenne dernières réponses à AO : 19,4 €/MWh autoconsommés
Durée du contrat	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	10 ans
Texte de référence	Arrêté du 9 mai 2017	AO du 9 septembre 2016		AO au 24 aout 2016	AO du 2 aout 2016 puis du 24 mars 2017

Tableau 6 : Mode de rémunération des installations photovoltaïques selon leur puissance. Source : DGEC ; Amorce 2017

Le dispositif spécifique dans le cas d’autoconsommation est décrit plus précisément dans la partie suivante.

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

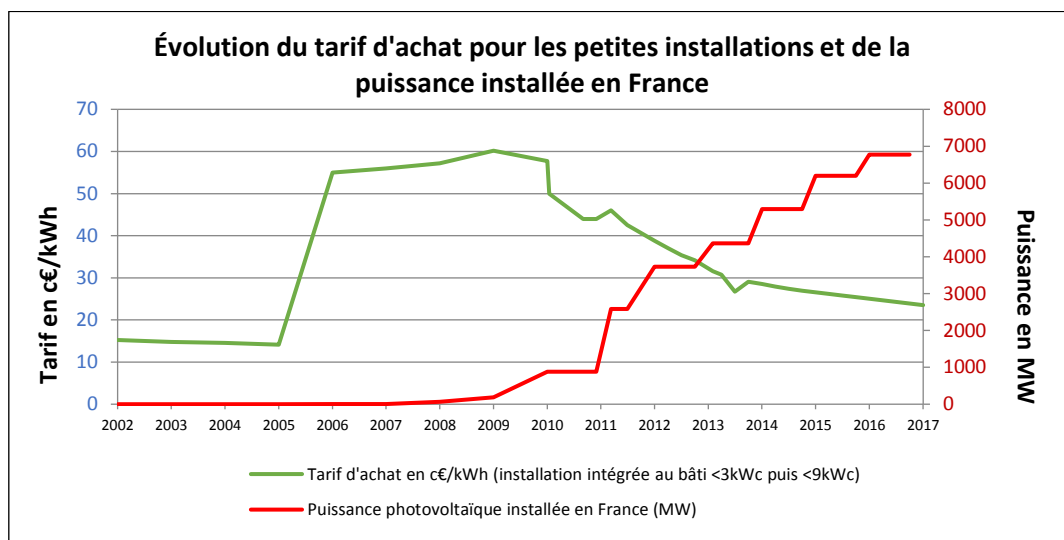


Figure 23 : Évolution du tarif d'achat (pour les installations PV intégrées au bâti de moins de 3 kWc puis 9 kWc en 2013) et de la puissance photovoltaïque installée en France. Sources : Photovoltaïque-info et Bilan électrique RTE

La tendance est à la baisse du tarif d’achat, qui était initialement situé à des niveaux très élevés. Cette baisse traduit la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques. En effet les Français investissent de plus en plus dans les installations solaires qui coûtent moins chers, d’autant plus que le prix de l’électricité augmente. C’est pourquoi la CRE revoit les aides financières à la baisse.

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

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

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

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

- la puissance de l’installation P et la puissance Q des autres installations à proximité, avec quatre seuils : 3 kWc, 9 kWc, 36 kWc et 100 kWc ;
- l’implantation sur le bâtiment : intégré au bâti, parallèle au plan de la toiture ou sur toiture plate, fonctions spécifiques ;

- le mode de rémunération de l'électricité produite : vente de la totalité ou vente du surplus (attention, l'autoconsommation sans injection ou avec injection du surplus à titre gratuit n'est pas éligible).

5.1.1.1 Grille tarifaire

Deux possibilités se présentent :

1 / Vente de l'électricité photovoltaïque en totalité pour le 2^{ème} trimestre 2021

Type installation	Puissance (kWc)	Tarifs (c€/kWh)
Intégration au bâti (avec prime IAB jusqu'au 30/09/18 mais décroissante dans le temps)	≤ 3 kWc	17,19
	≤ 9 kWc	15,12
Intégration simplifiée au bâti (ISB)	≤ 3 kWc	17,19
	≤ 9 kWc	15,12
Non intégré au bâti ou IAB/ISB < 100kWc	≤ 36 kWc	10,95
	≤ 100 kWc	9,52

Tableau 7 : Aides tarifaires photovoltaïques (tableau 1)

Ces tarifs de vente de l'électricité photovoltaïque présentés sont valables **pour le 2^{ème} trimestre 2021**. En effet, les composantes de l'aide tarifaire sont dépendantes d'un coefficient calculé en fonction du total des demandes de raccordement pendant chaque trimestre qui varie donc tous les 3 mois.

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

2 / Vente de l'électricité photovoltaïque en surplus pour le 2^{ème} trimestre 2021

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

Type installation	Puissance (kWc)	primes et tarifs (c€/kWh) du 01/04 au 30/06/21
Sur bâtiment et respectant les critères généraux d'implantation	≤ 3 kWc	prime de 380 € /kWc + vente à 10 c€/kWh)
	≤ 9 kWc	prime de 280 € /kWc + vente à 10 c€/kWh)
	≤ 36 kWc	prime de 160 € /kWc + vente à 6 c€/kWh)
	≤ 100 kWc	prime de 80 € /kWc + vente à 6 c€/kWh)
	> 100 kWc	Appels d'offres

Tableau 8 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 2)

La prime d'investissement est indexée sur la puissance d'installation et varie entre 80 et 380 € /kWc. Elle est versée sur 5 ans par EDF Obligation d'Achat.

L'énergie annuelle susceptible d'être achetée, calculée à partir de la date anniversaire de prise d'effet du contrat d'achat, est plafonnée. Le plafond est défini comme le produit de la puissance installée par

une durée de 1800 heures. L'énergie produite au-delà des plafonds définis à l'alinéa précédent est rémunérée à un tarif fixe de **5 c€/kWh non soumis à indexation**.

5.1.1.2 Puissance ≥ 100 kWc : appels d'offres

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

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

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

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

Le nouveau cahier des charges des appels d'offres sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking, de puissance comprise entre 100 kWc à 8 MWc a été publié le 3 février 2021. Cet appel d'offres porte sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire. Cet appel d'offres est séparé en 2 lots distincts :

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

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

Cet appel d'offres est composé de 3 familles :

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

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

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

5.1.1.6 Appel d'offres pour les installations photovoltaïques innovantes

Le cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire (sans dispositifs de stockage) a été publié le 26 mars 2020.

5.1.1.7 Point sur le premier semestre 2020

Type de l'installation	Nombre de projets retenus	Puissance installée totale	Tarif moyen
Photovoltaïque au sol	45	332 MW	57,4 €/MWh
Projet en autoconsommation	31	9 MW	13,8 €/MWh

« Les résultats de ces appels d'offres solaire photovoltaïque et éolien constituent un encouragement majeur pour les pouvoirs publics comme pour la filière des énergies renouvelables, car ils confirment que la France est aujourd'hui capable de mener la transition énergétique et de lutter contre le dérèglement climatique sur la base de technologies renouvelables extrêmement compétitives. La clé de cette dynamique, ce sont les dispositifs de soutien, qui ont permis de lancer ces filières il y a plusieurs années et ont conduit aujourd'hui à des conditions de financement favorables. Démonstration est faite de l'efficacité de ce modèle, et donc de la nécessité de le maintenir dans la durée. Tout signal remettant en cause cette dynamique aurait des conséquences très néfastes pour la transition énergétique », déclare Jean-Louis Bal, président du SER (Syndicat des Energies Renouvelables).

5.1.2 Autoconsommation

5.1.2.1 Principe

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

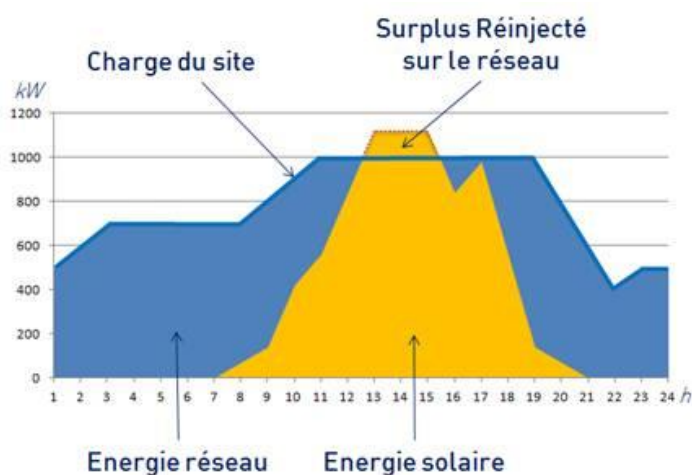


Figure 24 : Principe de l'autoconsommation.

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

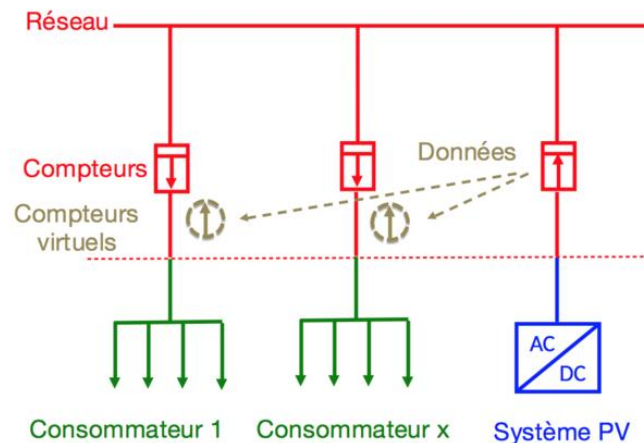


Figure 25 : Schéma du réseau électrique dans le cadre de l'autoconsommation collective.

5.1.2.2 Aides financières

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

La Loi n° 2017-227⁷ du 24 février 2017 parue au JO n° 0048 du 25 février 2017 a ratifié l'ordonnance du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité. Cette loi permet de définir officiellement l'action d'autoconsommation et vise à favoriser son développement. Elle demande notamment à la CRE la définition d'un tarif d'utilisation des réseaux adapté aux installations en autoconsommation, intégrant un caractère assurantiel des réseaux pour la puissance totale en soutirage et tenant compte des renforcements réseaux évités par ce mode de production.

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


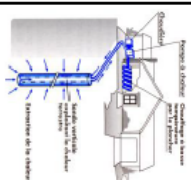

Durant le premier semestre 2020 (scindé en deux périodes), malgré la crise sanitaire, 31 projets photovoltaïque ont été désignés lauréats par le ministère de la Transition énergétique, pour une puissance de 9 MW. La prime moyenne versée est de 13,8 €/MWh, en baisse de 14% par rapport à la session précédente.

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

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

⁷ <http://www.senat.fr/dossier-legislatif/pjl16-269.html> Loi du 24 février 2017 ratifiant notamment l'ordonnance relative à l'autoconsommation

5.2 Références techniques pour géothermie sur nappe superficielle

Type d'échangeur géothermique	Principe	Paramètres dimensionnement	Réglementation et procédures administratives liées au sous-sol
CAPTEURS HORIZONTAUX Applications : Individuel 	Principes : Prélèvement de la chaleur dans le sol à partir d'un réseau de tuyaux (en polyéthylène) dans lequel circule un fluide frigorigène ou de l'eau glycolée (selon la technologie de PAC utilisée), striée horizontalement dans le plan. Conditions d'implantation : Sol meuble ou reconnaissant. Espace demandé ~2 fois la surface à chauffer. Prospecté dans les terrains en pente. Attention aux canalis d'égout et à l'écoulement des tuyaux. Profondeur moyenne (m) : 0,80 - 1,50	Paramètres de dimensionnement du sous-sol : Nature du sol (conductivité thermique qui va influencer la puissance d'extraction par m ² de sol en W/m ²), diamètre des tubes PE (20 - 32 mm), épaisseur des tubes (0,30 - 0,75 m) Puissance d'extraction (W/m ²) : 3,3 - 21,1 W/m ² Coût d'investissement (€) : 30 - 45 €/m ²	Déclaration à la DRIFE - ingénieur en chef des mines si : Profondeur > 10 m + gîte géothermique à basse température de mine importance (debt calorifique maximum calculé par référence à 20 °C < 500 kWh et profondeur < 100 m) Références : Code mines : Art. 102 + 131 Décret n°07-498 du 28 mars 1979 modifié - Art. 17
SONDES GEOTHERMIQUES VERTICALES Applications : Individuel, collectif, tertiaire 	Principes : Prélèvement de la chaleur par conduction dans le sous-sol à partir d'un échangeur thermique vertical dans lequel circule, en circuit fermé, un liquide caloporteur de qualité alimentaire. Conditions d'implantation : Tous types de sous-sol avec présence ou absence d'eau souterraine. Espace demandé sur le terrain pour une sonde (0,120 - 0,150 m) et espace recommandé entre 2 sondes 10 m Profondeur moyenne (m) : 80 - 100 (3)	Paramètres de dimensionnement du sous-sol : Pour les champs de sondes, le dimensionnement sera réalisé par un bureau d'étude et valide in-situ par un ou plusieurs tests de réponse thermique. Puissance d'extraction (W/m ²) : 20 - 85 W/m ² Coût d'investissement (€) : 30 - 80 €/m de sonde posée (inclut travaux de forage) ⁹	Déclaration à la Commune (maître) pour : Dispositifs de prélèvements, puis ou forages à des fins d'usage domestique de l'eau (debt < 1000 m ³ /an) Références : Décret n° 2008-652 du 2 juillet 2008 Déclaration à la Préfecture : Pour prélèvement souterrain temporaire ou permanent non destiné à un usage domestique (debt < 1000 m ³ /an) Si 10 000 m ³ /an - debt < 200 000 m ³ /an Si debt entre 400 et 1000 m ³ /an ou 2 et 5% debt cours d'eau Références : Code environnement : Art. R214-1 (1.1.2.0) Code environnement : Art. R214-1 (1.2.1.0) Code environnement : Art. R214-1 (1.3.1.0)
PAC SUR AQUIFERES Applications : Individuel, collectif, tertiaire 	Principes : Prélèvement de la chaleur dans l'aquifère par l'intermédiaire d'un puits de pompe à chaleur. L'eau peut être également réfrigérée, après refroidissement, dans un réseau, un cours d'eau ou un lac. Conditions d'implantation : Tous les types de sols à perméabilité de pore ou de fissure permettant l'écoulement de l'eau souterraine. Distance entre le puits de prélèvement et le forage de réinjection à déterminer en fonction des conditions hydrogéologiques locales (perméabilité, sens d'écoulement de la nappe...). Profondeur moyenne (m) : "Profondeur de frappe déterminée par la géologie"	Paramètres de dimensionnement du sous-sol : La garantie AQUIPAC pourra être soustraite (pour les puissances > 30 kW) permettant de garantir le risque d'échec sur la ressource (debt insuffisant) et la perméabilité de la ressource à long terme (diminution du debt). Puissance d'extraction (W/m ²) : 10 000 W par m ³ /an pompe ⁹ Coût d'investissement (€) : 40 - 150 €/m ³	Déclaration à la Préfecture : Pour prélèvement en pain d'eau si debt < 1000 m ³ /an ou 5% debt du cours d'eau Zones ou mesures permanentes de répartition quantitative des eaux souterraines et debt < 6 m ³ /an Références : Code environnement : Art. R214-1 (1.1.2.0) Code environnement : Art. R214-1 (1.2.1.0) Code environnement : Art. R214-1 (1.3.1.0)
GEOSTRUCTURES Applications : Collectif ou tertiaire 	Principes : Pieux géothermiques équipés de tubes PEHD, identiques à ceux des sondes géothermiques verticales. Conditions d'implantation : Terrains dont les caractéristiques mécaniques montrent une table portante sur une épaisseur suffisante, surtout si les sondes sont en terrain sableux, argiles, limons, marais, graviers. Profondeur moyenne (m) : 20 - 30 m	Paramètres de dimensionnement du sous-sol : Même approche que pour les sondes géothermiques verticales, avec en plus les paramètres liés à la résistance thermique (conductivité thermique du ciment) et des pieux, ainsi que aux modifications physico-chimiques de ces paramètres notamment en présence d'eau souterraine. Valeurs cibles : Conductivité thermique et capacité thermique volumique de l'ordre de 2,0 [W/mK] et de 2,3 [MJ/m ³ K] respectivement. En tous les cas, la conductivité thermique du sol devant être d'au moins 1,3 [W/mK] et si possible supérieure à 1,8 [W/mK] pour un bon dimensionnement d'un système.	Déclaration à la Préfecture : Si la puissance électrique absorbée par la PAC est comprise entre 50 kW et 500 kW Si la puissance électrique absorbée par la PAC est > 500 kW Références : Rubrique 2020 des ICPE

Source : Atlas du potentiel géothermique très basse énergie des aquifères de la région Nord-Pas de Calais, tome 1, BRGM

5.3 Illustrations du rapport

Figure 1 : Déroulement de l'Étude de Planification Énergétique en sept phases.....	6
Figure 2 : Répartition des consommations énergétiques par secteur	7
Figure 3 : Les productions énergétiques renouvelables du territoire.....	7
Figure 4 : Zones favorables au grand éolien	10
Figure 5 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul).	22
Figure 6 : Répartition des surfaces de toitures disponibles selon le type de bâtiment.....	23
Figure 7 : Cadastre solaire & zones protégées.....	24
Figure 8 : Exemples de friches.....	26
Figure 9 : zones forestières du territoire.....	31
Figure 10 : Coût de production de la biomasse collective (Source : Coûts des énergies renouvelables, ADEME 2019).....	33
Figure 11 : Coût de production du chauffage bois domestique (Source : Coûts des énergies renouvelables, ADEME 2019).....	34
Figure 12 : Capteur plan vitré.....	35
Figure 13 : Capteur tubulaire	35
Figure 14: Cibles potentielles pour installations solaires thermiques sur le territoire Sambre Avesnois	37
Figure 15 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.	41
Figure 16 : Détail des trois critères pour le territoire Sambre Avesnois.....	43
Figure 17 : Parcelles agricoles du territoire (Source : Répertoire parcellaire graphique 2016).....	57
Figure 18 : Carte des stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal)	58
Figure 19 : Carte du potentiel d'injection de biogaz sur le réseau de distribution de gaz.....	63
Figure 20 : Carte du potentiel d'injection sur les postes source	64
Figure 21 : Filières de production de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050.....	65
Figure 22 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys.....	66
Figure 23 : Évolution du tarif d'achat (pour les installations PV intégrées au bâti de moins de 3 kWc puis 9 kWc en 2013) et de la puissance photovoltaïque installée en France. Sources : Photovoltaïque-info et Bilan électrique RTE	69
Figure 24 : Principe de l'autoconsommation.	72
Figure 25 : Schéma du réseau électrique dans le cadre de l'autoconsommation collective.	73

5.4 Tableaux du rapport

Tableau 1 : Consommations par secteur et correspondance par habitant.....	7
Tableau 2 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable	53
Tableau 3 : Distance de collecte de substrats méthanisables (Source : IRSTEA)	54
Tableau 4 : Cheptels du territoire	55
Tableau 5 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030	59
Tableau 6 : Mode de rémunération des installations photovoltaïques selon leur puissance. Source : DGEC ; Amorce 2017	68
Tableau 7 : Aides tarifaires photovoltaïques (tableau 1)	70
Tableau 8 : Aides tarifaires photovoltaïque (tableau 2).....	70