



YVETOT NORMANDIE

Etude de Programmation énergétique

Phase 2 :

Etude des potentiels en énergies renouvelables et de récupération

Rapport

Réf : C222543 / V-01

ANR SFC THH/ MARA. / DNE.





06/10/2023



YVETOT NORMANDIE

Rapport Etude des potentiels en énergies renouvelables et de récupération

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration de :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction Nom / signature	Vérification Nom / signature	Validation Nom / signature
Rapport	06/10/2023	01	Théo Hallot Stéphanie Fen Chong Andréanne Roux Fabien Constant	Manuel Raquil 	Damien Neubauer 
Reprise après COTECH	06/10/2023	02	Théo Hallot Stéphanie Fen Chong Andréanne Roux	Manuel Raquil 	Damien Neubauer 

Numéro de contrat / de rapport :	Réf : C222543 / V-01
Numéro d'affaire :	A60162
Domaine technique :	Développement des EnR Réseaux énergétiques

BURGEAP Agence Nord-Ouest • ZAC de la Vente Olivier •
Rue du Pré de la Roquette 76800 Saint-Etienne du Rouvray
Tél : 02.32.81.45.00 • Fax : 02.32.10.37.33 • burgeap.rouen@groupeginger.com

SOMMAIRE

1.	Introduction	6
1.1	Contexte réglementaire.....	7
1.1.1	Loi de Transition Ecologique pour la Croissance Verte (LTECV)	7
1.1.2	Loi Energie Climat (LEC).....	8
1.2	Méthodologie	9
2.	Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération.....	11
2.1	Energie solaire.....	11
2.2	Solaire photovoltaïque.....	11
2.2.1	Description	11
2.2.2	Gisements.....	12
2.2.3	Coût de revient de la filière.....	16
2.2.4	Matrice	18
2.3	Solaire thermique	19
2.3.1	Description	19
2.3.2	Gisements.....	20
2.3.3	Coût de revient de la filière.....	22
2.3.4	Matrice	23
2.4	Eolien.....	24
2.5	Grand éolien	24
2.5.1	Description	24
2.5.2	Gisements.....	25
2.5.3	Coût de revient.....	28
2.5.4	Matrice	29
2.6	Petit éolien	30
2.6.1	Description	30
2.6.2	Gisements.....	31
2.6.3	Matrice	31
2.7	Bois énergie.....	32
2.7.1	Description	32
2.7.2	Gisements.....	33
2.7.3	Matrice	34
2.8	Biogaz.....	35
2.8.1	Description	35
2.8.2	Gisements.....	37
2.8.3	Modèles économiques	40
2.8.4	Réglementation.....	42
2.8.5	Matrice	43
2.9	Géothermie	44
2.9.1	Description	44
2.9.2	Gisements.....	48
2.9.3	Réglementation.....	52
2.9.4	Matrice	53
2.10	Chaleur fatale industrielle.....	54
2.10.1	Description	54
2.10.2	Gisements.....	55
2.10.3	Matrice	57
2.11	Réseaux de chaleur ou de froid	58
2.12	Synthèse de l'analyse de potentiel en ENR	59
3.	Conclusion.....	61

TABLEAUX

Tableau 1 : Synthèse de la production actuelle et du potentiel en solaire PV en GWh/an.....	18
Tableau 2 : Synthèse de la production actuelle et du potentiel en solaire thermique en GWh/an	23
Tableau 3 : Synthèse de la production actuelle et du gisement éolien en GWh/an.....	29
Tableau 4 : Synthèse de la production actuelle et du gisement éolien en GWh/an.....	31
Tableau 5 : Synthèse de la production actuelle et du gisement local en Bois-énergie en GWh/an	34
Tableau 6 : Gisement potentiel biogaz selon les filières (Source: traitement GINGER BURGEAP OPPORTUNITEE, 2023)	37
Tableau 7 : Principales réglementations en vigueur sur la méthanisation (d'après DREAL Normandie, 2022)	42
Tableau 8 : Synthèse de la production actuelle et du gisement en méthanisation en GWh/an.....	43
Tableau 9 : Principaux critères d'éligibilité à la GMI en géothermie sur sondes et situation du projet	52
Tableau 10 : Synthèse de la production actuelle et du gisement en géothermie.....	53
Tableau 11 : Synthèse de la production actuelle et du gisement en chaleur fatale.....	57
Tableau 12 : Synthèse de l'analyse du potentiel du territoire en énergies renouvelables et de récupération.....	59

FIGURES

Figure 1 : Potentiel PV en toiture par commune (modélisation par l'outil Opportunitee, GINGER BURGEAP, 2023)	12
Figure 2 : Ombrière de parking (source : wikipedia)	13
Figure 3 Potentiel PV sur ombrières de parking par commune (modélisation par l'outil GINGER BURGEAP, 2023)	13
Figure 4 Localisation des friches du territoire (source : BASOL, BASIAS, BD TOPO)	14
Figure 5 : Evolution du coût de revient du MWh d'électricité PV sur toiture résidentielle, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022)	16
Figure 6 : Evolution du coût de revient du MWh d'électricité PV sur grande toiture, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022).....	16
Figure 7 : Evolution du coût de revient du MWh d'électricité PV des projets au sol, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022).....	17
Figure 8 Moyenne des TRI projet après impôts des parcs éolien à terre analysés en fonction des dépenses d'investissement et du productible atteint (source : CRE, 2014).....	10
Figure 9 : Décomposition de la consommation résidentielle par usage (source : Data Lab 2022).....	20
Figure 10 : Sites tertiaires potentiels pour la production de chaleur solaire (source : OSM) Erreur ! Signet non défini.	
Figure 11 : Evolution du coût de revient du MWh de chaleur solaire sur toiture, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022).....	22
Figure 12 : Evolution du coût de revient du MWh de chaleur solaire des installations CESI et SSC, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022)	22
Figure 13 Potentiel grand éolien.....	25
Figure 14 Evolution du coût de revient de l'éolien terrestre de 2010 à 2020 (Source : ADEME, 2022).....	28
Figure 15 : Solutions de petit éolien	30
Figure 16 : Zones boisées et linéaire de haies sur le territoire de la CCYN (source : BD TOPO, IGN)	33
Figure 17: Schéma de principe de la méthanisation – Source ADEME.....	35
Figure 18 : Potentiel méthanogène de différents substrats et co-substrats, ADEME, 2015.....	36
Figure 19 : Evaluation des gisements de biomasse, par filière à la commune (Source: traitement GINGER BURGEAP OPPORTUNITEE, 2023)	37

Figure 20 : Modélisation de la valorisation énergétique du gisement méthanisable avec cogénération (OPPORTUNITEE)	38
Figure 21 : Source : AILE, https://aile.asso.fr/biogaz/ressources-outils/le-biogaz/	40
Figure 22 : Estimation des investissements pour une unité de méthanisation (ADEME, 2019)	41
Figure 23 : Usages typiques de la géothermie sur nappe profonde – Source AFPG	45
Figure 24 : Usages typiques de la géothermie sur nappe -Source AFPG	46
Figure 25 : Usages typiques de la géothermie sur sondes – Source AFPG	46
Figure 26 : Usages typiques de la géothermie sur capteurs horizontaux	47
Figure 27 : Carte de zonage du potentiel de la géothermie sur nappe superficielle et sur sondes sur la Communauté de communes d'Yvetot Normandie, évalué par GINGER BURGEAP	49
Figure 28 : Cartographie des anciennes cavités souterraines abandonnées, recensées sur la Communauté de communes d'Yvetot Normandie – Source BRGM, 2017	50
Figure 29 Synthèse des potentiels de géothermie	51
Figure 30 : Rayon de distribution potentiel de la chaleur fatale de la station d'épuration d'Yvetot (source : GINGER BURGEAP).....	55
Figure 31 : Localisation des industries sur le territoire de la CCYN (source : GINGER BURGEAP).....	56
Figure 32 : Projets de réseaux techniques et réseaux de chaleur sur le territoire de la collectivité (source : CCYN)	58

1. Introduction

Yvetot Normandie est un Etablissement Public de Coopération Intercommunal créé en 2002 comprenant 19 communes. Situé dans le département de Seine Normandie, Yvetot Normandie appartient au Pays Plateau de Caux Maritime.

Deux démarches ont été initiées sur le territoire, chacune ayant un périmètre et des objectifs spécifiques :

- **Le Plan Climat-Air-Energie Territorial (PCAET) du Pays Plateau de Caux Maritime**, démarche réglementaire, définit des objectifs sectoriels de réduction de GES, de réduction des consommations et de productions ENR.
- **L'Etude de Programmation Energétique (EPE)** a pour vocation de rendre opérationnels et concrets les objectifs définis par le PCAET, en matière de consommation, productions et distributions d'énergie.

Ce rapport présente les résultats de la deuxième étape de l'EPE, décrite dans la section suivante.

L'élaboration de l'EPE d'Yvetot Normandie comporte 3 étapes illustrées ci-dessous :



Le diagnostic du territoire est la première étape de l'EPE. Elle consiste à dresser l'état des lieux des systèmes de production et de distribution d'énergie existants sur le territoire, ainsi que les projets validés. Le diagnostic a été réalisé de 2022 à mai 2023 à partir de plusieurs sources de données : les données du PCAET (adopté en mars 2023), les données des observatoires et les analyses issues de l'outil Opportunitee¹. Des données complémentaires ont été fournies par la collectivité sur les projets en cours et leur état d'avancement.

La deuxième étape est celle de l'évaluation des gisements potentiel en production d'énergies renouvelables et de récupération. A partir de des analyses issues de l'outil Opportunitee, de l'analyse des données ouvertes complémentaires et de la mobilisation des connaissances des experts filières énergétiques de BURGEAP, l'évaluation permet d'identifier les opportunités de développement des EnR sur le territoire, ainsi que les enjeux associés. L'objectif est d'apporter à la connaissance des acteurs les éléments nécessaires à la définition d'une stratégie de transition énergétique pour le territoire.

La dernière étape, non traitée ici, consiste à définir les objectifs 2030 en matière de production et distribution d'énergie. Lors de cette étape, les acteurs du territoire détermineront quelles énergies renouvelables doivent être mobilisées afin de répondre aux objectifs 2030. La stratégie permet donc d'aboutir à un mix énergétique prévisionnel.

¹ Cet outil apporte une connaissance précise et souvent géolocalisée, des consommations et des productions d'énergie, avec l'identification des contraintes et opportunités présentes sur le territoire

1.1 Contexte réglementaire

1.1.1 Loi de Transition Ecologique pour la Croissance Verte (LTECV)

La loi n°2015-922 du 17 août 2015 relative à la transition écologique pour la croissance verte (LTECV) s'inscrit dans la continuité de la loi de Programmation fixant les Orientations de la Politique Énergétique (POPE) de 2005 et des lois Grenelle de 2009 et 2010.

Comportant 215 articles, la LTECV vise à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif.

Dans ce cadre, elle définit des objectifs nationaux en matière de production et de consommation énergétique et d'émissions de gaz à effet de serre (GES) à l'horizon 2030 et 2050 (par rapport à la référence de 1990 pour les GES et 2012 pour la consommation), dans le respect des engagements internationaux de la France (Accord de Paris, Paquet climat-énergie de l'UE).

Afin de concrétiser la réalisation de ces objectifs, elle instaure plusieurs schémas, plans et programmes parmi lesquels on retrouve les PCAET, mais aussi la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) ou encore le Plan national de Réduction des Emissions de Polluants Atmosphériques (PREPA), présentés plus bas.

La LTECV couvre également les différents domaines clés de la transition énergétique et contient de nombreuses mesures en matière de :

- **Rénovation du parc de bâtiments existants ;**
- **Amélioration de la performance énergétique et environnementale des bâtiments neufs ;**
- Développement des **transports propres ;**
- **Lutte contre les gaspillages** et de promotion l'**économie circulaire ;**
- Développement des **énergies renouvelables ;**
- Renforcement de la **sûreté nucléaire ;**
- **Lutte contre la précarité énergétique ;**
- **Simplification des procédures** et de clarification du cadre de régulation.

Les objectifs nationaux définis par la LTECV, en matière de consommation d'énergie, de développement des énergies renouvelables et d'émissions de gaz à effet de serre, **ont été renforcés et/ou complétés par la Loi Energie Climat (LEC), adopté le 8 novembre 2019**, présentée ci-après.

1.1.2 Loi Energie Climat (LEC)

La loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, dite Loi Energie Climat (LEC), fixe le cadre, les ambitions et la cible de la politique énergétique et climatique de la France. Comportant 69 articles, la LEC a notamment pour effet de **renforcer l'ambition nationale énergie-climat, notamment en inscrivant dans la loi l'objectif de neutralité carbone en 2050** pour répondre à l'urgence climatique et à l'Accord de Paris. Dans cette optique, **elle porte sur 4 axes principaux** : la sortie progressive des énergies fossiles et le développement des énergies renouvelables, la lutte contre les passoires thermiques, l'instauration de nouveaux outils de pilotage, de gouvernance et d'évaluation de la politique climatique et la régulation du secteur de l'électricité et du gaz. **Les actions de la LEC sont réparties dans 8 parties** :

- Réduire notre dépendance aux énergies fossiles
- Accélérer le développement des énergies renouvelables
- Lutter contre les passoires thermiques
- Créer des outils de pilotage, de gouvernance et d'évaluation de notre politique climat
- Mieux maîtriser le prix de l'énergie
- Réduire notre dépendance au nucléaire
- Renforcer les contrôles pour **lutter contre les fraudes aux Certificats d'économie l'énergie (CEE)**

Ces actions comprennent **différentes mesures en la matière** telles que les suivantes :

- **La hausse des objectifs** en matière de production d'énergies renouvelables, de réduction des consommations d'énergies fossiles et d'émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- La pérennisation du Haut Conseil pour le Climat, afin de suivre annuellement le respect ces objectifs
- La fermeture programmée des centrales de production d'électricité à partir du charbon ;
- **Le soutien au développement des énergies renouvelables** notamment par de nouvelles dérogations d'urbanisme favorables (délaissés routiers, aires de stationnements) ou encore la création des « communautés d'énergie renouvelable » citoyennes ;
- **Le développement de l'énergie solaire et de la végétalisation sur les toitures** de grands bâtiments neufs industriels et tertiaires ;
- **La réalisation de travaux obligatoires sur les passoires thermiques** (logements de classe énergétique F et G) à partir de 2028 ;
- **L'obligation de réalisation de schéma directeur de réseaux de chaleur et de froid** pour les réseaux mis en service entre 2009 et 2019 et l'obligation de classement à compter de 2022.

Objectifs Energie-Climat	
Réduction de la consommation finale d'énergies	-20% entre 2012 et 2030 -50% entre 2012 et 2050
Réduction de la consommation énergétique d'énergies fossiles	-40% entre 2012 et 2030
Part des énergies renouvelables dans la consommation finale	23% en 2020 33% en 2030
Réduction des émissions de gaz à effet de serre	-40% entre 1990 et 2030 -86% entre 1990 et 2050 (Neutralité Carbone / Facteur 6)

1.2 Méthodologie

L'analyse du potentiel de développement des énergies renouvelables doit permettre :

- D'identifier les énergies renouvelables ayant un potentiel de développement à l'échelle de l'EPCI ; il n'est pas prévu de développer une analyse à la commune ;
- De mieux connaître les enjeux et contraintes de chaque filière ;
- D'évaluer les conditions de leur rentabilité.

Il s'agit donc de faire émerger, selon une analyse multicritère (technologie, contraintes de mise en œuvre, investissement, coût global, etc.), les projets les plus pertinents pour maximiser la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique du territoire

A la suite de l'étude d'analyse du potentiel de développement des énergies renouvelables, la collectivité pourra alors procéder à des études de faisabilité qui fournit avec plus de détails les capacités du gisement, les coûts et les bénéfices du ou des scénarios d'approvisionnement retenus. Le présent rapport constitue donc un guide à destination de la collectivité présentant les possibilités et le potentiel d'approvisionnement en EnR sur le territoire d'Yvetot Normandie.

En termes de méthodologie, l'analyse des gisements potentiels prend en considération les caractéristiques et contraintes de chaque filière de production EnR. Nous appuyons en partie l'analyse sur l'outil OPPORTUNITEE. Avec une méthodologie spécifique à chaque filière, OPPORTUNITEE permet l'analyse des gisements bruts et nets de production d'énergies renouvelables et de récupération pour chaque filière renouvelable : solaire photovoltaïque, solaire thermique, biogaz, chaleur fatale urbaine et tertiaire (hors sites industriels). Certaines analyses ont été complétées de modélisations réalisées hors OPPORTUNITEE : le potentiel de la filière bois énergie, le potentiel de la filière grand éolien. D'autres enfin reposent sur une analyse des conditions de réalisation de projets mais n'évalue pas le gisement potentiel (géothermie, petit éolien, réseau de chaleur).

Les données fournies par Yvetot Normandie sur les installations en cours et en projet ont été incluses dans l'analyse lorsqu'elles avaient un impact sur l'estimation de gisement potentiel. Par exemple, le projet de centrale solaire et chaudière biomasse de la piscine ECaux Bulle retire ce site de l'analyse en potentiel thermique.

Lorsque les potentiels ont été cartographiés à l'échelle de l'EPCI, les données sont transmises à Yvetot Normandie en format compatible avec le logiciel QGIS. Les métadonnées sont associées à chaque analyse SIG.

Positionnement du bureau d'études sur l'analyse du Taux de Rentabilité Interne (TRI) :

Le taux de rentabilité interne d'un projet désigne son rendement annuel, rapporté aux investissements initiaux actualisés dans le temps. Un projet d'investissement ne sera généralement retenu que si son TRI prévisible est suffisamment supérieur au taux d'intérêt bancaire, pour tenir compte notamment de la prime de risque propre au type de projet. Il détermine **l'intérêt économique** d'un projet et son **temps d'amortissement**. Le TRI est donc un **indicateur très utile pour les investisseurs** et peut déterminer le rythme de développement d'une filière EnR.

Toutefois, sa valeur dépend de variables économiques et géographiques qui sont spécifiques à chaque projet, d'où la difficulté à identifier un TRI pour une filière ou un territoire donné, ce rôle incombe directement aux investisseurs. La table suivante permet d'appréhender la variabilité du TRI des projets éoliens, selon leurs productibles (variable climatique) et leurs CAPEX² (variable économique) :

Productible (h/an) \ CAPEX (k€/MW)	Productible (h/an)				
	+ 2900	2900 - 2550	2550 - 2200	2200 - 1850	1850 - 1500
1000-1200			9,9 %		4,7 %
1200-1400		11,3 %	8,4 %	6,7 %	4,2 %
1400-1600	11,8 %	7,2 %	7,0 %	4,7 %	2,3 %
1600-1800		6,6 %	4,6 %	4,0 %	
1800-2000		5,6 %	5,2 %	3,2 %	

Figure 1 Moyenne des TRI projet après impôts des parcs éolien à terre analysés en fonction des dépenses d'investissement et du productible atteint (source : CRE, 2014)

Voilà pourquoi les estimations financières de cette étude sont exprimées en coût de revient de l'énergie et non en TRI ou temps de retour brut.

² Les CAPEX (de l'anglais capital expenditure) sont les dépenses d'investissement.

2. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération

2.1 Energie solaire

L'énergie solaire est présente partout (énergie de flux), intermittente (cycle journalier et saisonnier, nébulosité), disponible (pas de prix d'achat, pas d'intermédiaire, pas de réseau) et renouvelable. Cependant, elle nécessite des installations pour sa conversion en chaleur ou en électricité : on parle alors, respectivement, de filières solaire thermique et solaire photovoltaïque.

Le caractère intermittent impose de se munir d'un système d'appoint pour assurer une production énergétique suffisante tout au long de la journée et de l'année.

Le présent rapport se focalise sur la production d'électricité par panneau solaire photovoltaïque (PV) et la production d'eau chaude sanitaire par panneau solaire thermique.

2.2 Solaire photovoltaïque

2.2.1 Description

Une centrale photovoltaïque permet de produire de l'électricité à partir du rayonnement solaire. Elle peut être installée en toiture (sous réserve que la structure du toit puisse supporter le poids des panneaux), en ombrières de parkings, ou encore au sol.

Concernant les modèles économiques associés à cette filière, il est possible de **vendre la production solaire au réseau électrique (injection totale)** : les projets de plus de 500kWc sont soumis à appel d'offres, les autres sont soumis au tarif de rachat. Il est également possible de **développer des contrats de PPA** (Power Purchase Agreement)³.

Enfin, il existe l'autoconsommation, où le producteur utilise sa production pour ses propres besoins, et revend le surplus au réseau électrique. L'autoconsommation est une option pour répondre au décret tertiaire puisqu'elle permet de réduire les dépenses électriques. L'autoconsommation peut également être intéressante pour une collectivité : production sur un bâtiment communal, autoconsommation in situ et/ou sur d'autres bâtiments communaux allégeant ainsi les factures de la collectivité.

Les actions possibles de l'intercommunalité sur ce sujet sont :

- **Mettre à disposition du foncier**
- **Développer des projets** sur son patrimoine (toiture, parkings)
- **Apporter de l'ingénierie** et/ou un soutien financier aux communes
- Organiser des actions de **sensibilisation et acculturation**

³ La vente directe d'électricité est un contrat passé par un producteur d'électricité, d'origine renouvelable, avec une structure qui la consomme directement, sans passer par un fournisseur d'électricité.

2.2.2 Gisements

2.2.2.1 Potentiel sur toiture

Un outil de simulation cartographique est utilisé pour estimer la quantité d'électricité produite chaque année si l'ensemble des surfaces de toitures considérées comme exploitables étaient recouvertes de panneaux solaires. Les surfaces de toitures sont estimées à partir de l'emprise au sol des bâtiments (cadastre 2022). Certaines toitures sont considérées comme inexploitable par l'outil de simulation. Ce sont :

- Bâtiments avec une structure en bois, exclusion des toitures en zinc et en ardoise.
- Bâtiments avec un niveau d'entretien médiocre ou mauvais.
- Exclusion des bâtiments privés de plus de 10m dont la toiture n'est pas plate (pour ces bâtiments, la mise en place d'accès à la toiture tel que préconisé par l'INRS est considérée trop coûteuse pour le secteur privé).
- Prise en compte des contraintes de raccordement en fonction de critère de distance par rapport au poste HTA/BT ou lignes HTA en fonction des puissances des projets à raccorder.

Le gisement sur toiture s'élève à 55 125 MWh soit **55 GWh par an**.

En pratique, une partie de ce potentiel ne sera pas valorisable, pour des raisons impossibles à détecter par la simulation cartographique (ombres, toiture pas assez robuste pour supporter le poids des panneaux solaires, etc.).

Les communes les plus urbanisées présentent logiquement davantage de toitures potentiellement exploitables pour des projets photovoltaïques : ainsi, **Yvetot concentre 40% du potentiel cartographié** soit 22GWh.

Le potentiel est dispersé sur 7 714 toitures mais 30 toitures concentrent 7% du potentiel total (4.1GWh par an).

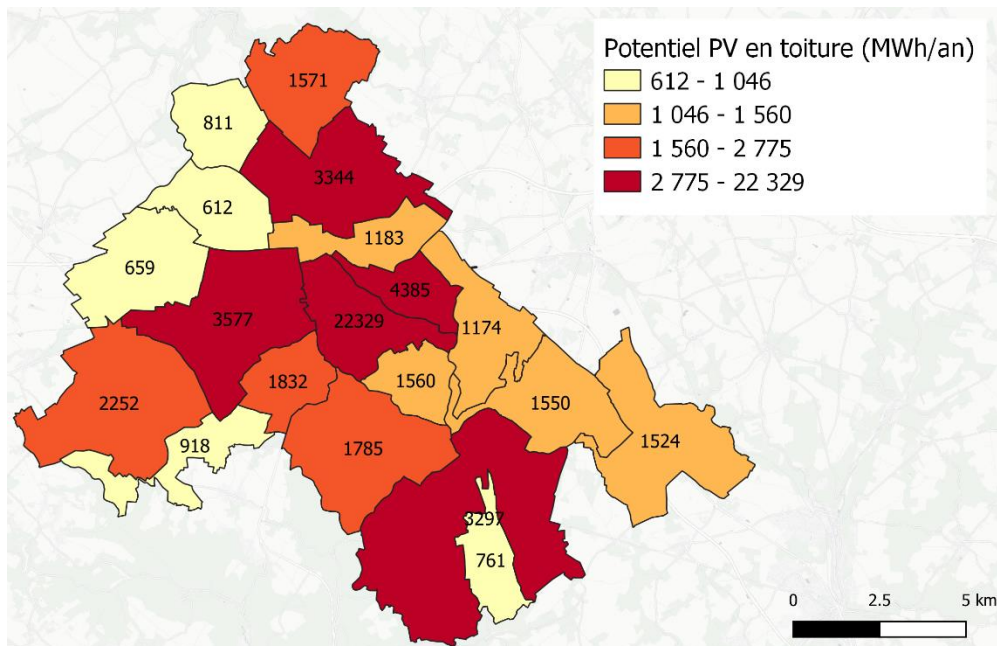


Figure 2 : Potentiel PV en toiture par commune (modélisation par l'outil Opportunitee, GINGER BURGEAP, 2023)

2.2.2.2 Potentiel sur ombrières de parking

Le même outil de simulation conçu par GINGER BURGEAP est utilisé pour estimer la production PV qui pourrait être réalisée sur les surfaces de parking. La méthodologie est la suivante :

1. **Repérage des parkings du territoire** : Calcul de la surface mobilisable à partir du polygone référencé comme parking. La modélisation considère que 70% de cette surface est valorisable.
2. **Prise en compte des contraintes de la loi DUPONT** : réduction de la surface mobilisable dans une bande :
 - de 100m autour des voies d'importance 1 ou 2 (liaisons entre métropoles et liaisons à fort trafic)
 - de 75m autour des voies d'importance 3 (type routes départementales)
3. **Pour les parkings situés à moins de 500m d'un site classé** : valorisation de la moitié seulement du gisement situé dans ce périmètre
4. **Traduction de la surface en puissance installable** (ratio de 150 Wc/m², panneaux polycristallins, orientation optimale au Sud, inclinaison de 15°)
5. **Prise en compte des seuils de valorisation** des projets suivant la puissance installable (en kWc et non kVA par simplification) :
 - 36 kWc pour les projets de 36 à 45kWc,
 - 100 kWc pour les projets de 100 à 125 kWc,
 - 250 kWc pour les projets de 250 à 300kWc



Figure 3 : Ombrière de parking (source : wikipedia)

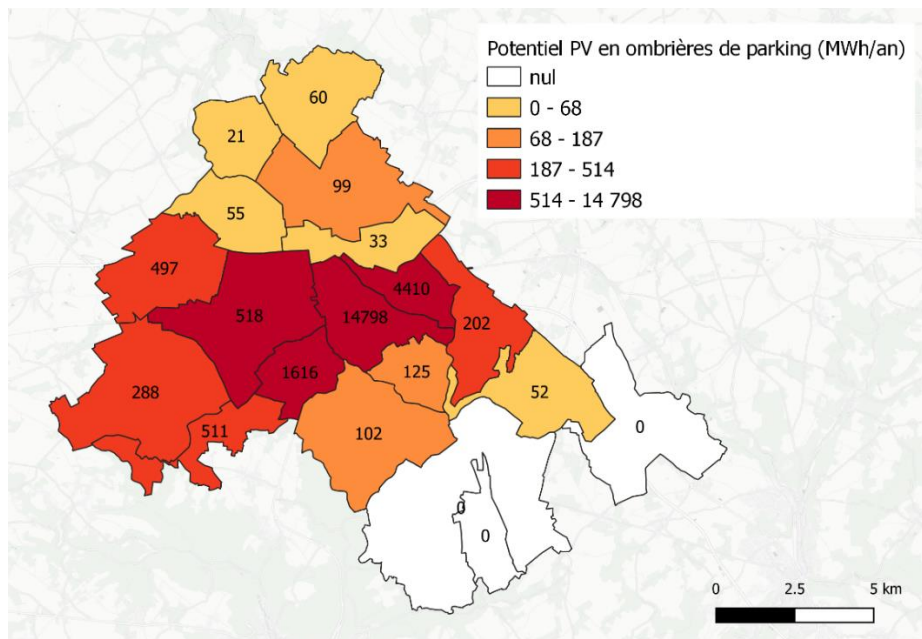


Figure 4 Potentiel PV sur ombrières de parking par commune (modélisation par l'outil GINGER BURGEAP, 2023)

Le gisement sur ombrières s'élève à 14.7 GWh dont 63 % sur Yvetot. Le potentiel est dispersé sur 138 unités foncières dont 78 sur la commune d'Yvetot.

2.2.2.3 Potentiel sur friches

Les friches peuvent être des endroits propices à l'installation des centrales photovoltaïques au sol.

L'analyse cartographique se base sur les friches répertoriées dans les inventaires nationaux BASIAS et BASOL ; ainsi que les sites miniers et les carrières listées dans la base de données TOPO. Les friches ainsi identifiées figurent sur la carte ci-dessous. Les friches du territoire présentent la particularité :

- Soit d'être localisées en zone urbaine, zone d'activités ou encore zone industrielle
- Soit d'être classées (en termes d'occupation des sols) dans l'une des catégories suivantes : espaces verts déjà artificialisés, surfaces agricoles, surfaces forestières, zones humides

Ces deux situations sont réhivitoires pour l'installation des centrales photovoltaïques au sol. Dans le premier cas, l'espace en friche sera probablement urbanisé ; dans le deuxième cas, un usage agricole ou un frein environnemental sera probablement défavorable au projet photovoltaïque.

Le potentiel sur friche est donc nul sur le territoire.

A noter que **d'autres types de friches** (qui ne sont pas classées comme friches dans les bases de données nationales) **pourraient être des opportunités de projets PV : c'est par exemple le cas des zones en bordure de route ou d'autoroute.**



Figure 5 Localisation des friches du territoire (source : BASOL, BASIAS, BD TOPO)

2.2.2.4 Focus sur l'agrivoltaïsme

La loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables donne un cadre à l'agrivoltaïsme, c'est-à-dire la production photovoltaïque sur une parcelle agricole. Pour être considérée « installation agrivoltaïque » la centrale PV doit répondre à plusieurs critères, définis dans l'article L.134-16 du code de l'énergie :

- L'installation doit apporter au moins un des services agronomiques suivants
 - 1° L'amélioration du potentiel et de l'impact agronomiques
 - 2° L'adaptation au changement climatique
 - 3° La protection contre les aléas
 - 4° L'amélioration du bien-être animal
- L'installation ne doit pas porter atteinte aux 4 services susmentionnés
- La production agricole reste l'activité principale de la parcelle agricole
- L'installation est réversible

2.2.2.4.1.1 *Inquiétudes et attentes du secteur agricole*

Les décrets d'application de la loi ne sont pas encore tous disponibles. Les acteurs du secteur agricole attendent des précisions, notamment sur la manière de qualifier « l'activité principale » d'une parcelle agricole, et sur le contrôle du maintien des rendements. Des inquiétudes sur la spéculation du foncier agricole sont aussi émises par les professionnels du secteur.

2.2.2.4.1.2 *Démarches pour favoriser les projets vertueux*

Un label AFNOR ⁴ a été créé pour valoriser les projets exemplaires et apporter de la confiance aux parties prenantes. Ce label atteste la qualité agricole du projet. Chaque porteur de projet peut, de manière volontaire, faire labéliser son projet agrivoltaïque. Par ailleurs, l'association France agrivoltaïsme (<https://france-agrivoltaisme.org/>) a écrit un guide de bonnes pratiques. Ce guide recommande notamment de faire le lien avec les lycées agricoles et instituts techniques : les lycées agricoles de la CC d'Yvetot pourraient par exemple participer à des visites de sites ou des webinaires sur le sujet.

⁴ <https://certification.afnor.org/energie/label-agrivoltaique-positif>

2.2.3 Coût de revient de la filière

La technologie solaire photovoltaïque connaît un coût du kWh en diminution sur la dernière décennie, divisé par 2 entre 2010 et 2020 pour les particuliers et jusqu'à une division par 5 pour les projets au sol d'ampleur sur la même période.

Le coût de revient de cette énergie dépend notamment de l'ensoleillement et du dimensionnement de l'installation, qui permet de réaliser des économies d'échelle, mais aussi de s'il s'agit d'une installation intégrée au bâti (IAB), surimposé sur toiture ou au sol. En 2020, pour les petites installations destinées aux particuliers, on estime à 283 €HT le MWh d'électricité photovoltaïque (moyenne du nord de la France) pour une installation IAB de 3 kWc, contre 149 €HT/MWh pour les installations de 9 kWc surimposée à la toiture.⁵ Un coût de revient qui varie donc presque du simple au double selon les choix des particuliers.

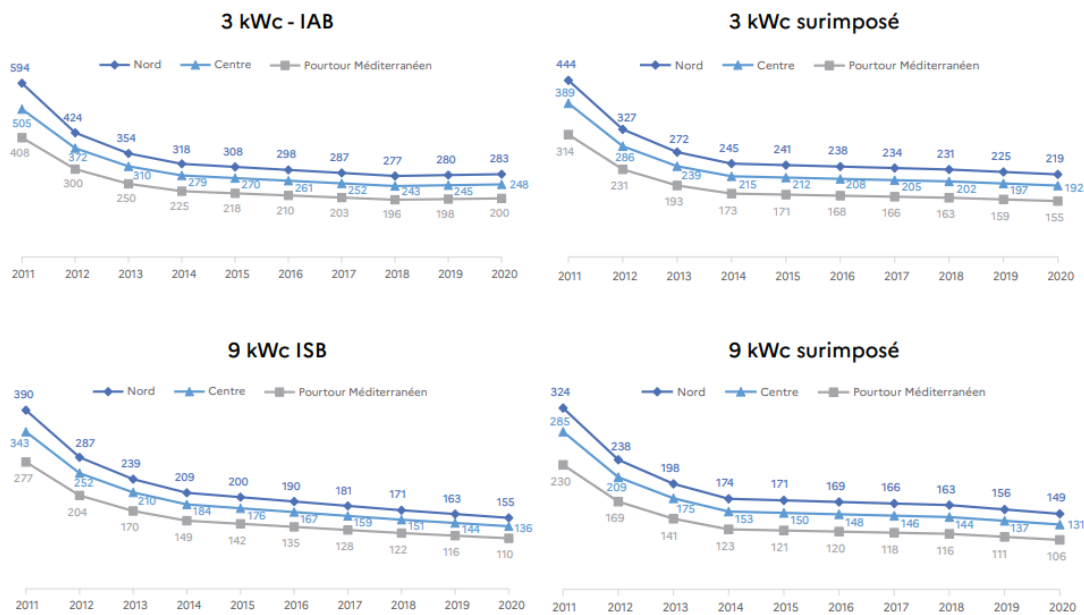


Figure 6 : Evolution du coût de revient du MWh d'électricité PV sur toiture résidentielle, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022)

Pour des projets sur toiture plus importants, l'écart de coût de revient est plus réduit en revanche, 113 €HT/MWh pour les installations de 100 kWc à 500 kWc (moyenne du nord de la France), contre 105 €HT/MWh pour les installations de 500 kWc à 2 500 kWc, en 2020. En l'espace d'une décennie, ce coût de revient a été environ divisé par 5.

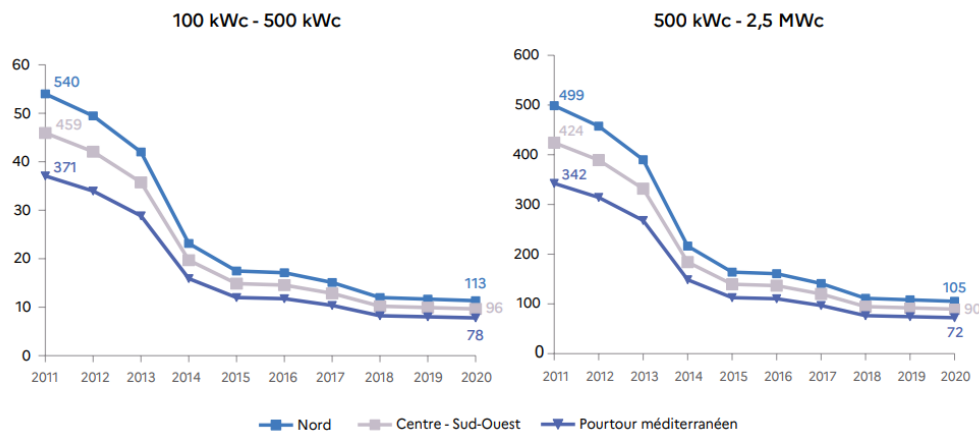


Figure 7 : Evolution du coût de revient du MWh d'électricité PV sur grande toiture, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022)

⁵ Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME, édition 2022

Les projets au sol sont ceux qui bénéficient des meilleures performances économiques. En effet, leur installation est facilitée et la surface n'est pas limitée par une toiture, ce qui permet de réaliser des projets plus ambitieux.

Leur coût de revient varie dans le nord de la France, en 2020, entre 88 €/HT/MWh pour les installations de 500 à 2 500 kWc et 71 €/HT/MWh pour les installations de 10 à 30 MWc, avec dans tous les cas une division par 5 de ce coût entre 2010 et 2020.

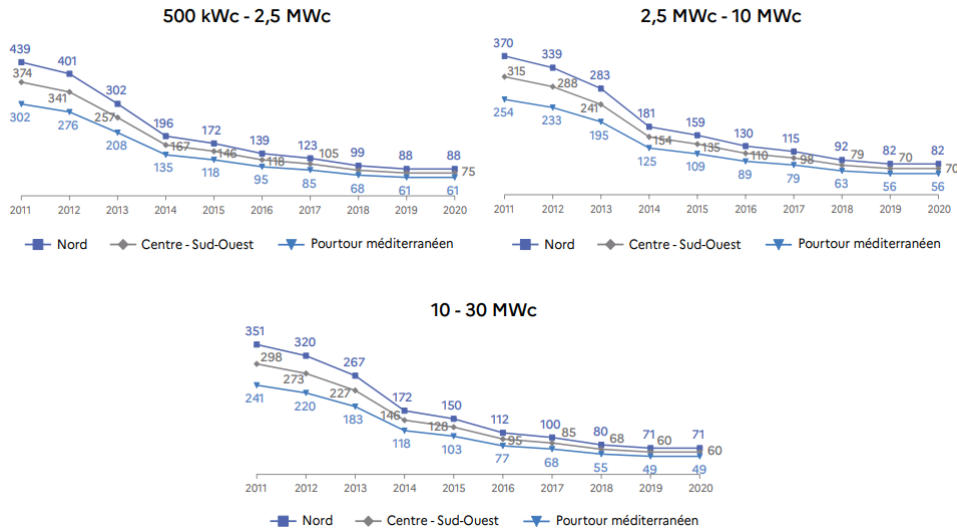


Figure 8 : Evolution du coût de revient du MWh d'électricité PV des projets au sol, en €/HT/MWh (source : ADEME, 2022)

2.2.4 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Energie renouvelable, disponible - Technologie mature et robuste - (Quasiment) pas de coût d'exploitation⁷ - Pas de nuisance sonore 	<ul style="list-style-type: none"> - Intermittence de la production - Nécessité de foncier - Potentiel dispersé - Problématique d'acceptation ABF⁶
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Plusieurs types de valorisation (injection, autoconsommation, autoconsommation partagée) - Valorisation de surfaces peu/non exploitées (parkings, toitures, friches). - Le besoin en électricité va augmenter (développement des PAC, motorisation électrique) 	<ul style="list-style-type: none"> - Contrainte d'intégration dans certains environnements (bâtiments classés, proximité aéroport)

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement (GWh/an)
Solaire PV	0,7	69,7

Tableau 1 : Synthèse de la production actuelle et du potentiel en solaire PV en GWh/an

⁶ Architecte des bâtiments de France : Il dépend du ministère de la Culture et de la Communication et assure aujourd'hui l'application de nombreuses lois codifiées aux codes du patrimoine, code de l'urbanisme et code de l'environnement.

2.3 Solaire thermique

2.3.1 Description

Le solaire thermique consiste à produire de la chaleur à partir de l'énergie solaire, cette chaleur pouvant être utilisée autant pour le chauffage que pour la production d'eau chaude. En pratique, l'installation sera d'autant plus rentable que les besoins sont bien répartis sur l'année. Un chauffage d'appoint devra être intégré pour les jours sans soleil.

En termes d'usage, on peut distinguer deux grandes familles :

Usages résidentiels	Usages tertiaires
<p>Au niveau des zones pavillonnaires, la production d'énergie thermique par des solutions individuelles peut s'avérer intéressante. On considère que 4m² de solaire thermique permettent la production journalière d'eau chaude nécessaire à un foyer de 4 personnes.</p> <p>Concernant les logements collectifs, les retours d'expérience sur la maintenance ont été défavorables à la filière ; et les promoteurs sont actuellement réticents à installer des panneaux solaires thermiques.</p>	<p>Les usages les plus intéressants du solaire thermique sont donc des consommateurs réguliers d'eau chaude sanitaire comme les hôpitaux, les EHPAD, établissements scolaires, hôtels ou campings, etc.</p> <p>Le décret tertiaire pourrait dynamiser le développement du solaire thermique auprès des acteurs concernés puisque produire sa chaleur solaire permet de réduire ses achats d'énergie.</p>

Les actions possibles de l'intercommunalité sur ce sujet sont :

- **Développer des projets** sur son patrimoine (piscines, écoles, etc.)
- **Permettre la visite de sites** pour essayer de lever les réticences qui existent sur la filière
- **Diffuser** des annuaires d'installateurs compétents (label RGE par exemple)

2.3.2 Gisements

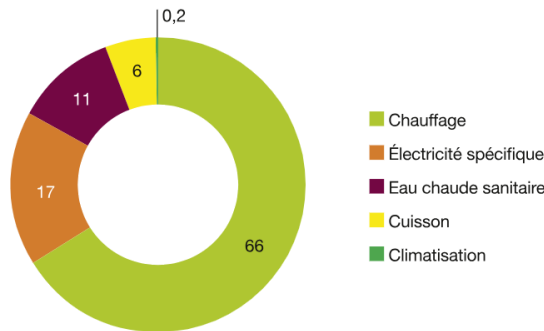
2.3.2.1 Potentiel pour les usages résidentiels

Comme pour les autres filières chaleur renouvelable (bois énergie, géothermie), le solaire thermique est avant tout dimensionné par les besoins de chaleur du territoire et plus particulièrement de l'eau chaude sanitaire.

Le solaire thermique pourrait partiellement répondre aux besoins d'eau chaude sanitaire, qui représentent 11% des consommations dans le résidentiel, et aux besoins de chauffage, correspondant à 66% des usages énergétiques dans le résidentiel.

RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE DANS LE RÉSIDENTIEL, PAR USAGE, EN 2018

En %



Note : l'électricité spécifique correspond aux usages dont le service rendu ne peut être satisfait qu'à partir de l'énergie électrique.
Champ : Résidences principales, France métropolitaine.
Source : Ceren, consommation d'énergie par usage du résidentiel

Figure 9 : Décomposition de la consommation résidentielle par usage (source : Data Lab 2022)

Le gisement pour la filière thermique correspond au potentiel de remplacement des appareils de chauffage les plus émetteurs de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, nocifs pour la santé. Il s'agit, pour le secteur résidentiel, des appareils fonctionnant au fioul domestique ou au GPL.

	Valeur	Détail
Consommation*	52 GWh / an	Outil Opportunitee
Besoin = consommation - pertes	34 GWh / an	Pertes = 35% de la conso. (car rendement typique d'une telle chaudière = 65%)
dont besoin de chauffage (66% du besoin)	22 GWh/an	cf. figure ci-dessous
dont besoin d'ECS (11% du besoin total)	4 GWh/an	cf. figure ci-dessous
Potentiel solaire thermique si 100% des consommateurs résidentiels de produits pétroliers migraient vers le solaire thermique	9 GWh/ an	On considère arbitrairement que 30% des besoins de chauffage + 50% des besoins ECS résidentiel pourraient être couverts par le solaire thermique (le reste étant apporté par un appoint)

* consommation résidentielle de produits pétroliers

En considérant que 100% des consommateurs résidentiels de fioul migrent vers le solaire thermique, le **potentiel serait de 9 GWh/an.**

2.3.2.2 Potentiel pour les usages tertiaires

La production d'énergie solaire thermique ne sera intéressante qu'en présence d'un besoin en chaleur à proximité. Ainsi, le dimensionnement du potentiel ne se fait pas à partir de l'espace disponible en toiture mais à partir des besoins thermiques des porteurs de projets potentiels.

Les besoins thermiques que chaque acteur ne sont pas connus (données confidentielles et inaccessibles). En revanche, l'opendata inventorie un certain nombre de consommateurs qui pourraient être intéressants à investiguer pour faire émerger des projets. La carte suivante illustre les nombres et localisations des hôpitaux, des établissements scolaires, des piscines, des EHPAD et résidences du territoire. Les piscines ont été retirées du calcul de potentiel : le centre aquatique E Caux Bulles a un projet de centrale solaire couplé à une chaufferie Biomasse. L'autre établissement identifié semble être une piscine privée d'un professionnel de santé, peu propice à initier un projet.

Un total de 36 consommateurs propices est ainsi inventorié, après vérification et suppression des doublons. **S'agissant de données issues d'Opendata, la liste peut être incomplète ou erronée et devra faire l'objet de vérifications complémentaires.**

Si les besoins de ces consommateurs ne sont pas connus, il est possible de réaliser une estimation grossière qu'il conviendra d'affiner dans des études ultérieures :

Si chaque consommateur installait 40m² de panneaux thermiques (soit 10 fois + grand qu'une installation domestique moyenne pour 4 personnes), **la production pourrait s'élever à 0.5 GWh par an.**

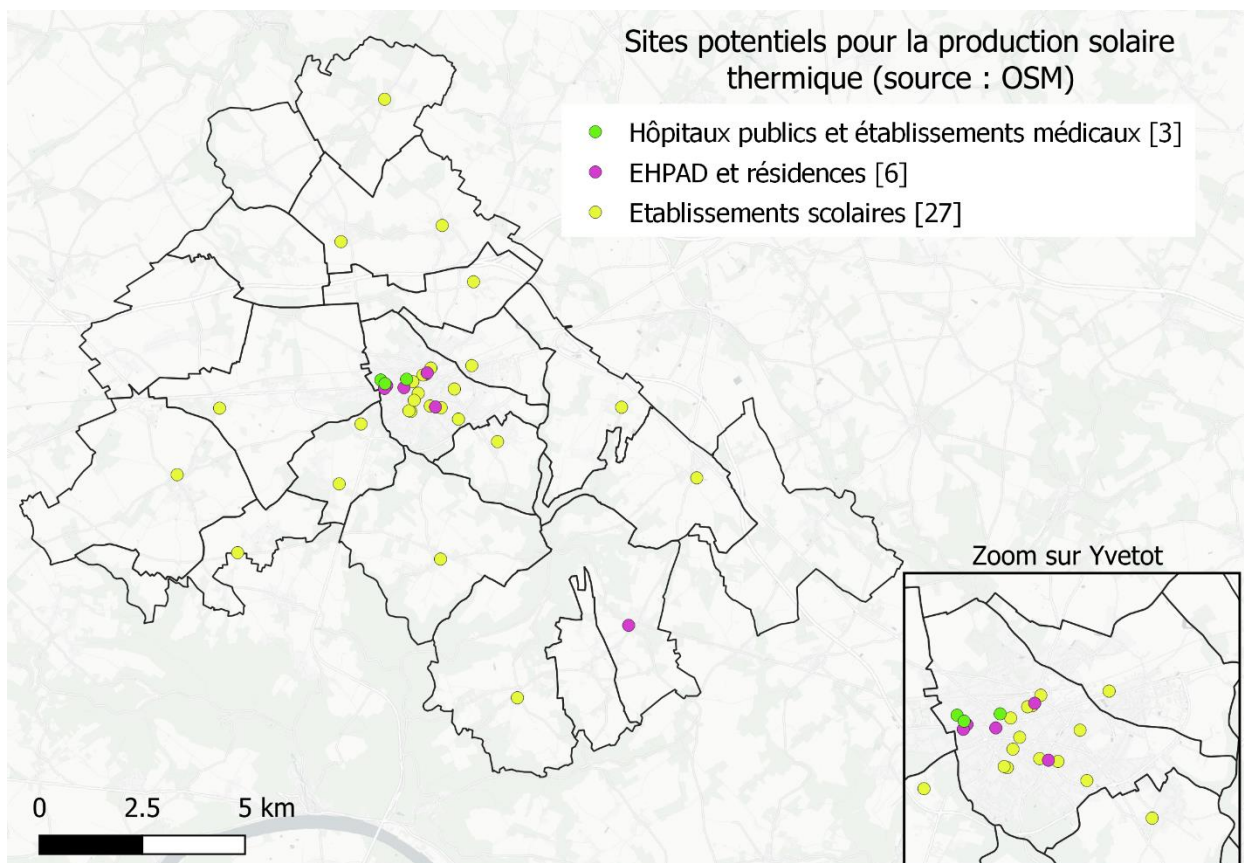


Figure 10 : Sites tertiaires potentiels pour la production de chaleur solaire (source : OSM et vérification Yvetot)

2.3.3 Coût de revient de la filière

A l'instar du solaire photovoltaïque, la technologie solaire thermique connaît un coût en diminution sur la dernière décennie, bien que dans une moindre mesure. Le coût de revient de cette énergie dépend également de l'ensoleillement et du dimensionnement de l'installation, car des économies d'échelle peuvent être réalisées sur les coûts d'installation et les échangeurs thermiques notamment. En 2020, on estime à 183 €HT le MWh d'énergie solaire thermique pour une installation sur toiture collective de moins de 50 m², contre 154 €HT/MWh pour les installations de plus de 50 m².⁷

La chute des prix depuis 2010 provient du CAPEX, tandis que l'OPEX⁸ est relativement stable sur la même période⁹.

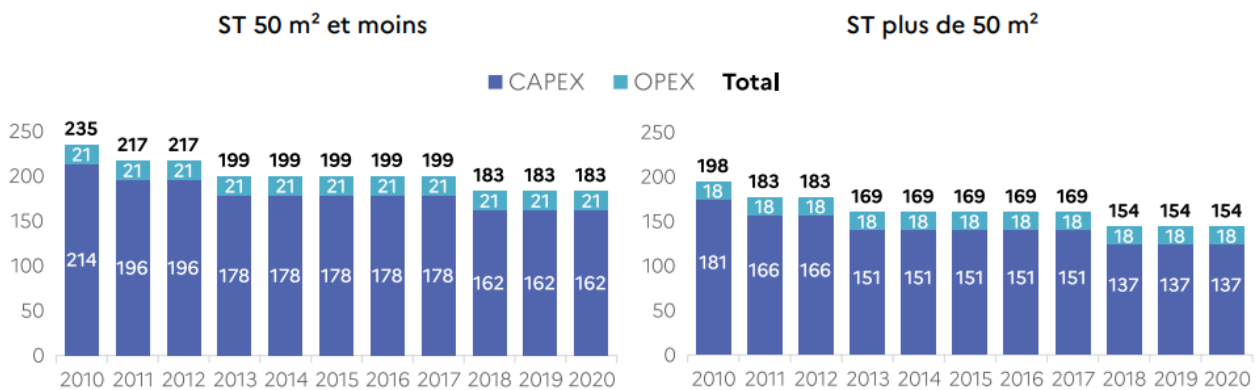


Figure 11 : Evolution du coût de revient du MWh de chaleur solaire sur toiture, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022)

En plus de la situation géographique/climatique et du dimensionnement de l'installation, le type de technologie de chauffage choisie par les particuliers aura son importance sur le prix. Un Chauffe-Eau Solaire Individuel (CESI), qui ne concerne que l'ECS, aura un coût de revient moyen de 207 €TTC/MWh en 2020, tandis qu'un Système Solaire Combiné (SSC), qui concerne l'ECS et le chauffage du bâtiment, aura un coût de revient moyen de 150 €TTC/MWh en 2020.¹⁰

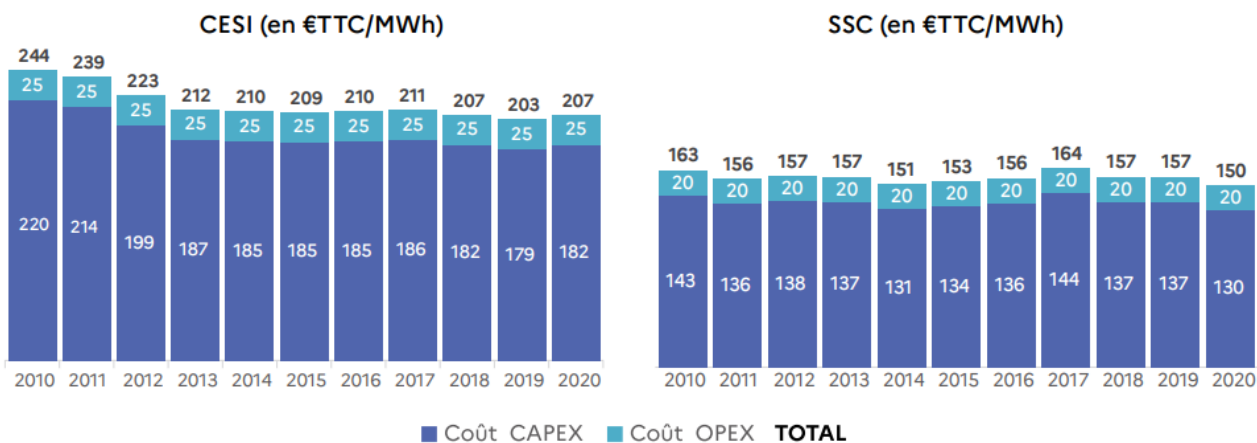


Figure 12 : Evolution du coût de revient du MWh de chaleur solaire des installations CESI et SSC, en €HT/MWh (source : ADEME, 2022)

⁷ Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME, édition 2022

⁸ Les OPEX (de l'anglais operational expenditure) sont les dépenses d'exploitation.

⁹ Idib.

¹⁰ Idib.

2.3.4 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Fonds Chaleur de l'ADEME peut être mobilisé pour une aide financière aux études et/ou à l'investissement - Est capable de fournir une chaleur à température supérieure à 50°C (mais nécessite un appoint pour les jours sans soleil) 	<ul style="list-style-type: none"> - À surface de toiture égale, il sera généralement plus facile et plus rentable d'installer des panneaux photovoltaïques - Réticences des promoteurs/constructeurs - Filière confrontée aux problématiques d'intégration paysagère (ABF)
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Emergence de technologies hybrides (thermiques + PV) prometteuses, mais peu répandues actuellement 	<ul style="list-style-type: none"> -

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement (GWh/an)
Solaire thermique	0,2	9,5

Tableau 2 : Synthèse de la production actuelle et du potentiel en solaire thermique en GWh/an

2.4 Eolien

Au sein de cette filière, on distingue le petit éolien et le grand éolien. Le grand éolien se réfère aux installations au sein de parc éolien.

Le grand éolien comprend les technologies d'aérogénérateur ayant une capacité.

Le petit éolien ou éolien individuel désigne des machines de petites et moyennes puissances, montées sur des mâts de 10 à 30 mètres.

2.5 Grand éolien

2.5.1 Description

Un parc éolien permet de produire de l'électricité à partir de l'énergie du vent. Cette électricité est injectée sur le réseau électrique pour être véhiculée jusqu'aux consommateurs. Un parc éolien est constitué de plusieurs éoliennes : on considère, en première approche, qu'un espace d'au moins 20 hectares ¹¹ est nécessaire pour qu'un parc éolien puisse être installé.

La production d'un parc éolien va dépendre :

- de la vitesse du vent
- de la puissance installée
- du nombre d'heures de fonctionnement à puissance nominale

Si l'énergie éolienne est souvent décriée pour des questions d'intégration paysagère, la DREAL Normandie met à disposition un guide d'insertion paysagère :

https://www.seine-maritime.gouv.fr/contenu/telechargement/53922/346402/file/20210525_guide-eolien_76_compressed.pdf

Le SRADDET fixe des objectifs de progression de l'éolien terrestre à une production de 2240 GWh à l'horizon 2030, pour environ 1100 MW de puissance supplémentaire installée, ce qui place l'éolien terrestre en deuxième énergie renouvelable après le bois-énergie.

Les actions possibles de l'intercommunalité sur ce sujet sont :

- **S'informer** par exemple via le réseau Les Générateurs prodiguant conseils aux collectivités sur le développement de projets éoliens
- **Promouvoir le co-développement de projets** c'est-à-dire les actions permettant aux citoyens ou à la collectivité de participer au montage, au financement ou à la gouvernance de projet.

¹¹ Ratio issu de l'expérience du consultant

2.5.2 Gisements

Il n'y a pas de mâts éoliens installés sur le territoire. La zone située sur la commune de Rocquefort a fait l'objet d'une pré-étude en 2018 (5 éoliennes).

En 2021 il a été demandé aux préfets de produire une cartographie des zones favorables à l'éolien terrestre en prenant en compte les contraintes qui existent sur le territoire.

La carte indique en blanc les zones où il est impossible de créer un parc éolien (enjeux rédhibitoires). Les zones colorées indiquent le niveau d'enjeux. Plus la zone est claire, plus les enjeux sont importants : aussi, les zones les plus foncées sont celles à priori les plus favorables pour l'installation de parcs éoliens.

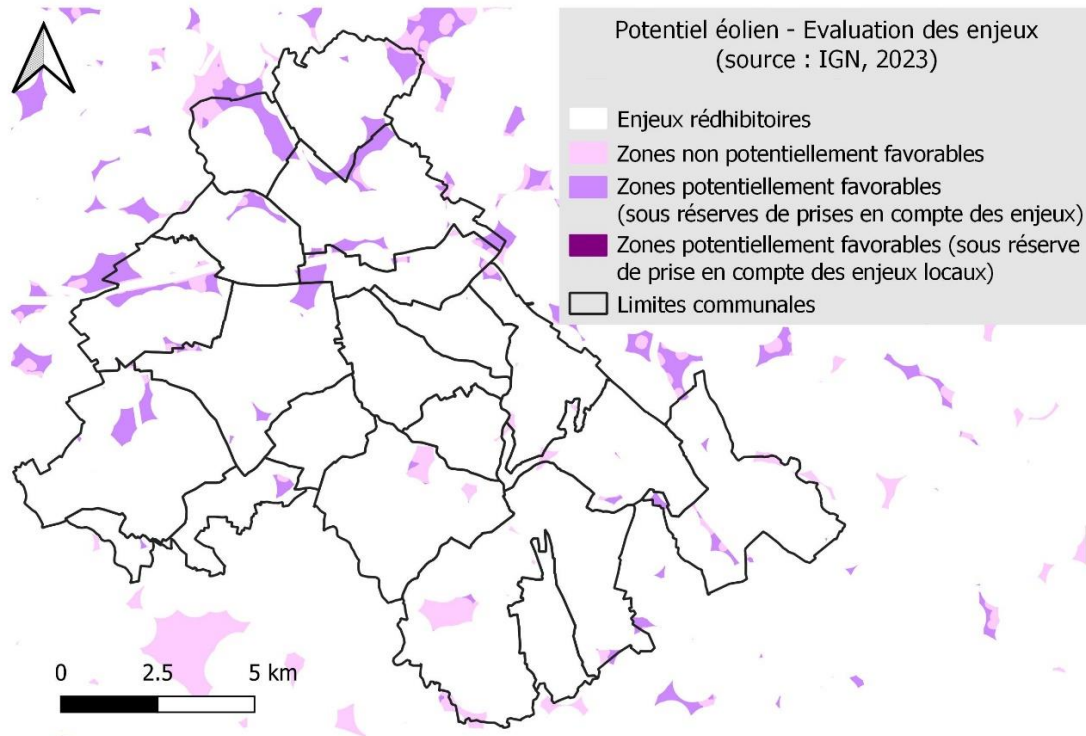


Figure 13 Potentiel grand éolien

Pour estimer le gisement éolien du territoire, l'EPE s'appuie sur la méthodologie suivante : seules les zones les moins contraintes sont incluses dans l'étude (c'est-à-dire : les zones potentiellement favorables (i) sous réserve de prise en compte d'enjeux et (ii) sous réserve de prise en compte d'enjeux locaux). Parmi ces zones, seules les surfaces assez vastes pour contenir un parc éolien sont considérées : le seuil est fixé à 20 hectares.

L'analyse est complétée avec une analyse des contraintes liées aux infrastructures de raccordement électrique. En effet, la production d'un parc éolien doit être injectée dans le réseau électrique.

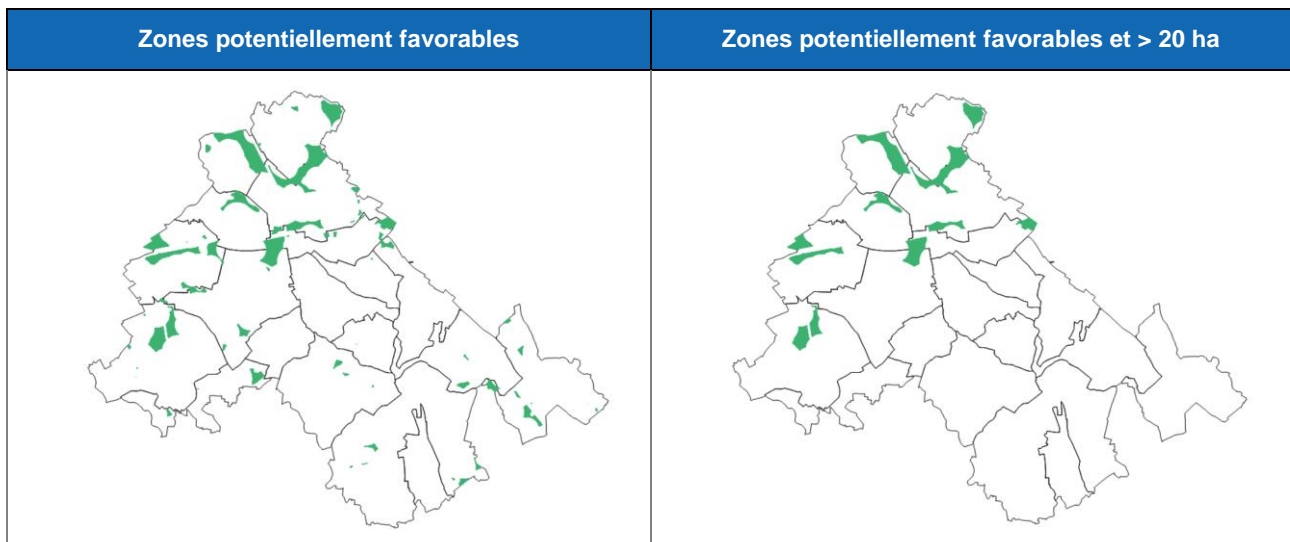
L'injection d'électricité est régie par des prescriptions techniques réglementaires. Chaque projet de production d'électricité doit être raccordé à un domaine de tension qui dépend de la puissance du projet, selon l'article du 24¹² de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.

¹² Source : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000042032189>

Seuil de puissance du projet de production à raccorder	Domaine de tension
18 kVA	BT (basse tension) monophasé
250 kVA	BT (basse tension) triphasé
12 MW (voire 17 MW par dérogation)	HTA (c'est-à-dire réseau de distribution d'électricité moyenne tension entre 15kV et 30kV) ¹³
50 MW	HTB1 (c'est à dire réseau de transport d'électricité haute tension en 63kV ou 90kV) ¹⁴
250 MW	HTB2 (c'est à dire réseau de transport d'électricité très haute tension en 225kV ou 400kV) ¹⁵

Figure 14 Seuil réglementaire de raccordement (source : Légifrance) avec, en vert, les seuils concernés pour les projets éoliens

La puissance d'une éolienne est généralement comprise entre 2MW et 3MW. Un projet de 6-9 éoliennes dépassera donc le seuil de 17MW, et devra donc être relié au réseau de transport HTB1. Que signifie se raccorder en HTB1 ? Il s'agit soit de se connecter à un poste source soit de se connecter à une ligne de transport HTB1. Au vu des capacités d'accueil du réseau électrique sur la CC d'Yvetot à date (disponible sur le site internet <https://www.capareseau.fr/#> géré par RTE), **le raccordement en HTB1 semble à court terme peu envisageable**. Il sera probablement plus facile de mettre en œuvre un parc éolien raccordable en HTA, c'est-à-dire **un parc éolien de moins de 6 éoliennes**.



Limiter la puissance du parc éolien pour ne pas dépasser le seuil de 17MW revient à exploiter soit la totalité de la zone (pour les zones les plus petites c'est-à-dire les zones 1, 3, 4, 6, 7,8 ci-dessous) soit une portion de la zone pour les autres zones, plus vastes.

La production est estimée de la manière suivante :

Production (MWh) = nombre d'éoliennes x 2.5MW x 8 760 h x 0.22

¹³ <https://www.enedis.fr/faq/prevention-du-risque-electrique/quels-sont-les-differents-types-de-reseaux-electriques>

¹⁴ Ibid.

¹⁵ Ibid.

Zone	Superficie (ha)	Zone exploitée	Nombre estimé d'éoliennes	Production estimée (MWh/an)
1	27.88	Totale	4	19 272
2	65.55	Partielle	6	28 908
3	22.58	Totale	3	14 454
4	27.98	Totale	4	19 272
5	42.86	Partielle	6	28 908
6	39.98	Totale	6	28 908
7	31.45	Totale	5	24 090
8	31.12	Totale	5	24 090
9	109.68	Partielle	6	28 908
10	46.33	Partielle	6	28 908
11	104.88	Partielle	6	28 908

Figure 15 : Analyse du potentiel éolien par zone

On obtient ici un total de **274 GWh/an**, issus de **57 éoliennes**, ce qui reste un **gisement théorique**. En pratique, la production pourrait varier en fonction (i) du vent et des perturbations locales (en général, lors d'un projet de parc éolien, un mât de mesure est installé sur le site pour mesurer, pendant plusieurs mois, la vitesse effective des vents sur le site) (ii) des contraintes propres à chaque site (la disposition des éoliennes sur le site peut être contrainte par des servitudes d'accès, des enjeux d'intégration paysagers, de biodiversités, etc.).

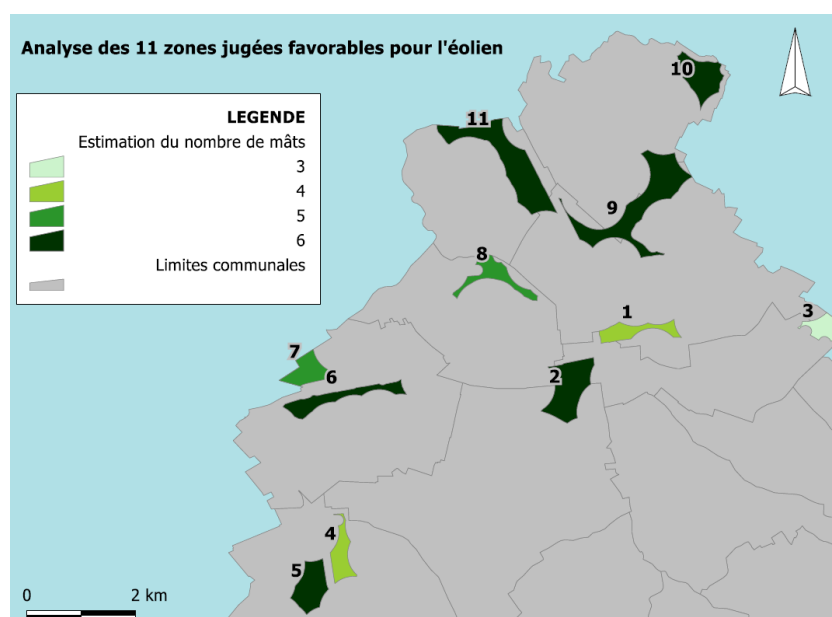


Figure 16 : Nombre d'éoliennes considérées par zone

2.5.3 Coût de revient

Depuis une dizaine d'années, le coût de revient de l'énergie éolienne évolue à la baisse. En effet le développement de la technologie et la maturité de la filière pousse les prix vers le bas, d'où un coût du MWh en diminution de 40% en l'espace d'une décennie, entre 2010 et 2020. Celui-ci s'établit à 53 €/HT/MWh en 2020 (moyenne nationale)¹⁶.

L'investissement moyen pour l'installation d'1 MW de puissance éolienne est comprise entre 1,4 et 1,6 M€. Ce coût est en chute aussi bien pour les investissements liés aux installations (CAPEX) que pour les dépenses d'exploitation (OPEX), bien qu'à une moindre cadence.

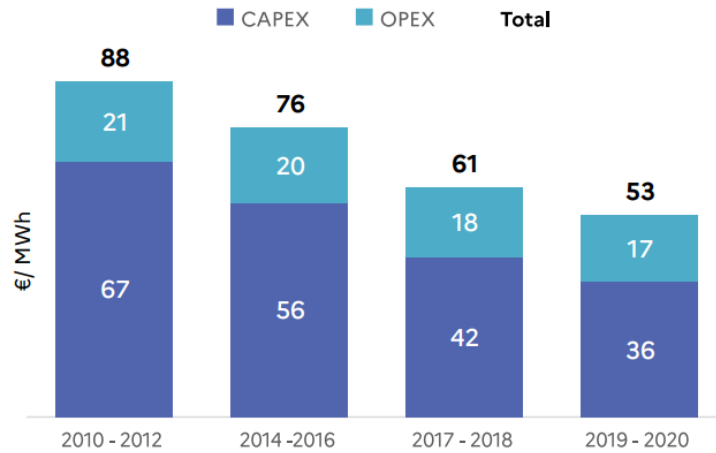


Figure 17 Evolution du coût de revient de l'éolien terrestre de 2010 à 2020 (Source : ADEME, 2022)

A cela s'ajoutent les opportunités liées aux « repowering » (renouvellement) des éoliennes, qui favorisent l'installation d'unités plus performantes et donc avec un coût de revient très peu élevé. Mais cela ne s'applique pas au territoire d'Yvetot Normandie qui ne possède pas d'installation à ce jour.

¹⁶ Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME, édition 2022

2.5.4 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Energie locale disponible - Technologie mature - Exploitation possible des terrains où les éoliennes sont implantées - Outils cartographiques disponibles au niveau régional (DREAL) - Revenus fiscaux pour la commune et le département (8 160€/ MW installé en 2023¹⁷) 	<ul style="list-style-type: none"> - Impact acoustique et paysager - Energie intermittente - Incompatible avec le milieu urbain
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Des projets existent sur les territoires voisins, possibilité de capitaliser leur retour d'expériences - Possibilité pour la collectivité de bénéficier de tarifs d'achat concurrentiels si achat direct d'électricité (via un contrat PPA) 	<ul style="list-style-type: none"> - Acceptabilité - Contraintes réglementaires, environnementales, d'urbanisme et de servitudes d'utilité publiques

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement (GWh/an)
Grand éolien	0	274 (via 11 parcs)

Tableau 3 : Synthèse de la production actuelle et du gisement éolien en GWh/an

¹⁷ Fiche ADEME « ENERGIES RENOUVELABLES : L'EOLIEN TERRESTRE »

2.6 Petit éolien

2.6.1 Description

Le petit éolien (< 36 kW) est souvent à l'initiative de particuliers, d'agriculteurs ou d'entreprises. Bien souvent les aérogénérateurs installés ne dépassent pas les 5 kW.

Ces aérogénérateurs peuvent être mis en place sans permis de construire si leur hauteur (distance entre le sol et le haut de la nacelle) est inférieure à 12 m.

Le petit éolien est peu développé en France.

On distingue deux catégories, classées suivant l'orientation de l'axe de leurs pales. Les éoliennes à axe horizontal fonctionnent comme les éoliennes classiques et sont les plus courantes. Pour répondre aux problématiques d'utilisation de l'espace, plusieurs types d'éoliennes à axe vertical se sont développés. Les retours d'expériences montrent une technologie peu fiable voire sans intérêt économique.

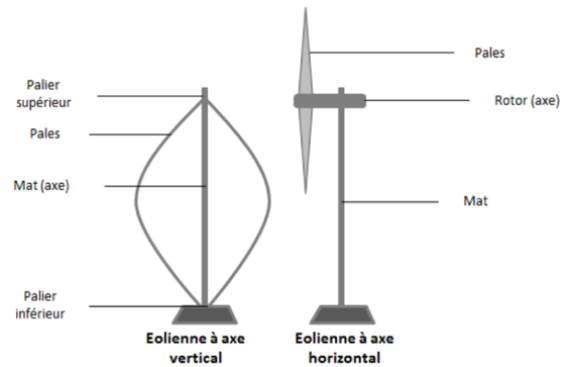


Figure 18 : Solutions de petit éolien

Dans les deux cas, il existe beaucoup trop d'incertitudes (vent réellement disponible, direction changeante, efficacité des systèmes) et de contraintes (bruit, structure, maintenance) pour proposer ces solutions à grande échelle. De plus, pour qu'un aérogénérateur soit performant, il faut un vent laminaire et continu. Or, plus l'aérogénérateur se rapproche du sol ou d'un obstacle, plus il est soumis à des perturbations et à une mauvaise qualité de vent. Selon la qualité du site et la technologie choisie, un petit aérogénérateur peut produire annuellement entre 1 000 et 3 000 kWh par kW installé (Ademe, « Fiche Technique : le petit éolien » février 2015).

Selon l'analyse de l'ADEME, si on installe 7 500 éoliennes de 5 kW (500 éoliennes/an pendant 15 ans, ce qui est déjà un déploiement ambitieux), celles-ci pourraient produire de l'ordre de 70 GWh/an soit approximativement **0,01% de la consommation d'électricité en France**.

Pour les particuliers, cette filière énergétique diffuse est peu rentable en termes de production, présente des inconvénients majeurs pour le résidentiel (vibrations, bruits, risque pour la stabilité du bâti).

Le tarif a été fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans¹⁸. Mais compte tenu des investissements, les temps de retour sur investissement sont supérieurs à 10 ans. A puissance égale, les coûts d'investissement de la filière petit éolien sont plus importants que ceux de panneaux photovoltaïques. De plus, la loi de finance 2016 a retiré le petit éolien des systèmes éligibles au crédit d'impôt à partir du 1^{er} janvier, même si le taux de TVA est réduit à 10% et que l'ANAH peut apporter des aides financières sous condition¹⁹. Le petit éolien bénéficie pourtant dans l'opinion publique d'une bonne image de solution vertueuse pour contribuer à la transition énergétique²⁰.

¹⁸ <https://www.ecologie.gouv.fr/eolien-terrestre>

¹⁹ <https://entreprendre.service-public.fr/vosdroits/F33368>

²⁰ Exemple d'article de presse régionale : <https://www.ouest-france.fr/pays-de-la-loire/les-herbiers-85500/le-petit-eolien-une-source-denergie-verte-a-envisager-dans-le-pays-des-herbiers-0aa287c2-a632-11ed-acf1-1f171930b7f8>

2.6.2 Gisements

Si le petit éolien n'a pas d'intérêt pour les zones en milieu urbain ou périurbain, elle peut présenter un intérêt pour les sites agricoles et isolés, bénéficiant de meilleures conditions de vent, notamment dans une perspective d'autoconsommation de l'électricité produite.

Elle peut également être couplée à la production photovoltaïque, ce qui peut augmenter la part d'autoproduction sur le site d'accueil et bénéficier de la complémentarité des deux filières. Néanmoins, le potentiel éolien a plus d'intérêt en moyen éolien s'il s'agit de favoriser une autoproduction.

A cet égard, on considère le potentiel nul à faible.

2.6.3 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Peut contribuer à la transition énergétique - Si hauteur < 12 m, pas de contraintes administratives et accord opérateurs radars (aviation, météo, défense) - Favorable pour des sites isolés ou non raccordés 	<ul style="list-style-type: none"> - Incertitudes sur la production potentielle - Non recommandé en milieu urbain/périurbain - Besoin d'études in situ (mesure de vent) recommandée > 3 mois - Temps de retour sur investissement > 10 ans - En concurrence avec la filière photovoltaïque - Disparition du crédit d'impôt - Pas de tarif d'achat spécifique
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Couplage avec le photovoltaïque pour des sites isolés souhaitant développer une autoproduction / autoconsommation 	<ul style="list-style-type: none"> - Disparition de la filière (exemple startup Okwind qui s'est retournée vers la filière solaire faute de développement de la filière)

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement (GWh/an)
Petit éolien	0	Potentiel nul à faible

Tableau 4 : Synthèse de la production actuelle et du gisement éolien en GWh/an

2.7 Bois énergie

2.7.1 Description

Le bois énergie représente la première source d'énergie renouvelable en France. La chaleur produite sert principalement au chauffage domestique. Le bois-énergie est issu des produits non valorisés par les exploitations et les sylvicultures (cimes, branches...), du recyclage des sous-produits de l'exploitation forestière, des travaux d'entretien des parcs et jardins et de l'industrie du bois.

Plusieurs combustibles à base de bois peuvent être utilisés pour produire de l'énergie :

- La bûche, essentiellement destinée au chauffage chez les particuliers ;
- Les plaquettes forestières, obtenues par broyage ou déchiquetage de tout ou partie de végétaux ligneux issus de peuplements forestiers et de plantations n'ayant subi aucune transformation (directement après exploitation), qui alimentent des chaudières collectives ou industrielles ;
- Les plaquettes de scieries et autres broyats, sous-produits issus du sciage des industries du bois, ainsi que des palettes et caisseries en fin de vie, qui alimentent également les chaudières collectives ou industrielles ;
- Les briquettes et granulés (« pellets »), élaborés à partir de bois broyés ou de sciures et compressés, se développent très rapidement chez les particuliers, où ils alimentent les nouveaux poêles et chaudières.

La production de chaleur par le bois n'est pas réservée aux particuliers, cette énergie peut tout à fait alimenter un réseau de chaleur, totalement ou en association avec d'autres sources d'énergie.

Lors de la combustion, le bois émet une grande quantité de CO₂, qui correspond à la libération du carbone séquestré par le végétal sur l'ensemble de son cycle de vie, le bois est toutefois considéré comme une énergie bas carbone car le renouvellement de la ressource amène à séquestrer à nouveau le CO₂.

La combustion du bois émet également des polluants atmosphériques en quantité (particules fines, CO, NO_x, COVNM, HAP), qui peuvent toutefois être réduites par l'utilisation d'appareils de chauffage haute performance et de filtres à fumée, d'où l'importance de moderniser les cellules de combustion présentes sur le territoire et de remplacer les foyers ouverts (cheminées) par des poêles performants.

Le Bois-énergie est la première source d'énergie renouvelable en Normandie. Le SRADDET s'est fixé un objectif de production de 4 000 GWh en bois énergies pour les particuliers et 5 500 GWh pour le chauffage collectif, l'industrie, la cogénération et l'agriculture.

Le territoire compte à ce jour au moins 3 exploitations forestières pouvant être mobilisées pour collecter la ressource en bois²¹ :

- Etn URL (Touffreville la Corbeline)
- Ludovic Glatigny (Valliquerville)
- Environnement Forêts (Yvetot)

²¹ Selon les pages jaunes, consultées en septembre 2023. Il est à noter que ce résultat est proche des données INSEE CLAP 2015 présentées dans la Fiche territoriale « CC Yvetot Normandie » de la DRAAF Normandie. (https://draaf.normandie.agriculture.gouv.fr/IMG/html/fiche_territoriale_cc_yvetot_normandie_cle8b91b2.html). En effet, selon cette dernière source, on comptait 2 exploitations forestières en 2015 sur le territoire de la CCYN.

2.7.2 Gisements

2.7.2.1 Haies bocagères

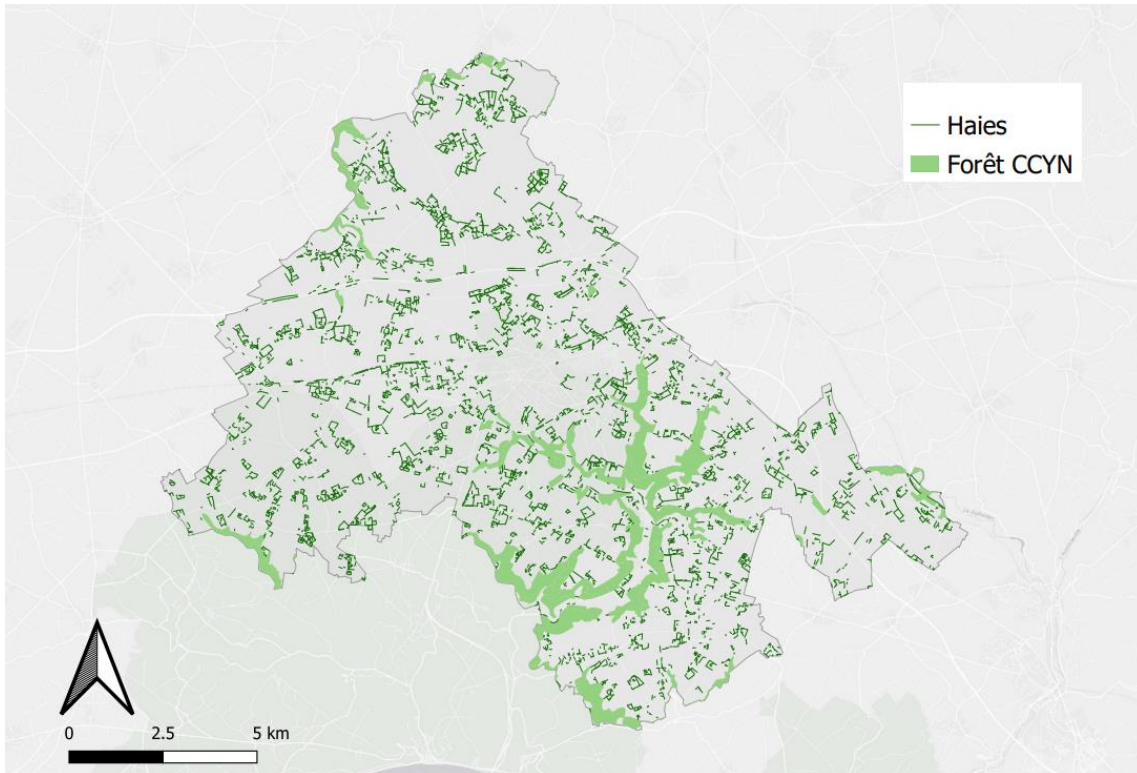


Figure 19 : Zones boisées et linéaire de haies sur le territoire de la CCYN (source : BD TOPO, IGN)

Emblématique de la région Normandie, les haies bocagères (ou champêtres), qui associent une diversité floristique sur plusieurs strates végétales (jusqu'à 25 m de hauteur), sont traditionnellement utilisées pour délimiter les parcelles agricoles. Elles génèrent un lot important de services écosystémiques, favorisant notamment l'infiltration des eaux pluviales, la résilience des cultures face au vent et aux fortes chaleurs, la continuité écologique et la séquestration du carbone sur le territoire. Les haies champêtres sont par ailleurs une source de biomasse non négligeables dont il faut tenir compte dans l'estimation du gisement sur le territoire.

La haie bocagère est définie à l'IGN comme étant une formation linéaire arborée comportant des arbres sur au moins 25 mètres de long, sans interruption de plus de 20 mètres, sur une largeur inférieure à 20 mètres et d'une hauteur potentielle supérieure à 1,30 mètres. On parle aussi de « ligneux hors forêt ».

Le territoire de la **CCYN présente un nombre conséquent de ces haies**, bien que leur densité n'atteigne pas celle que l'on peut observer dans des régions comme le Cotentin. Les données SIG produites par IGN²², font état de 432 km de linéaire de haies dans la CCYN, **soit 324 km de haies exploitables** en tenant compte d'une réfaction forfaitaire de 25% sur les données photo-interprétées, comme préconisé par IGN.

Avec une biomasse aérienne moyenne de 161 tonnes de masse sèche par km de linéaire de haie pour la région Normandie²³ et un prélèvement de 2,1% du stock annuellement²⁴, **le gisement de bois énergie représenté par les haies sur la CCYN s'élève à 1 095 tMS/an, soit l'équivalent de 5 476 MWh de chaleur**²⁵.

²² BD TOPO données Seine-Maritime, 2021

²³ Stocks de bois et de carbone dans les haies bocagères françaises, IGN-ADEME, 2022

²⁴ Idib.

²⁵ Référentiel combustible bois énergie : les plaquettes forestières – Définition et exigences, ADEME ; 5 kWh de Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) par kg de plaquettes à l'état anhydre, sachant que le gisement estimé s'exprime en tonne de matière sèche.

Potentiel de développement de la ressource en bois :

Les grandes cultures et prairies composant la majeure partie de la surface du territoire, il existe un potentiel de développement certain de la ressource en bois via le développement de l'agroforesterie, que ce soit par la plantation de nouvelles haies en bordures de parcelles ou d'alignements d'arbres. Cette gestion de la ressource peut être améliorée en aidant les exploitations agricoles à se doter d'un Plan de Gestion Durable des Haies (PGDH), qui consolide l'état des lieux, établit un programme pour la gestion des haies existantes et les travaux à réaliser, détermine un potentiel de valorisation des haies et facilite leur labellisation. Les chambres d'agriculture peuvent accompagner les exploitants à la réalisation de ces PGDH, ainsi qu'aider le territoire dans sa gestion paysagère et la plantation de nouvelles haies.

2.7.2.2 Bois forestier

Il y a par ailleurs un potentiel forestier présent sur le territoire : **1 335 hectares de forêt** répartis sur l'ensemble de la CCYN. Sachant que l'hectare de forêt permet de produire en moyenne 3 m³ de bois annuellement en ex-région Haute-Normandie²⁶ et que 21% du bois récolté est utilisé à des fins énergétiques en France²⁷, on estime que **841 m³ de bois-énergie peuvent être récoltés annuellement dans les forêts de la CCYN**, y compris le bois d'ores et déjà exploité.

Avec 67% de ce bois sous forme de rondins ou bûches et 33% sous forme de plaquettes forestières²⁸, **le potentiel énergétique annuel des forêts du territoire s'élève à 1 385 MWh de chaleur²⁹**. Ainsi, le gisement total de bois-énergie du territoire s'élève à **6 861 MWh par an**, sous forme de chaleur produite à la combustion.

2.7.3 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Energie disponible localement tout comme elle peut être importée/exportée - Technologie mature - Valorisation énergétique des exploitations agricoles - Outils cartographiques disponibles au niveau départemental (IGN-BD TOPO) - Energie pilotable 	<ul style="list-style-type: none"> - Production non négligeable de polluants atmosphériques - Ressource limitée sur le territoire - Hausse du trafic routier pour le transport des plaquettes - Nécessite une plateforme de séchage sur le territoire, sans quoi les plaquettes devront transiter en-dehors de la CCYN (coût environnemental et économique)
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Haies champêtres et bosquets exploitables sur le territoire 	<ul style="list-style-type: none"> - Contraintes réglementaires sur la qualité de l'air, environnementales et d'urbanisme.

Synthèse de la filière :

Le gisement total de bois-énergie du territoire de la CCYN s'élève à 6 861 MWh par an ne correspond pas à la production d'énergie à partir de bois. En effet, la majorité de la ressource est produite à l'extérieur du territoire. Elle peut néanmoins avoir une origine régionale, liée au gisement important des territoires voisins.

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement local (GWh/an)
Bois énergie	140 dont 100 GWh en bois industriel et collectif	6,9

Tableau 5 : Synthèse de la production actuelle et du gisement local en Bois-énergie en GWh/an

²⁶ Les flux de bois en forêt, IGN, 2016

²⁷ La filière forêt-bois, Ministère de l'agriculture et de la souveraineté alimentaire, 2020

²⁸ Récolte de bois et production de sciages en 2019, Agreste 2020

²⁹ Le calcul se base sur le référentiel Bois Energie, ADEME 2018, qui distingue le pouvoir calorifique selon la forme de production, avec 20% d'humidité pour le bois rondins et bûches et 21% d'humidité pour le bois de plaquettes forestières.

2.8 Biogaz

2.8.1 Description

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de matières organiques animales ou végétales. Une fois récupéré, il peut être valorisé sous forme de chaleur et/ou d'électricité, ou directement injecté dans le réseau de distribution de gaz sous la forme de Biométhane (défini à l'article 3 du Décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021). Actuellement la part de biométhane dans la consommation nationale de gaz naturel atteint les 3% (chiffres de suivi de la PPE).

Le biogaz présente de nombreux atouts. C'est une énergie renouvelable qui :

- Se stocke facilement ;
- Constitue une opportunité de revenus complémentaires pour les exploitants agricoles;
- Permet de développer une écologie industrielle territoriale en valorisant les déchets pour produire de l'énergie et des matières fertilisantes (digestat)
- Permet d'utiliser des infrastructures de réseau énergétique existant sur une partie importante du territoire qui dessert les industries et les transports.

La région Normandie s'est fixé des objectifs ambitieux dans le SRADDET. À l'horizon 2030, la production de biométhane visée est de 1 700 GWh (soit 10 % de biométhane dans le réseau de gaz) et la production d'électricité issue de biogaz est de 560 GWh.

Le développement d'une filière de méthanisation s'appuie sur trois maillons :

- La gestion des intrants ;
- La production de biogaz ;
- La valorisation des produits et résidus de la méthanisation.

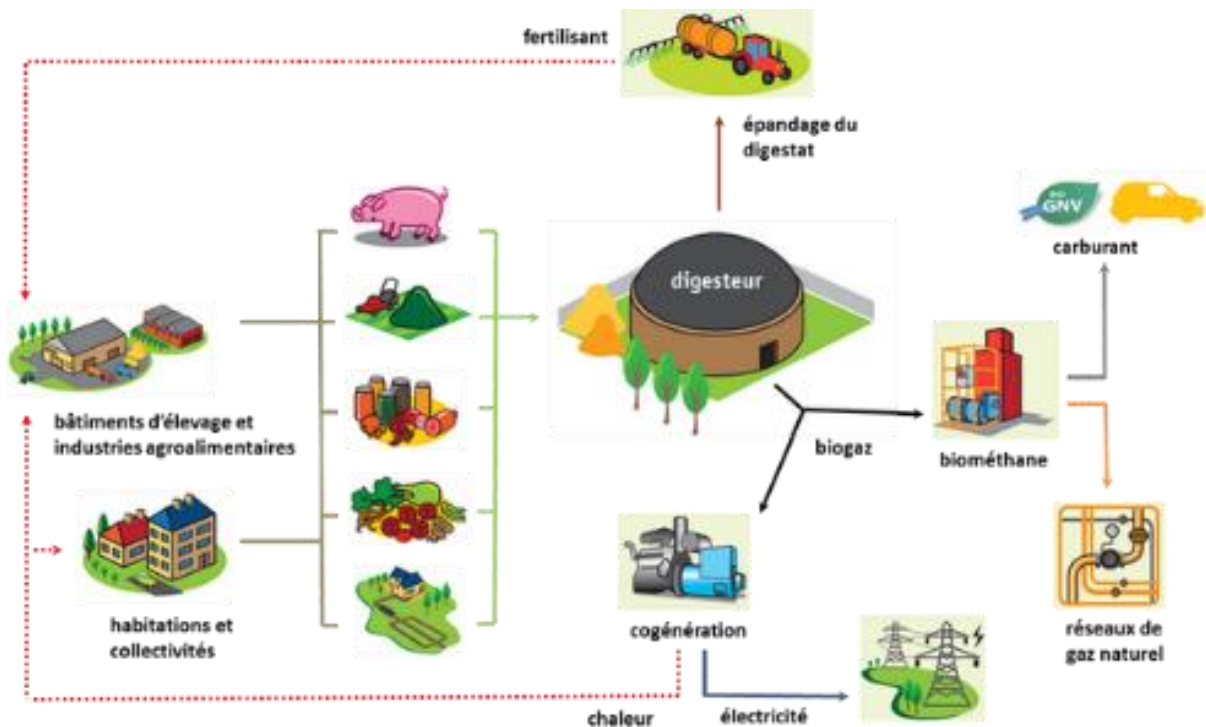


Figure 20: Schéma de principe de la méthanisation – Source ADEME

Il existe 2 techniques de production : la méthanisation dans un digesteur ou la récupération sur centre d'enfouissement technique (ISDND). Il n'existe pas de site d'enfouissement sur le territoire d'Yvetot Normandie. Le site le plus proche, situé à Brametot, fait partie de la communauté de communes voisine de la Communauté de communes de la Côte d'Albâtre.

La gestion des intrants repose sur deux dimensions, d'une part le type et volume de gisements disponibles sur le territoire, d'autre part le pouvoir méthanogène de chaque intrant. Il est utile de rappeler que le procédé de méthanisation repose sur la dégradation partielle de matière organique en l'absence d'oxygène sous l'action combinée de plusieurs micro-organismes, donc sur du vivant, réagissant à différents paramètres (température, durée de séjour dans le digesteur, teneur en matière sèche.) Du fait de la complexité et la variété des paramètres à maîtriser, on considère qu'il faut plusieurs années d'essais et d'ajustement pour roder l'installation du méthaniseur.

L'ADEME considère que 88% du potentiel de production de biogaz par méthanisation provient de ressources agricoles : effluents d'élevage, déchets de culture, les cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE)³⁰. Les autres intrants proviennent des boues et coproduits des industries agroalimentaires, des déchets ménagers, des déchets verts et des boues de STEP.

Chaque matière n'a pas le même potentiel de production de biogaz, dit pouvoir méthanogène. La gestion de l'installation nécessite un pilotage pour trouver un équilibre entre chaque ressource pour trouver un équilibre dans le procédé de méthanisation. Généralement ce procédé prend une année pour stabiliser le bon mélange.

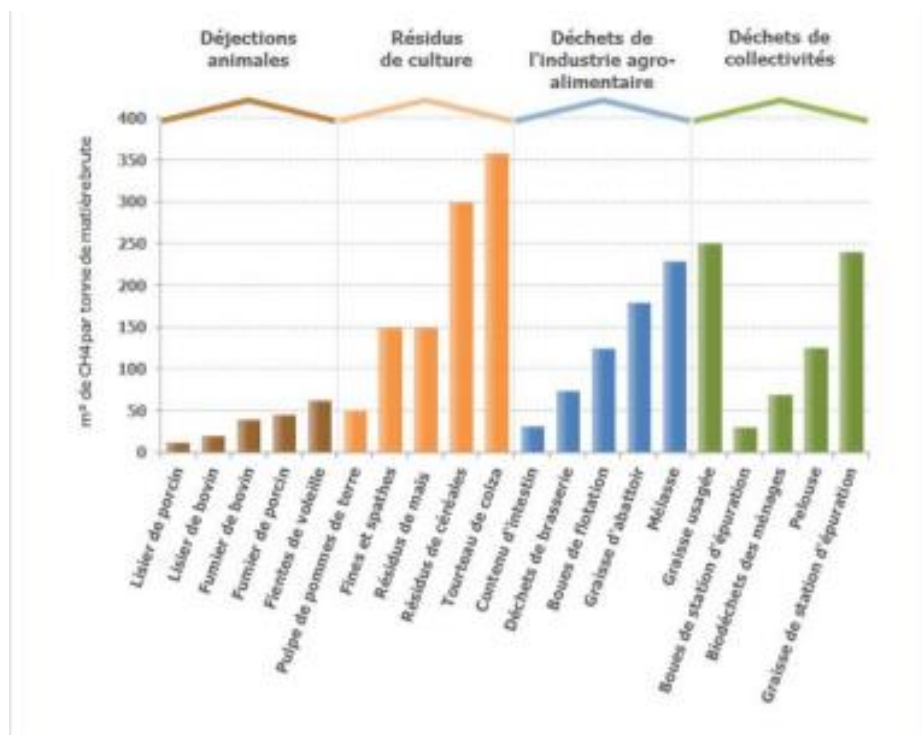


Figure 21 : Potentiel méthanogène de différents substrats et co-substrats, ADEME, 2015³¹

³⁰ Etude ADEME réalisée par Solagro-Indiggo, 2013

³¹ Présentation ADEME Bourgogne France Comté « La méthanisation: Technique de valorisation des déchets organiques » Novembre 2015

2.8.2 Gisements

Le territoire d'Yvetot Normandie présente de nombreux atouts pour le développement du Biogaz. La nature agricole d'une partie de ses communes permet de disposer d'un gisement potentiel diversifié. Les potentiels de production sont décrits par gisements par type de biomasse comme l'illustre la cartographie ci-dessous.

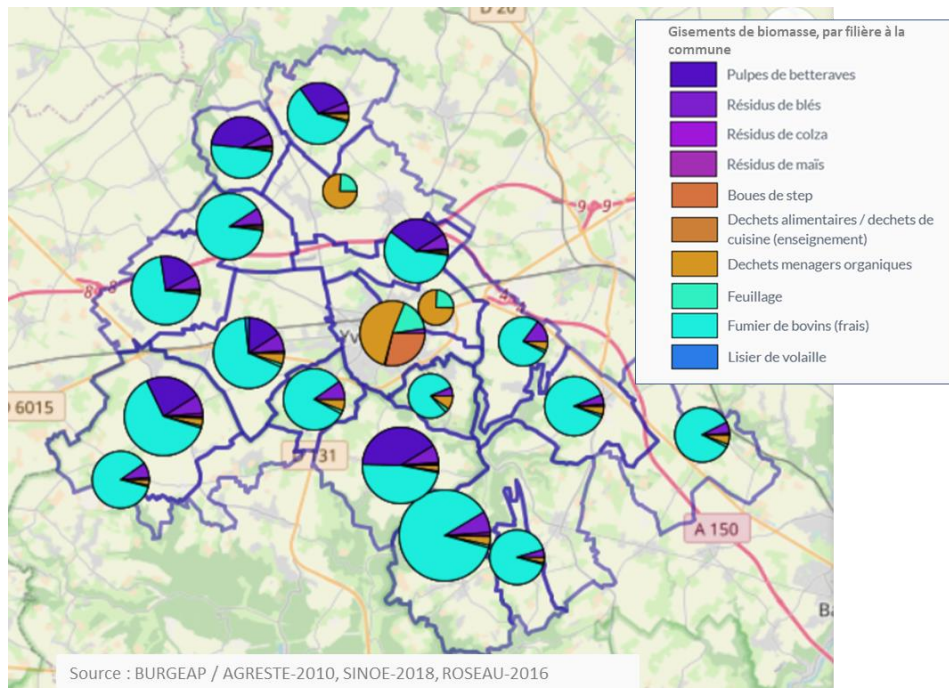


Figure 22 : Evaluation des gisements de biomasse, par filière à la commune (Source: traitement GINGER BURGEAP OPPORTUNITEE, 2023)

Filières	Matières brutes en kilotonnes	Potentiel net en Biogaz en Nm3
Boues de STEP	16	71 720
Déchets alimentaires / déchets de cuisine (enseignement)	8	3
Déchets ménagers organiques	2 793	101
Feuillage	772	161
Fumier de bovins (frais)	26 923	1 229
Lisier de volaille	0	2
Pulpes de betteraves	14	324
Résidus de blés	488	1 018
Résidus de colza	393	107
Résidus de maïs	0	9

Tableau 6 : Gisement potentiel biogaz selon les filières (Source: traitement GINGER BURGEAP OPPORTUNITEE, 2023)

Il est à noter que les gisements les plus méthanogènes sont ceux issus de substrats riches en graisse : résidus de céréales, colza, graisses usagées. Pourtant en volumes, sur le territoire, les gisements les plus importants sont principalement constitués des déjections animales et biodéchets.

Le gisement est un facteur crucial de la faisabilité d'un projet : il doit être contractualisé sur plusieurs années et produire une quantité constante de méthane. Mais deux gisements peuvent être saisonniers et se compléter : par exemple une installation agricole peut fonctionner avec des fumiers majoritairement l'hiver et avec des résidus de céréales l'été.

Le gisement net modélisé selon les hypothèses d'OPPORTUNITEE est de 8187 Nm3/h, répartis selon les modèles économiques :

- En cogénération : 27.42 GWh
- En injection : 13.29 GWh

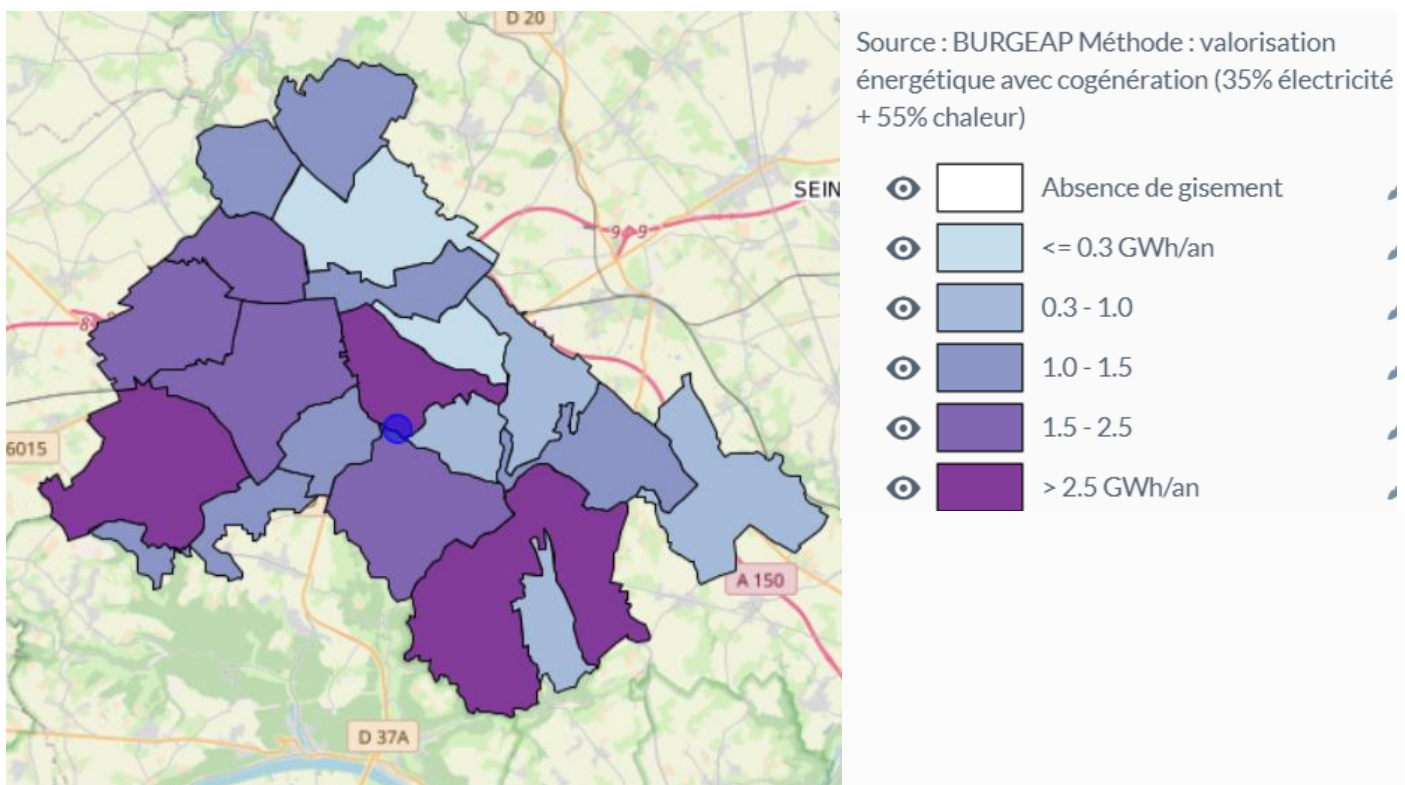


Figure 23 : Modélisation de la valorisation énergétique du gisement méthanisable avec cogénération (OPPORTUNITEE)

Au-delà du gisement d'intrants, d'autres critères sont à prendre en considération pour analyser les opportunités d'exploitation :

- Le droit à l'injection
- La gouvernance du projet (méthanisation à la ferme avec un ou plus exploitants agricoles, méthanisation territoriale avec un collectif auquel peut participer la collectivité, méthanisation industrielle)
- La capacité d'accueil du réseau de distribution est favorable : accueil possible de 1565 Nm³/h (avec un renforcement prévu à 2027) sur le secteur de la CCYN (zone FECAMP),

La faisabilité de l'exploitation de ces gisements dépendra également d'autres facteurs qu'il convient de rappeler et de prendre en compte au moment de la réflexion autour de développement de projets :

- La ressource n'est pas répartie de façon homogène sur le territoire. Or, pour certaines filières, la valorisation nécessite des grandes quantités de biomasse disponible dans un même lieu.
- Il existe une compétition avec d'autres usages, comme le maintien de la fertilité des sols (pailles), l'alimentation animale (en cas de sécheresse) et même l'alimentation humaine, lorsque des cultures sont dédiées à la production d'énergie.

Il n'existe pas de site de méthanisation par digesteur sur le territoire d'Yvetot Normandie.

En revanche, plus de 11 projets recensés sont en cours sur le canton de Fécamp³², dont 1 situé à Bois Himont, d'une capacité prévue de production électrique de 160 kWélec.

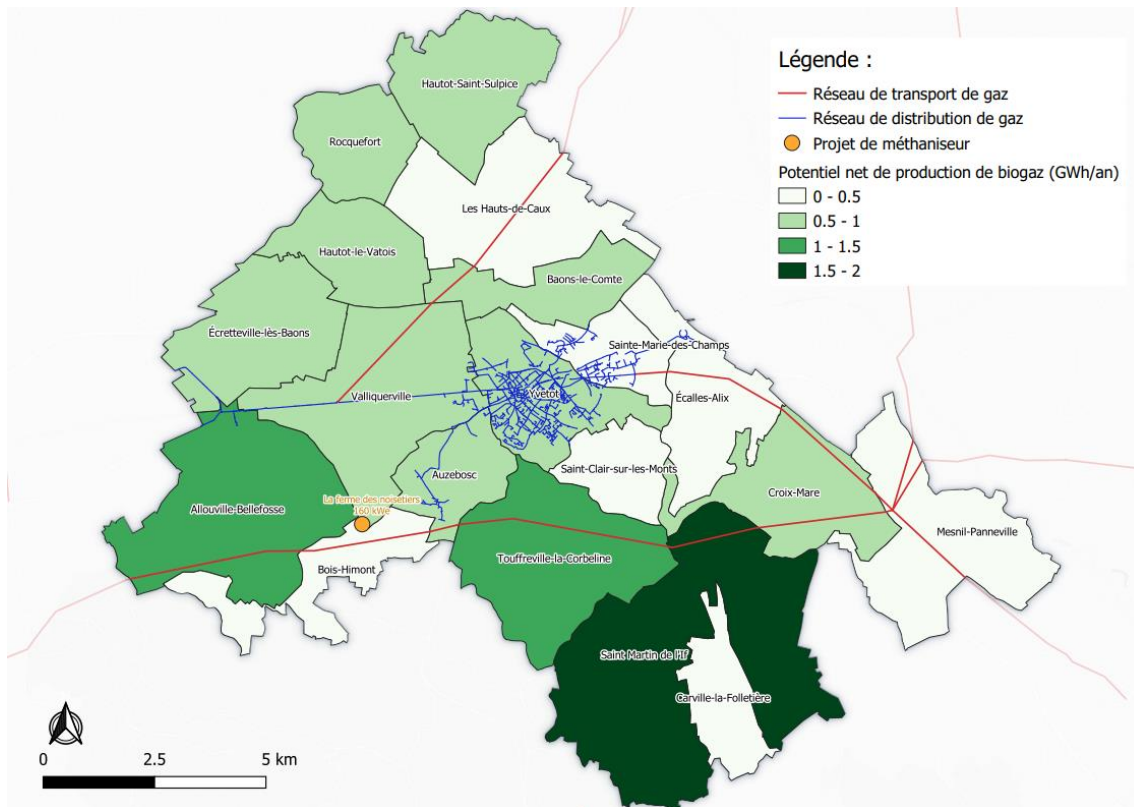


Figure 24 : Réseau gazier et potentiel net de valorisation de biogaz de chaque commune de CCYN (Source : traitement GINGER BURGEAP OPPORTUNITEE, 2023)

³² Donnée Open Data ODRE « Cartographie Biométhane d'accès aux réseaux » consultation 5 avril 2023

2.8.3 Modèles économiques

Les principales valorisations du biogaz produit sont la cogénération pour la production d'électricité et l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Le biogaz contient 50 à 65% de méthane, c'est ce biométhane qui sera valorisé en tant que gaz renouvelable.

La PPE prévoit une production de 12 à 18 TWh de biogaz renouvelable en 2028, mais également le maintien d'une production d'électricité en co-génération.

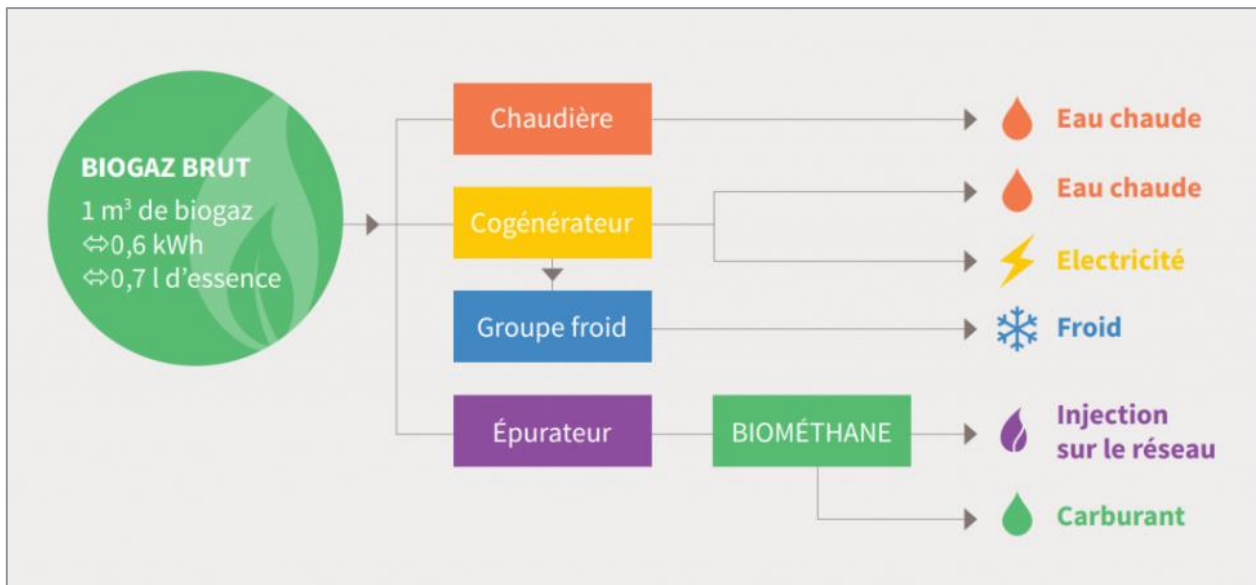


Figure 25 : Source : AILE, <https://aile.asso.fr/biogaz/ressources-outils/le-biogaz/>

Pour les projets à la ferme, la cogénération est la voie la plus courante de valorisation du biogaz du fait des coûts d'investissement moins importants. La cogénération vise à coupler une production de chaleur renouvelable à une production d'électricité. Le module de cogénération est constitué d'un moteur adapté pour brûler du biogaz, qui entraîne une génératrice de courant. La chaleur est récupérée sur le système de refroidissement du bloc moteur et des fumées de combustion et alimente un circuit d'eau chaude. L'électricité produite peut être injectée sur le réseau et revendue à un acheteur d'énergie.

L'arrêté du 21 août 2020 avait abrogé l'obligation d'achat et le complément de rémunération pour les installations de cogénération. Cependant les enjeux de sécurité de l'approvisionnement électrique ont poussé le Ministère de la Transition énergétique à saisir la Commission de Régulation de l'Énergie pour un nouvel arrêté tarifaire « C13 » permettant à nouveau les contrats d'obligation d'achat.

L'« injection » de biométhane résulte du procédé d'épuration du biogaz permettant de séparer le biométhane des autres gaz résiduels (H₂O, CO₂, H₂S principalement). L'objectif est d'obtenir un gaz de qualité similaire à celle du gaz naturel pour pouvoir ensuite l'injecter dans le réseau de distribution de gaz.

L'épuration en biométhane permet également de valoriser sous forme de carburant BioGNV soit sous forme liquide (GNL) soit sous forme compressée (GNC).

EN COGÉNÉRATION	
Fourchettes d'investissements	€/kWé
Micro-méthanisation 30-75 kWé	7 000 ▶ 13 000
Méthanisation à la ferme et petit collectif 80-500 kWé	5 300 ▶ 10 000
EN INJECTION	
Fourchettes d'investissements	€/Nm ³ .h
À la ferme et petit collectif 50-150 Nm ³ /h	30 000 ▶ 50 000

Figure 26 : Estimation des investissements pour une unité de méthanisation (ADEME, 2019)

La structure des coûts dans la méthanisation se décompose en trois grandes catégories :

- un **coût de « fourniture des matières premières »** : les dépenses des transports des matières sur le site – d'où l'intérêt d'avoir un accès facile aux infrastructures routières-, les frais de production (cultures intermédiaires), les redevances de traitement des déchets ;
- un **«coût de production du biogaz»**, comprenant l'ensemble des postes liés à la transformation des matières entrantes en biogaz (système d'alimentation, digesteurs, séparation de phase, stockage des matières, etc.) ;
- un **«coût de conversion du biogaz en énergie»**, comprenant les postes liés à la conversion du biogaz en électricité, chaleur ou biométhane (moteur à gaz, épurateur, raccordements aux réseaux d'énergie, etc.)

Les modèles économiques actuels tendent à favoriser les projets impliquant l'industrie agroalimentaire que l'agriculture.

2.8.4 Réglementation

La méthanisation est soumise à de nombreuses exigences réglementaires qu'il convient de rappeler brièvement :

Désignation	Description
Régimes ICPE	Les trois régimes sont possibles : Déclaration, enregistrement et autorisation Le régime ou classement est déterminé selon la nature et l'origine des déchets (déchets végétaux agricoles ou non, déchets animaux, biodéchets, boues, etc) ainsi que la quantité journalière entrant dans l'installation (seuil d'autorisation à 100t/j).
Agrément sanitaire	C'est la nature des matières entrantes qui détermine l'exigence d'un agrément sanitaire pour l'unité de méthanisation. L'agrément sanitaire est obligatoire si les matières entrantes contiennent des sous-produits animaux (cf art 24 1- g du règlement (CE) n°1069/2009).
Distances réglementaires d'implantation vis à vis des Zones d'habitation	100m pour les installations relevant du régime de Déclaration ICPE 200m pour les installations relevant du régime de l'enregistrement ou de l'autorisation
Urbanisme	Demande de permis de construire à la commune Les permis de construire concernant des unités de méthanisation dont l'énergie produite est principalement destinée à la vente (commercialisation à hauteur de 50 % de l'énergie produite) sont de la compétence du préfet de département , le service instructeur est la DDT(M).
Loi sur l'eau	Selon les caractéristiques du projet, le dossier Loi sur l'eau relèvera du régime de Déclaration Loi sur l'eau ou d'autorisation environnementale
Valorisation du Digestat	Pour les établissements d'élevage relevant des régimes ICPE, les effluents d'élevage sont soumis au plan d'épandage exigé par le régime des ICPE. Les résidus de digestion issus d'une conversion en biogaz mis sur le marché doivent respecter les règles sanitaires en vigueur. Les digestats sont mis sur le marché (retour au sol compris) si le produit est sûr sanitaire

Tableau 7 : Principales réglementations en vigueur sur la méthanisation (d'après DREAL Normandie, 2022)

2.8.5 Matrice

<p style="text-align: center;">Forces</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potentiel de développement de biogaz et de biométhane avec des projets en instruction - Complément de revenus pour les exploitants agricoles 	<p style="text-align: center;">Faiblesses</p> <ul style="list-style-type: none"> - Exploitation plus complexe que pour d'autres filières (gestion du stock, maîtrise du procédé de digestion) - Acceptabilité sociale de l'installation de méthaniseurs - Complexité réglementaire (Règlementation ICPE, procédure pour l'injection du biogaz) - Trafic autoroutier - Débouchés du digestat
<p style="text-align: center;">Opportunités</p> <ul style="list-style-type: none"> - Droit à l'injection favorable sur le territoire - Présence de deux lycées agricoles pouvant faire l'objet de démonstrateur - Développement de modèles économiques comme les PPA, autoconsommation en installation agricole 	<p style="text-align: center;">Menaces</p> <ul style="list-style-type: none"> - Baisse du volume d'intrants liée à la baisse de l'activité agricole - Variabilité des mécanismes de soutien

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement local (GWh/an)
Bois énergie	0	40.7

Tableau 8 : Synthèse de la production actuelle et du gisement en méthanisation en GWh/an

2.9 Géothermie

2.9.1 Description

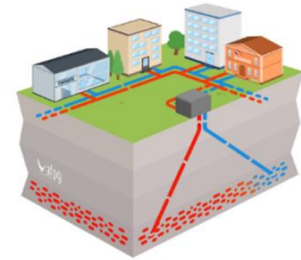
2.9.1.1 Généralités

La géothermie consiste à récupérer les calories présentes dans le sous-sol. Il existe 2 grandes familles de géothermies : la **géothermie sur nappe**, et la **géothermie sur sondes ou capteurs**.

- Géothermie sur nappe

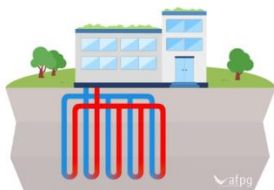
Dans le cas de la géothermie sur nappe, il s'agit de pomper de l'eau située dans le sous-sol pour valoriser son énergie.

L'eau est captée par un puits/forage de captage. Les calories sont prélevées en surface par un échangeur thermique, puis l'eau est intégralement restituée au sous-sol via un puits/forage de réinjection. L'ensemble « puits de captage – puit de réinjection » s'appelle un doublet de forages. Le réseau puits de captage-puit de réinjection-échangeur est la boucle primaire constituée d'eau souterraine. La quantité de chaleur et de froid récupérable dépend du débit exploitable par le ou les forages d'un projet, et in fine des propriétés de la nappe (aussi appelée « aquifère »).



Géothermie sur nappe (source : AFGP)

- Géothermie sur sondes (ou sur capteurs)



Dans le cas de la géothermie sur sondes, il s'agit de prélever les calories du sol grâce à des tubes enterrés qui se réchauffent au contact du sol. La longueur des tubes à enterrer est d'autant plus grande que les besoins thermiques sont importants. Ce circuit enterré est la boucle primaire, et fonctionne en circuit fermé (contrairement à la géothermie sur nappe où la boucle primaire est un circuit ouvert).

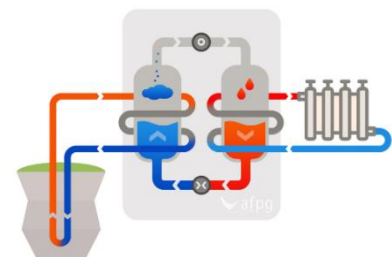
Géothermie sur sondes verticales (source : AFGP)

- Usages de l'énergie produite

Dans les 2 cas (géothermie sur sondes et géothermie sur nappes) les calories collectées par la boucle primaire sont ensuite transférées (via un échangeur de chaleur) à une seconde boucle d'eau nommée boucle secondaire.

Une pompe à chaleur (PAC) permet d'amplifier l'échange thermique réalisé par l'échangeur : La PAC utilise des propriétés thermodynamiques pour son fonctionnement, à la manière d'un réfrigérateur. La PAC génère donc une consommation électrique, qui doit être prise en compte dans le calcul de la part renouvelable (directive ENR (2009/28/CE, annexe VII) :

Part ENR = Production géothermique – Consommation électrique de la PAC³³



Boucle primaire – à gauche et boucle secondaire – à droite (source : AFGP)

La boucle secondaire apporte de la chaleur au local à chauffer (mode chauffage) ou absorbe la chaleur en provenance du local à rafraîchir (mode rafraîchissement). L'apport de chaleur et/ou de froid par la boucle secondaire peut être mutualisé sur plusieurs bâtiments, c'est le principe du réseau de chaleur/de froid. Il existe également une autre solution de mutualisation appelée « Boucle d'Eau Tempérée Alimentée Énergétiquement par une ressource Géothermique » (BETEG) ou encore « smart grid thermique ». Il s'agit d'un système qui peut être assimilé à un réseau de chaleur, mais diffère sur les points suivants :

³³ où Consommation électrique = Chaleur produite / COP

La différence principale est la température à laquelle circule l'eau dans la boucle : dans une BETEG, l'eau est dans la majorité des cas à une température comprise entre 5 et 30°C³⁴ alors que dans un réseau de chaleur, l'eau a une température au moins égale à 50°C ;

Contrairement à un réseau de chaleur, une BETEG, comporte une production de chaleur décentralisée au niveau de chaque bâtiment, qui permet d'assurer le chauffage, la production d'ECS et de la production de froid adaptés à chaque bâtiment ; et ce avec de fortes performances énergétiques, économiques et environnementales. Une BETEG peut donc alimenter en chaud et en froid les bâtiments là où un réseau de chaleur (respectivement de froid) n'apporte que de la chaleur (respectivement du froid) aux bâtiments.

- Panorama des technologies

Chaque famille de géothermie se décline en différentes technologies, présentées dans les sections suivantes:

Géothermie sur nappe		Géothermie sur sondes	
Géothermie sur nappe profonde (nappe >200m)	Géothermie de surface sur nappe superficielle (<200m)	Géothermie de surface sur sondes verticales	Géothermie de surface sur capteurs horizontaux (entre 0.6 et 1.2m)

2.9.1.2 Géothermie sur nappe profonde

La géothermie profonde consiste à capter de la chaleur dans les couches hydrogéologiques situées à plus de 200m de profondeur.

La centrale géothermique est alors une installation d'envergure : un espace plat de l'ordre de 5000 m² doit être disponible³⁵ pour la réalisation des forages. Du fait de son coût (~10-15M€ pour réaliser et équiper un doublet de forages), cette technologie ne sera pas adaptée à des besoins en chaleur inférieurs à 10-20 MW (en ordre de grandeur).

La géothermie profonde est donc adaptée pour l'alimentation d'une boucle tempérée ou d'un réseau de chaleur (voire de froid) conséquent, de l'ordre de 1 000 à 10 000 équivalents logements, ou d'un industriel ayant des besoins significatifs de chaleur.

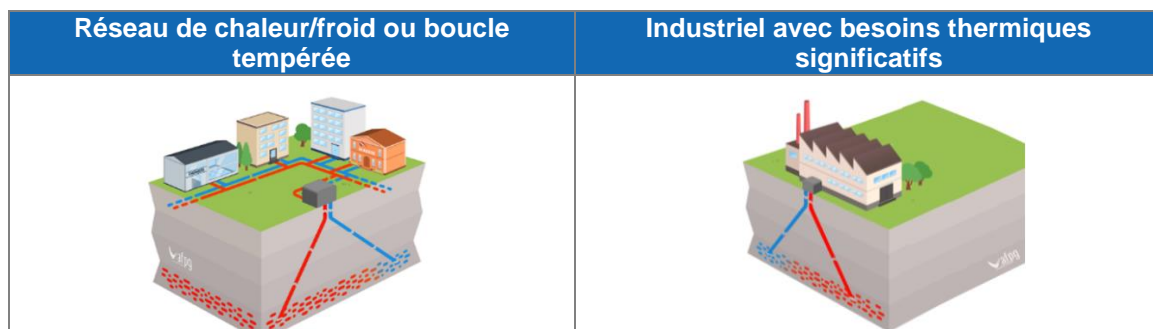


Figure 27 : Usages typiques de la géothermie sur nappe profonde – Source AFGP

2.9.1.3 Géothermie sur nappe superficielle

Le principe est le même que la géothermie profonde, mais la profondeur de l'aquifère exploité est inférieure à 200m.

L'eau de la nappe a une température quasi constante toute l'année et dépend de la profondeur (entre 10 et 16°C).

³⁴ Une BETEG peut fonctionner à partir de géothermie sur sondes ou sur nappes superficielles (mais pas géothermie profonde car les températures ne seraient pas compatibles)

³⁵ Un espace de 2000 m² doit rester accessible pour les opérations de maintenance lourde qui se tiennent tous les ~15 ans.

L'espace à prévoir pour le forage est beaucoup moins important que pour la géothermie profonde (~20m² qui doivent rester accessibles pour les opérations de maintenance) et le coût nettement moins élevé (~100-200 k€ pour réaliser et équiper un doublet de forages, entre 300 k€ et 1 600 k€ pour la totalité des travaux de la boucle primaire, y compris pompe à chaleur).

Il est possible d'installer un forage dans un parking souterrain, ou dans un bâtiment existant. Cette technologie est exigeante en termes de maintenance : elle ne sera pas adaptée aux consommateurs résidentiels qui ne pourraient pas faire appel à une équipe de maintenance dédiée.

La géothermie sur nappe est adaptée pour des usages tertiaires, industriels et agricoles, ou pour l'alimentation d'un réseau de chaleur/de froid ou d'une boucle tempérée.

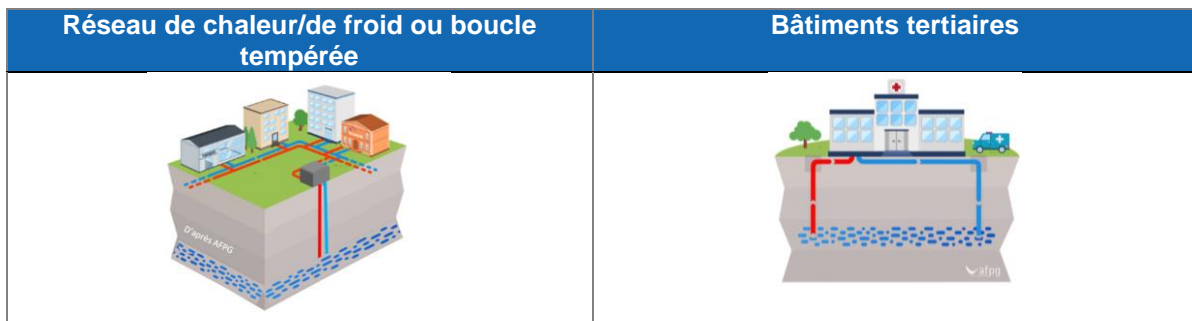


Figure 28 : Usages typiques de la géothermie sur nappe -Source AFIG

2.9.1.4 Géothermie sur sondes verticales

Les calories sont captées dans le sol via un circuit fermé composés de tubes en U appelés sondes. Le nombre de sondes dépend des besoins thermiques : plus les besoins sont importants, plus le nombre de sondes est conséquent. Un espacement minimal est à respecter entre chaque sonde : le foncier disponible est donc un enjeu. Il n'est pas nécessaire d'accéder aux sondes durant l'exploitation, les sondes peuvent donc être installées sous un parking ou sous un bâtiment.

La géothermie sur sondes demande relativement peu de maintenance. Elle peut donc répondre à différents usages, comme illustré ci-dessous.



Figure 29 : Usages typiques de la géothermie sur sondes – Source AFIG

2.9.1.5 Géothermie sur capteurs horizontaux

Il existe également la solution sur capteurs horizontaux, où les calories du sol sont captées via un circuit qui serpente à très faible profondeur (60 cm à 1.2m).

Ce type de géothermie nécessite de décaisser une grande surface de terrain mais lorsque les capteurs sont en place, la fouille est rebouchée et le terrain reprend son apparence naturelle. Il n'y a donc pas de modification de l'aspect extérieur du terrain.

La chaleur récupérée dépend de la superficie couverte par le capteur horizontal. Il faut prévoir une surface de terrain 'réservée à la géothermie' (entre 1.5 et 3 fois la surface de l'habitation à chauffer, selon le niveau d'isolation du bâtiment). Cette technologie ne sera donc adaptée qu'aux faibles besoins thermiques car demande un foncier important.



Figure 30 : Usages typiques de la géothermie sur capteurs horizontaux

2.9.1.6 Synthèse des technologies

Usages typiques par géothermie	Nappe profonde	Nappe superficielle	Sondes verticales ⁴	Capteurs horizontaux
Maisons individuelles	Non	Non ²	Oui	Oui
Résidentiel collectif	Non	Oui ³	Oui	Non
Bâtiments tertiaires	Non	Oui	Oui	Non
Réseau de chaud/de froid ou BETEG	Oui ¹	Oui	Oui	Non
Industriel	Oui ¹	Oui	Oui	Non

1 : Rentabilité possible seulement si les besoins thermiques sont supérieurs à 10-15 MW en ordre de grandeur

2 : Trop cher

3 : Privilégier la géothermie sur sondes pour les usages résidentiels car sur nappe, la maintenance est complexe

4 : Le nombre de sondes à implanter sera d'autant plus grands que les besoins en chaud/froid sont élevés

2.9.2 Gisements

2.9.2.1 Potentiel sur nappe profonde

Le potentiel de l'aquifère du Dogger n'est pas suffisant pour permettre l'équilibre économique d'un projet de forages profonds au Dogger.

2.9.2.2 Potentiel sur nappe superficielle

La technologie « sur nappe superficielle » peut être déployée en présence d'une nappe superficielle propice.

Sur le territoire, les 2 aquifères susceptibles d'être exploités sont les suivants

- 1) L'aquifère des sables de l'Albien à environ 200 m de profondeur,
- 2) L'aquifère de la Craie du Crétacé entre 10 et 50 m de profondeur

- Sur nappe profonde : sur l'aquifère des sables de l'Albien

D'après les évaluations du BRGM réalisées par interpolation, la transmissivité³⁶ du réservoir de l'Albien peut être évaluée entre 5.10^{-4} et 1.10^{-3} m²/s.

Ainsi, le potentiel géothermique de la ressource Albien est jugé favorable sur le territoire de la Communauté de communes d'Yvetot Normandie. Néanmoins, les sables albiens sont très fins et de nombreux problèmes d'exploitation géothermique sont rencontrés en particulier sur cet aquifère qui a fait l'objet de nombreux doublets en Ile de France. Il s'agit de limitations fortes des capacités d'injection par colmatage des forages dont les solutions techniques sont en cours de recherche.

Dans l'attente de ces solutions techniques, nous pouvons donc considérer qu'il n'est pas recommandé de recourir à la ressource albienne pour la géothermie.

- Sur nappes superficielles :

L'aquifère de la Craie du Crétacé présente des débits exploitables plus forts dans les vallées.

Une première approche par analyse des niveaux de nappe, des reliefs et des forages déjà existants sur la base de données Infoterre du BRGM compatible a permis de définir 2 zones en [Figure 31](#) :

- 1) Une zone de potentiel géothermique de la Craie faible à nulle ;
- 2) Une zone de potentiel géothermique de la Craie moyenne, où une géothermie à la Craie est susceptible de pouvoir couvrir les besoins thermiques de nouveaux projets, sous réserve de conditions adéquates et pérennes de réalisation et d'exploitation.

Pour quantifier ce potentiel à l'échelle d'un projet sur le territoire ou préciser les zones les plus favorables, il est nécessaire de lancer une étude approfondie de préfaisabilité de recours à la géothermie sur nappe.

³⁶ La transmissivité caractérise le débit d'une couche aquifère, sur toute son épaisseur par unité de largeur et sous l'effet d'un gradient hydraulique égal à l'unité. Le débit exploitable d'un forage est directement dépendant (i) de la transmissivité (plus elle est forte, plus le débit attendu est important) et (ii) du niveau d'eau de la nappe qui laisse plus ou moins de marge pour une baisse de niveau dans les forages de production.

Par ailleurs, des nombreuses anciennes cavités souterraines abandonnées ont été recensées dans l'emprise de la Communauté de communes d'Yvetot Normandie (cf. [Figure Figure 32](#)). La craie est un milieu karstique et qui plus est, cette formation géologique a fait l'objet d'extraction pour usage agricole.

Toute étude de préfaisabilité de géothermie sur nappe sur un projet devra vérifier la compatibilité d'une exploitation avec les cavités recensées sur le territoire. A proximité de cavités, un doublet de forages serait à l'origine de circulations de fluides dans la craie, susceptibles de générer des désordres en surface. Une géothermie sur nappe ne devra donc pas être implantée à proximité de cavités.

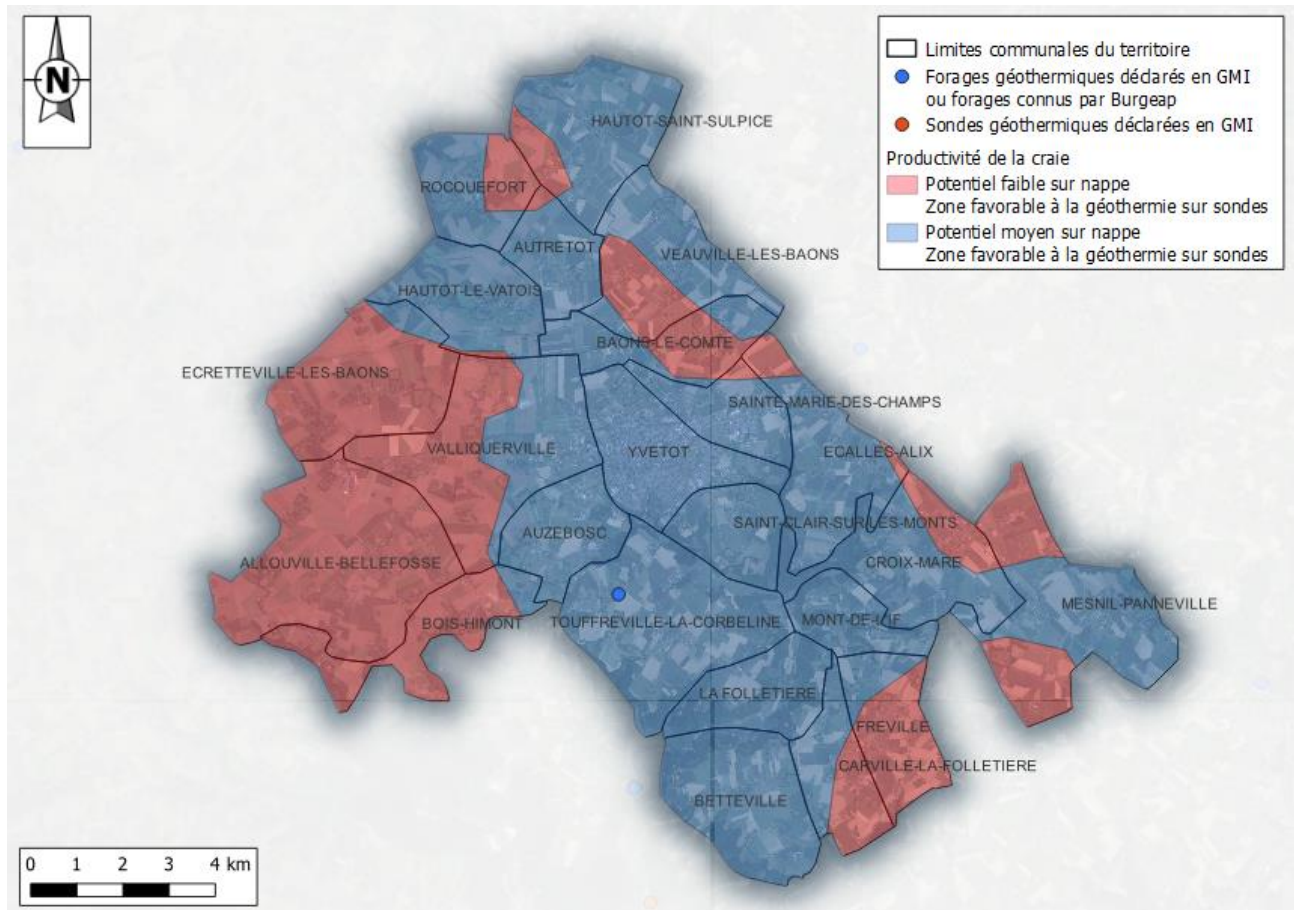


Figure 31 : Carte de zonage du potentiel de la géothermie sur nappe superficielle et sur sondes sur la Communauté de communes d'Yvetot Normandie, évalué par GINGER BURGEAP

2.9.2.3 Potentiel sur sondes et capteurs horizontaux

- Sur sondes verticales

La géothermie sur sondes peut en principe être déployée n'importe où.

Cependant au droit de cavités, la géothermie sur sonde ne peut être déployée, car les cavités impliquent l'impossibilité de forer correctement une sonde.

Mais à une distance raisonnable des cavités, une géothermie sur sondes est envisageable car ce type d'exploitation n'est pas à l'origine de circulations de fluides susceptibles de perturber le milieu environnant et de générer des désordres en surface.

Pour quantifier ce potentiel à l'échelle d'un projet sur le territoire, il est nécessaire de lancer une étude approfondie de préfaisabilité de recours à la géothermie sur sondes.

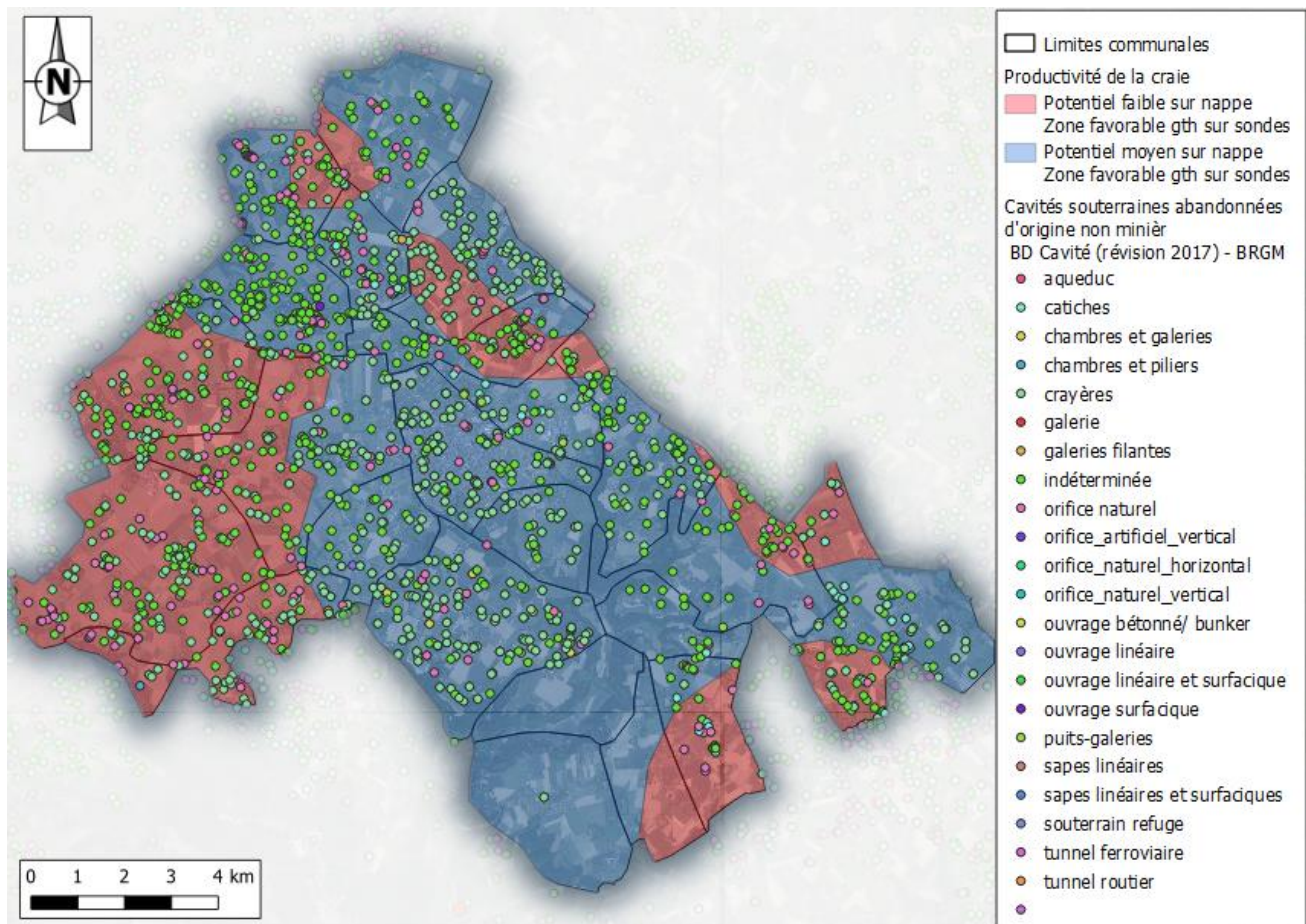


Figure 32 : Cartographie des anciennes cavités souterraines abandonnées, recensées sur la Communauté de communes d'Yvetot Normandie – Source BRGM, 2017

- Sur capteurs horizontaux

Le potentiel est moyen à fort sur l'ensemble du territoire de la Communauté de communes d'Yvetot Normandie.

2.9.2.4 Synthèse des potentiels

	Géothermie sur nappe		Géothermie sur sondes et capteurs		
	Géothermie sur nappe profonde	Géothermie de surface sur nappe superficielle		Géothermie de surface sur sondes verticales	Géothermie de surface sur capteurs horizontaux
Aquifère	Dogger	Albien Ressource à fort potentiel	Craie du Crétacé	-	-
Potentiel	Nul	Faible en attente de nouvelles solutions techniques car les difficultés d'exploitation de cet aquifère pour la géothermie ne sont pas encore maîtrisées	Moyen à faible selon le zonage établi en première approche	Fort	Fort

Figure 33 Synthèse des potentiels de géothermie

Nous recommandons de **privilégier en première approche la géothermie sur sondes** plutôt que la géothermie sur nappe, dans la mesure où le fonctionnement des sondes n'est pas de nature à générer des perturbations sur le milieu karstique environnant. A condition bien sûr que les sondes ne soient pas implantées au droit d'une cavité existante.

2.9.3 Réglementation

Dans le contexte de développement des énergies renouvelables et de la transition énergétique, le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015, pris en application de l'article L. 112-2 du code minier (ex – articles L. 112-1 et L. 112-3), a introduit le régime de la **géothermie dite de minime importance (GMI)**. Mise en place à la demande des professionnels du secteur, cette réforme a simplifié les démarches administratives à réaliser dans le cadre d'un projet de **GMI**, avec le déploiement d'un service de **télé-déclaration** pour les installations concernées.

Les installations considérées sont les systèmes en boucle fermée (sondes géothermiques verticales) et en boucle ouverte (captage sur nappe d'eau souterraine).

Les critères d'éligibilité au régime de la GMI sont synthétisés ci-dessous.

Désignation	Seuils GMI
Profondeur des ouvrages géothermiques	> 10m et < 200m
Puissance thermique échangée avec la ressource	< 500 kW
Zonage cartographique GMI	Cf. Ci-dessous
Température pour un champ de sondes	-3°C < T°C du fluide dans les sondes < +40°C
Impact environnemental	Prise en compte de l'incidence sur le contexte environnemental local et les exploitations d'eau souterraine référencées administrativement, <u>l'activité projetée ne devant pas engendrer d'impact « significatif »</u>

Tableau 9 : Principaux critères d'éligibilité à la GMI en géothermie sur sondes et situation du projet

Aux conditions d'implantation et d'éligibilité à la GMI est associée une cartographie de la France avec **3 types de zones** :

- **Vertes** : sous réserve du respect des conditions d'implantation et d'éligibilité à la GMI, régime déclaratif ;
- **Oranges** : sous réserve du respect des conditions d'implantation et d'éligibilité à la GMI et d'un avis d'expert favorable, régime déclaratif ;
Ginger Burgeap est agréé. Dans plus de 95% des cas, la zone orange débouche sur un avis favorable.
- **Rouges** : autorisation préfectorale obligatoire

La Communauté de communes d'Yvetot Normandie ne comprend pas de zones rouges.

Tout nouveau projet au sein de la Communauté de communes d'Yvetot Normandie peut entrer dans le cadre de la géothermie de minime importance.

Il fera donc l'objet d'une télédéclaration en ligne et ne sera pas soumis à instruction réglementaire.

Concernant la géothermie sur capteurs horizontaux, il n'existe aucune demande réglementaire à ce titre. Néanmoins, le PLU peut imposer des règles plus restrictives.

2.9.4 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Diminution de la consommation d'énergie finale - Coûts d'exploitation peu sensibles aux variations des coûts de l'énergie - Energie locale et non délocalisable - Ressource indépendante de la météo, sans interruption - Sans impact architectural ni sonore - Faibles émissions carbone 	<ul style="list-style-type: none"> - Ne produit pas de chaleur haute température donc inadapté à certains modes de chauffage - Géothermie sur nappe : Incertitude sur le potentiel de la nappe dans certains secteurs + Maintenance et régulation spécifiques nécessaires - Investissements importants, avec un retour sur investissement > 10 ans
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement des aides d'année en année - Le développement de la géothermie inclus dans la PPE (Objectif 2028 : +100% par rapport à 2022 pour la géothermie profonde et +50% par rapport à 2020 pour la géothermie sur nappe superficielle) - Contribue à répondre à la baisse de consommation d'énergie finale exigée par le décret tertiaire 	<ul style="list-style-type: none"> - Risques de colmatage des forages (géothermie sur nappe)

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement
Géothermie	0	Nul à faible sur nappe Moyen à fort sur sonde, chiffrage non estimé

Tableau 10 : Synthèse de la production actuelle et du gisement en géothermie

2.10 Chaleur fatale industrielle

2.10.1 Description

La récupération d'énergie sur la chaleur fatale industrielle consiste en la valorisation de la chaleur résiduelle d'un process (qui serait autrement perdue car non utilisée par celui-ci) grâce à des échangeurs de chaleur.

La chaleur fatale est une énergie de récupération, ce qui lui donne sa place parmi les ENR&R. Elle consiste à utiliser la chaleur résiduelle produite par les procédés de certaines infrastructures, mais non utilisées par celles-ci, pour le chauffage de bâtiments tiers. La chaleur fatale est générée par des procédés dont l'objectif premier n'est pas la production d'énergie, et qui de ce fait n'est généralement pas récupérée. Selon le procédé qui génère la chaleur fatale, celle-ci peut être récupérée sous forme liquide (eaux de refroidissement) ou gazeuse (air chauffé, vapeur, fumée).

La chaleur fatale peut notamment être récupérée au niveau des :

- Stations d'épurations
- Data centers
- Blanchisseries
- Incinérateurs de déchets
- Industries aux procédés exothermiques

Il existe 4 gros consommateurs industriels sur le territoire :

- Linex Panneaux, Allouville-Bellefosse, 106 977 MWh
- Forchy Pâtissier, Yvetot, 3 819 MWh
- Agy Lin société coopérative agricole, Baons-le-Compte, 2 746 MWh
- Réalisation équipement maintenance industrielle, Sainte-Marie-des-Champs, 1 843 MWh

2.10.2 Gisements

En l'état, la chaleur fatale n'est pas exploitée pour le chauffage sur le territoire.

Ni data centers ni unité d'incinération ne sont présents sur le territoire, on y identifie toutefois des blanchisseries, stations d'épurations et industries.

Les blanchisseries produisent une énergie récupérable assez faible, de l'ordre de 30 MWh par an selon nos estimations, ce qui exclut leur utilisation pour alimenter un réseau de chaleur.

La station d'épuration d'Yvetot, quant-à-elle, accueille quotidiennement plusieurs milliers de m³ d'eaux usées, ce qui en fait une source d'énergie de récupération viable, à condition qu'il y ait des bâtiments à proximités consommant suffisamment d'énergie en chauffage pour justifier l'installation d'un réseau de chaleur. Toutefois, afin d'éviter les risques sanitaires et les pollutions olfactives, les stations d'épurations sont généralement situées à l'écart des zones urbanisées et celle-ci ne fait pas exception à la règle. En conséquence, peu de bâtiments sont présents dans la zone permettant d'assurer une densité de 5 MWh par mètre linéaire et uniquement des maisons individuelles, qui ne sont pas les meilleures candidates pour les réseaux de chaleur.

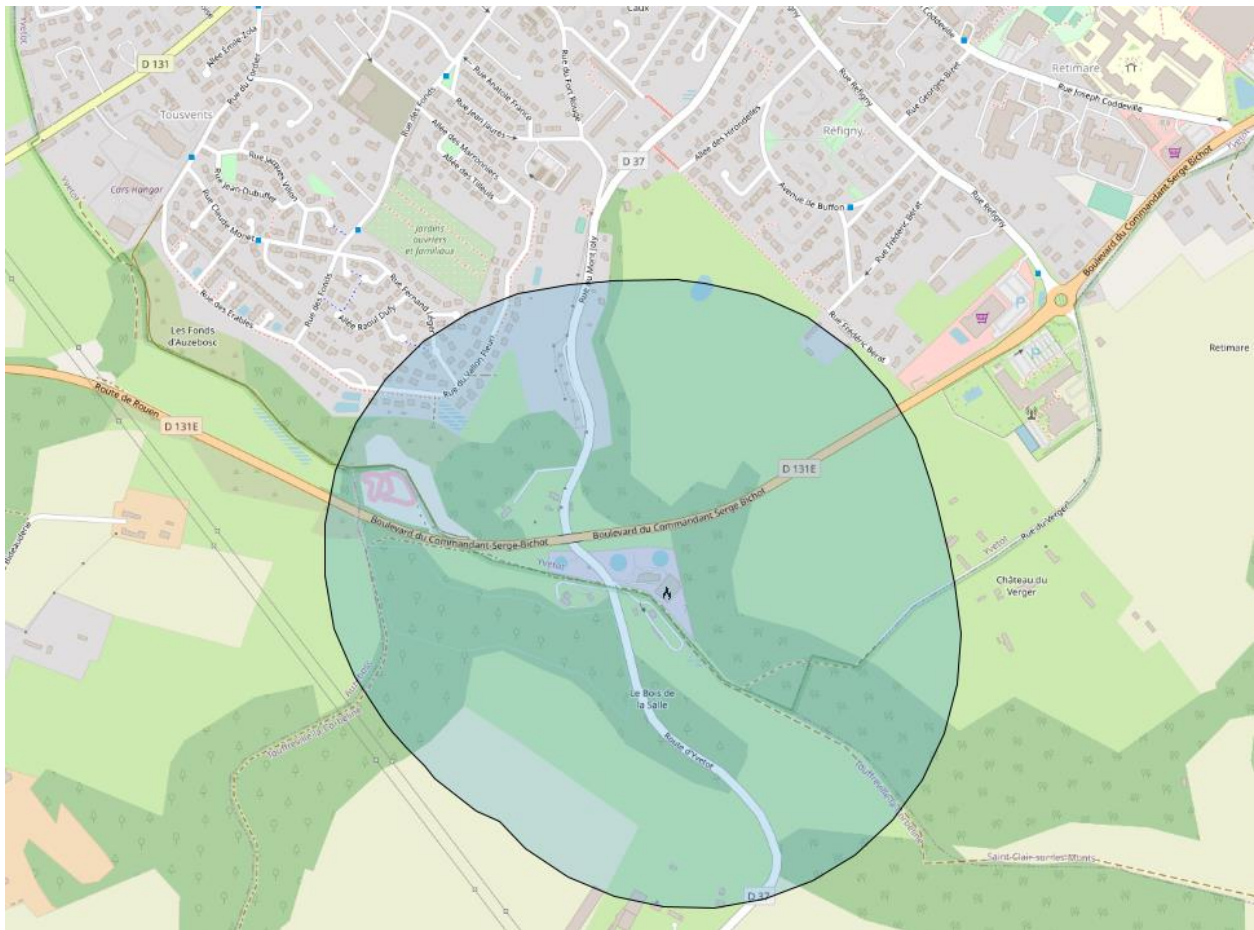


Figure 34 : Rayon de distribution potentiel de la chaleur fatale de la station d'épuration d'Yvetot (source : GINGER BURGEAP)

Il existe ensuite un certain nombre d'industries sur le territoire de la CCYN, en majeure partie situées dans la zone urbaine d'Yvetot et Sainte-Marie-des-Champs. Toutefois, les procédés industriels variant grandement d'un établissement à l'autre, toutes les industries ne sont pas sources de chaleur fatale et une simple modélisation ne permet pas d'en estimer le potentiel. Une étude complémentaire est donc nécessaire pour chacune de ces industries.

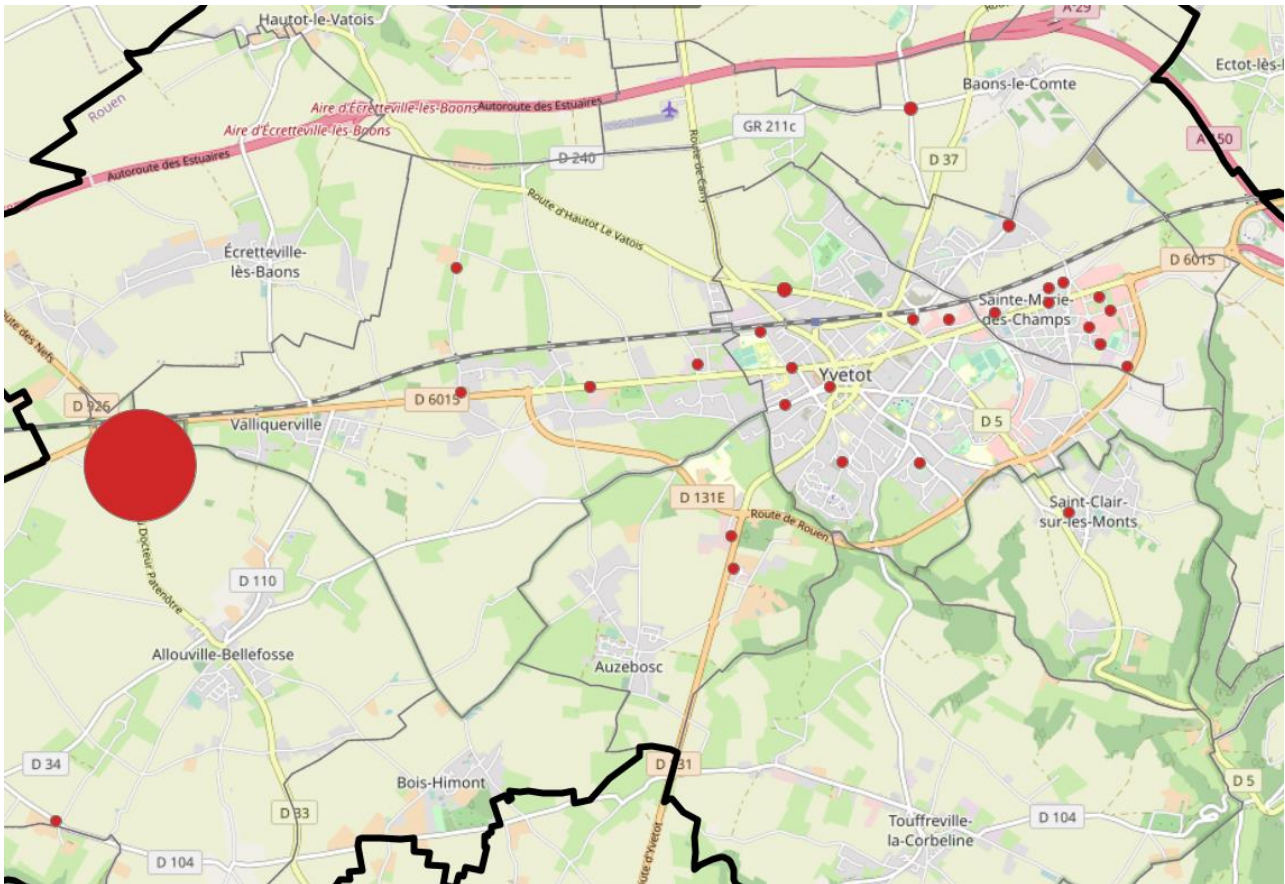


Figure 35 : Localisation des industries sur le territoire de la CCYN (source : GINGER BURGEAP)

2.10.3 Matrice

Forces	Faiblesses
<ul style="list-style-type: none"> - Energie de chauffage locale - Technologie mature - Valorisation des acteurs économiques locaux - Peut alimenter un réseau de chaleur existant ou neuf 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite une proximité géographique entre la source de chaleur et les consommateurs - Gisement quantifiable seulement par des études au cas par cas - Nécessite l'aval et la bonne volonté d'acteurs privés - Ne peut alimenter efficacement que certains types de bâtiments (bureaux, immeubles, hôpitaux...)
Opportunités	Menaces
<ul style="list-style-type: none"> - L'usine Linex présente une consommation énergétique conséquente et peut constituer un candidat à la valorisation de la chaleur fatale - Le fonds Chaleur peut aider au financement de ce type de projet 	<ul style="list-style-type: none"> - Perte de la source d'énergie en cas fermeture temporaire ou de cessation des activités

Synthèse de la filière :

Filière	Production actuelle (GWh/an)	Gisement
Chaleur fatale industrielle	0	Nul

Tableau 11 : Synthèse de la production actuelle et du gisement en chaleur fatale

2.11 Réseaux de chaleur ou de froid

Pour apprécier la pertinence de la création d'un réseau de réseau, il faut calculer la densité énergétique du futur réseau. Elle représente la quantité d'énergie distribuée sur la longueur du réseau à installer. Plus la densité du réseau est élevée, plus l'installation est justifiée. A l'inverse, un réseau de faible densité va entraîner trop de pertes en ligne par rapport à l'énergie réellement distribuée.

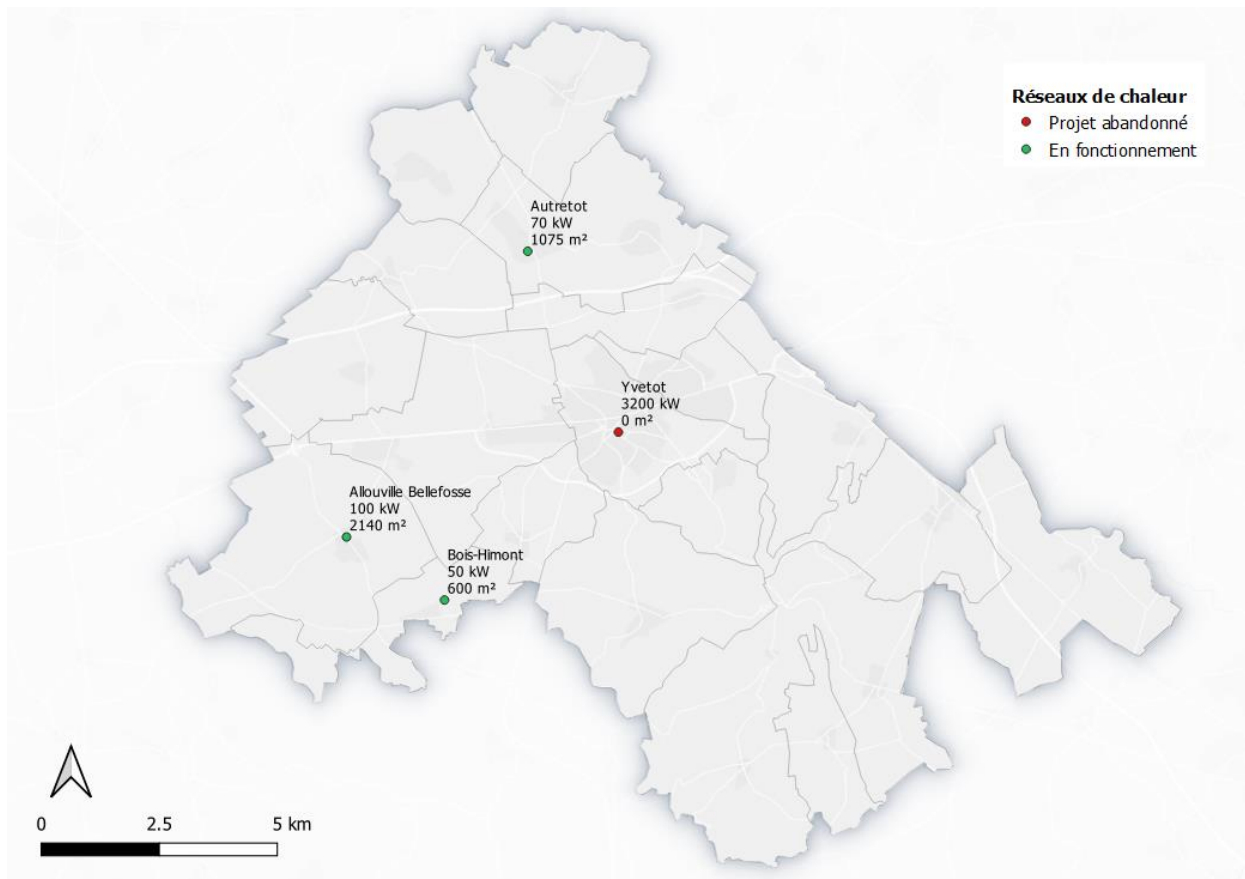


Figure 36 : Projets de réseaux techniques et réseaux de chaleur sur le territoire de la collectivité (source : CCYN)

Aucun réseau de chaleur n'est recensé sur le territoire de la communauté de communes. Il existe 3 réseaux techniques communaux alimentant les bâtiments municipaux et groupes scolaires :

- Autremont
- Allouville -Bellefosse
- Bois Himont

Un projet de réseau de chaleur de la commune d'Yvetot a déjà fait l'objet d'une étude de faisabilité réalisée par Biomasse Normandie. Le projet d'Yvetot concernait 23 bâtiments ou groupes de bâtiments, chauffés par 18 chaufferies au gaz naturel. L'étude amenait à proposer un projet en biénergie associant le bois et gaz et/ou fioul. Le réseau de chaleur proposé aurait été alimenté à partir d'une chaufferie centrale à créer équipée d'un générateur bois de 3 200 kW et d'un ou plusieurs générateurs au gaz naturel et/ou au fioul domestique de 2 000 kW. Ce projet étudié en 2019 n'a pas été poursuivi à ce jour.

2.12 Synthèse de l'analyse de potentiel en ENR

Tableau 12 : Synthèse de l'analyse du potentiel du territoire en énergies renouvelables et de récupération

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion
Solaire	Photovoltaïque	Un potentiel centré sur Yvetot sur toitures et parking Pas de potentiel sur friche a priori L'agrivoltaïsme n'est pas évalué	Productible annuel : 69.7 GWh	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production	- Concurrence le solaire thermique en termes d'espace	Potentiel moyen à fort
	Thermique	Le potentiel de développement dépend de la proximité avec un besoin en chaleur.	Production potentielle annuelle : 10 GWh	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production	- Nécessité d'un système d'appoint - Production et consommation désynchronisées	Potentiel faible à moyen
Eolienne	Grand éolien	Pas d'éolienne sur le territoire mais un potentiel d'environ 550 ha pouvant accueillir des éoliennes.	Production potentielle annuelle : 274 GWh	Territoire présentant de réelles opportunités d'autonomie énergétique par cette filière	Acceptabilité par la population	Potentiel très fort
	Petit éolien	Aléatoire et d'ampleur non significative			Pas de rentabilité Coûts d'investissement Nuisances sonores et vibrations	Potentiel nul à faible
Biomasse	Bois-énergie	Moyenne sur le département	Production potentielle annuelle : 6 GWh	- Source décarbonée	Approvisionnement insuffisant en local Besoins de compléter avec des énergies fossiles (gaz / fuel)	Potentiel faible à moyen
Méthanisation	Biogaz	Territoire à forte composante agricole Des opportunités à valoriser les boues des step ainsi que les	Potentiel de 27.42 GWh en cogénération Potentiel de 13.29 GWh	Volume de Déchets urbains Volume de Déjections animales et de résidus de culture	Acceptabilité Modèle économique variable	Potentiel moyen à fort

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion
		déjections animales				
Géothermie	Très basse énergie	PAC sur nappe	Non estimé	<ul style="list-style-type: none"> - Source d'énergie peu chère (électricité à haut rendement) - Nuisances réduites - Etudes complémentaires nécessaires 	- Investissement conséquent, nécessité d'un appoint	Faible à moyen
		PAC sur sondes	Non estimé		<ul style="list-style-type: none"> - Nécessite un équilibre entre les besoins de chaud et de froid - Investissement conséquent et nécessité d'un appoint - Emprise au sol importante 	Moyen
Réseaux de chaleur/froid	Non existant	Projet de réseau de chaleur biénergie sur Yvetot non poursuivi		- Etudes complémentaires nécessaires		
Récupération de chaleur fatale	Eaux usées	Pas de besoin en chaleur important à proximité de la station d'épuration d'Yvetot				Potentiel nul à faible
	Industriels	Pas d'industriel majeur à l'exception de Linex Panneaux Pas de datacenter ni de blanchisserie		- Etudes complémentaires nécessaires		Potentiel nul à faible

3. Conclusion

L'étude du potentiel de développement en énergies renouvelables de la communauté de communes Yvetot Normandie a permis de dégager l'utilisation des énergies renouvelables et de récupération les plus pertinentes au regard des contraintes du projet. Le recours au grand éolien, au photovoltaïque et à la méthanisation ont été identifiés comme pertinents pour atteindre les objectifs du PCAET qui étaient fixés à 481 GWh à horizon 2023 pour l'ensemble des trois EPCI du Pays Plateau de Caux, et 1 093 GWh à horizon 2050.