



Rapport phase 2

**ÉTUDE D'IDENTIFICATION DES SITES
POTENTIELS POUR LE DÉVELOPPEMENT DES
ÉNERGIES RENOUVELABLES**

PHASE 2 : Étude des gisements d'EnR

Jun 2022

1	Introduction	3
2	Contexte et objectifs de l'étude.....	4
3	Rappel conclusions de la phase 1	6
4	Méthodologie de calcul des potentiels de développement des EnR	8
4.1	Filières étudiées.....	8
4.2	Méthodologie générale de calcul des gisements.....	9
4.2.1	Gisement brut.....	9
4.2.2	Contraintes de passage du gisement brut au gisement net.....	9
4.2.3	Gisement net	10
4.2.4	Différents types de projets	10
4.3	Production d'électricité renouvelable.....	12
4.3.1	Grand éolien	12
4.3.2	Solaire photovoltaïque.....	19
4.3.3	Réseau d'électricité.....	38
4.3.4	Bilan électricité renouvelable	41
4.4	Chaleur renouvelable.....	42
4.4.1	Bois énergie	42
4.4.2	Potentiels de développement des réseaux de chaleur	45
4.4.3	Solaire thermique	48
4.4.4	Bilan de chaleur renouvelable	52
4.5	Gaz renouvelable	53
4.5.1	Les gisements de matières méthanisables sur le territoire	53
4.5.2	Réseaux de gaz.....	63
4.5.3	Bilan de gaz renouvelable	66
5	Conclusion	69
	Annexe.....	70

1 Introduction

La Stratégie Nationale Bas Carbone 2 (révision 2019) impose réglementairement de porter la part des énergies renouvelables à 33 % de la consommation finale d'énergie en 2030 et à 40 % de la production d'électricité au niveau national. Elle se décline au niveau local sous la forme des objectifs du SRADDET (adopté en 2020), qui précise les ambitions de la région en termes de production ENR. Le Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) doit être compatible avec les orientations générales du SRADDET et prendre en compte les objectifs identifiés dans le SRADDET.

Sur le territoire, un PCAET a été réalisé à l'échelle du Pays des Vallons de Vilaine (adopté en 2017). Deux communautés de communes composent le Pays des Vallons de Vilaine : Vallons de Haute Bretagne Communauté qui compte 18 communes avec environ 44 247 habitants en 2020 sur une superficie de 504 km² et Bretagne Porte de Loire Communauté qui compte 20 communes avec près de 33 000 habitants sur 463 km².

Afin d'approfondir les modalités de développement des énergies renouvelables de façon adaptée avec les enjeux actuels du territoire de Vallons de Haute Bretagne Communauté, l'EPCI réalise aujourd'hui une Étude de Programmation Énergétique Territoriale. Celle-ci doit permettre de passer de l'échelon stratégique – correspondant au PCAET adopté en 2017 sur le territoire – à des actions opérationnelles et pragmatiques pour en atteindre les objectifs et soutenir et dynamiser les filières ENR retenues. Une révision du PCAET prévue en 2022 à l'échelle de l'EPCI sera à mettre en parallèle avec cette étude.

2 Contexte et objectifs de l'étude

Les objectifs régionaux du SRADDET ciblent une production renouvelable multipliée par 4 par rapport à 2016 d'ici 2030 et multipliée par 8 d'ici 2050. Ceci implique le développement massif de certaines filières ENR qui sont aujourd'hui peu développées sur le territoire.

Le PCAET des Vallons de Vilaine s'est basé en termes de développement des énergies renouvelables sur les objectifs du SRCAE Bretagne (Schéma Régional Climat Air Energie) réintégré par la suite dans le SRADDET. De manière à adapter ces objectifs régionaux aux spécificités du territoire du Pays des Vallons de Vilaine, les objectifs régionaux ont été territorialisés selon des ratios de population et/ou surface, ou gisement selon les filières. Des seuils de production en énergie renouvelable à l'échelle du Pays ont donc été identifiés à horizon 2020 et 2050. Dans le cadre de cette étude, afin de visualiser les objectifs théoriques de production d'énergie renouvelable à l'échelle de Vallons de Haute Bretagne Communauté, les objectifs évalués en 2017 sur le territoire du Pays des Vallons de Vilaine lors du PCAET ont été territorialisés selon la même méthode. Les objectifs fixés dans le PCAET territorialisés à l'échelle de VHBC sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 : récapitulatif des objectifs fixés dans le PCAET pour VHBC

Type d'énergie (GWh)	2013	2020 seuil bas	2020 seuil haut	2050 seuil bas	2050 seuil haut
Production ENR	75	91	143	382	496
Photovoltaïque	2,3	6	6	25	108
Eolien	15	57	79	118	142
Combustible biomasse	58	/	/	103	107
Solaire thermique	0,1	0,1	1,8	3	6
Biogaz	0	28	56	133	

Afin d'atteindre les objectifs fixés à horizon 2050, il faudrait développer :



Entre 15 et 75 ha de panneaux photovoltaïques



Entre 3 et 6 ha de panneaux solaires thermiques



Entre 20 à 25 mats éoliens



9 unités de méthanisation (200 Nm³/h) ou 35 « petites » unités (50Nm³/h)



Equiper 10 500 logements supplémentaires en bois énergie

Cette étude est réalisée dans le cadre de l'appel à projet régional « Planification énergétique territoriale », avec le soutien financier de l'ADEME et la Région Bretagne. Les trois objectifs principaux sont les suivants :

1. Répertoire les installations ENR présentes sur le territoire pour l'année de référence 2021 et actualiser le plan d'action du PCAET.
2. Identifier les sites de développement de ENR sur Vallons de Haute Bretagne Communauté.

3. Déterminer les filières prioritaires de développement : critères économiques, techniques, etc.

L'étude permettra de se projeter sur la capacité de VHBC à atteindre ses objectifs PCAET.

Cette EPE vise également à développer économiquement et structurellement les filières ENR prioritaires sur le territoire, afin d'aboutir à un catalogue de projets susceptibles de donner lieu, entre autres, à un Contrat d'Objectif Territorial (COT) EnR.

Il est à noter que la maîtrise de l'énergie est une priorité pour atteindre les objectifs du PCAET au même titre que le développement des énergies renouvelables. Cependant, ce volet n'est pas traité dans cette étude qui se concentre exclusivement sur le développement des énergies renouvelables.

3 Rappel des conclusions de la phase 1

L'état des lieux des filières EnR existantes réalisé en phase 1 permet d'établir le bilan suivant en termes de production EnR sur le territoire :

Tableau 2 : Bilan de production ENR sur le territoire de VHBC, 2021

Filière	Electricité (GWh)	Chaleur (GWh)	Gaz (GWh)
Photovoltaïque	9,2		
Eolien	15		
Bois-énergie réseau de chaleur		0,3	
Bois-énergie chaudières collective		0,3	
Bois-énergie résidentiel		90	
Solaire thermique		0,1	
Méthanisation			3,6
TOTAL	24,2	90,7	3,6

Au total la production d'EnR sur le territoire de VHBC est de **119 GWh**.

En termes de production d'électricité renouvelable le bilan reste assez faible avec 20% de la production ENR. L'éolien semble être la filière la moins développée sur le territoire avec seulement un parc en fonctionnement. Le photovoltaïque est assez développé avec de nombreuses toitures équipées (dont 19 installations remarquables) et un parc solaire au sol en fonctionnement.

Le territoire possède des productions de chaleur renouvelable qui sont particulièrement importantes grâce à la filière bois-énergie qui représente 76% de la production ENR de VHBC. En effet, un grand nombre de foyers résidentiels utilisent la ressource en bois pour se chauffer en hiver. La suite de l'étude permettra de valoriser les installations collectives qui sont encore peu développées. Quelques installations de chauffages solaires thermiques sont également existantes mais pèsent moins dans l'état des lieux des productions sur le territoire.

Enfin, en ce qui concerne le gaz renouvelable, il y a une installation et plusieurs projets en cours de développement. Le bilan de cette filière augmentera avec l'apparition des nouveaux projets.

L'autonomie énergétique du territoire, c'est-à-dire le rapport entre la production renouvelable locale et la consommation d'énergie finale sur VHBC, est de 14 % en 2021, ce qui est inférieur à la moyenne de 17% en France sur la même période.

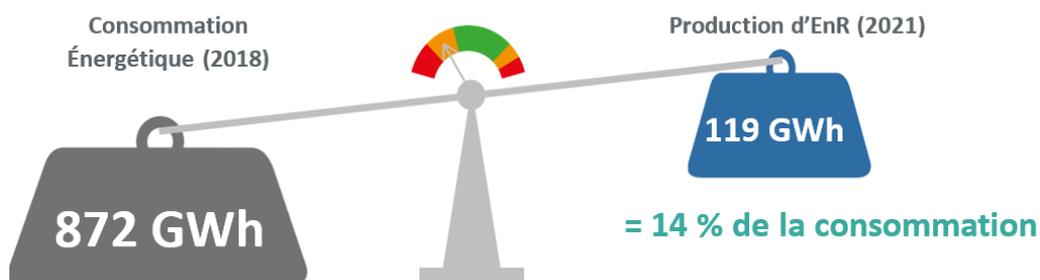


Figure 1 : Balance énergétique, 2021

La suite de cette étude va nous permettre de mieux cibler les leviers d'actions du territoire pour réaliser ces productions d'énergie renouvelable par le biais d'une analyse précise des sites potentiels disponibles sur le territoire.

4 Méthodologie de calcul des potentiels de développement des EnR

Le but de ce travail est tout d'abord d'évaluer les possibilités de VHBC pour atteindre les objectifs présentés dans le paragraphe précédent et d'établir une base de données des sites potentiels sur le territoire.

4.1 Filières étudiées

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

Filière EnR&R		Principe	Valorisation
Solaire photovoltaïque : Toitures, ombrières de parking, solaire au sol		Production d'électricité à partir du rayonnement solaire	Électricité
Le grand éolien		Production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent	Électricité
Bois-énergie et réseaux de chaleur		Production de chaleur grâce au bois ou autres types de biomasse (lin par exemple)	Chaleur, cogénération
Solaire Thermique		Production de chaleur (typiquement sous forme d'eau chaude) à partir du rayonnement solaire	Chaleur
Méthanisation		Production de biogaz par dégradation de matière organique	Gaz

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

- Les filières EnR sont étudiées à travers les technologies actuelles les plus matures : par exemple, les panneaux solaires en silicium monocristallin pour le solaire photovoltaïque. Il est supposé qu'il n'y pas d'apparition de nouvelles technologies de production EnR, ni d'améliorations du rendement des filières actuelles.
- Pour chaque filière, la démarche a consisté à calculer un *gisement brut* maximal exploitable sur le territoire, puis un *gisement net* prenant en compte les contraintes patrimoniales, économiques, locales qui seront introduites dans le paragraphe suivant. Pour certaines filières, il a été possible de déterminer des sites à développer : photovoltaïque, solaire thermique, réseaux de chaleur.

4.2 Méthodologie générale de calcul des gisements

La définition des potentiels de développement des énergies renouvelables (EnR) sur le territoire fait souvent appel aux notions de gisements d'énergies : gisements bruts, gisements ou potentiels nets, contraintes. Il est utile de préciser ces notions en préambule.

4.2.1 Gisement brut

Le gisement brut correspond souvent à la quantité d'énergie totale physiquement disponible sur le territoire, en y soustrayant les contraintes réglementaires interdisant formellement le développement d'une installation sur certaines zones.

Cette notion est pertinente pour certaines énergies qui ne peuvent être « déplacées ». La quantité d'ensoleillement qui arrive tous les jours sur le territoire de VHBC correspond à cette définition.

Ce n'est pas forcément le cas pour d'autres énergies qui sont étroitement dépendantes de la demande énergétique et dont le « carburant » peut être déplacé. En retenant la même définition pour le bois-énergie, on ne s'intéressera qu'à la quantité de bois produite et disponible pour l'énergie, alors que des flux de cette matière traversent le territoire. Il peut donc être intéressant d'une part de définir une emprise plus large, de décrire les filières d'approvisionnement, au lieu de s'en tenir strictement au périmètre du territoire de VHBC. D'autre part, il convient de s'intéresser en priorité à la demande énergétique qui est susceptible d'être couverte par ce dispositif énergétique. C'est le cas pour le bois-énergie et le solaire thermique.

4.2.2 Contraintes de passage du gisement brut au gisement net

Une fois la question du périmètre d'investigation étudiée, se pose la question des contraintes et opportunités qui pèsent sur la ressource brute. Ces contraintes sont de plusieurs types :

- Techniques : dans le cas du bois-énergie sur un territoire, le bois ne peut pas être exploité dans toutes les zones en fonction des protections environnementales et des autres usages des forêts et des haies.
- Réglementaires : pour le développement de panneaux photovoltaïques, il peut être difficile d'installer ce genre de dispositif lorsque des enjeux paysagers et patrimoniaux sont en jeu (proximité d'un monument historique et/ou inclusion dans un zonage AVAP) ; les documents d'urbanisme (SCoT et PLU(i) notamment) peuvent au contraire favoriser certains types d'énergie.
- Financières et économiques : selon le coût des dispositifs et les coûts annexes, en fonction des dispositifs de financement existants aux différents échelons, les équipements EnR ne sont pas tous aussi intéressants.
- Réseautiques : la disponibilité en injection est primordiale pour certaines énergies étroitement dépendantes des réseaux d'énergie, comme le photovoltaïque ou la méthanisation avec injection.
- Sociales et institutionnelles : il s'agit ici de l'ensemble des contraintes parfois difficiles à cerner qui concernent l'acceptabilité des populations, ou la « maturité » des chaînes d'acteurs qui devront participer à l'expansion de la filière, comme un tissu artisanal par exemple.
- Environnementales : il s'agit d'effectuer un état initial de l'environnement (topographie, patrimoine naturel et paysager, vent, ensoleillement...) qui permettra de mesurer l'impact environnemental d'une installation.

On voit donc que le processus de définition des gisements nets est itératif, s'affinant au fur et à mesure de l'étude. L'enjeu étant de bien cartographier et spatialiser les contraintes et opportunités analysées pour permettre une localisation précise des sites potentiels.

4.2.3 Gisement net

Les gisements nets, calculés pour chaque filière, prendront en compte certaines de ces contraintes qui seront considérées comme suffisamment contraignantes pour rendre impossible la mobilisation de la ressource brute.

4.2.4 Différents types de projets

Le gisement net est constitué d'un regroupement de sites potentiels d'installations de production EnR. Ces derniers feront l'objet de fiches projets pour les filières prioritaires en phase 3 de l'étude.

Ces projets seront déclinés en 4 catégories :

- Les projets prioritaires, c'est-à-dire les sites sans contraintes. Ils feront tous l'objet d'une fiche projet.
- Les projets conditionnels, c'est-à-dire les sites présentant une contrainte présentée dans le paragraphe 2.
- Les projets contraints, c'est-à-dire les sites présentant plusieurs contraintes présentées dans le paragraphe 2.
- Enfin, les projets dits « complexes » ou « impossibles à date » sont disponibles dans la base de données fournie par AEC à VHBC. Ceux-ci correspondent aux sites représentant la différence entre le gisement brut et le gisement net pour chaque filière.

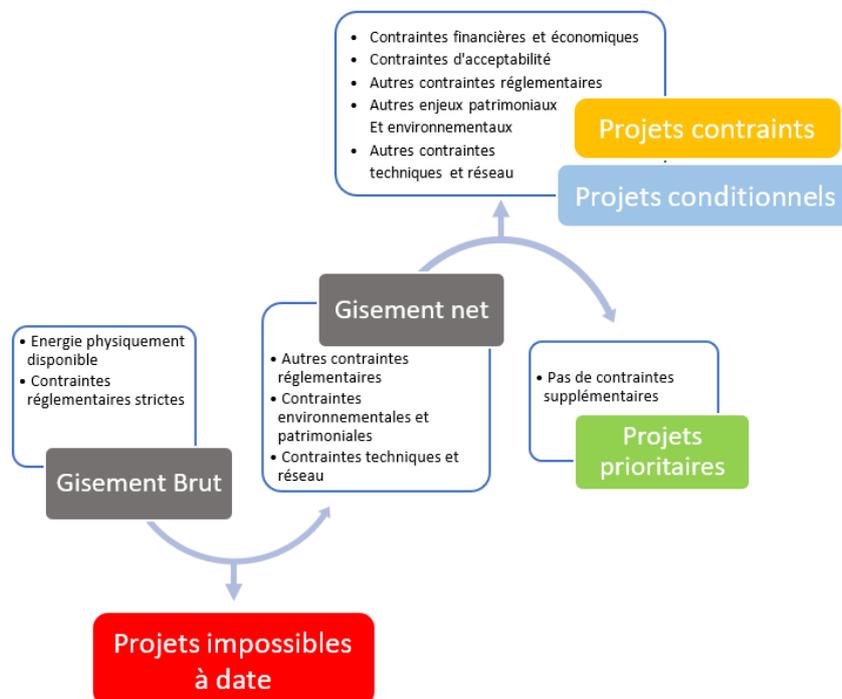


Figure 2 : Définition des gisements bruts et nets sur le territoire, ainsi que des niveaux de priorisation des sites repérés

Le tableau suivant récapitule les contraintes prises en compte pour prioriser les sites et passer du gisement brut au gisement net pour chaque filière EnR étudiée. Elles seront détaillées dans la présentation des gisements qui suit.

Tableau 3 : Contraintes prises en compte dans la définition des gisements et la priorisation des sites

Contraintes	Grand éolien	PV au sol	PV en toiture	PV ombrières de parking	Solaire thermique	Méthanisation
Les forêts						
Les sites Natura 2000 ZSC						
Les sites Natura 2000 ZPS						
Les zones humides						
Les Espaces naturels sensibles						
Les ZNIEFF 1-2						
L'APB (biotopes)						
Les continuités écologiques						
Règles du PLU/ PADD						
Bâtiments historiques						
Sites classés						
Sites inscrits						
AVAP						
ZPPA						
Servitudes aéronautiques						
Contraintes radioélectriques						
Habitations						
Potentiel d'injection						
Orientation						
Présence de fenêtres en toiture						
Parcelle ou foncier public						
Zone d'activité						
Profil de consommation des bâtiments						
Proximité à un axe de circulation						
Proximité des gisements organiques						

Légende

- Bloquant contrainte de passage du potentiel brut au net
- Contraignant contrainte négative de priorisation des projets
- Opportunité contrainte positive de priorisation des projets

4.3 Production d'électricité renouvelable

4.3.1 Grand éolien

La finalité de la méthodologie à adopter est d'estimer le gisement sur les zones ne présentant aucune contrainte majeure pouvant entraver l'acceptation d'un projet. Il existe cependant des contraintes annexes qui pourront émerger lors du montage d'un projet sur le territoire et prenant en compte des enjeux locaux plus précis, tels que les cônes de visibilité depuis des sites et/ou monuments emblématiques (notamment monuments historiques), l'implantation optimale des éoliennes par rapport au vent, les problématiques des agriculteurs locaux, ou la présence d'enjeux locaux biodiversité.

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. Pour comparaison voici les densités énergétiques au m² pour certaines filières étudiées dans ce rapport :

Tableau 4 : Densité énergétique au m² des filières du grand éolien, solaire photovoltaïque en toiture, solaire thermique

Filière	Densité énergétique au m ²
Grand éolien	1 300 kWh/m ²
PV toiture	140 kWh/m ²
Solaire thermique	400 kWh/m ²

4.3.1.1 Gisement brut

Réglementairement, les éoliennes de plus de 50 m de hauteur – grandes éoliennes terrestres – sont soumises au régime des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Elles font donc l'objet d'une étude d'impact minutieuse en amont de leur installation et, depuis 2017, elles sont soumises à « l'autorisation environnementale », qui vise à diminuer la durée d'instruction de chaque projet, sans pour autant réduire le degré de contrôle et d'exigence environnementale. En effet, si un projet reçoit cette autorisation environnementale, il est dispensé de permis de construire.

Les seules réglementations régissant de façon stricte l'implantation des éoliennes concernent **la distance des bâtiments d'habitation qui doit être de plus de 500 m.**

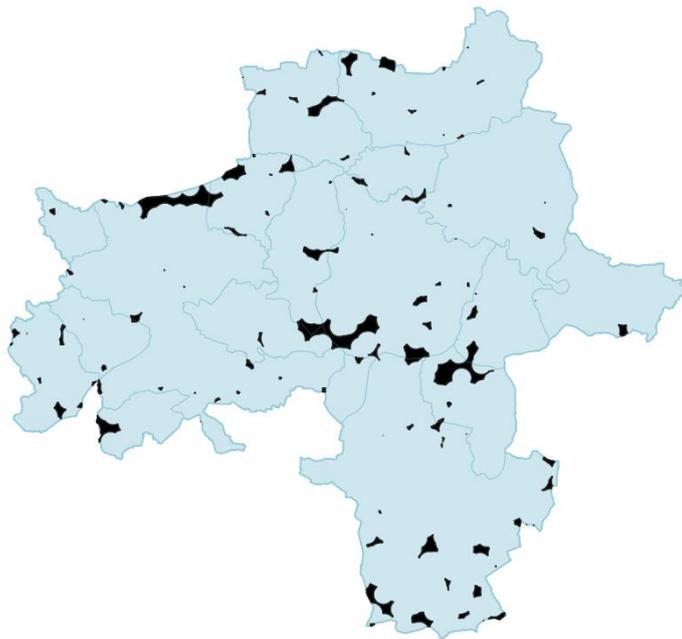


Figure 3 : Prise en compte des contraintes liées aux habitations pour le calcul du gisement brut du grand éolien

Le gisement brut calculé s'élève ainsi à **164 GWh**.

4.3.1.2 Contraintes prises en compte pour le passage du gisement brut au gisement net

Les contraintes prises en compte dans le cadre de cette étude sont les suivantes :

Contraintes environnementales :

- Zones Natura 2000 (ZPS)
- Zones Spéciales de Conservation (ZSC)
- Zones ZNIEFF (type 1 et 2)
- Zones humides
- Espaces Naturels Sensibles
- Biotopes

Contraintes patrimoniales et paysagères :

- Bâtiments historiques
- Sites classés
- Sites inscrits
- Règles PLU

Contraintes aéronautiques :

- Servitudes T5-T7 lié à l'aéroport

Contraintes techniques :

- On ne conserve ensuite que les zones qui ont une surface permettant d'accueillir au moins 2 mâts (i.e. : potentiel supérieur à 4,6 MW).

Autres contraintes :

- Proximité à un axe de circulation

Le gisement net calculé pour le grand éolien est ainsi égal à **116 GWh**.

4.3.1.3 Contraintes prises en compte pour la priorisation des zones

Comme présenté en préambule de cette partie, les zones de développement éolien sont priorisées en 4 catégories : les zones « interdites » ou « complexes » qui sont les zones non retenues dans le calcul du gisement net selon les règles définies dans le paragraphe précédent. Sont également délimitées des zones « contraintes », « conditionnelles », et des zones « prioritaires » qui permettent de déterminer un gisement mobilisable à court terme.

Les contraintes prises en compte pour déterminer les zones « conditionnelles » ou « contraintes » sont les suivantes. Les zones « conditionnelles » présentent une de ces contraintes et les zones « contraintes » présentent plusieurs de ces contraintes.

Contraintes environnementales :

- Forêts
- Les continuités écologiques (trame verte, bleue et sites action) : VHBC a réalisé une étude afin de repérer les réservoirs de biodiversité sur le territoire.

Contraintes patrimoniales et paysagères :

- Zone de protection archéologique (ZPPA)

Contraintes techniques :

- Proximité d'un poste source et disponibilité à l'injection : la distance des postes sources a été calculée. Pour les projets avec une puissance installée :
 - o > 250 kVA il faut prévoir un raccordement au poste source (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes sources situés à moins de 100m de la zone repérée.
 - o Pour les cas où le site est à plus de 100m du poste source est inscrit 'ELOIGNE' dans la colonne concernant le raccordement au réseau. Ces projets sont alors placés en « conditionnels » ou « contraints ».
- Radars de défense dans un rayon de 50km

On obtient le découpage en zones suivant sur le territoire. Le gisement mobilisable est égal à **17 GWh**.

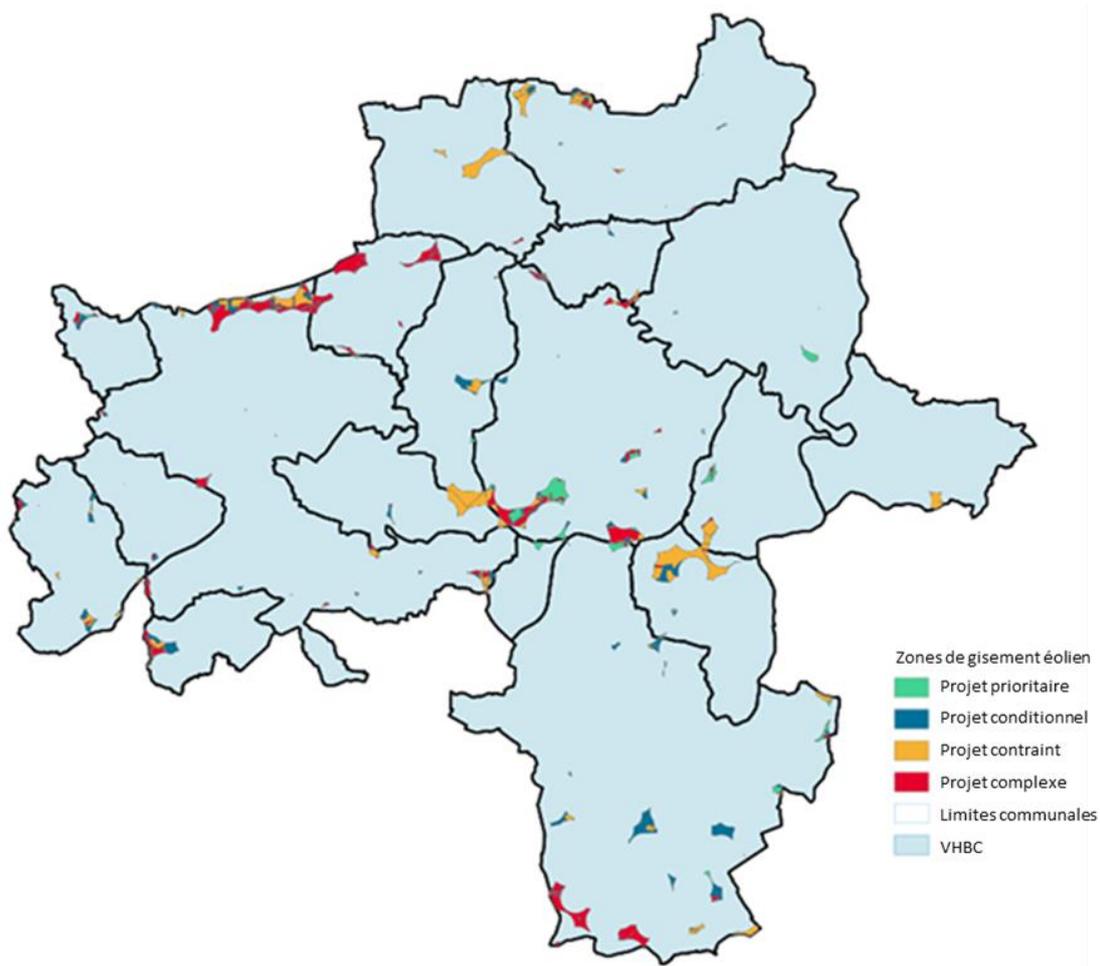


Figure 4 : Zones de gisement éolien

Des secteurs ont été définis en regroupant ces zonages (figure 5). Les zones hors de ces secteurs, considérées comme trop petites, sont exclues de l'étude mais pourraient être une première piste à regarder dans le cadre du développement du moyen éolien.

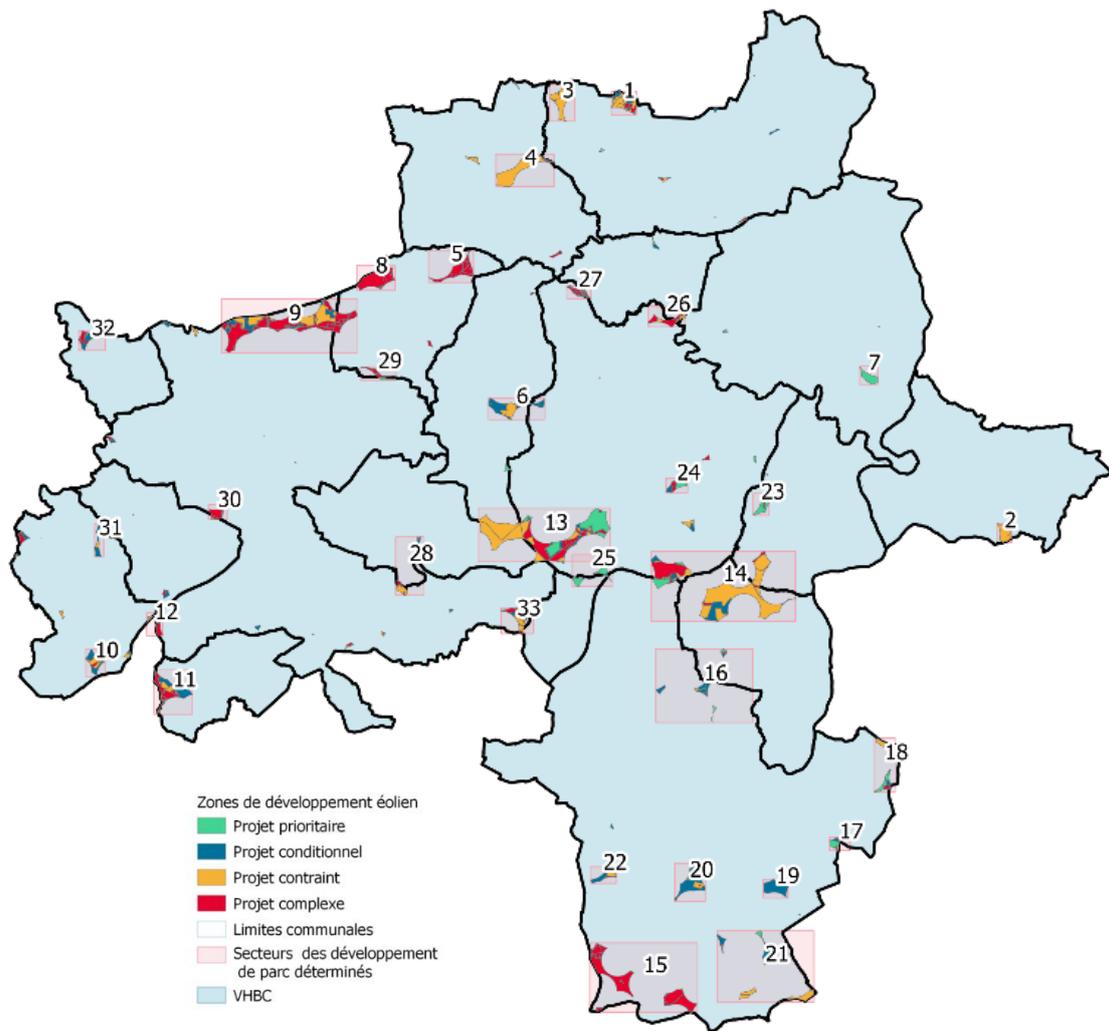


Figure 5 : Regroupement des zones repérées en secteurs pouvant engendrer un parc éolien

4.3.1.4 Recoupement avec l'analyse par les services de l'Etat des Zones de Développement Eolien

Les Zones de Développement Eolien ont été réévaluées et hiérarchisées par les services de l'Etat selon la difficulté de réalisation des projets par la préfecture. Des îlots à 500m des habitations ont été réalisés et classés par surface et par niveau de contraintes : couches interdites, à enjeux très forts, forts, moyens et faibles (sans enjeux particuliers).

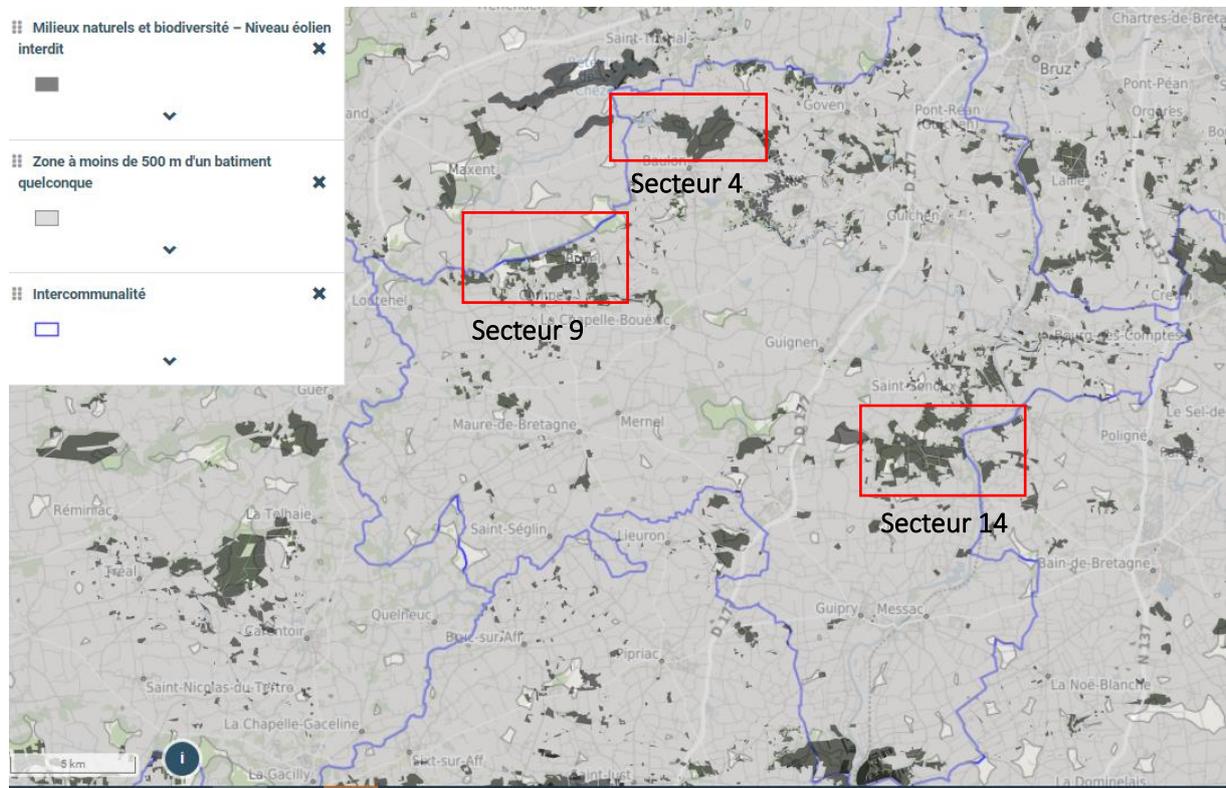


Figure 6 : ZDE étudiées par les services de l'Etat

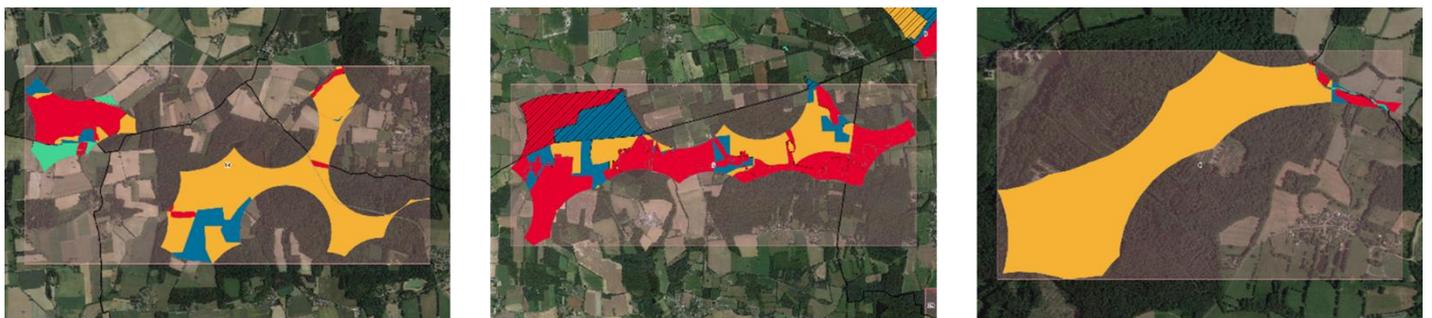


Figure 7 : Zoom sur les secteurs 14, 9 et 4

La **couche interdits** (niveau de contrainte le plus fort) prend en compte les sites UNESCO, les milieux naturels, les enjeux paysagers et les servitudes aériennes. Dans la figure 6, il est affiché uniquement les contraintes liées aux 500m des habitations et les contraintes liées aux milieux naturels. Selon les services de l'Etat, le secteur 14 repéré lors de notre étude est placé en zone interdite (zoom sur le secteur 14 ci-dessous). En effet, sur ce secteur les contraintes repérées par le bureau d'étude sont les forêts et les continuités écologiques. La préfecture a établi comme interdit les contraintes biologiques que VHBC a considéré comme contraignantes. Le même cas est observé sur les secteurs 4 et 9.

Les enjeux moyens prennent en compte un rayon de 50km pour les radars de défense. Cela alourdi les contraintes sur les îlots repérés dans le sud-ouest de VHBC. Cette contrainte sera ajoutée sur les fiches projets.

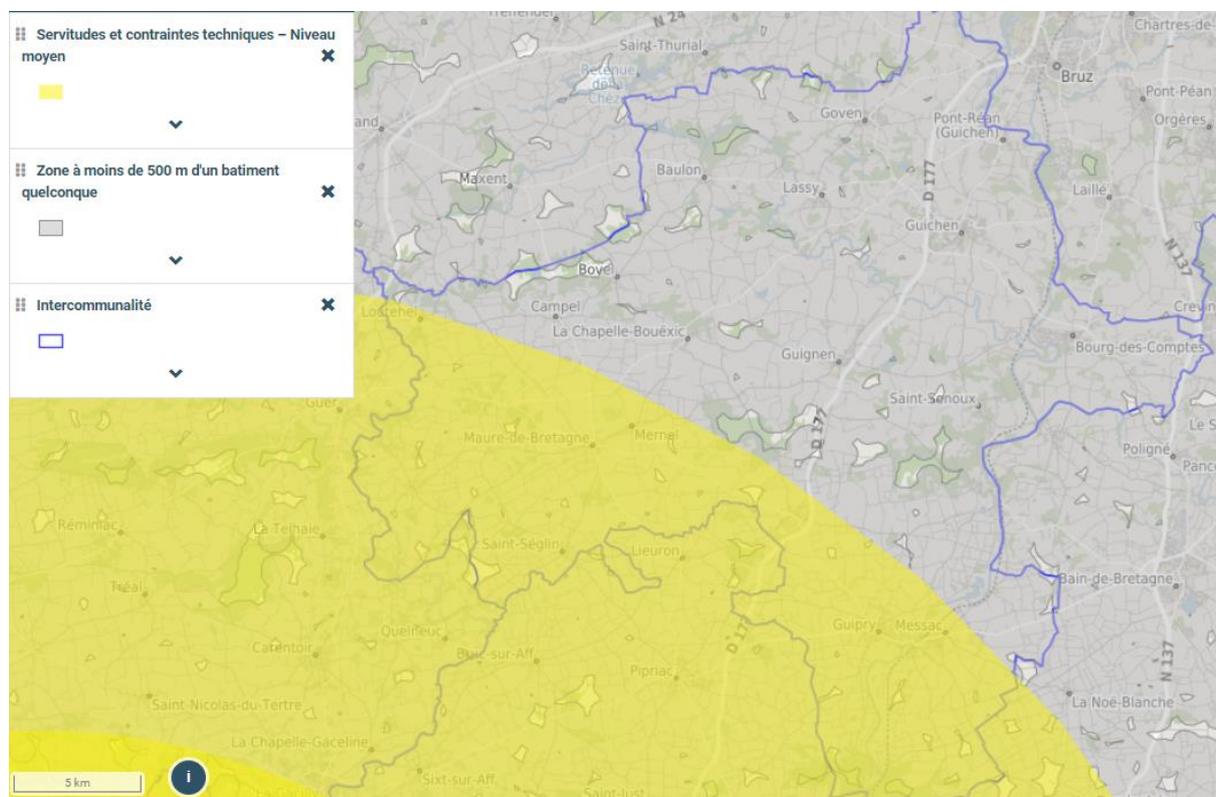


Figure 8 : ZDE étudiées par les services de l'Etat avec les contraintes de servitudes (niveau moyen)

4.3.2 Solaire photovoltaïque

4.3.2.1 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 21 % (monocristallin) pour des prix plus élevés.

La puissance des panneaux photovoltaïques est exprimée en kilowatt-crête (kWc). Cela correspond à la puissance électrique maximale que pourrait produire le panneau¹.

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

4.3.2.2 Potentiel de développement sur toitures

Dans le cadre de cette étude, une analyse des toitures sur la base de la BD Topo, fournie par l'IGN, a été réalisée. Cette analyse vise à cibler les principales zones favorables à cette énergie et à fixer les bons ordres de grandeur. Elle est construite plutôt de manière statistique sans reconstituer la forme de chaque toit. Son utilisation à l'échelle du bâtiment est **donc théorique dans un premier temps**, suivi par un travail d'approfondissement au site à site pour les toitures avec des potentiels installables de plus de 100 kWc.

4.3.2.2.1 Orientation et inclinaison 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 disponible sur le site de l'IGN.

La BD TOPO contient une colonne « nature » donnant une information sur le type de bâtiment, par exemple « Bâtiment industriel », « Bâtiment commercial », etc. Les bâtiments d'habitation, quant à eux, possèdent la valeur « 0 » dans cette colonne « nature ». Nous supposons que :

- **Les bâtiments qui ont une nature égale à « 0 » (la grande majorité d'entre eux) ont une toiture inclinée à 30° ;**

¹ Plus précisément, la puissance-crête d'une cellule photovoltaïque est la puissance électrique que produit celle-ci sous une température de 25°C, avec une irradiation de 1000 W/m² et une lumière dont la composition spectrale est identique à celle du Soleil.

- Tous les autres bâtiments (notamment bâtiments sportifs, industriels, commerciaux, etc.) ont une toiture plate.

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.

Ces deux informations (orientation du bâti, inclinaison du toit) permettent d'appliquer un **facteur de correction** sur la production des panneaux installés. Les facteurs de correction sont recensés dans la figure ci-dessous :

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES					
INCLINAISON		0°	30°	60°	90°
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

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 des panneaux photovoltaïques positionnés verticalement en termes de rendement.

4.3.2.2.2 Surface utile par toit

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

En outre, dans le cas de toitures inclinées, **seulement 50 % de la surface de toit est considérée pour ne prendre en compte que la face de la toiture la mieux orientée.**

Tout cela permet donc de définir une « surface nette » de panneaux photovoltaïques, qui est donc égale à 60% de la surface brute de la toiture pour les toitures plates, et 30% de la surface brute pour les toitures inclinées.

4.3.2.2.3 Puissance installée et production annuelle

On considère que **10 m² de panneaux photovoltaïques ont une puissance de 1,8 kWc**. Cette hypothèse est relativement exacte pour des panneaux en silicium monocristallin, qui est la technologie la plus mature sur le marché.

Il est évident qu'une certaine surface de panneaux photovoltaïques (et donc, une certaine puissance installée) ne va pas produire annuellement la même quantité d'électricité dans deux endroits où l'ensoleillement annuel est très différent. La quantité d'énergie produite annuellement (en kWh), appelée productible, doit donc être estimée.

Le productible est estimé de la manière suivante :

$$Productible \left[\frac{kWh}{an} \right] = Surface\ nette [m^2] * Coefficient\ d'inclinaison * Irradiation\ moyenne\ annuelle \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot an} \right] * Rendement\ \frac{elec}{solaire} * Rendement\ interne$$

- La surface nette a été estimée précédemment
- Le coefficient d'inclinaison a été détaillé précédemment
- Le rendement élec/solaire est pris égal à 20% = 0,2 pour des panneaux en silicium monocristallin
- Le rendement interne, correspondant aux pertes dans les différents éléments (onduleur, câbles, etc.), est pris égal à 86% = 0,86

Nous avons utilisé cette méthodologie pour déterminer, pour chaque bâtiment, une surface utile pour la pose de panneaux photovoltaïques (pour rappel, nous considérons 60% pour des toitures plates et 30% pour des toitures inclinées) et donc une puissance associée.

Nous pouvons donc déterminer le gisement brut sur VHBC, qui consiste à sommer l'ensemble des puissances installables pour chaque toiture.

Ce gisement brut est de **375 GWh**, prenant en compte toutes les toitures du territoire. La figure suivante met en avant l'intérêt de travailler sur les installations supérieures à 100 kWc qui représente un gisement important pour moins de sites à développer. De plus, la rentabilité économique des projets est meilleure sur de plus grandes toitures. C'est sur ces projets que nous allons nous concentrer dans la suite de l'étude.

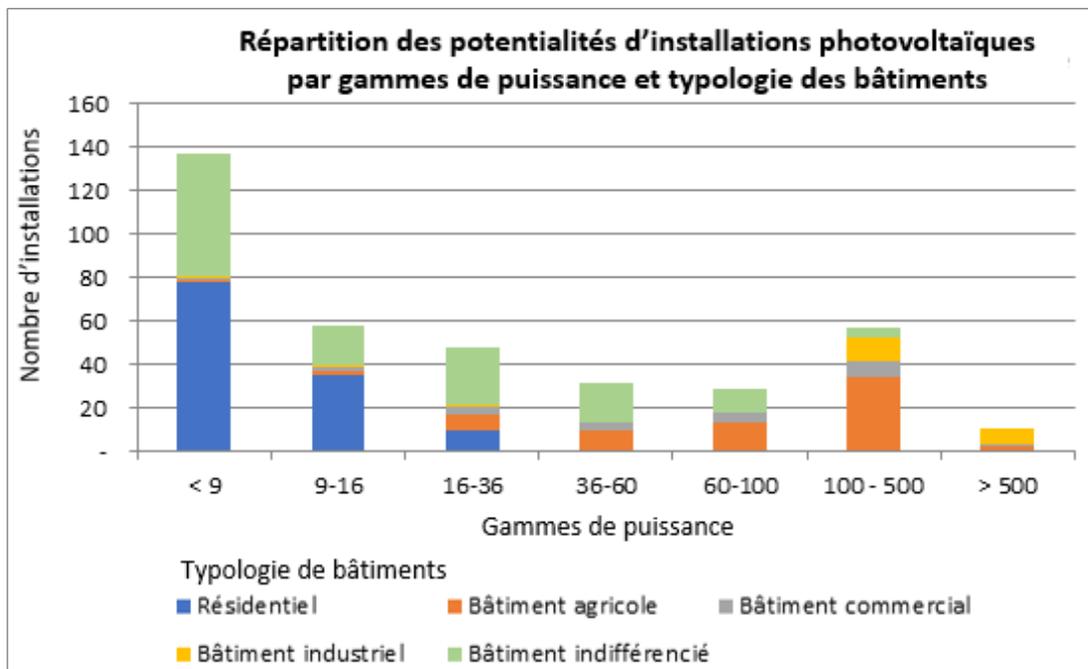


Figure 9 : Répartition des installations solaires photovoltaïques sur VHBC par gamme de puissance

4.3.2.2.4 Gisement brut pris en compte dans le cadre de l'étude de planification énergétique

Dans la suite de l'étude, on redéfinit le gisement brut comme étant la somme des productibles sur les bâtiments pour lesquels la puissance installable était supérieure à 100 kWc. Le gisement brut s'élève alors à 66 GWh/an en ne prenant en compte que les toitures avec un potentiel installable > 100 kWc.

On peut décliner ce gisement brut en plusieurs typologies de bâtiments dont la stratégie de développement pourra s'articuler de différentes manières.

Tout d'abord, il existe plusieurs tarifications possibles pour l'électricité produite – en cas de revente sur le réseau – en fonction de la puissance installable (pu).

- Bâtiments avec puissance installable < 500 kWc² : accès au « guichet unique », tarif d'achat réglementé pendant 20 ans
- Bâtiments avec puissance installable ≥ 500 kWc : « Appel d'Offre Bâtiment » de la Commission de régulation de l'énergie

Ainsi, le développement des potentiels inférieurs à 500 kWc est plus simple que celui de potentiels supérieurs à 500 kWc où un développeur devra intervenir pour rédiger la réponse aux appels d'offre de la Commission de régulation de l'énergie et avoir l'expérience de la structuration du tarif d'achat proposé dans le cadre de ceux-ci.

Enfin, on prend aussi en compte le type de bâtiments, ce qui va pouvoir influencer la personne en charge d'activer le potentiel des :

- Bâtiments industriels
- Bâtiments agricoles
- Bâtiments commerciaux/services
- Bâtiments « indifférenciés » : autres bâtiments tertiaires

Ainsi, le gisement brut se décline comme suit en prenant en compte ces typologies.

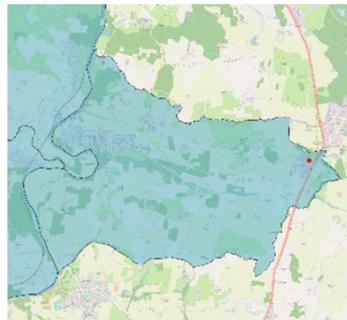
Tableau 5 : Gisement photovoltaïque en toiture sur le territoire de VHBC

Type de projet	Nombre de projets	Productible (GWh)	Moyenne (kWc)
Grand projet agricole (> 500 kWc)	3	1,8	620
Batiment agricole	210	31	156
Grand projet industriel (> 500 kWc)	12	9	805
Batiment industriel	35	6,5	203
Batiment commercial/service	30	4,5	162
Batiment "indifférencié"	101	13,9	147
Total	391	66,7	182

² A l'écriture de ce rapport le seuil est encore à 100 kWc mais va changer prochainement

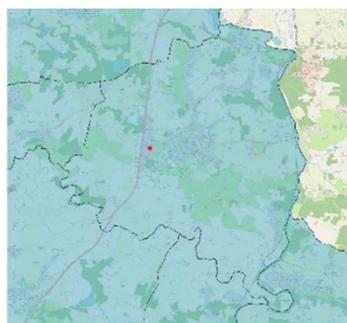
Voici quelques exemples d'installations potentielles pour chaque typologie de sites.

Bâtiments industriels avec puissance installable ≥ 500 kWc



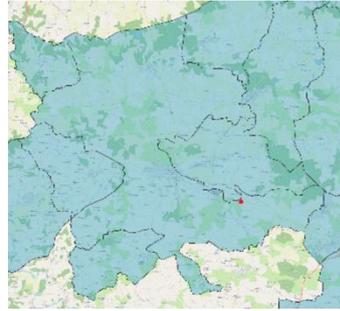
Puissance (kWc)	667
Productible (MWh)	627
Commune	Bourges-des-Comptes

Bâtiments industriels avec puissance installable < 500 kWc



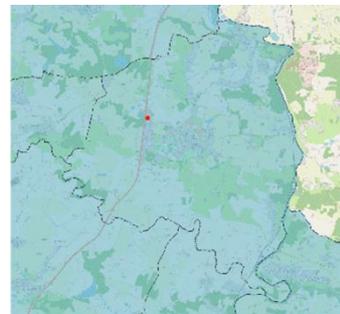
Puissance (kWc)	128
Productible (MWh)	120
Commune	Guichen

Bâtiments agricoles



Puissance (kWc)	123
Productible (MWh)	117
Commune	Val d'Anast

Bâtiments commerciaux/services



Puissance (kWc)	205
Productible (MWh)	193
Commune	Guichen

Bâtiments « indifférenciés » : autres bâtiments tertiaires



Puissance (kWc)	137
Productible (MWh)	129
Commune	Guignen

4.3.2.2.5 Contraintes prises en compte pour le passage du gisement brut au gisement net

Nous avons déterminé des contraintes liées aux caractéristiques du territoire qui pourraient compliquer la réalisation d'un projet photovoltaïque en toiture. Ces dernières sont listées ci-après :

- La zone ABF : C'est un zonage réalisé sur l'ensemble du territoire français visant à préserver le patrimoine national (500m autour des sites classés ou inscrits au patrimoine des monuments historiques). Les projets photovoltaïques en toiture sont donc très fortement compromis dans cette zone.
- Les sites inscrits ou classés : Ce zonage correspond à des espaces naturels qui présentent un intérêt particulier et qu'il faut donc conserver en l'état. Les projets photovoltaïques dans cette zone sont compromis.

Le calcul du potentiel net s'élève à **64 GWh/an**.

4.3.2.2.6 Contraintes prises en compte pour la priorisation des zones

Comme présenté en préambule de cette partie, les sites de développement du solaire photovoltaïque sont priorisés en 4 catégories : les zones « interdites » ou « complexes » qui sont les zones non retenues dans le calcul du gisement net selon les règles définies dans le paragraphe précédent. Sont également délimitées des zones « conditionnelles », « contraintes » et des zones « prioritaires » qui permettent de déterminer un gisement mobilisable à court terme.

Les contraintes prises en compte pour déterminer les zones « conditionnelles » ou « contraintes » sont les suivantes.

- La proximité au réseau : la distance des postes sources et des postes HTA/BT a été calculée. Pour les projets avec une puissance installée de :
 - o > 250 kVA, il faut prévoir un raccordement au poste source (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes sources situés à moins de 100m du site.
 - o < 250 kVA, il faut prévoir un raccordement simple au poste HTA/BT si celui-ci se situe à moins de 100m (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes HTA/BT situés à moins de 100m du site.
 - o Pour les cas où le site est à plus de 100m d'un poste source ou un poste HTA/BT, on inscrit 'ELOIGNE' dans la colonne concernant le raccordement au réseau. Ces projets sont alors placés en « conditionnels » ou « contraints ».
- L'orientation : Nous avons déjà pris en compte, dans le calcul du productible, l'orientation du parking. Cependant nous savons que, d'un point de vue économique, les projets, pour lesquels l'orientation n'est pas optimale, ont une rentabilité très amoindrie et ne sont donc pas à étudier en priorité. Les projets orientés nord sont donc enlevés, l'orientation Est/Ouest place le projet en « conditionnel » ou « contraint » et l'orientation sud en « prioritaire » si le projet ne présente pas d'autres contraintes.
- Zone d'activité : Les parkings situés dans une zone d'activité sont placés en « prioritaire » si le projet ne présente pas d'autres contraintes.
- La présence de fenêtres sur les toits : Ceci concerne en particulier les grandes toitures, notamment les toitures industrielles qui peuvent être vitrées pour apporter de la lumière aux ateliers présents sous la toiture, ou pour certains process industriels. Ceci implique d'abaisser les potentiels de panneaux installables calculés, ou de refaire la toiture si possible, représentant un surcout évident au projet. Pour les toitures repérées avec des fenêtres dessus, la puissance installable a été divisée par 2.

- Les toitures publiques : Les bâtiments publics sont placés en « prioritaires » si le projet ne présente pas d'autres contraintes.

La cartographie suivante présente l'ensemble des sites potentiels de production photovoltaïque en toiture avec une puissance installable supérieure à 100 kWc sur le territoire, par typologie de priorisation.

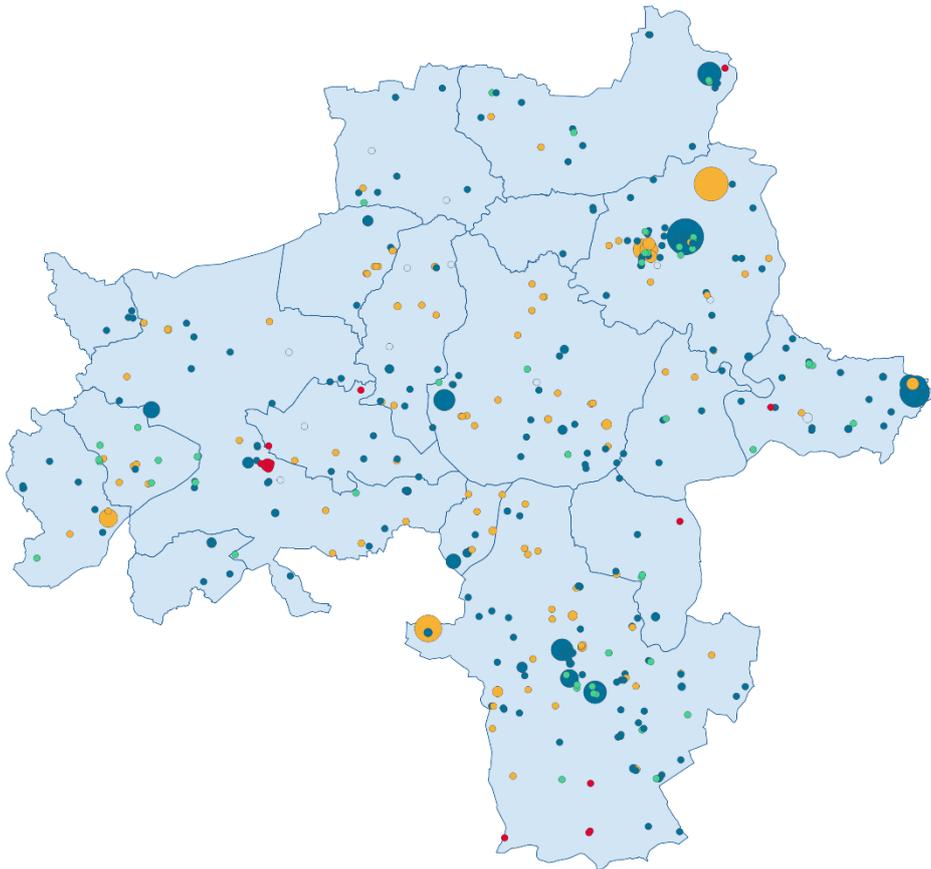


Figure 10 : Sites potentiels de production solaire photovoltaïque en toiture sur le territoire

4.3.2.2.7 Focus sur les toitures publiques

Un travail de repérage des toitures publiques a été effectué dans le cadre de cette étude. Les bâtiments pris en compte sont les bâtiments communaux, les bâtiments communautaires, les collèges et les lycées.

Le Pays a également réalisé une étude d'opportunité sur les toitures publiques de quatre communes de VHBC. Leurs informations concernant l'orientation, la structure de la toiture, la puissance installable, le productible et la faisabilité des projets ont été utilisées pour réaliser la priorisation de nos projets.

Le gisement de cette filière a également été affiné grâce aux retours des communes à la suite des ateliers communaux.

La cartographie suivante présente l'ensemble des sites potentiels de production photovoltaïque sur les toitures publiques localisées sur VHBC :

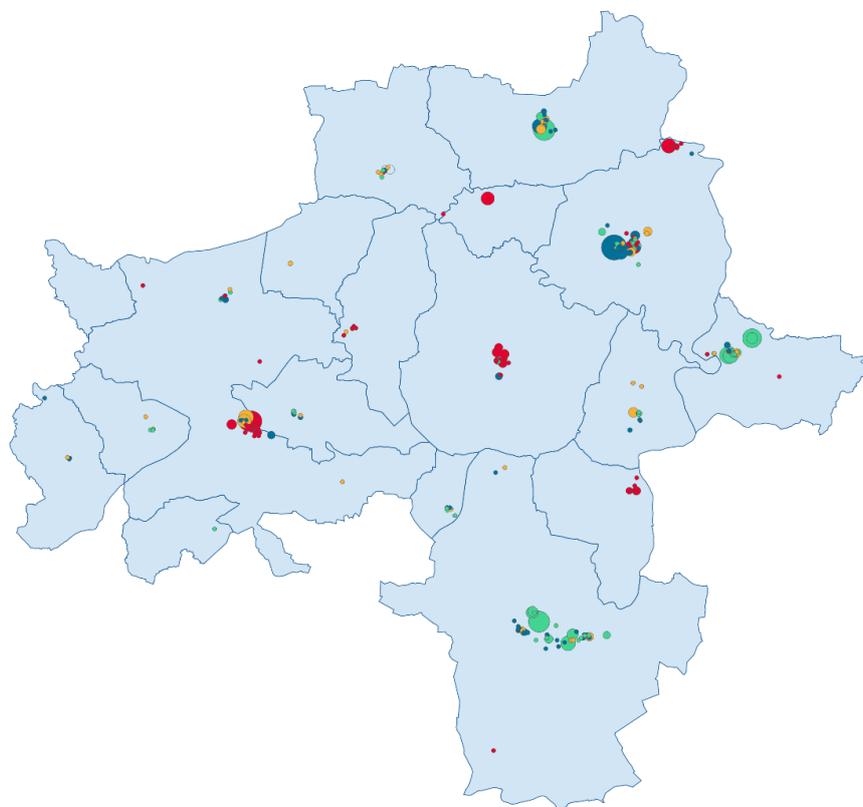


Figure 11 : Cartographie des potentiels projets PV sur toiture publique sur VHBC

Le gisement brut de production photovoltaïque sur les toitures publiques est de 10,6 GWh et le gisement net de 6,5 GWh.

4.3.2.2.8 Conclusion sur le solaire photovoltaïque en toiture

Le bilan sur le solaire photovoltaïque en toiture est le suivant.

Tableau 6 : Gisements de production photovoltaïque en toiture sur le territoire

Production actuelle (GWh)	Gisement brut (GWh)	Gisement net (GWh)
3,6	66	64

4.3.2.3 Potentiel de développement sur ombrières

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

4.3.2.3.1 Gisement brut

Les ombrières peuvent être installées sur des parkings avec un minimum de 25 à 30 places représentant une puissance installable supérieure à 50 kWc.

Nous avons utilisé la base de données d'Open Street Map qui recense l'ensemble des parkings libres d'accès du territoire (par conséquent les parkings privés des entreprises privées ne sont pas recensés mais les parkings de supermarché le sont). À partir de ce recensement, nous considérons que la surface utile pour la pose d'ombrières de parking est de 60%, cela nous permet de déterminer une puissance installable. De plus, les ombrières de parking sont installées avec une inclinaison de 10°, le facteur de correction a été adapté pour prendre en compte ce point.

128 parkings de puissance installable supérieure à 50 kWc ont été identifiés sur VHBC et représentent un gisement brut de **21,2 GWh/an**.

4.3.2.3.2 Contraintes prises en compte pour le passage du gisement brut au gisement net

Nous avons déterminé des contraintes liées aux caractéristiques du territoire qui pourrait compliquer la réalisation d'un projet photovoltaïque en ombrière de parking. Ces dernières sont listées ci-après :

- La zone ABF : C'est un zonage réalisé sur l'ensemble du territoire français visant à préserver le patrimoine national (500m autour des sites classés ou inscrits au patrimoine des monuments historiques). Les projets photovoltaïques en ombrières de parking sont donc très fortement compromis dans cette zone.
- Les sites inscrits ou classés : Ce zonage correspond à des espaces naturels présentant un intérêt particulier, qu'il faut donc conserver en l'état. Les projets photovoltaïques en ombrières de parking dans cette zone sont compromis.
- Une taille minimale pour la rentabilité économique des projets : Nous ne retenons que les parkings avec une puissance installable supérieure ou égale à 50 kWc.

52 parkings ont été retenus en prenant en compte les zones protégées (sites inscrits et classés, 500m autour des monuments historiques). Les arbres se situant dans celles-ci ont été considérés dans le calcul du potentiel net qui s'élève à **14,3 GWh/an**.

4.3.2.3.3 Contraintes prises en compte pour la priorisation des zones

Les contraintes prises en compte pour déterminer les projets « conditionnelles » et « contraints » sont les suivantes.

- Contraintes d'aménagement du site : Les arbres et les ombres présents sur les parkings.
- La proximité au réseau : la distance entre les postes sources et les postes HTA/BT a été calculée. Pour les projets avec une puissance installée de :
 - o > 250 kVA, il faut prévoir un raccordement au poste source (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes sources situés à moins de 100m du site.
 - o < 250 kVA, il faut prévoir un raccordement simple au poste HTA/BT si celui-ci se situe à moins de 100m (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes HTA/BT situés à moins de 100m du site.
 - o Pour les cas où le site est à plus de 100m d'un poste source ou un poste HTA/BT, on inscrit 'ELOIGNE' dans la colonne concernant le raccordement au réseau. Ces projets sont alors placés en « conditionnels » ou « contraints ».

- L'orientation : Nous avons déjà pris en compte dans le calcul du productible, l'orientation du parking. Cependant on sait que d'un point de vue économique, les projets pour lesquels l'orientation n'est pas optimale ont une rentabilité très amenuisée et ne sont donc pas à étudier en priorité. Les projets orientés nord sont donc enlevés, l'orientation Est/Ouest place le projet en « conditionnel » ou « contraint » et l'orientation sud en « prioritaire » si le projet ne présente pas d'autres contraintes.
- Zone d'activité : Les parkings situés dans une zone d'activité sont placés en « prioritaire » si le projet ne présente pas d'autres contraintes.

La cartographie suivante présente l'ensemble des sites potentiels de production photovoltaïque sur ombrière de parking avec une puissance installable supérieure à 50 kWc sur le territoire, par typologie de priorisation.

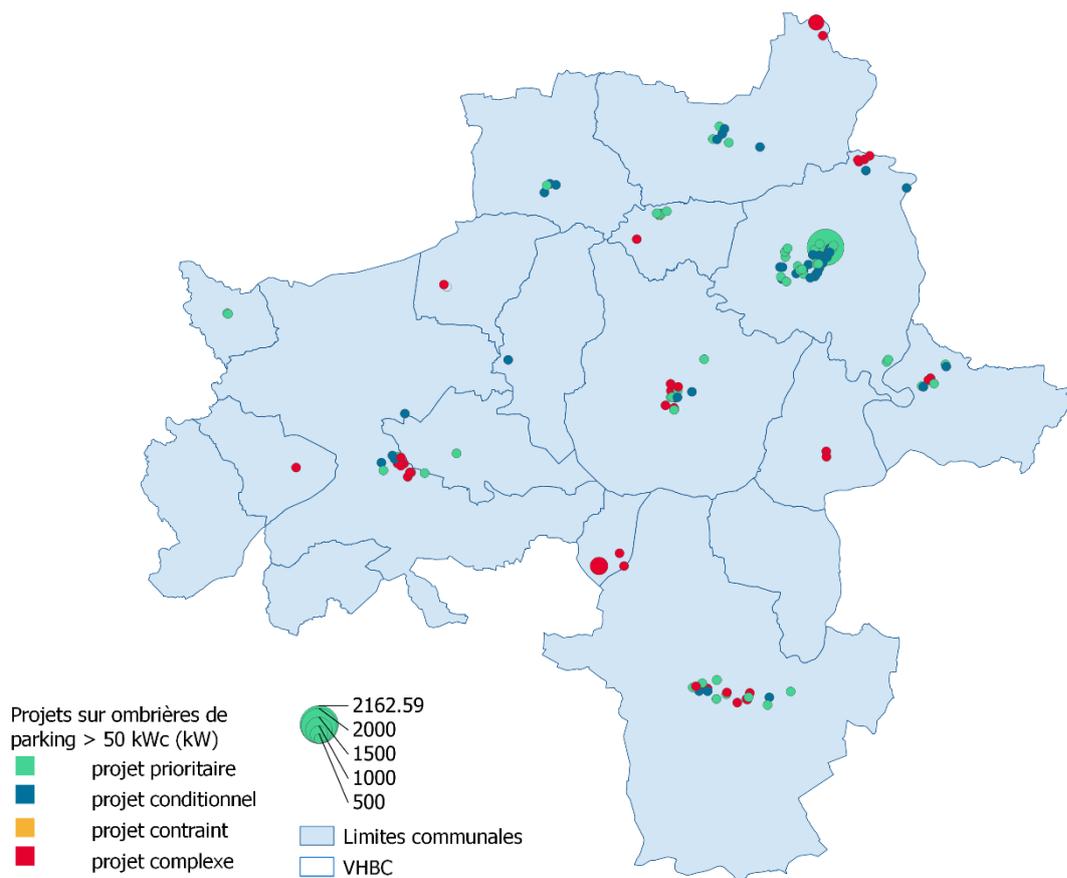


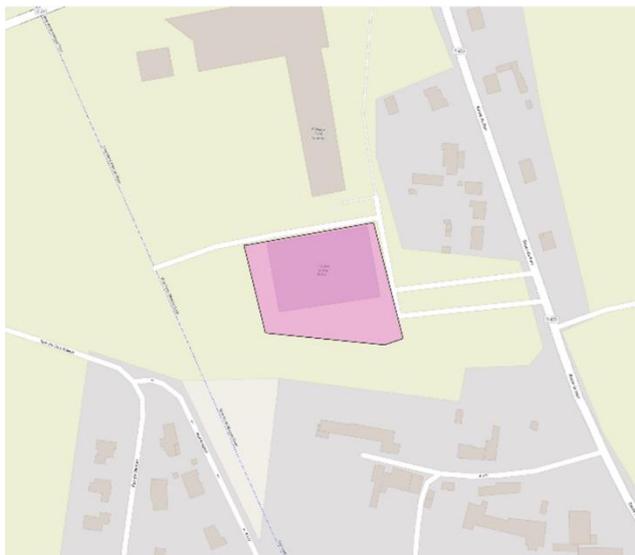
Figure 12 : Gisement en ombrières de parking sur le territoire

4.3.2.3.4 Focus sur les zones les plus intéressantes

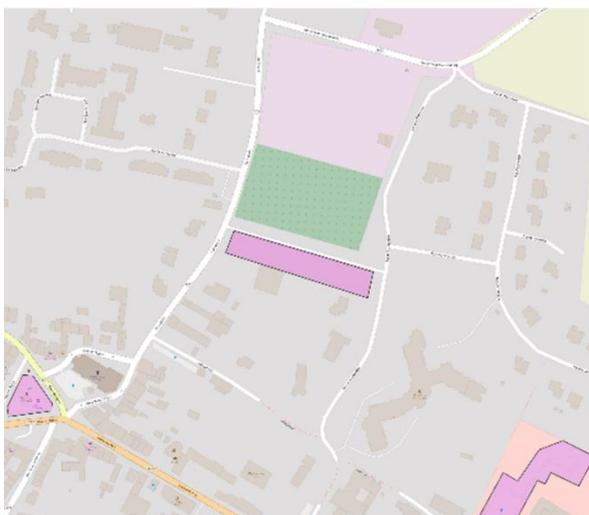
Sont illustrés ci-dessous quelques exemples d'installations potentielles identifiées dans le cadre de cette étude :



Parking de l'espace La Prairie, Les Roseaux et Les Grands Chênes	
Puissance (kWc)	300
Productible (MWh)	279
Commune	Guignen



Espace Sportif Bel Air (projet remonté par la commune)	
Puissance (kWc)	556
Productible (MWh)	534
Commune	Guipry-Messac



Parking remonté par la commune	
Puissance (kWc)	279
Productible (MWh)	268
Commune	Guipry-Messac

4.3.2.3.5 Conclusion sur le solaire photovoltaïque en ombrière

Le bilan du solaire photovoltaïque en ombrière est le suivant.

Tableau 7 : Gisements de production photovoltaïque en ombrières sur le territoire

Production actuelle (GWh)	Gisement brut (GWh)	Gisement net (GWh)
-	21,2	14,3

4.3.2.4 Potentiel de développement de parcs solaires au sol

4.3.2.4.1 Gisement brut

Pour le photovoltaïque au sol, les bases de données BASIAS, BASOL et SIS sont utilisées pour repérer uniquement les sites totalement ou partiellement en friche ou en état inconnu et sans restriction. 23 sites ont été repérés via cette analyse. Il faudra vérifier la faisabilité de ces projets au cas par cas sur les zones repérées dans l'étude.

Viennent s'ajouter à ce panel, 16 sites repérés par les communes, transmis à AEC. Il s'agit surtout de carrières en activité ou en fin d'exploitation. Les sites en exploitation sont gardés dans la base de données pour un potentiel disponible dans quelques années.

On prend, pour surface nette, un pourcentage de la surface du site déterminé manuellement via l'étude aérienne de la situation de la parcelle. On applique les mêmes ratios que pour le photovoltaïque en toiture.

Dans ces sites repérés, 5 pourraient accueillir du solaire flottant. AEC a estimé un pourcentage de recouvrement de la parcelle par les plans d'eau (dénommé par la suite coefficient de la parcelle) à la suite d'une visualisation sur Google Maps. Si le pourcentage estimé est :

- < 0,5 : on considère un parc au sol sur une emprise multipliée par 1 – coefficient de la parcelle
- > 0,5 : on considère qu'on réalise un projet solaire flottant. Dans ce cas, la puissance installée et le productible sont multipliés par le coefficient de la parcelle et par 0.5 (car l'emprise des panneaux sur les plans d'eau est considérée à 50%).

L'ensemble de ces sites constitue le gisement brut du territoire, égal à **129 GWh**.

4.3.2.4.2 Contraintes prises en compte pour le passage du gisement brut au gisement net

Nous avons déterminé des contraintes liées aux caractéristiques du territoire qui pourraient compliquer la réalisation d'un projet de photovoltaïque au sol. Ces dernières sont listées ci-après :

Contraintes patrimoniales et paysagères :

- Zone ABF
- Les sites inscrits ou classés

Contraintes environnementales et naturelles :

- Les Zones Spéciales de Conservation (ZSC)
- Les zones Natura 200 (ZPS)
- Les zones humides
- Les forêts
- Les aires de protection biotope
- Les espaces naturels sensibles

Cela permet d'obtenir le gisement net sur le territoire. Il est égal à **42 GWh**.

4.3.2.4.3 Contraintes prises en compte pour la priorisation des zones

Les contraintes prises en compte pour déterminer les projets « conditionnelles » et « contraints » sont les suivantes.

- La proximité au réseau : la distance entre les postes sources et les postes HTA/BT a été calculée. Pour les projets avec une puissance installée :
 - o > 250 kVA, il faut prévoir un raccordement au poste source (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes sources situés à moins de 100m du site.
 - o < 250 kVA, il faut prévoir un raccordement simple au poste HTA/BT si celui-ci se situe à moins de 100m (solution de référence d'ENEDIS). Nous avons regardé les postes HTA/BT situés à moins de 100m du site.
 - o Pour les cas où le site est à plus de 100m d'un poste source ou un poste HTA/BT, on inscrit 'ELOIGNE' dans la colonne concernant le raccordement au réseau. Ces projets sont alors placés en « conditionnels » ou « contraints ».
- L'orientation : Nous avons déjà pris en compte dans le calcul du productible, l'orientation du site. Cependant, nous savons que, d'un point de vue économique, les projets pour lesquels l'orientation n'est pas optimale ont une rentabilité très amoindrie et ne sont donc pas à étudier en priorité. Les projets orientés nord sont donc enlevés, l'orientation Est/Ouest place le projet en « conditionnel » ou « contraint » et l'orientation sud en « prioritaire » si le projet ne présente pas d'autres contraintes.

Contraintes environnementales :

- Les zones de protection archéologique (ZPPA)
- Les zones ZNIEFF (type 1 et 2)
- Les continuités écologiques (trame verte, bleue et sites action)

Autres contraintes :

- Parcelle à proximité d'un axe de circulation

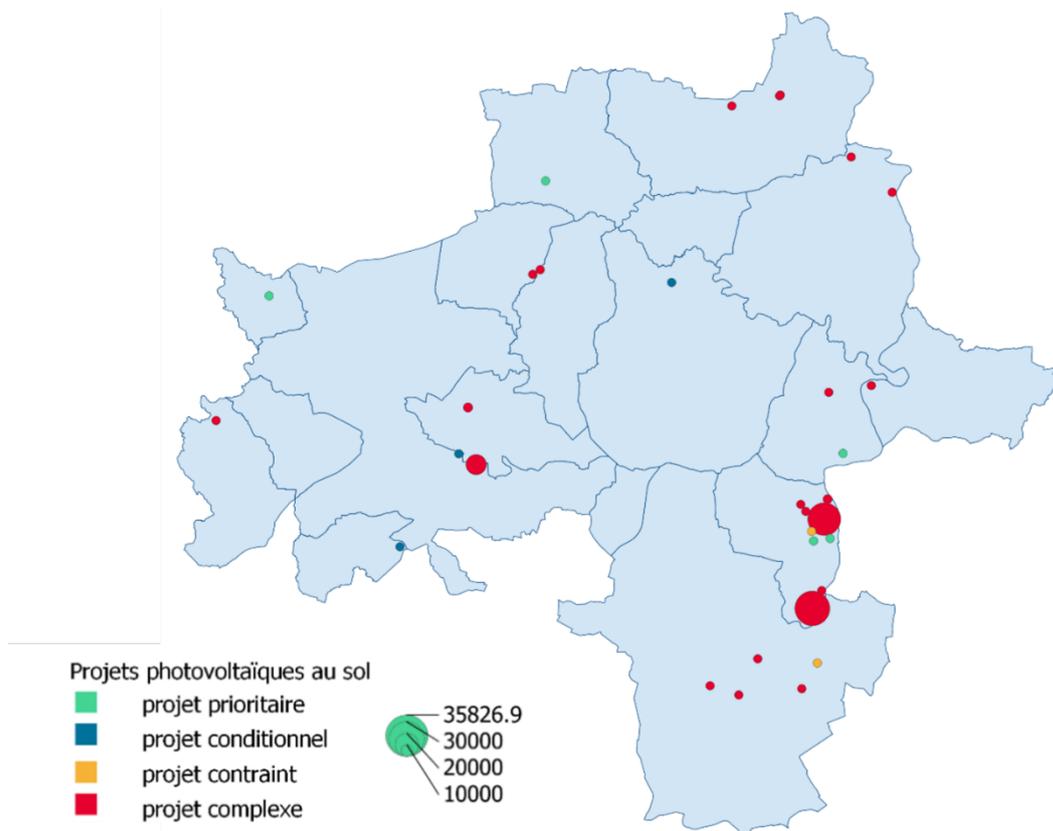


Figure 13 : Zones d'intérêt pour le développement du solaire au sol sur le territoire

4.3.2.4.4 Conclusion sur le solaire photovoltaïque au sol

Le bilan du solaire photovoltaïque au sol est le suivant.

Tableau 8 : Gisements de production photovoltaïque au sol sur le territoire

Production actuelle (GWh)	Gisement brut (GWh)	Gisement net (GWh)
5,5	129	42

4.3.2.5 Aides financières existantes et conditions d'éligibilité

4.3.2.5.1 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 obligatoire à un acheteur. 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 500 kWc : l'électricité est vendue à un tarif prédéfini ;
- Le complément de rémunération octroyé par appel d'offres pour les installations de plus de 500 kWc : le vendeur perçoit un complément correspondant à la différence entre la rémunération qu'il obtient via la vente d'électricité sur le marché de gros et un prix de référence pour la filière.

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

Tableau 9 : Mode de rémunération des installations photovoltaïques selon leur puissance. Source : DGEC ; Amorce 2017

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

Le tarif d'achat en guichet ouvert va être étendu à tous les projets de moins de 500 kWc en 2022.

Le dispositif spécifique dans le cas d'autoconsommation est décrit plus précisément dans le paragraphe sur l'autoconsommation ci-dessous.

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

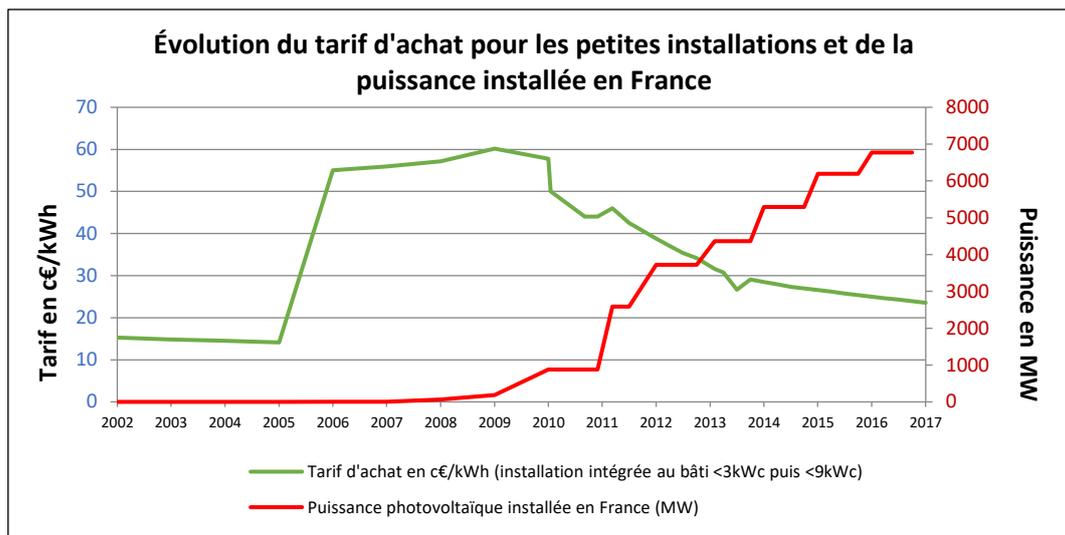


Figure 14 : Évolution du tarif d'achat (pour les installations PV intégrées au bâti de moins de 3 kWc puis 9 kWc en 2013) et de la puissance photovoltaïque installée en France. Sources : Photovoltaïque-info et Bilan électrique RTE

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

Le nouvel arrêté du 2 Septembre 2021 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations, implantées sur un bâtiment, utilisant l'énergie solaire photovoltaïque de puissance inférieure à 500 kWc. Pour les installations supérieures à 500 kWc, le producteur peut bénéficier d'un contrat de tarif d'achat et d'un contrat supplémentaire de rémunération pour les installations allant jusqu'à 8MWc sur la partie qu'il injecte dans le réseau. Il peut également se voir attribuer un contrat de complément de rémunération à l'issue de cette procédure si la puissance de son installation est comprise entre 100 kWc et 1 MWc et s'il dispose d'un taux d'autoconsommation élevé, supérieur à 50%.

De plus, pour l'ensemble des installations, les producteurs peuvent demander le bénéfice de la prime P_{tuile} visant à apporter un soutien spécifique et supplémentaire pour couvrir tout, ou partie, des surcoûts des installations.

Pour les installations de puissance inférieure ou égale à 100 kWc, les critères d'éligibilité au guichet ouvert sont identiques de ceux définis dans l'arrêté du 9 mai 2017.

Plusieurs coefficients de cet arrêté sont régulièrement mis à jour ; la dernière délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), mettant ces coefficients à jour, date du 2 septembre 2021. Ils sont présentés en annexe.

Cet arrêté tarifaire, relatif aux installations d'une puissance inférieure à 500 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 pas 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, etc.
- Le mode de rémunération de l'électricité produite : vente de la totalité ou vente du surplus (attention, l'autoconsommation sans injection ou avec injection du surplus à titre gratuit n'est pas éligible)

Zoom sur l'autoconsommation

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

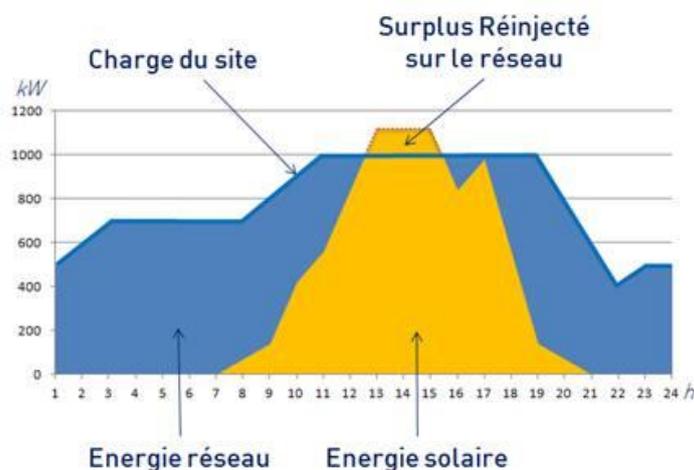


Figure 15 : Principe de l'autoconsommation photovoltaïque.

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

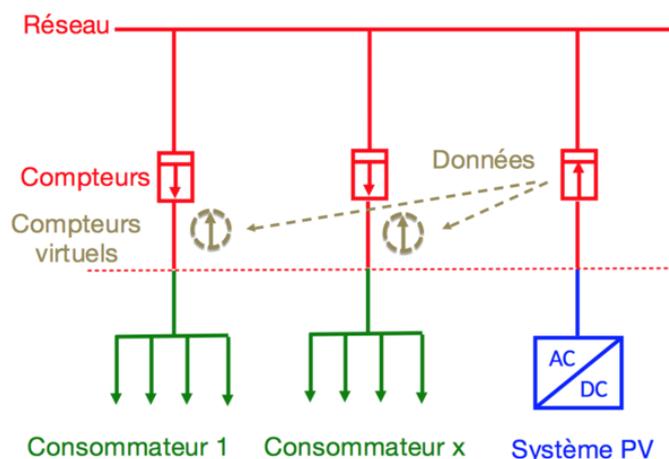


Figure 16 : Schéma du réseau électrique dans le cadre de l'autoconsommation collective

C'est un nouveau modèle économique qui se structure progressivement en France, permettant, si la production photovoltaïque est effectivement synchrone avec la consommation, de diminuer les contraintes sur le réseau électrique et de favoriser les circuits courts : « Une opération

d'autoconsommation individuelle est le fait pour un producteur (dit « autoproducteur ») de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation. La part de l'électricité produite qui est consommée l'est soit instantanément, soit après une période de stockage. » (Article L315-1 du Code de l'Énergie).

La Loi n° 2017-227³ du 24 février 2017, parue au JO n° 0048 du 25 février 2017, a ratifié l'ordonnance du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité. Cette loi permet de définir officiellement l'action d'autoconsommation et vise à favoriser son développement. Elle demande notamment à la CRE de définir un tarif d'utilisation des réseaux adapté aux installations en autoconsommation, intégrant un caractère assurantiel des réseaux pour la puissance totale en soutirage et tenant compte des renforcements réseaux évités par ce mode de production.

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

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

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

4.3.2.6 Conclusion sur le photovoltaïque

Le photovoltaïque nécessite un renforcement **du portage public** afin de concrétiser un plus grand nombre de sites de production :

- Mettre la priorité sur la mobilisation du patrimoine des collectivités : bâtiments, parkings et foncier publics, en utilisant les ressources fournies par le CEP ;
- Accentuer la sensibilisation et la montée en compétence des élus pour qu'ils deviennent moteur ;
- Coordonner la réalisation des plus grands sites potentiels ; concrétiser des projets vitrine notamment sur les filières peu matures tels que les ombrières de parking, l'autoconsommation individuelle et collective ;
 - Concrétiser les installations étudiées dans l'étude de planification énergétiques avec des puissances installables supérieures à 100 kWc ;
 - Soutenir les initiatives locales et citoyennes ;
- Créer un contexte privé qui porte le développement de la filière PV dans le résidentiel ;
- Proposer des montages financiers incluant collectivités et citoyens ; travailler sur les différentes formes de projets citoyens

³ <http://www.senat.fr/dossier-legislatif/pjl16-269.html> Loi du 24 février 2017 ratifiant notamment l'ordonnance relative à l'autoconsommation

4.3.3 Réseau d'électricité

Infrastructure clé de la transition énergétique, le réseau électrique est appelé à être profondément modifié. Le réseau électrique français a été conçu et construit pour transporter l'énergie sur de longues distances, depuis de grandes centrales de production vers les centres de consommation. La multiplication des moyens de productions décentralisés, les nouveaux usages de l'électricité et le développement des nouvelles technologies changent ce paradigme. La construction d'un schéma directeur des énergies ne saurait donc se passer d'une étude attentive de l'état des lieux du réseau électrique et des opportunités et contraintes qu'il présente.

4.3.3.1 Fonctionnement et gestion du réseau électrique

Le réseau électrique français peut schématiquement être découpé en deux parties :

- Le réseau de **transport** (et de répartition) assure le transport de l'électricité sur de grandes distances depuis les moyens de production électrique jusqu'aux abords des centres de consommation. Ce réseau fonctionne à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Le Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport. Le poste source est l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution.
- Le réseau de **distribution** assure l'acheminement de l'électricité sur les derniers kilomètres. Le réseau de distribution est la propriété des collectivités locales qui peuvent concéder sa gestion à un concessionnaire (délégation de service public) ou en assurer la gestion via une régie.

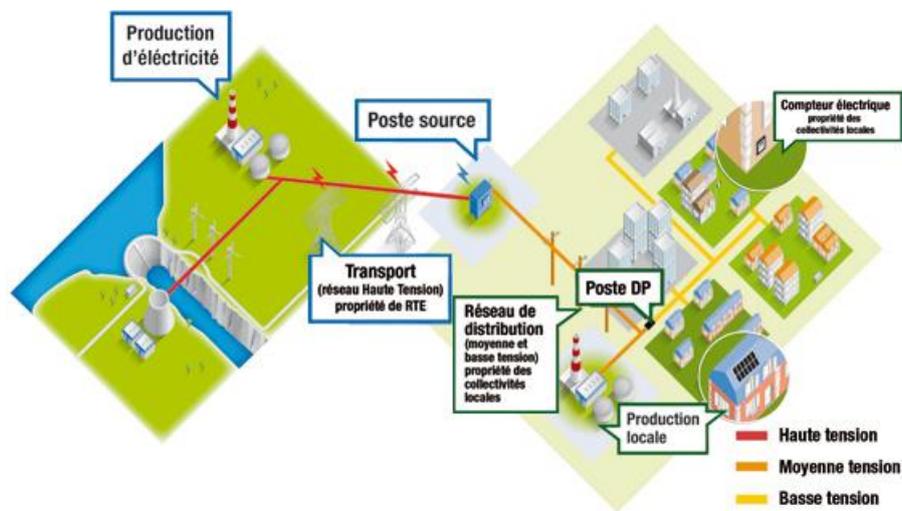


Figure 17 : Schéma de principe du réseau électrique - Source SIPPEREC

À l'échelle du territoire, il est pertinent de s'intéresser aux réseaux haute tension A (HTA, entre 15 kV et 21 kV) et aux réseaux basse tension (BT, à 220/400V).

4.3.3.2 Alimentation électrique du territoire

Trois postes sources sont situés sur ou proche du territoire, ceux de Messac, Bruz et Guer. Des postes sources plus éloignés du territoire peuvent également l'alimenter dont Plelan et Morihan.

Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) est établi par le gestionnaire du réseau de transport électrique (RTE), en lien avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité au niveau régional. Il indique, pour chaque poste source, la capacité réservée à la production d'électricité renouvelable. Ce schéma est établi en lien avec le SRADDET de la

région, il est validé par un certain nombre d'autorités dont les syndicats d'énergie puis adopté par le préfet de région.

Le [projet de Schéma](#) a été déposé en mars 2021. Les données de disponibilité de chacun des postes sources sont disponibles en ligne sur le site [caparéseau](#). En cas d'étude, au niveau du projet, il conviendra de sonder le transporteur RTE pour qu'il valide le niveau exact de ces disponibilités.

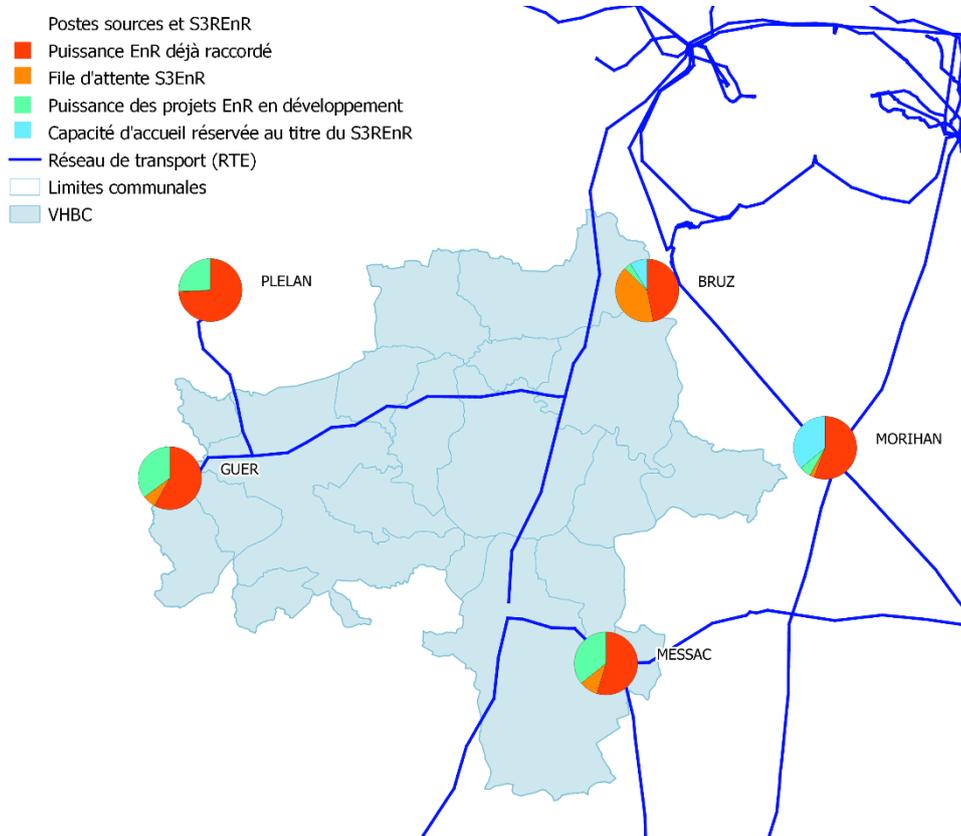


Figure 18 : Capacité des postes sources réservées pour les énergies renouvelables, selon le site caparéseau, juin 2021

À noter : Le mode d'élaboration du S3REnR appelle à la prudence quant à sa lecture. Les puissances présentées par poste source correspondent à un processus d'affectation de gisement d'énergie renouvelable identifié au poste source le plus proche. Ainsi, il est possible que des postes sources présentent des capacités disponibles pour le raccordement d'EnR faibles alors que la configuration technique permet a priori le raccordement de puissances importantes. Les gestionnaires de réseau doivent donc être interrogés systématiquement pour vérifier les capacités réservées.

4.3.3.3 Capacités du réseau de distribution d'électricité

Pour des projets d'électricité renouvelable d'envergure moyenne (par exemple du photovoltaïque en toiture de supermarché ou de gymnase), pour des puissances inférieures à 250 kVA, la solution la moins coûteuse est, en général, la création d'un départ BT direct pour se raccorder au poste HTA/BT le plus proche.

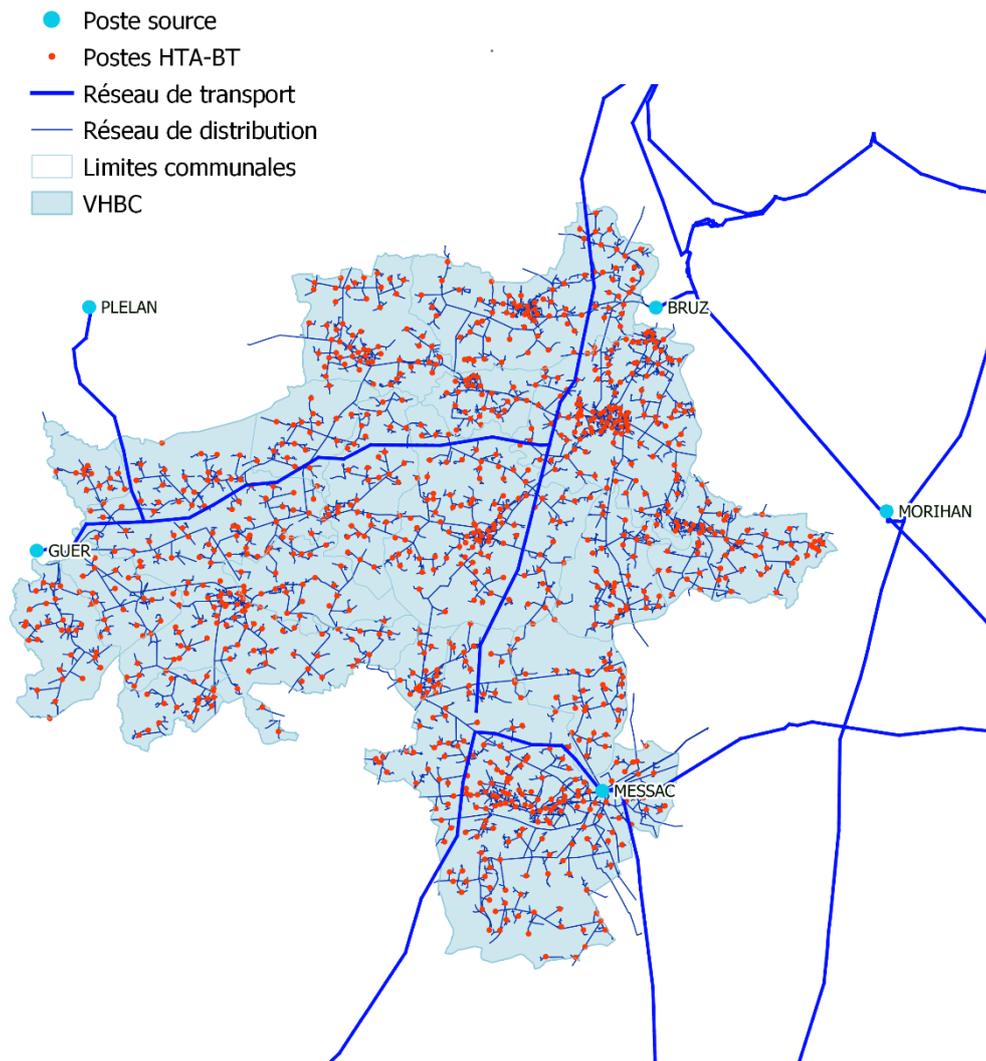


Figure 19 : Réseau de distribution d'électricité sur VHB (source : ENEDIS)

La puissance injectable par création d'un départ direct depuis le poste de transformation HTA/BT dépend :

- De la puissance du transformateur ;
- Du niveau de consommation sur le poste de transformation ;
- De la distance au poste de transformation ;
- Du nombre d'emplacements disponibles sur le poste pour brancher des départs ;
- Des contraintes en tension (l'injection de puissance sur le réseau ne doit pas provoquer une surélévation de tension supérieure à un seuil fixé) ;
- Des producteurs déjà raccordés au poste. La puissance déjà raccordée ou en file d'attente sur un poste de transformation n'est pas communiquée par le gestionnaire de réseau, et n'a donc pas pu être intégrée à cette étude.

En tenant compte de ces différents facteurs, il est possible de déterminer quelle puissance il est possible d'injecter sur le réseau BT via un nouveau départ dédié et en respectant les contraintes susmentionnées.

4.3.4 Bilan électricité renouvelable

Le tableau ci-dessous synthétise les gisements de production d'électricité renouvelable présents sur le territoire :

Tableau 10 : Bilan électricité renouvelable sur le territoire de VHBC

Filière	Productions actuelles (GWh)	Gisement BRUT (GWh)	Gisement NET (GWh)	Gisement MOBILISABLE (GWh)
Electricité				
Grand éolien	15	164	116	17
PV grande toiture	3,6	66	64	6
PV toiture publique		10,6	6,5	2
Ombrières de parking		21	14	9
PV au sol	5,5	129	42	8
TOTAL	24,1	390,6	242,5	42

Ces chiffres montrent qu'il y a un potentiel réel sur ces filières, le gisement mobilisable s'élève à **42 GWh** en électricité renouvelable. Ce chiffre indique qu'il est possible de mobiliser des projets prioritaires rapidement sur le territoire.

De plus, la filière éolienne constitue 45 % du gisement brut par rapport aux filières PV. Nous notons également que la filière éolienne et les centrales solaires au sol sont les filières plus contraintes : plus de 50GWh de différence entre le gisement brut et le gisement net.

4.4 Chaleur renouvelable

4.4.1 Bois énergie

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

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

4.4.1.1 Ressources bois pour l'énergie

Cette filière est déjà exploitée sur VHBC avec un grand nombre de maisons individuelles équipées de chaudières biomasse. Néanmoins, il n'est pas possible d'indiquer exactement comment sont approvisionnés les différents types d'installations alimentées en bois-énergie sur le territoire puisque les flux commerciaux ou non-commerciaux de bois ne sont pas connus avec certitude. Cependant, les retours ayant été obtenus tous au long de l'étude permettent de supposer que le bois consommé sur le territoire est en grande partie local à l'échelle du département ou des départements voisins.

À l'échelle du territoire, la surface forestière est de 6859 ha avec 63% de feuillus et 37 % de résineux. Cette forêt est majoritairement privée et morcelée. Il est très probable que seule une faible partie de la production annuelle soit récoltée notamment du fait de la dispersion des propriétaires sur de petites propriétés. Il existe donc de réelles marges de manœuvre pour extraire de plus grandes quantités de bois pour l'énergie.

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

Pour la période 2021 à 2030, les résultats sont :

- Production de BIBE (Bois d'industrie – bois énergie) : 26,9 à 29,8 GWh/an
- Production de connexes de scieries du BO (bois d'œuvre) : 16,9 à 18,4 GWh/an
- Production de MB (menus bois) : de 6,1 à 6,7 GWh/an

Ce qui donne un **gisement brut situé entre 49,9 et 55 GWh/an**.

A ce gisement, il faut ajouter le gisement du bocage, la longueur du bocage sur VHBC est calculée à 2436,1 km. Pour calculer ce gisement, AEC émet plusieurs hypothèses :

- Sur la densité linéique du bocage (considérée à environ 48 Ml/ha d'après le rapport d'étude de l'OEB sur [l'évaluation de la biomasse bocagère en Bretagne](#)),
- La productivité du bois sec comme étant à 5,8 m³ de bois plein/km/an (n'ayant pas le détail des typologies de haies une valeur moyenne a été considérée),

- Un taux de passage de 56% est considéré pour le passage du linéaire bocager maximal au linéaire bocager mobilisable (taux de récolte estimé selon le ratio récolte maximale et accroissement biologique d'après les gisements identifiés par l'OEB).

Ainsi nous obtenons le gisement bocager suivant :

Linéaire bocager maximal (km)	Volumes de bois potentiels (m ³ bois plein /an)	Volumes de bois potentiels (tep /an)	VOLUME de bois maximal (GWh /an)
2436,1	14129,46	3052,0	35,5
Linéaire bocager mobilisable (km)	Volumes de bois récoltables potentiels (m ³ bois plein /an)	Volumes de bois récoltables potentiels (tep /an)	VOLUMES de bois récoltables potentiels (GWh /an)
1364,2	7912,50	1709,1	19,9

Le gisement brut étant de 35,5 GWh/an et le gisement net de 19,9 GWh/an.

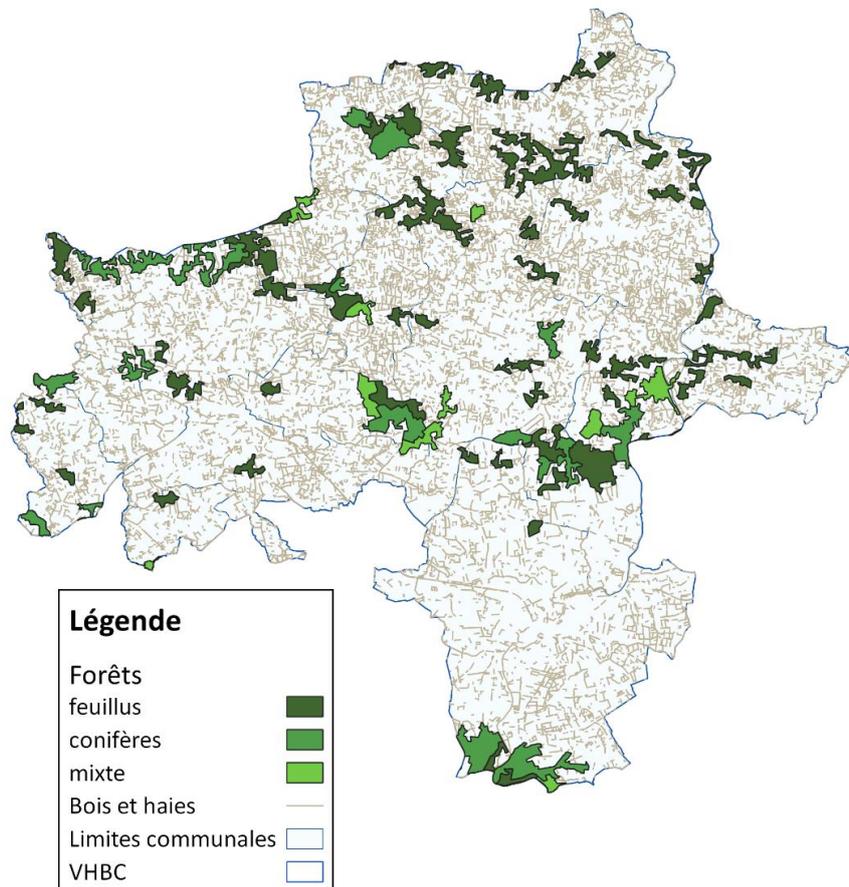


Figure 20 : Carte des forêts du territoire

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

La valeur du gisement brut est inférieure à la production sur le territoire. Cela ne veut pas dire qu'il faut arrêter de développer des chaufferies bois-énergie. Il faut prendre en compte la baisse des consommations par logement, un gain d'efficacité grâce au changement de chaudière et une relocalisation de la ressource en bois.

Tableau 11 : Gisement de production de bois-énergie sur le territoire

	Production actuelle	Gisement brut (GWh/an)	Gisement net (GWh/an)
Forêt	90,5	55	55
Bocage		35	19
TOTAL		90,4	74

4.4.1.2 Stockage et distribution

Sur le territoire, il n'existe pas de plateformes bois-énergie. Cependant, il y a des stockages ponctuels chez les agriculteurs partenaires du Collectif Bois Bocage 35 à titre gracieux.

Créer une plateforme bois-énergie, éventuellement en partenariat avec d'autres EPCI pourrait être une solution à développer.

4.4.1.3 Consommateurs potentiels

Nous n'avons pas pu faire de repérages précis des potentiels projets de chaudière bois. En effet, il est théoriquement possible de passer tous les systèmes de chauffage au bois-énergie. Cependant, sans données précises sur la consommation de chaleur et le système de chaleur, nous n'avons pas pu aller plus loin que ce constat.

En revanche, pour les chaufferies dont nous avons les informations, nous avons étudié le changement d'une chaudière gaz ou propane par une chaudière biomasse. Voici les résultats pour un bâtiments de VHBC dont nous avons les données de consommation :

Tableau12 : Informations sur le changement d'une chaudière gaz en chaudière biomasse

Espace Galatée	
Commune	Guichen
Mode de chauffage actuel	Gaz
Consommation	363 MWh
ECS	Deux ballons électriques de 200L



Puissance chaudière gaz	300 KW
Coût d'investissement chaudière biomasse	332 000 €
Coût d'exploitation de la chaudière biomasse	6 353 € / an
Tonnes de plaquettes consommées	100 tonnes
Coût combustible (selon <u>enquête de l'ADEME</u> sur les prix des combustibles bois, 2019)	6400 € / an
Volume du silo pour une autonomie de 16 jours en hiver et 35 jours en mi-saison	80 m ³

Sur le foncier public, le travail d'un Conseiller en Energie Partagée (CEP) peut être un levier crucial pour remonter les changements de système de chauffage les plus pertinents. Le service CEP de l'ALEC réalise des études d'opportunité pour la mise en place de réseaux de chaleur.

4.4.1.4 Subventions

L'ADEME attribue des aides Fonds Chaleur pour accompagner la conception et le suivi de projets : études, assistance à maîtrise d'ouvrage, animation, formation, communication, évaluation... Également des aides à l'investissement pour permettre aux projets d'être économiquement équilibré et proposer un prix compétitif de la chaleur aux usagers.

L'ADEME propose des aides pour la construction de plateformes bois-énergie, hangars, équipements assurant la production d'un combustible de qualité et équipements assurant le séchage du bois bûche. Le pourcentage maximum de ces aides est de 30%. De même, un financement pour les projets du secteur collectif ayant une production minimum de 1200 MWh/an d'énergie biomasse en sortie de chaudière et du secteur entreprise ayant une production de 1200 à 12 000 MWh/an.

Les aides de l'ADEME sont cumulables avec les aides proposées par la région, le département et l'Union Européenne. Par exemple, sur l'implantation d'une chaufferie biomasse dans le centre aquatique Aquabresse (71), l'ADEME a financé 30% du projet, la région 10% et le département 10% avec un coût global du projet de 467 k€.

4.4.1.5 Recommandations générales sur la filière bois-énergie

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

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

4.4.2 Potentiels de développement des réseaux de chaleur

Cette partie s'attache à déterminer les potentiels de distribution locale de chaleur. En effet, la chaleur peut être consommée sur place dans des installations individuelles – chaudières bois-énergie ou sondes géothermiques entre autres. Elle peut aussi être distribuée à plusieurs consommateurs via un réseau

de chaleur. Cette solution est bien adaptée dans les territoires urbains denses avec de gros consommateurs. Ou bien, la distribution peut s'effectuer via un réseau technique, qui peut s'envisager dans les territoires urbains et ruraux : par exemple une chaufferie alimentant plusieurs bâtiments communaux.

À l'échelle du territoire, l'Observatoire des réseaux de chaleur⁴ (la plateforme de référence sur les réseaux de chaleur) a cartographié les zones de voirie pour lesquelles la consommation de chaleur serait supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire (seuil de rentabilité d'un réseau de chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre linéaire (rentabilité importante).

Nous avons utilisé les données de consommation modélisées par l'Observatoire des réseaux de chaleur et de froid qui donnent une approximation des consommations de chaleur du territoire de VHBC.

4.4.2.1 Réseau de chaleur par création d'une chaufferie

La faisabilité de réseaux de chaleur via l'installation d'une chaufferie (notamment bois énergie) a été étudiée. Cette technique a le mérite de valoriser aussi une filière renouvelable, produite localement et peu émettrice en GES. On peut ajouter à cela qu'elle permet aussi de créer des réseaux de chaleur (RC) plus facilement sur l'ensemble du territoire et donc de se soustraire aux contraintes liées à la chaleur fatale.

Dans la méthodologie employée, nous cherchons à optimiser la variable densité thermique linéaire (chaleur distribuée divisée par la longueur du réseau), appelée par la suite DTL en commençant notre RC par un point source. En effet, il faut, au préalable, choisir l'endroit d'implantation de la source de chaleur de notre RC (point de départ du RC).

Nous cherchons le meilleur point de consommation à ajouter à notre RC pour optimiser la DTL. Une fois ce point trouvé, nous réitérons le processus jusqu'à atteindre une chaleur desservie égale ou en tout cas proche du gisement.

Une fois notre RC construit, nous calculons la DTL et vérifions qu'elle est bien $> 1,5$ MWh/ml qui est la limite basse pour pouvoir construire un RC énergétiquement intéressant.

Grâce à une méthodologie développée en interne, nous avons pu déterminer plusieurs zones du territoire qui avaient un potentiel pour la création de réseaux de chaleur.

Il nous suffit ensuite de réutiliser la méthodologie pour la création d'un réseau de chaleur sur les différentes zones repérées.

⁴ <https://www.observatoire-des-reseaux.fr/>

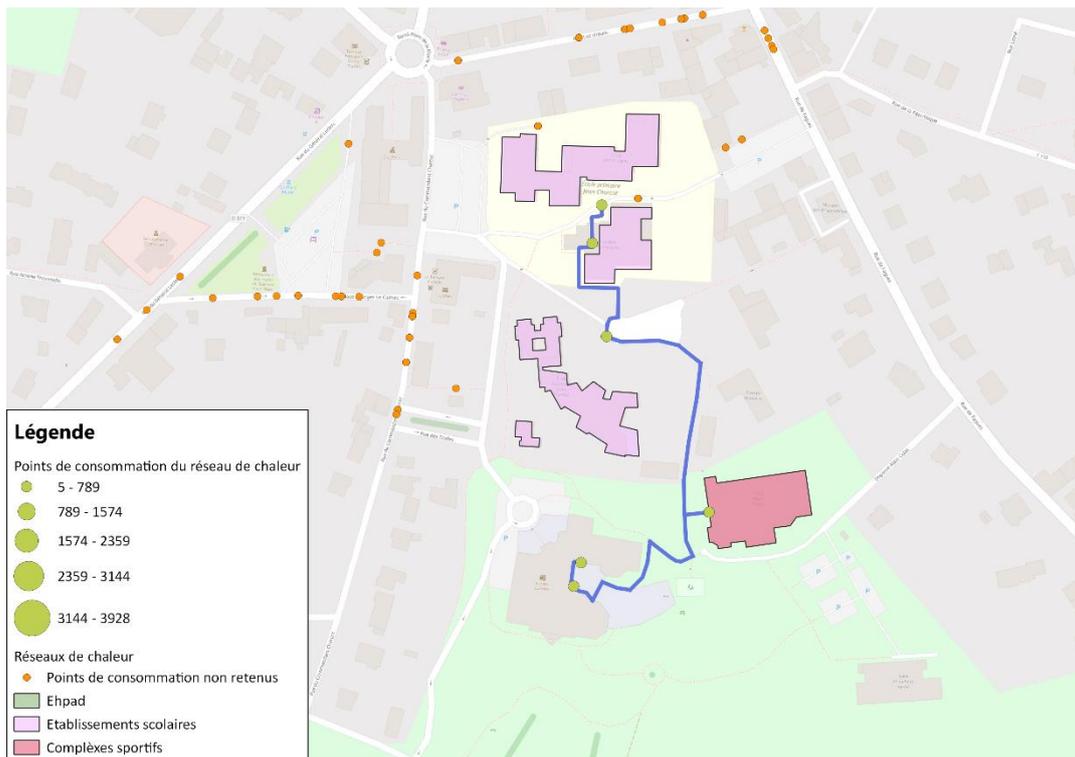


Figure 21 : Exemple de réseau de chaleur à partir de la création d'une chaufferie

Longueur du réseau : 362m

Chaleur desservie : 2 GWhs

DTL : 4,8 MWh/ml

AEC a repéré 11 sites potentiels, ce qui représenteraient une consommation thermique de **30 GWhs**. Nous pouvons considérer que cette valeur est le gisement brut de développement des réseaux de chaleur sur le territoire.

4.4.2.2 Détails technico-économiques

Les hypothèses technico-économiques suivantes ont été utilisées pour estimer le dimensionnement des productions de chaleur sur les réseaux modélisés, ainsi que les investissements associés. Les sources de données sont les suivantes : [étude sur le coût de EnR de l'ADEME](#), [étude du ministère de l'écologie sur les réseaux de chaleur datant de 2017](#) et des éléments économiques moyennés, provenant des lancements de DSP de réseaux de chaleur qu'AEC accompagne sur plusieurs territoires français.

- **Dimensionnement des installations de production**

On considère un mix bois énergie (à 80%) et appoint gaz (20%) principalement utilisé pour passer la pointe en hiver. Cette dernière est évaluée sur la base d'un facteur de charge de 18% de l'appel de chaleur (soit 1 600 h). Par retour d'expérience, on prendra une chaudière gaz et une chaufferie biomasse de même puissance (égale à 50% de la pointe donc).

- **Hypothèses économiques**

On considère pour la chaudière bois un investissement de 700€/kW et 47€/kW pour l'appoint gaz.

Pour le réseau, on prend 494 €/m², moyenne du prix au linéaire de réseau correspondant à un réseau de chaleur en zone peu dense.

4.4.3 Solaire thermique

Les installations solaires thermiques ont pour but de produire l'eau chaude sanitaire (ECS), 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, dont certains pouvant être financés dans le cadre du fonds chaleur de l'ADEME.

4.4.3.1 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 utilisent des tubes sous vide pour récupérer la chaleur provenant du soleil. Cette technologie est plus coûteuse mais présente des rendements plus élevés.



Figure 22 : Capteur plan vitré

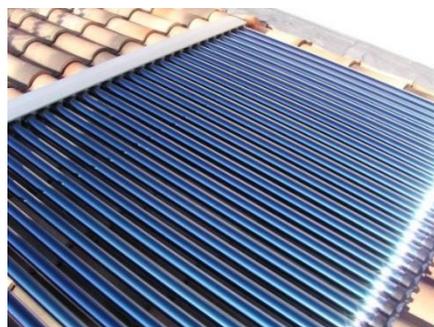


Figure 23 : Capteur tubulaire

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 être situé dans le bâtiment pour des raisons architecturales.

4.4.3.2 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 contrairement au 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 de forts besoins d'ECS de façon constante sur l'année :

- EHPAD
- Campings
- Vestiaires d'équipements sportifs (avec des besoins également en été) et piscines
- Cantines (avec des besoins également en été)
- ICPE (Industries Agroalimentaires notamment)

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.

4.4.3.3 Potentiel de développement sur le territoire

Nous avons étudié le potentiel de développement de la filière solaire thermique sur le territoire en fonction du type de bâtiment. Le gisement net regroupe les bâtiments identifiés pour le gisement brut en soustrayant tous ceux qui se situent proche d'un monument historique ou d'un site classé/inscrit.

4.4.3.3.1 Etablissements de loisirs et établissements de santé

Voici une carte localisant les sites potentiels pour le solaire thermique dans le secteur de la santé (EHPAD) et le secteur des loisirs/sports (campings, complexes sportifs et piscines). Nous ne prendrons pas en compte les établissements scolaires puisque la production maximale, en été, ne correspond pas à la consommation maximale du bâtiment. La consommation ne semble pas assez importante le reste de l'année et il est difficile d'éteindre les panneaux solaires en été. Cependant, nous prenons en comptes les restaurants scolaires.

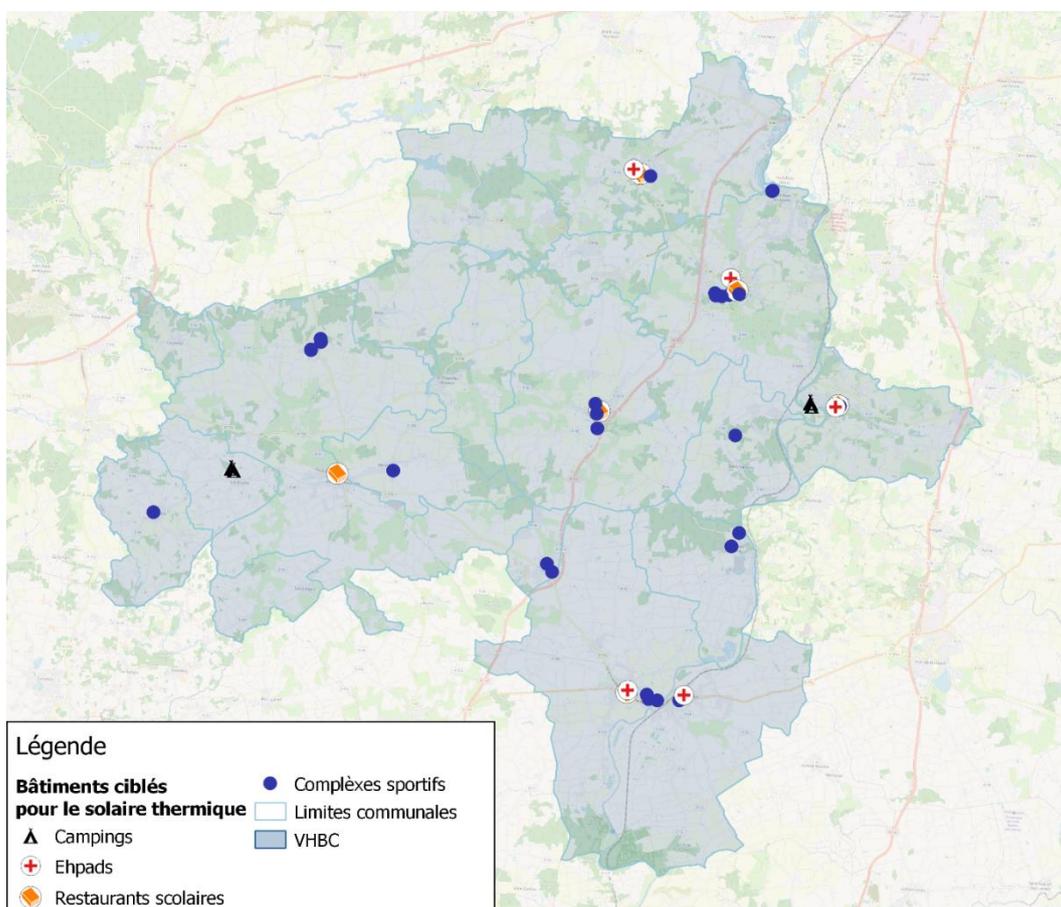


Figure 24 : Bâtiments collectifs ciblés pour le solaire thermique sur VHBC

Nous avons recensé 2 campings (Eco-camping des Buis et camping des deux moulins) et une piscine municipale à Guipry-Messac. Les campings repérés n'ont pas de piscine. Ces types de bâtiments possèdent un potentiel car ils sont grands consommateurs d'ECS. Cependant, la consommation n'est pas uniforme toute l'année. Cela pourra diminuer l'efficacité et la rentabilité des panneaux thermiques dans ces installations. Le même cas est observé pour les panneaux solaires thermiques.

En ce qui concerne les bâtiments de santé, la consommation d'eau chaude sanitaire est également importante puisque l'hygiène y est primordiale. Nous avons estimé la consommation d'ECS à partir du ratio 5860 kWh/lit/an pour un EHPAD.

Voici une liste des EHPADS identifiés :

Tableau 13 : EPHAD identifiés sur le territoire pouvant développer du solaire thermique

Nom	Commune	Capacité	Surface (m2)	Consommation estimée MWh	Puissance installée KW	Productible en MWh
Résidence Le Tréhélu	Guichen	100	1993	586000	478	105546
MARPA La Charmille	Guipry Messac	20	1160	117200	278	61448
EHPAD Les Jardins du Perray	Goven	45	2578	263700	619	136540
Résidence La Crépinnière	Guipry Messac	50	2292	293000	550	121372
Résidence les Rondines	Bourg des comptes	50	1453	293000	349	76965

4.4.3.3.2 ICPE (Installations classées pour la protection de l'environnement)

Des applications au sein des ICPE sont également possibles, comme les bâtiments d'élevage (bovins, buffles, ovins et caprins) et les industries agroalimentaires.

L'élevage laitier par exemple consomme beaucoup d'ECS pour le lavage des machines de traite (7 à 11L par poste de traite à chaque traite) pour l'hygiène (1L par vache laitière) et enfin pour le lavage du tank à lait (1,5L pour 100L de capacité de tank à lait). 50 à 65% des besoins d'ECS peuvent être atteints grâce au solaire thermique. Peut s'ajouter les techniques de récupération de chaleur (du lait et du tank à lait). Le pré-refroidisseur de lait permet d'économiser 40 à 50% d'économie sur la consommation du tank tandis que le récupérateur de chaleur sur le tank à lait permet d'économiser 70 à 80% d'énergie de chauffage de l'eau⁵.

⁵ Données ADEME

La localisation de ces ICPE est présentée dans la figure ci-dessous.

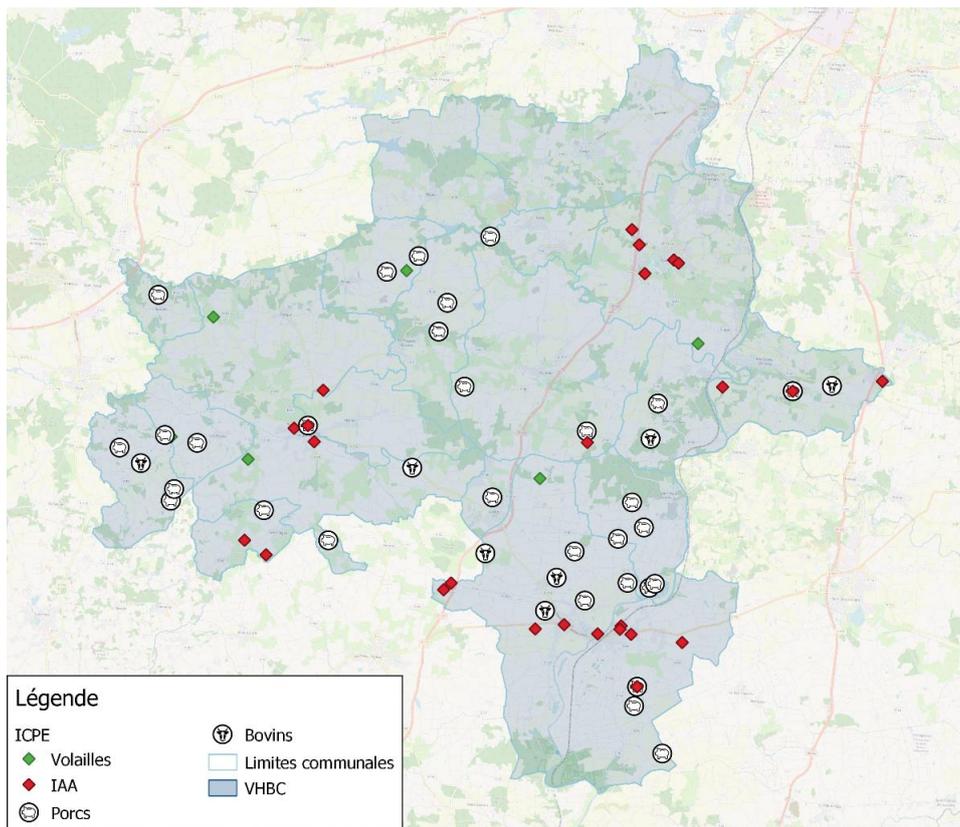


Figure 25 : Bâtiments intéressants pour le solaire thermique sur VHBC

4.4.3.3 Contraintes prises en compte pour le passage de gisement brut en gisement net

Nous avons déterminé des contraintes liées aux caractéristiques du territoire qui pourraient compliquer la réalisation d'un projet de solaire thermique. Ces dernières sont listées ci-après :

Contraintes patrimoniales et paysagères :

- Zone ABF
- Les sites inscrits ou classés

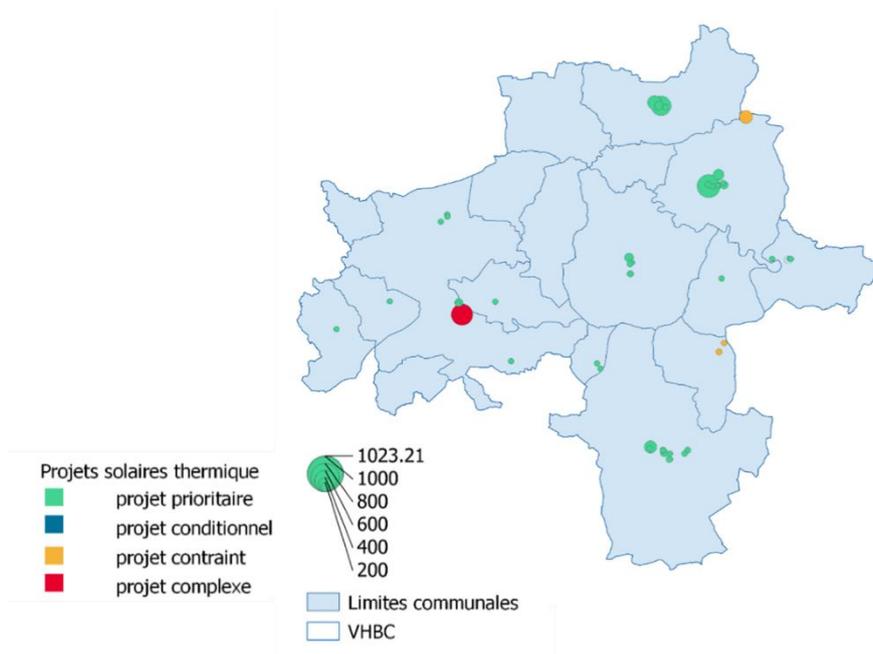


Figure 26 : Sites repérés présentant un potentiel pour le solaire thermique

Pour cette filière, nous obtenons un gisement brut de **6,8 GWh**, un gisement net de **4,9 GWh** et un gisement mobilisable de **4,9 GWh**.

4.4.4 Bilan de chaleur renouvelable

Le tableau ci-dessous synthétise les gisements de production de chaleur renouvelable présents sur le territoire :

Bilan chaleur renouvelable				
Filière	Productions actuelles (GWh)	Gisement brut (GWh)	Gisement net (GWh)	Gisement mobilisable (GWh)
Solaire thermique	0,1	7	5	5
Réseau de chaleur	0,6	30	30	30
Bois-énergie	90,6	91	74	-
TOTAL	91,3	128	109	35

Ces chiffres montrent qu'il y a un réel potentiel à exploiter sur ces deux filières de chaleur renouvelable. La filière bois-énergie présente un gisement important, néanmoins, il faut structurer la filière d'approvisionnement pour pouvoir augmenter la part de production sur le territoire. Actuellement, dans le territoire, il n'y a qu'un seul réseau de chaleur. Ces derniers présentent des avantages évidents pour la production de chaleur dans les centres bourgs des communes. La prochaine phase de l'étude pourra permettre d'approfondir le développement de ces installations.

Le solaire thermique n'est pas une filière à négliger, cette filière permettrait de produire 5 GWh supplémentaires.

4.5 Gaz renouvelable

La production de gaz renouvelable est étudiée principalement au travers du procédé de la **méthanisation**.

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

Les unités de méthanisation ont trois débouchés principaux :

- **La production d'électricité** : le gaz est utilisé comme combustible d'un moteur électrique. Cette solution, au rendement faible, est utilisée lorsque l'unité de méthanisation ne peut pas injecter dans le réseau de gaz et qu'il n'y a pas de débouchés de chaleur à proximité. Aujourd'hui, de telles installations sans production de chaleur ne profitent pas des aides à l'investissement de l'ADEME. En effet, l'efficacité énergétique est moindre en comparaison avec les autres modes de valorisation. Les turbines à gaz ont des rendements de l'ordre de 30% uniquement.
- **La cogénération** : ce procédé consiste à produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Cela suppose un débouché de chaleur stable, mais permet d'augmenter significativement le rendement de l'installation.
- **L'injection dans le réseau de gaz** : c'est la voie privilégiée à l'heure actuelle, mais elle nécessite de pouvoir accéder au réseau de gaz. Malgré la faible couverture du territoire par le réseau de gaz, ce sera le débouché préférentiel dans le cadre de cette étude.

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

4.5.1 Les gisements de matières méthanisables sur le territoire

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

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

Tableau 14 : Distance de collecte de substrats méthanisables.
Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015

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

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

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

4.5.1.1 Méthanisation agricole

4.5.1.1.1 Lisiers et fumiers de l'élevage

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

L'évaluation des cheptels sur le territoire de VHBC 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 2010⁶, qui indique à la maille communale et surtout à la maille cantonale (cantons de 2011) le nombre d'exploitations et de têtes de bétail. Les données communales comprennent de nombreuses données commercialement sensibles non communiquées car concernant un trop petit nombre d'exploitations agricoles (on parlera de « secret statistique ») ; en conséquence, l'utilisation des données à la maille cantonale permet de lever le secret statistique qui peut se produire à l'échelle communale.
- Les *Statistiques Agricoles Annuelles* : Ces chiffres, donnés à la maille départementale uniquement, permettent d'évaluer l'évolution des cheptels sur la période.

Les limites des cantons de 2011 ne coïncident pas exactement avec les limites d'EPCI, c'est pourquoi, sont pris en compte les principaux cantons qui recouvrent le territoire de VHBC. Les cantons que nous

⁶ Ce recensement a été mis à jour par le ministère de l'agriculture en décembre 2021, après la réalisation de notre étude.

retenons sont les cantons 3521 (Maure-de-Bretagne), 3525 (Pipriac), 3516 (Guichen), 3503 (Bain-de-Bretagne).

Cela conduit aux cheptels approximatifs suivants :

Tableau 15: Effectifs d'animaux sur le territoire de VHBC (RGA 2010)

Type d'animaux	Cheptel (en nombre de têtes)
Total Bovins	28729
Total Ovins	799
Total Chèvres	60
Total Porcins	55 413
Total Volailles	889 455

Les ratios utilisés pour calculer les quantités de fumiers et de lisiers engendrées par ces cheptels sont issus de l'étude de référence d'avril 2013 de l'ADEME [Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation](#), réalisée par le bureau d'études SOLAGRO. Les ratios prennent en compte les itinéraires techniques agricoles utilisés, avec notamment le temps de stabulation réel (temps passé à l'étable). Des ratios de mobilisation sont également fournis, permettant de quantifier le potentiel de développement à l'horizon 2030.

Tableau 16 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage

Gisement brut (en GWh/an)	Gisement mobilisable (en GWh/an)
91,7	32,5

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

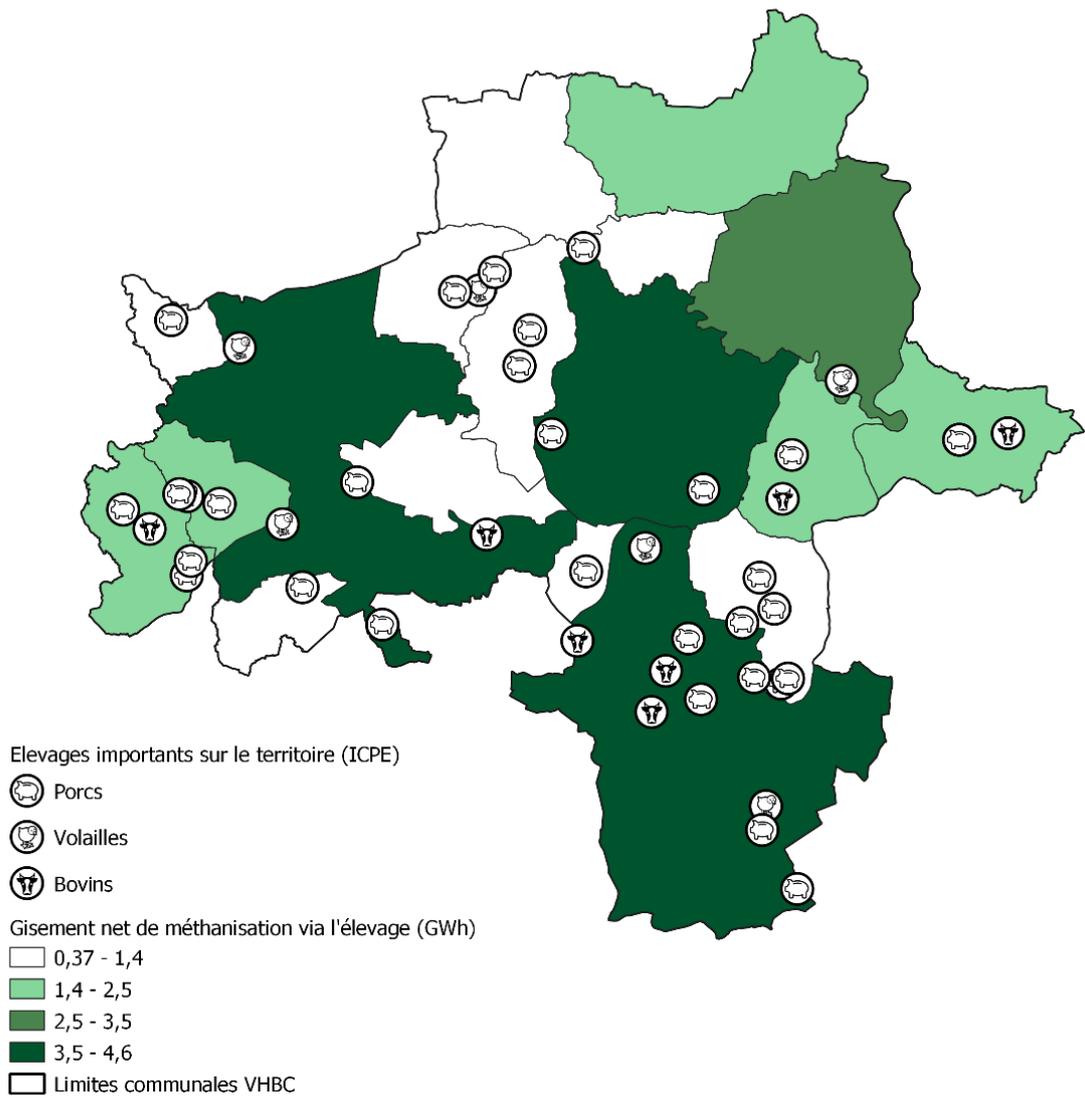


Figure 27 : Principaux élevages ICPE sur le territoire de VHBC (Source : répertoire des ICPE)

4.5.1.1.2 Coproduits de l'agriculture

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

Les ressources végétales considérées sont :

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

Pour évaluer les surfaces agricoles sur le territoire de l'intercommunalité, le RPG 2020 – Répertoire Parcellaire Graphique – est utilisé, donnant les cultures principales de toutes les parcelles.

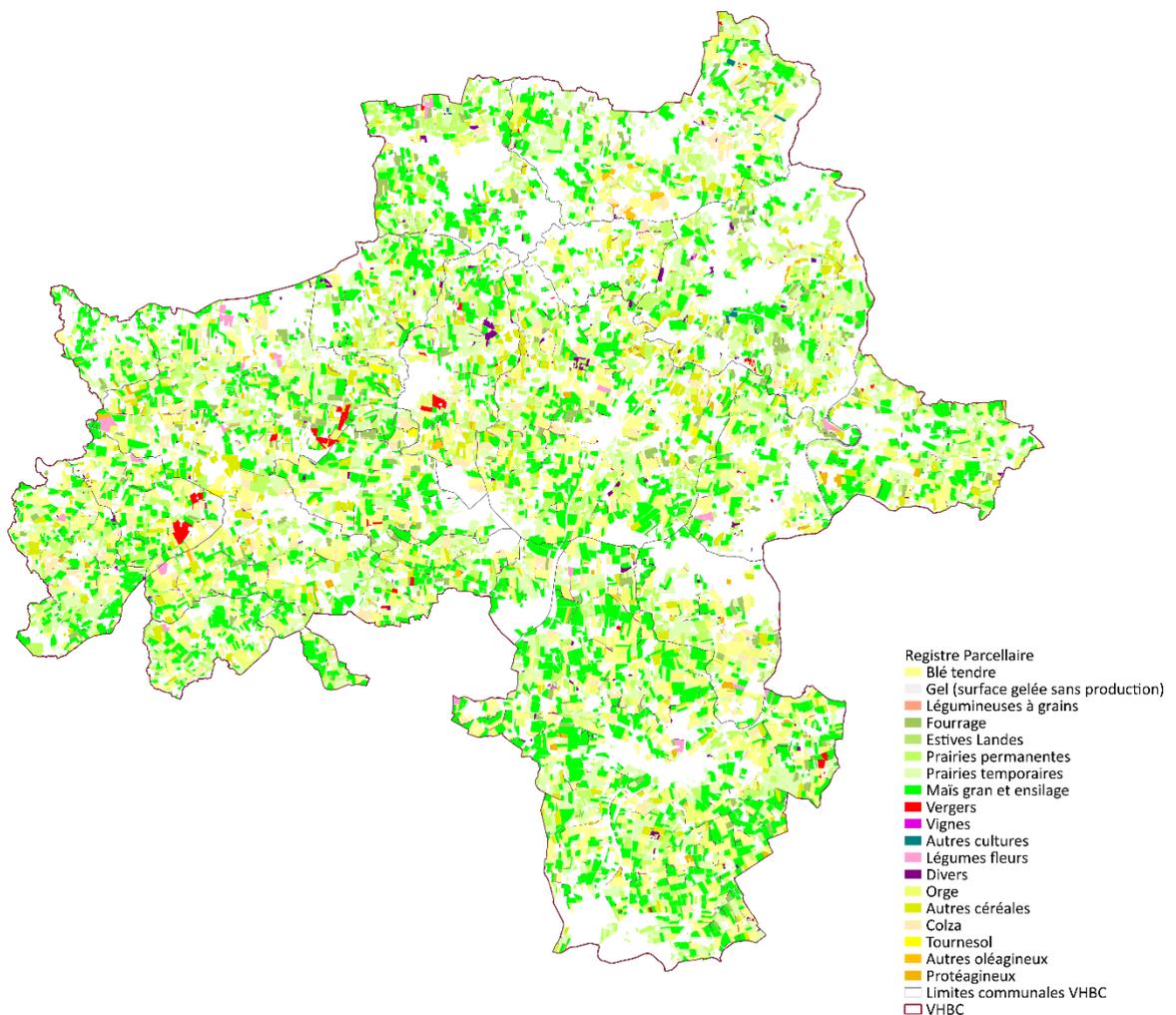


Figure 28 : Cultures majoritaires sur le territoire (RPG 2020)

Les surfaces utiles pour les coproduits méthanisables sont mesurées à partir de cette base.

Tableau 17 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2020)

Type	Surface (en ha)
Céréales	9130,03
Maïs	8939,51
Colza	1482,4
Betteraves	57,92

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

Tableau 1 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture.

Production brute de matières méthanisables	Quantité (tMB/an)	Gisement brut (GWh/an)
Paille de céréales	35 437	68,76
Paille de Maïs	28842,50	62,84
Paille de Colza	1 680	3,19
Fane de betteraves	409,63	0,78
Menues pailles	16 787	31,23
Issues de silos	901,36	1,71
TOTAL	86581,60	168,51
CIVE	65 134	32,65
TOTAL avec CIVE	138642,13	201,16

L'application des ratios de mobilisation à l'horizon 2030 sur ce gisement brut de **201,1 GWh/an** conduit à un gisement mobilisable à l'horizon 2030 de **40 GWh/an**.

La méthode de repérage des gisements méthanisables utilisant les ratios de l'étude de référence d'avril 2013 [Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation](#) de l'ADEME ne permet pas de définir une frontière claire entre le gisement net et mobilisable. Nous préférons dans ce rapport de parler que de gisement mobilisable pour la méthanisation. En effet, SOLAGRO prend des hypothèses fortes au niveau des taux de mobilisation des ressources méthanisables.

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

Le gisement agricole global du territoire se détermine en additionnant le potentiel lié à la culture et celui à l'élevage. Le tableau ci-dessous récapitule les gisements agricoles de méthanisation sur le périmètre de VHBC.

Tableau 2 : Bilan des gisements agricoles de méthanisation

	Gisement brut (en GWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en GWh/an)
Elevage	91,7	32,5
Cultures	201,6	40,1
TOTAL	293,2	72,6

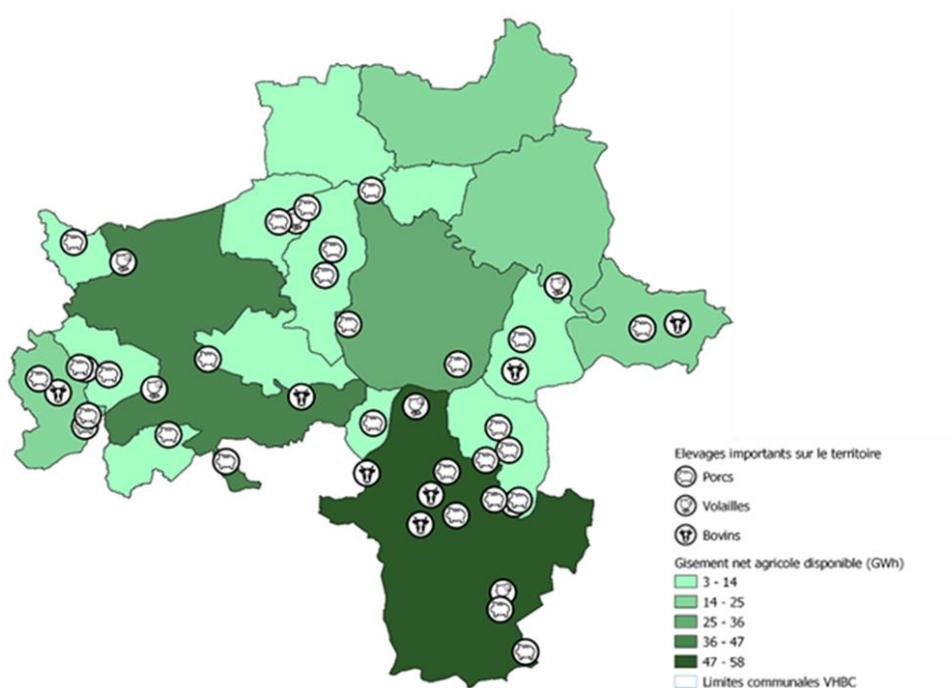


Figure 28 : Bilan des gisements nets de méthanisation par commune sur VHBC

4.5.1.2 Méthanisation issue des déchets des IAA

Le territoire compte plusieurs entreprises du secteur agro-alimentaire, cartographiées sur la figure 34.

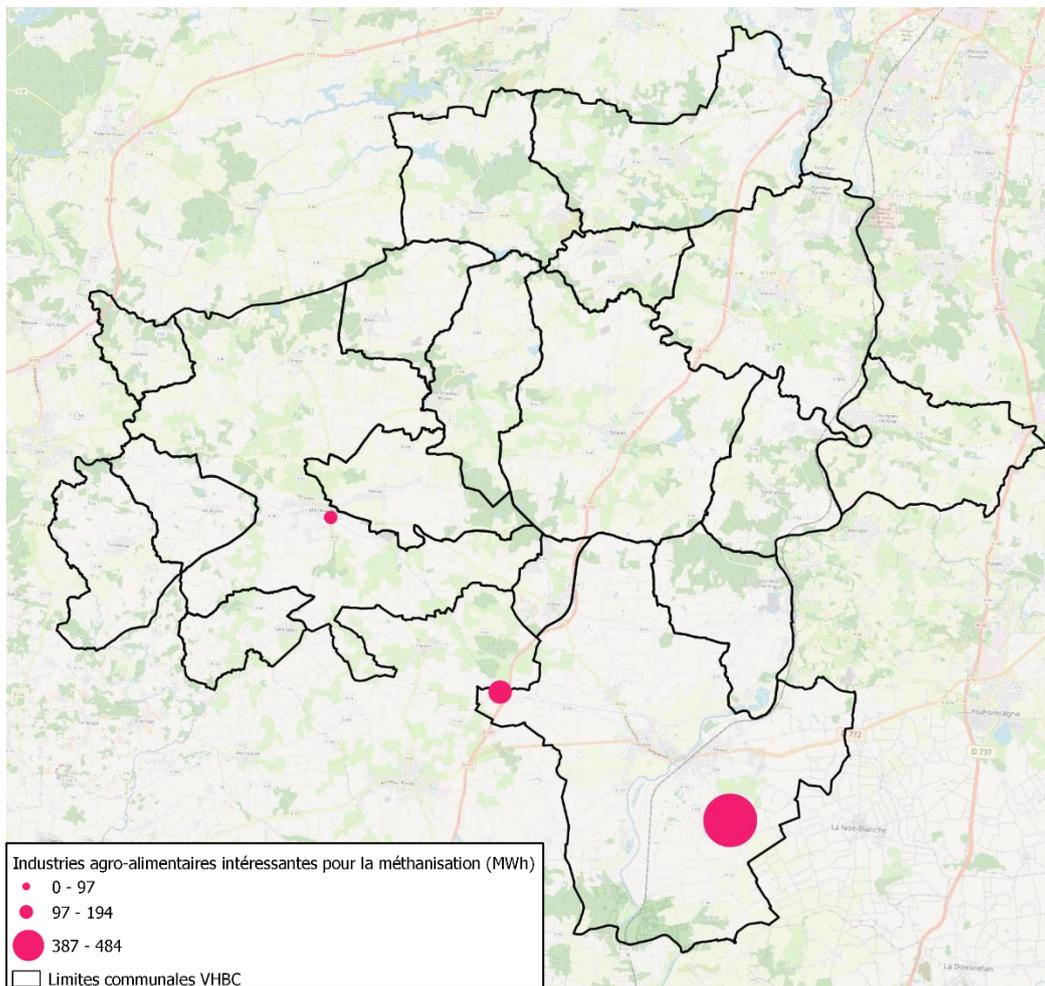


Figure 29 : principales industries agroalimentaires du territoire avec de potentiels coproduits méthanisables

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

Le tableau suivant récapitule ces entreprises.

Tableau 3: Tableau récapitulatif des IAA

Commune	Nom	Activité	Gisement méthanisable (MWh)
VAL D'ANAST	SAS AXIANE MEUNERIE	Meunerie	21
GUIPRY-MESSAC	FERME DU LUGUEN	Élevage de volailles	129
GUIPRY-MESSAC	FERMIERE		484
Total			634

La production des matières est évaluée à **634 MWh/an** (avec les ratios de l'étude ADEME/Solagro/Inddiggo).

Ce chiffre est néanmoins à prendre avec beaucoup de recul et sera à confirmer par des échanges directs avec l'entreprise. Il est en effet nécessaire de connaître la quantité précise de déchets organiques générés par cet établissement, ainsi que l'usage exact qui est fait de ces déchets.

Tableau 4 : Bilan du gisement industriel de méthanisation sur VHBC

	Gisement brut (en GWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en GWh/an)
Industrie	0,63	0,63

4.5.1.3 Méthanisation issue des stations d'épuration

Le territoire compte 17 stations d'épuration en activité. Parmi celles-ci, seule une produit des boues utiles qui pourraient être valorisées comme co-produit d'une unité de méthanisation. Seules les stations d'épuration de capacité supérieure ou égale à 5 000 équivalents-habitants sont prises en compte parmi celles-ci. Les autres ont un potentiel trop faible pour le développement d'une unité de méthanisation in-situ, ou même pour participer au mix d'intrant d'une unité de méthanisation territoriale. Il reste donc un site à étudier dans le cadre du développement d'une potentielle unité de méthanisation, celui de Guichen.

Ces chiffres proviennent de la base de données du portail de l'assainissement communal. Selon cette source, ces stations produisent annuellement environ 80 tMS (tonnes de matière sèche). Ces boues sont déshydratées, mais il n'y a pas d'informations sur une éventuelle valorisation de celles-ci, comme une incinération ou un épandage. Le gisement brut total est estimé à **24,2 MWh/an** dans le cas d'une valorisation par méthanisation.

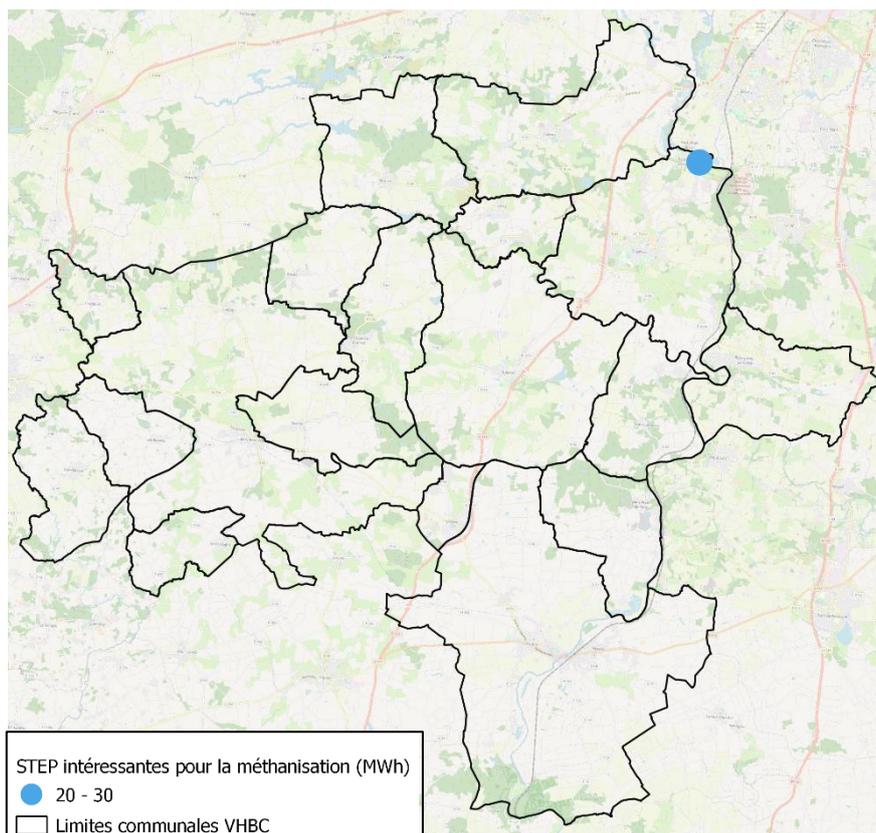


Figure 30 : Carte des stations d'épuration avec un potentiel sur VHBC

Tableau 5 : Bilan du gisement boues de STEP sur VHBC

	Gisement brut (en MWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en MWh/an)
STEP	24,2	0

4.5.1.4 Méthanisation issue des déchets des particuliers (déchets verts et ordures ménagères)

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

Actuellement, la gestion des déchets est assurée par le SMICTOM des Vallons de Vilaine. On distingue les déchets recyclables qui sont transportés dans des centres de tri, les ordures ménagères qui sont valorisées énergétiquement, les encombrants qui ne peuvent pas être pris en charge par les centres de tri et de valorisation énergétique et enfin, les déchets végétaux qui sont valorisés pour faire du compost, ou pour récupérer le bois et alimenter les réseaux de chaleur.

Le potentiel de méthanisation de ces déchets verts sur VHBC est de **1,12 GWh/an**. Ces chiffres sont obtenus grâce au rapport de présentation du SMICTOM de 2019. Les données ont été territorialisées par des ratios de population pour VHBC. Cependant, il n'est pas indiqué dans le gisement mobilisable car ces déchets sont déjà valorisés dans la plateforme de la lande à Guignen en compost.

Tableau 6 : Bilan du gisement déchets sur VHBC

	Gisement brut (en GWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en GWh/an)
Déchets	1,12	0

4.5.1.5 Zones d'intérêt pour l'installation d'une unité de méthanisation à la ferme

Il s'agit de déterminer les zones intéressantes pour des projets de méthanisation. L'objectif est d'établir une liste des contraintes qui vont être très impactantes à l'installation d'une unité de méthanisation.

Les contraintes permettant de passer du gisement brut au gisement net sont :

- Proximité des cours d'eau : un rayon de 200m autour des cours d'eau afin d'éviter la pollution de ces sites.
- Proximité des habitations : la réglementation évolue en janvier 2023, elle passera de 50m à 100m de distance pour les petites installations (< 100t par jour) et à 200m pour les grandes installations (>100t par jour).
- Proximité d'un bâtiment agricole : les zones d'intérêt s'étendent dans un rayon de 300m autour d'un bâtiment agricole.
- Les zones humides
- Les espaces naturels sensibles
- Les biotopes
- Les zones ABF
- Les zones inscrites et classées

Les contraintes permettant de prioriser les zones d'intérêt :

- Les sites Natura 2000
- Les zones ZNIEFF (type 1 et 2)
- Les continuités écologiques
- Les zones de protection archéologique
- Le potentiel d'injection

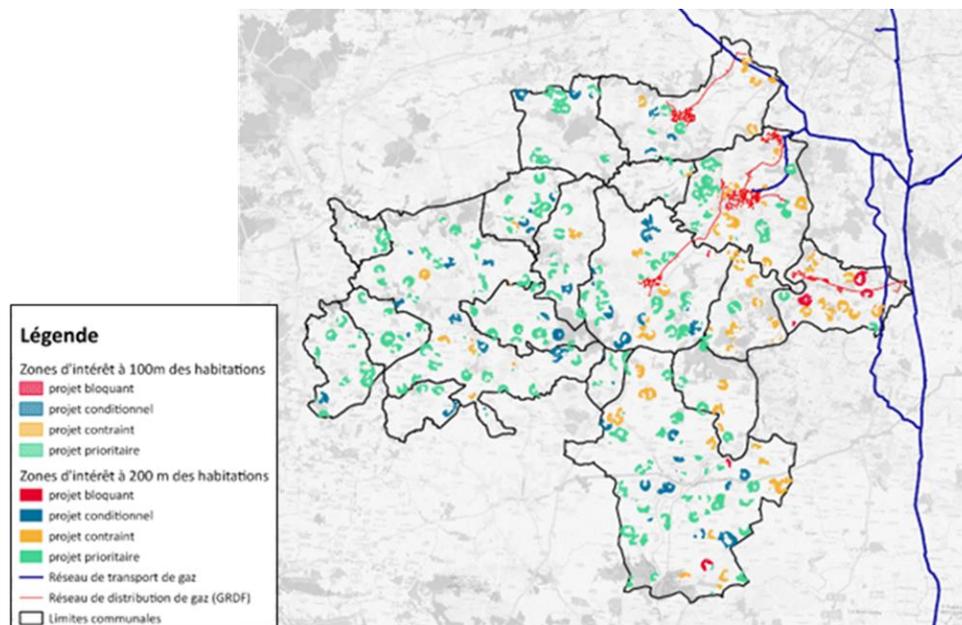


Figure 31 : Zones d'intérêt pour l'installation d'une unité de méthanisation sur VHBC

4.5.2 Réseaux de gaz

Actuellement, la plupart des installations de production de biogaz valorisent le gaz créé sous forme de cogénération. L'autre possibilité de valorisation est l'injection sur le réseau de gaz. Le contexte est

particulièrement favorable à cette possibilité, avec des opérateurs (GRDF et GRTgaz principalement) proactifs sur le sujet, portant de grandes ambitions.

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.

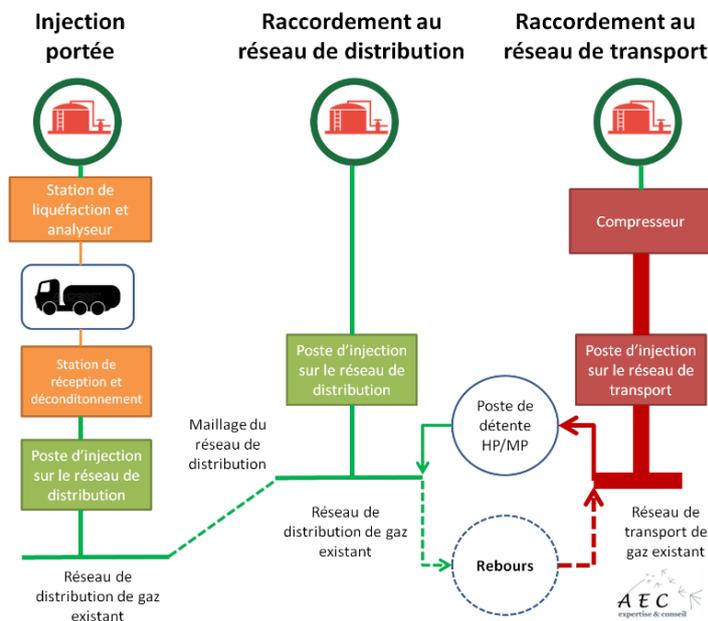


Figure 32 : de raccordement en injection

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

L'injection sur le réseau de distribution repose sur :

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

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

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

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

- de comprimer le gaz pour porter sa pression au niveau de celle du réseau de transport. Les compresseurs sont des équipements relativement coûteux (environ 180 k€ pour un compresseur de 200 m³/h, auxquels il faut rajouter des coûts annuels de fonctionnement de l'ordre de 10 % de l'investissement initial) ;
- de construire une canalisation de transport entre le compresseur et le poste d'injection (de 220 à 800 €/ml) ;
- de construire un poste d'injection sur le réseau de transport, regroupant les fonctions d'odorisation, de comptage, de système anti-retour et d'analyse. Le poste d'injection est facturé par GRT Gaz à 670 k€⁷.

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

Sur le territoire de VHBC, ces considérations sont quelques peu hors-sujet, car seules 4 communes sont raccordées au réseau de gaz. Cela constitue 4 poches de gaz, avec des capacités de raccordement assez faibles. La méthanisation en cogénération est donc la seule solution sur le territoire à court terme. Sur le moyen terme, le développement d'un réseau de stations GNV pour la mobilité peut être un levier pour cette filière.

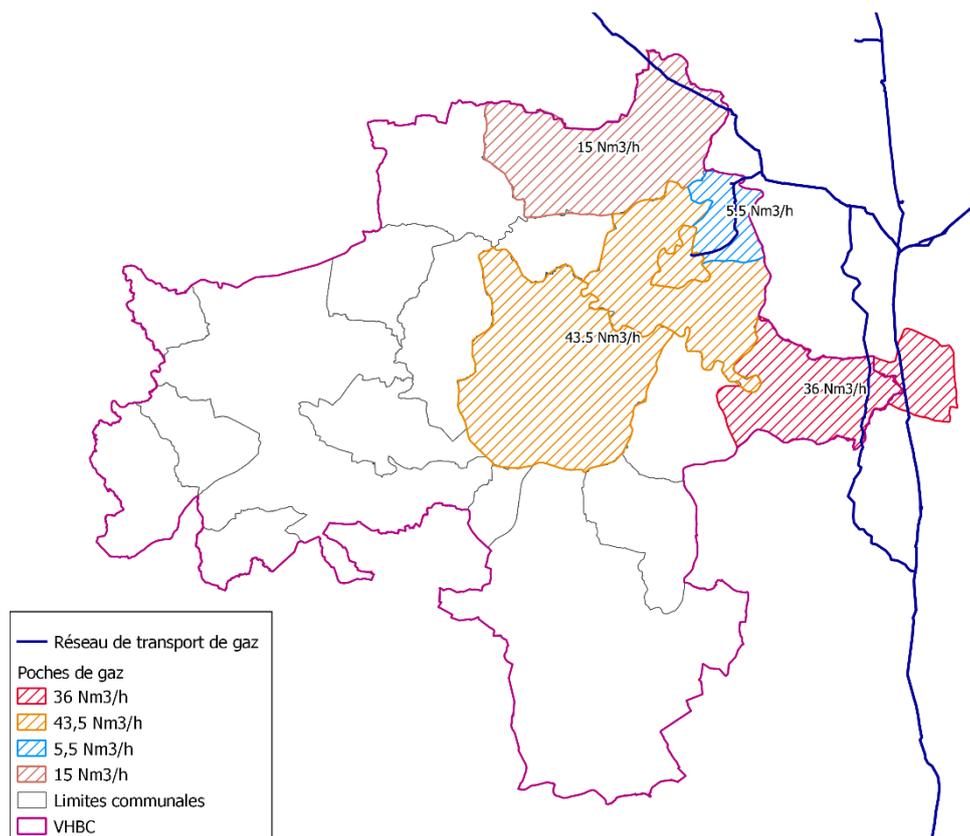


Figure 32 : Etat du réseau de gaz sur VHBC

⁷ http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf

4.5.3 Bilan de gaz renouvelable

Les principales options de développement de la méthanisation sur le territoire sont a priori la mobilisation en priorité des substrats d'origine agricole. En effet,

La cogénération est le principal débouché identifié, il faut donc assurer une consommation de chaleur sur ou à proximité du site de développement de l'unité de méthanisation.

Un autre enjeu étant ressorti lors de l'étude est la localisation des unités et surtout du plan d'épandage du digestat qui ne doit pas être fait sur des terrains poreux comme sur les causses, sous peine d'infiltrer les nappes d'eau souterraine.

Le tableau de synthèse des gisements méthanisables du territoire est présentée ci-dessous :

Tableau 7: Gisements méthanisables sur VHBC

Type d'intrants	Production actuelle (GWh)	Gisement brut (GWh/an)	Gisement net (GWh/an)	Evaluation SRADDET 2030
Agricole		293,20	72,60	
Industrie		0,63	0,63	
STEP		0,0242	0	
Déchets		1,12	0	
TOTAL	3,6	294,97	73,23	120

4.5.4 Note sur les enjeux du développement de production d'hydrogène

La production d'hydrogène sur le territoire doit se développer en cohérence avec les usages de celui-ci.

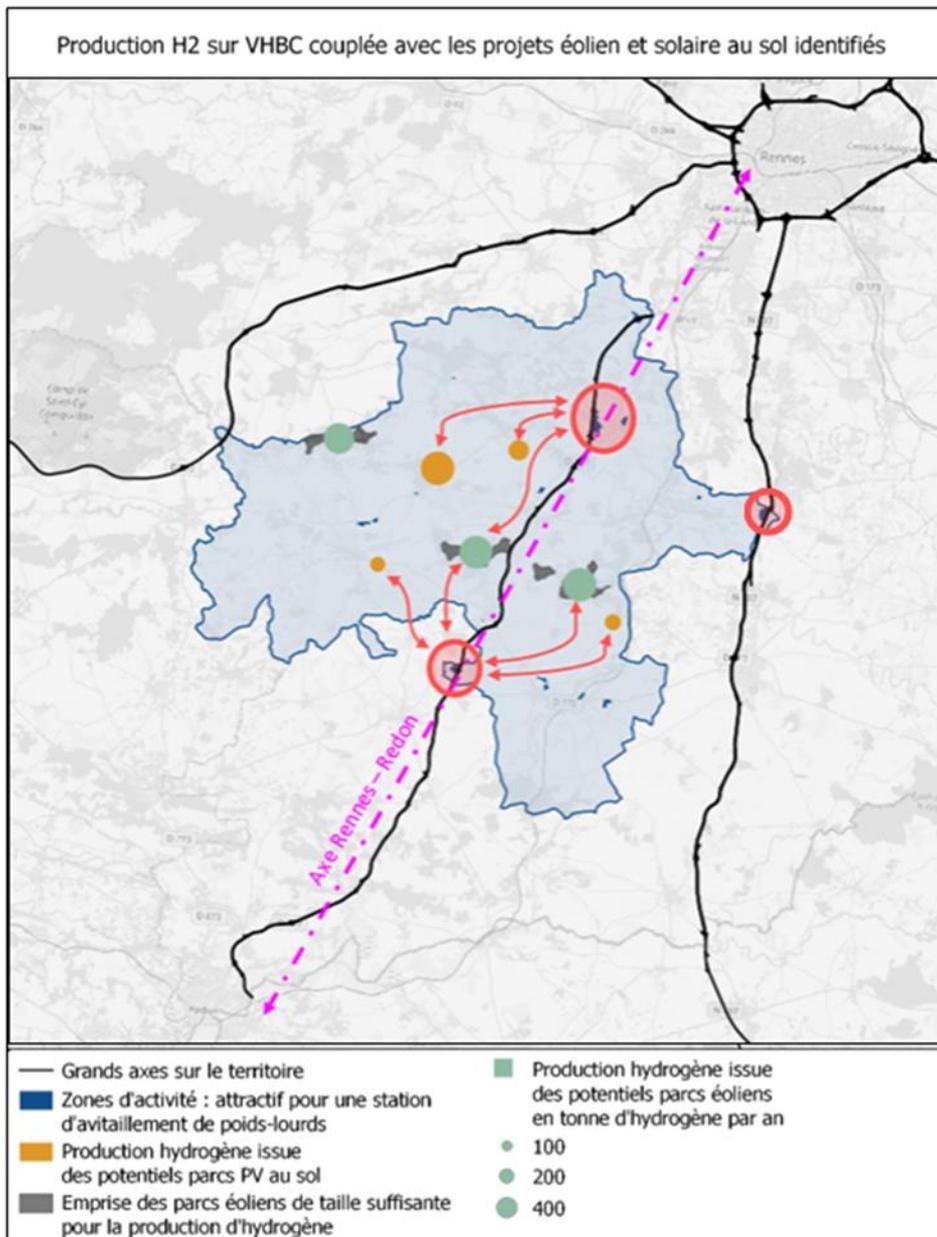
Les usages principaux de l'hydrogène sont les suivants :

- Dans le milieu industriel, VHBC n'étant pas concerné aujourd'hui ;
- Pour la mobilité, VHBC pouvant développer ce volet dans le cadre de la stratégie de décarbonation de la mobilité dans son PCAET ;
- Le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène en cas de surproduction des parcs produisant de l'électricité renouvelable sur le territoire.

Les deux derniers points ont été étudiés de la façon suivante dans l'étude.

Les zones à enjeux répondant aux besoins de mobilité sont définies comme un emplacement pour la création d'une station de ravitaillement H2 sur l'axe Rennes-Redon. On peut notamment cibler la zone d'activité de Guignen, proche de la voie rapide. En effet, des stations H2 sont en réflexion sur les deux villes de Rennes et de Redon, VHBC est donc idéalement placée pour réaliser une station relais entre ces deux agglomérations.

Les projets repérés en production d'électricité renouvelable ont été étudiés pour voir si on peut y installer une solution de stockage d'hydrogène. L'ADEME ne subventionne que les électrolyseurs à partir de 1 MW de puissance installée de l'électrolyseur, ce qui revient à une puissance installée pour un parc éolien ou photovoltaïque de 3 à 4 MW. Les sites concernés sont présentés sur la cartographie suivante.



La production potentielle cumulée sur ces 7 sites est de 1 917 t d'hydrogène par an. Considérant qu'un plein de camion correspond à 30 kg d'hydrogène pour 400 km, 60 000 camions peuvent donc être approvisionnés par an.

Remarque :

- un électrolyseur nécessite de l'électricité et de l'eau pour fonctionner et produire de l'hydrogène. L'eau est en général pompée sur le réseau domestique, il faut donc s'assurer que celui-ci puisse fournir le volume nécessaire dans un contexte de priorisation des usages et de sécheresse allant en s'aggravant d'années en années. L'eau doit ensuite être épurée pour être injectée dans l'électrolyseur.
- un projet est en cours à proximité du territoire sur la commune de Mauron dans le Morbihan. <https://vigny.france-hydrogene.org/projets/coh2-breizh2/>

5 Conclusion

Les gisements sur VHBC sont rapportés dans le tableau suivant.

Tableau 8 : Récapitulatif des gisements sur VHBC

Filière	Productions actuelles (GWh)	Gisement BRUT (GWh)	Gisement NET (GWh)	Gisement MOBILISABLE (GWh)	Evaluation SRADDET 2030
Electricité					
Grand éolien	15	164	116	17	97
PV grande toiture	3,6	66	64	6	26
PV toiture publique		10,6	6,5	2	
Ombrières de parking		21	14	9	
PV au sol	5,5	129	42	8	5
Gaz					
Méthanisation	3,6	294	73	/	120
Chaleur					
Solaire thermique	0,1	7	5	5	1
Réseau de chaleur	0,6	30	30	30	60
Bois-énergie	90,6	91	74	-	
TOTAL	119	812,6	424,5	77	309

Une évaluation des objectifs du SRADDET à horizon de 2030 permet d'avoir un niveau d'ambition pour chaque filière EnR. Cette évaluation a été faite en utilisation des ratios de surface et de population par rapport aux objectifs de la région Bretagne.

Les objectifs en termes de production en énergie renouvelable sur la région Bretagne sont ambitieux pour chaque filière EnR. Ce tableau récapitulatif illustre le fait que le gisement est disponible sur le territoire. Néanmoins, il faudra lever des contraintes prises en compte dans le gisement net pour pouvoir atteindre ces objectifs.

La prochaine phase de l'étude permettra de travailler sur la stratégie de développement à mettre en place pour développer ces filières.

Annexe

5.1.1.1 Tarifs d'achat, mise à jour de la CRE du 2 Septembre 2021

Puissance de l'installation	Mode de vente	Rémunération
0-9 kWc	En totalité	Tarif T _a
	En surplus	Prime à l'investissement P _a + 100 €/MWh injecté
9-100 kWc	En totalité	Tarif T _b
	En surplus	Prime à l'investissement P _b + 60 €/MWh injecté
100-500 kWc	En totalité et en surplus	Tarif T _c sur la part d'énergie injectée

Le projet d'arrêté prévoit trois tarifs T_a, T_b et T_c et deux primes à l'investissement P_a et P_b dont le niveau de référence est fixé pour le premier trimestre d'entrée en vigueur de l'arrêté. Le somme de la puissance de l'installation est notée P et l'installation bénéficiant du contrat d'achat Q.

Vente en totalité			
Tarif d'achat de base (€/MWh)	P + Q (kWc)	Coefficient E	Tarif d'achat au 1 ^{er} trimestre (€/MWh)
T_a = 184,9	0 < P + Q ≤ 3	1	184,9
	3 < P + Q ≤ 9	0,85	157,2
T_b = 102,5	9 < P + Q ≤ 36	E = 1,15 puis E = 1,05	117,9
	36 < P + Q ≤ 100	1	102,5
T_c = 98	P + Q > 100	/	98,0

Vente en surplus				
Prime à l'investissement de base (€/kWc)	P + Q (kWc)	Coefficient F	Prime à l'investissement au 1 ^{er} trimestre (€/kWc)	Rémunération de l'énergie injectée (€/MWh)
P_a = 390	0 < P + Q ≤ 3	1	390	100
	3 < P + Q ≤ 9	0,75	290	100
P_b = 80	9 < P + Q ≤ 36	2	160	60
	36 < P + Q ≤ 100	1	80	60

Ces niveaux de rémunération ont été relevés par rapport à l'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 en rehaussant les tarifs de 3 et 8% respectivement pour les installations de puissance comprise entre 0 et 9 kWc inclut et 9 et 100 kWc inclus.

Le niveau de rémunération évolue trimestriellement à la baisse, pour les tarifs T_a, T_b et T_c et les primes à l'investissement P_a et P_b, la baisse normative est de 1.25% par trimestre.

Les primes liées aux tuiles solaires :

Segment de puissance (kWc)	P _{tuile} (€/kWc)	
	Pour les installations dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter de la date d'entrée en vigueur de l'arrêté et jusqu'à la veille de la première date anniversaire de son entrée en vigueur.	Pour les installations dont la demande complète de raccordement a été déposée à compter de la première date anniversaire d'entrée en vigueur de l'arrêté et jusqu'à la veille de la seconde date anniversaire de son entrée en vigueur.
< 100 kWc	238	133
100 à 250 kWc	235	128
250 à 500 kWc	233	125

Source : [Délibération de la CRE n°2021-260 du 2 Septembre 2021](#)