



Fonds européen agricole pour le développement rural :
l'Europe investit dans les zones rurales



Décembre 2024

- **SCot du PETR - Sud
Manche - Baie du Mont
Saint Michel**

PLAN CLIMAT AIR ENERGIE TERRITORIAL

TOME 1 : Diagnostic énergétique, climatique et environnemental

Partie 1 : Diagnostic du territoire

BG Ingénieurs Conseils SAS

114 Boulevard Wilson, BP 30233 - F-73102 Aix-les-Bains Cedex

Siège social: Immeuble METROSUD, 1, bd Hippolyte Marques - 94200 Ivry sur Seine - SAS au capital de 1 516 800 €

R.C.S Créteil 2007B04453 - SIRET 303 559 249 00196 - Code APE 7112B

T +33 4 79 35 05 36 – F +33 4 79 61 49 90 – aixlesbains@bg-21.com – www.bg-21.com

FR 493 035 592 49 TVA

■ INGENIOUS SOLUTIONS



PLAN CLIMAT AIR ENERGIE TERRITORIAL

DIAGNOSTIC DU TERRITOIRE

VERSION	-	a	b
DOCUMENT	_____		
DATE	Décembre 2024		
ELABORATION	Thomas ALPOU		
VISA	Rémi NOIROT		
COLLABORATION	Benoît AMIOT		
DISTRIBUTION	_____		



PCAET SCOT PETR- SUD MANCHE - BAIE DU MONT SAINT MICHEL

TABLE DES MATIERES		Page
1.	Introduction	1
1.1	Cadre légal et réglementaire	1
2.	Présentation du territoire	5
2.1	Périmètre géographique et administratif	5
2.2	Démographie	6
2.3	Activités économiques du territoire	7
3.	Profil Climat	9
3.1	Méthodologie générale	9
3.2	Bilan des émissions de gaz à effet de serre	11
3.2.1	Émissions de gaz à effet de serre par secteur	11
3.2.2	Évolution des émissions	13
3.3	Enjeu spécifique identifié : les émissions de GES du secteur agricole	14
3.3.1	Les émissions de méthane liées à l'élevage	15
3.3.2	Les émissions de protoxyde d'azote liées aux cultures	17
3.4	Approche territoriale des émissions	20
3.5	Estimation de la séquestration carbone	21
3.6	Comparaison	25
3.7	Bilan et synthèse	27
4.	Profil énergie	28
4.1	Méthodologie générale	28
4.2	Bilan des consommations	28
4.2.1	Consommation d'énergie par secteur	29
4.2.2	Consommation d'énergie par type	31
4.2.3	Évolution de la consommation d'énergie par secteur	33
4.2.4	Enjeu spécifique du territoire	34
4.3	Approche territoriale	35
4.4	Comparaison	36
4.5	Potentiel d'économie d'énergie	39
4.5.1	Gisement d'économie d'énergie dans le résidentiel	39
4.5.2	Gisement d'économie d'énergie dans le tertiaire	42
4.5.3	Gisement d'économies d'énergie dans le transport routier	43
4.5.4	Gisement d'économies d'énergie dans l'industrie	45
4.5.5	Gisement d'économies d'énergie dans l'agriculture	47
4.5.6	Synthèse des gisements d'économie d'énergie	49
4.6	État des lieux des productions d'énergie renouvelable locale et de récupération	50



PCAET SCOT PETR- SUD MANCHE - BAIE DU MONT SAINT MICHEL

4.6.1	Le solaire photovoltaïque	50
4.6.2	Le solaire thermique	51
4.6.3	La ressource biomasse	51
4.6.4	La ressource biogaz	52
4.6.5	La ressource éolienne	52
4.6.6	La ressource hydroélectrique	53
4.6.7	Synthèse de production d'énergie renouvelable locale et de récupération	55
4.7	Potentiel de production d'énergies renouvelables et valorisation des rejets thermiques	57
4.7.1	Méthode d'évaluation des gisements de productions EnR du territoire	57
4.7.2	Filière de production d'énergie renouvelable thermique	58
4.7.3	Filière de production d'énergie renouvelable électrique	71
4.7.4	Filière de cogénération	82
4.7.5	Synthèse des gisements de production d'énergie renouvelable et de récupération	90
4.8	Bilan et Synthèse	93
5.	Profil Air	95
5.1	Méthodologie générale	95
5.3	Les différents polluants atmosphériques	98
5.3.1	Le dioxyde d'azote (NO ₂)	98
5.3.2	Les particules PM ₁₀ et PM _{2.5}	101
5.3.3	Le dioxyde de soufre (SO ₂)	104
5.3.4	Les composés organiques volatils non méthaniques (COVNM)	106
5.3.1	L'ammoniac (NH ₃)	107
5.4	Synthèse	109
6.	Réseaux	110
6.1	Réseau de distribution d'électricité	110
6.1.1	Présentation générale	110
6.1.2	Le réseau public de transport d'électricité	111
6.1.3	Le réseau de distribution	112
6.1.4	L'équilibrage et les réseaux intelligents du "Smart Grids"	117
6.2	Réseau de distribution de gaz	118
6.2.1	Présentation générale	118
6.2.2	Le réseau de transport	119
6.2.3	Injection biogaz	119
6.3	Réseaux de chaleur et de froid	121
6.4	Vers une synergie entre réseaux d'énergie	121
6.5	Bilan et synthèse	123



PCAET SCOT PETR- SUD MANCHE - BAIE DU MONT SAINT MICHEL

7. Synthèse

124

ANNEXES

1. Introduction

1.1 Cadre légal et réglementaire

Le Plan Climat Air-Énergie Territorial (PCAET) est défini dans le code de l'environnement par le décret n°2016-849 du 28 juin 2016 et son application régie par l'arrêté du 4 août 2016. Il s'inscrit comme un outil de la LTECV (Loi pour la Transition Énergétique et la Croissance Verte) du 17 août 2015. Comme son prédécesseur le PCET, c'est un outil de planification qui a pour but d'atténuer le changement climatique, de développer les énergies renouvelables et maîtriser la consommation d'énergie. Outre le fait, qu'il impose également de traiter le volet spécifique de la qualité de l'air (Rajout du « A » dans le sigle), sa particularité est sa généralisation obligatoire à l'ensemble des intercommunalités de plus de 20.000 habitants à l'horizon du 1er janvier 2019, et dès 2017 pour les intercommunalités de plus de 50.000 habitants.

L'élaboration et la mise en œuvre des plans climat a trois finalités :

- De mettre fin à la superposition des plans climat sur un même territoire
- De généraliser de manière coordonnée les politiques de lutte contre le changement climatique et de lutte contre la pollution de l'air
- D'inscrire la planification territoriale climat-air-énergie à un échelon représentatif des enjeux de la mobilité (bassin de vie) et d'activité (bassin d'emploi)

Le PCAET est un moyen d'inscrire chaque territoire dans une ambition nationale et régionale. Cette ambition est traduite à travers les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Le Pôle d'Équilibre Territorial et Rural – Sud Manche – Baie du Mont Saint Michel prendra en compte ces objectifs nationaux à l'échelle de son territoire :

- En réduisant la consommation énergétique finale de **50%** en 2050 par rapport à 2012
- En réduisant de **30%** la consommation d'énergies fossiles en 2030 par rapport à 2012
- En portant la production des énergies renouvelables à **32%** de la consommation finale d'énergie en 2030 et à **40%** de la production d'électricité
- En diversifiant la production d'électricité et en baissant à **50%** la part du nucléaire à l'horizon 2025
- En réduisant de **40%** les émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990

Le PCAET comprend un diagnostic, une stratégie territoriale, un programme d'actions et un dispositif de suivi et d'évaluation. Ce présent rapport développe le diagnostic du territoire. Cette première étape du PCAET a pour objectif de décrire et d'analyser le profil climat air énergie du territoire. Le diagnostic décrit par le décret doit développer :

- Une estimation des émissions territoriales de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques et du potentiel de réduction
- Une estimation de la séquestration nette de dioxyde de carbone et du potentiel de production
- Une analyse de la consommation énergétique finale du territoire et du potentiel de réduction
- Une présentation des réseaux de distribution et de transport d'électricité, de gaz et de chaleur
- Un état de la production des énergies renouvelables sur le territoire et de son potentiel de développement
- Une analyse de la vulnérabilité du territoire aux changements climatiques

Plan

Le PCAET est une démarche de planification, à la fois stratégique et opérationnelle. Il concerne tous les secteurs d'activité, sous l'impulsion et la coordination d'une collectivité porteuse. Il a donc vocation à mobiliser tous les acteurs économiques, sociaux et environnementaux.

Climat

Le PCAET a pour objectifs :

- de réduire les émissions de GES du territoire (volet « atténuation »);
 - d'adapter le territoire aux effets du changement climatique, afin d'en diminuer la vulnérabilité (volet « adaptation »).
-

Air

Les sources de polluants atmosphériques sont, pour partie, semblables à celles qui génèrent les émissions de GES (en particulier les transports, l'agriculture, l'industrie, le résidentiel, le tertiaire). Dans le cas des GES, les impacts sont dits globaux tandis que pour les polluants atmosphériques ils sont dits locaux.

Le changement climatique risque d'accroître les problèmes de pollution atmosphérique (ex : ozone lors des épisodes de canicule).

Énergie

L'énergie est le principal levier d'action dans la lutte contre le changement climatique et la pollution de l'air avec 3 axes de travail : la sobriété énergétique, l'amélioration de l'efficacité énergétique et le développement des énergies renouvelables.

Territorial

Le plan climat air énergie s'applique à l'échelle d'un territoire. Le mot territoire ne s'interprète plus seulement comme échelon administratif mais aussi, et surtout, comme un périmètre géographique donné sur lequel tous les acteurs sont mobilisés et impliqués.

Figure 1: Définition du PCAET (source ADEME 2016 – guide PCAET)

Le PCAET met en avant la compatibilité avec les démarches et outils d'aménagement du territoire (SNBC, SRCAE, SRADDET, SCoT, PLU, PLUi, PDU, PLH, PNSE, PUQA, PRSE, PPBE, PPA...). En effet il fait partie des dispositifs de planification de nature stratégique ou réglementaire et il est important de les repositionner par rapport aux autres documents existants ou prévus.

Dès 2016 nous sommes rentrés dans une période charnière en matière de planification :

- Depuis le 1^{er} janvier 2016, tous les SCoT doivent être conformes aux dispositions renforcées décidées par la loi Grenelle 2 ;
- Les PLUi doivent être mis en place avec une date limite fixée à mars 2017 ;
- Les plans climat commencent leur 2^{ème} génération avec les PCAET ;
- Les PCAET doivent désormais prendre en compte les SCoT établis dans leurs périmètres d'actions.

La logique appelle bien sûr à la recherche de la cohérence entre les uns et les autres. Deux notions doivent être comprises, celle de "compatibilité" et celle de "prise en compte" :

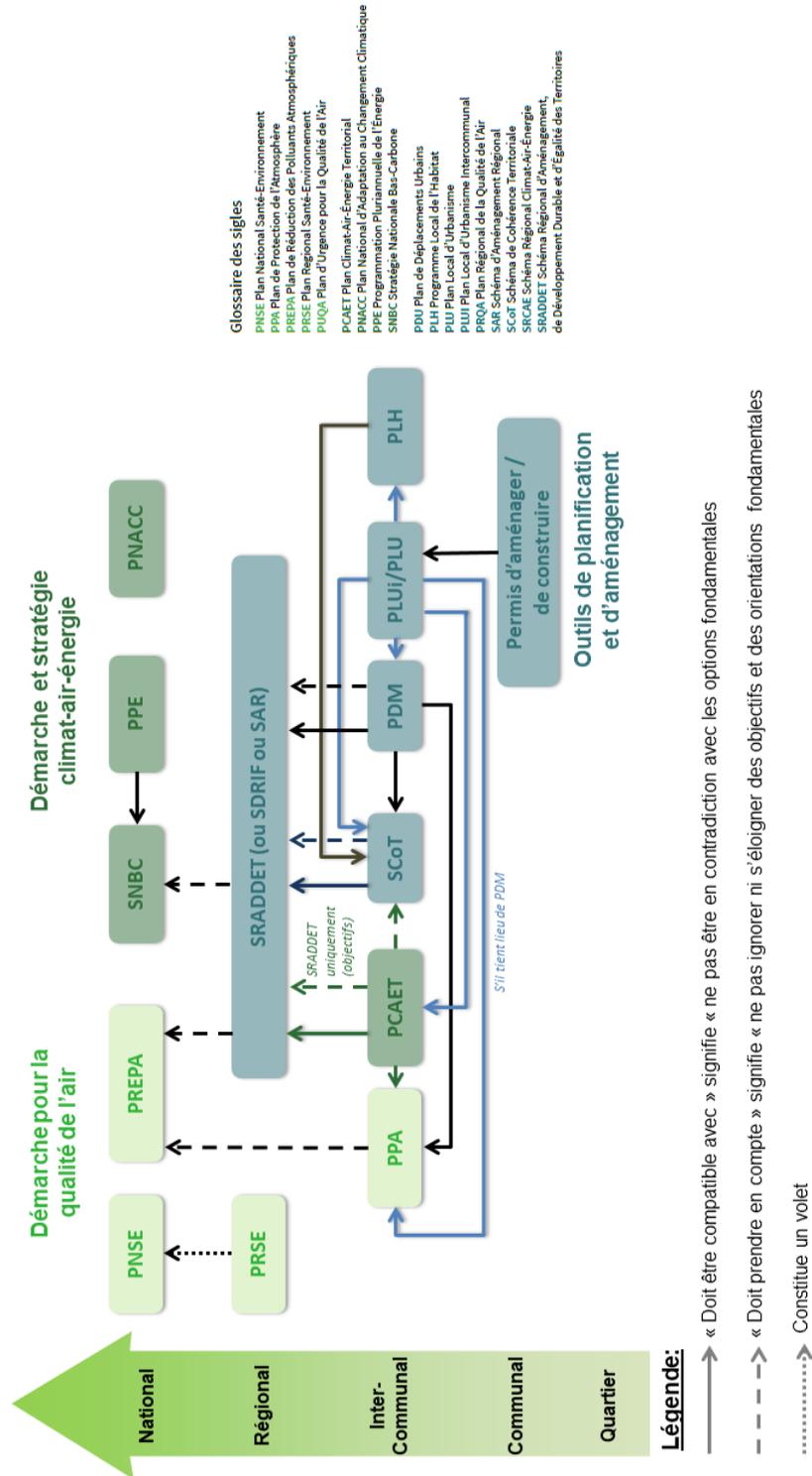
- Être compatible avec signifie "ne pas être en contradiction avec les options fondamentales".
- Prendre en compte signifie "ne pas ignorer ni s'éloigner des objectifs"

Les liens de compatibilité ou de prise en compte sont les suivants :

- Le PCAET doit être compatible avec le SRCAE ou les règles du SRADDET
- Le PCAET doit prendre en compte le SCoT, les objectifs du SRADDET et la stratégie nationale bas carbone tant que le schéma régional ne l'a pas lui-même prise en compte
- Le PLU / PLUi doit être compatible le PCAET (*et non plus simplement le prendre en compte comme c'était le cas jusqu'au 1er avril 2021*)

Et en ce qui concerne la planification « Air » :

- Le PCAET doit être compatible avec le PPA



Glossaire des sigles

PNSE Plan National Santé-Environnement
 PPA Plan de Protection de l'Atmosphère
 PREPA Plan de Réduction des Polluants Atmosphériques
 PRSE Plan Régional Santé-Environnement
 PUQA Plan d'Urgence pour la Qualité de l'Air
 PCAET Plan Climat-Air-Energie Territorial
 PNACC Plan National d'Adaptation au Changement Climatique
 PPE Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
 SNBC Stratégie Nationale Bas-Carbone
 PDU Plan de Déplacements Urbains
 PLH Programme Local de l'Habitat
 PLU Plan Local d'Urbanisme
 PLUI Plan Local d'Urbanisme Intercommunal
 PRQA Plan Régional de la Qualité de l'Air
 SAR Schéma d'Aménagement Régional
 SCOT Schéma de Coherence Territoriale
 SRCAE Schéma Régional Climat-Air-Energie
 SRADDET Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires

Figure 2: schéma de coordination des démarches territoriales

2. Présentation du territoire

2.1 Périmètre géographique et administratif

L'actuel périmètre du Pays résulte de la fusion des pays de la Baie du Mont Saint Michel et du Mortainais engagée en mai 2001.

Le regroupement de plusieurs Communautés de Communes sur l'Avranchin s'est fait dans le cadre du programme européen **LEADER II** (Programme d'Intérêt Communautaire). Ce programme a été engagé sur le territoire de l'Avranchin en novembre 1995 et concernait alors huit cantons (Avranches, Brécey, Ducey, La Haye-Pesnel, Isigny-le-Buat, Pontorson, Saint-James, Sartilly). Il a permis une première organisation territoriale de cette partie de l'actuel Pays de Sud-Manche Baie du Mont Saint-Michel.

Le territoire du PETR, situé au Sud du département de la Manche, compte 156 communes regroupées en 3 intercommunalités : la communauté d'agglomération Mont-Saint-Michel Normandie, les communautés de communes de Granville Terre et Mer et de Villedieu Intercom.

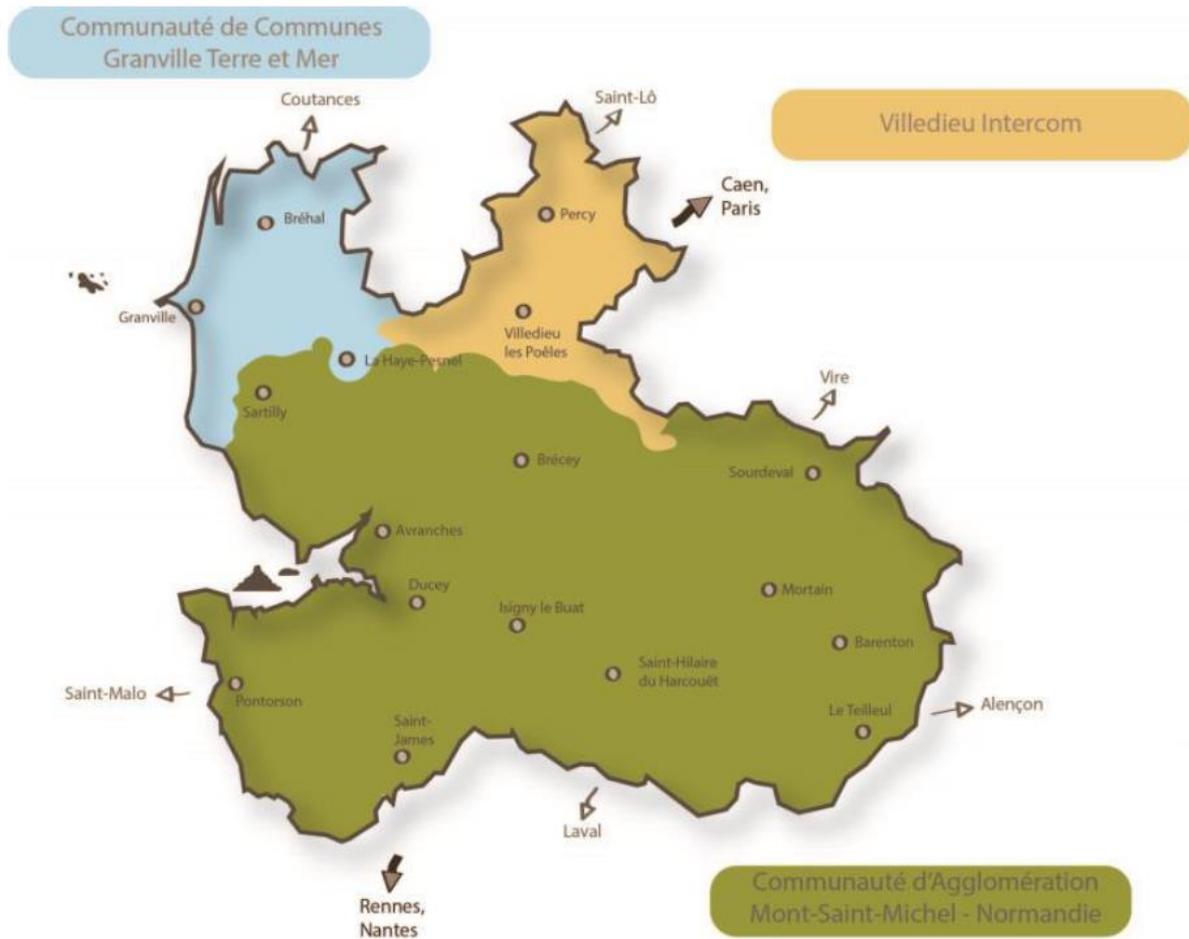


Figure 3: composition du SCOT PETR – Sud Manche – Baie du Mont Saint Michel

2.2 Démographie

La démographie sur le territoire croît d'année en année depuis 1990 avec en moyenne une croissance annuelle de 1,38% soit 2 660 personnes par an. Cette croissance s'observe sur les trois intercommunalités et plus particulièrement sur la CA Mont-Saint-Michel-Normandie avec une croissance de 1.95% par an en moyenne.

Evolution de la population du SCOT

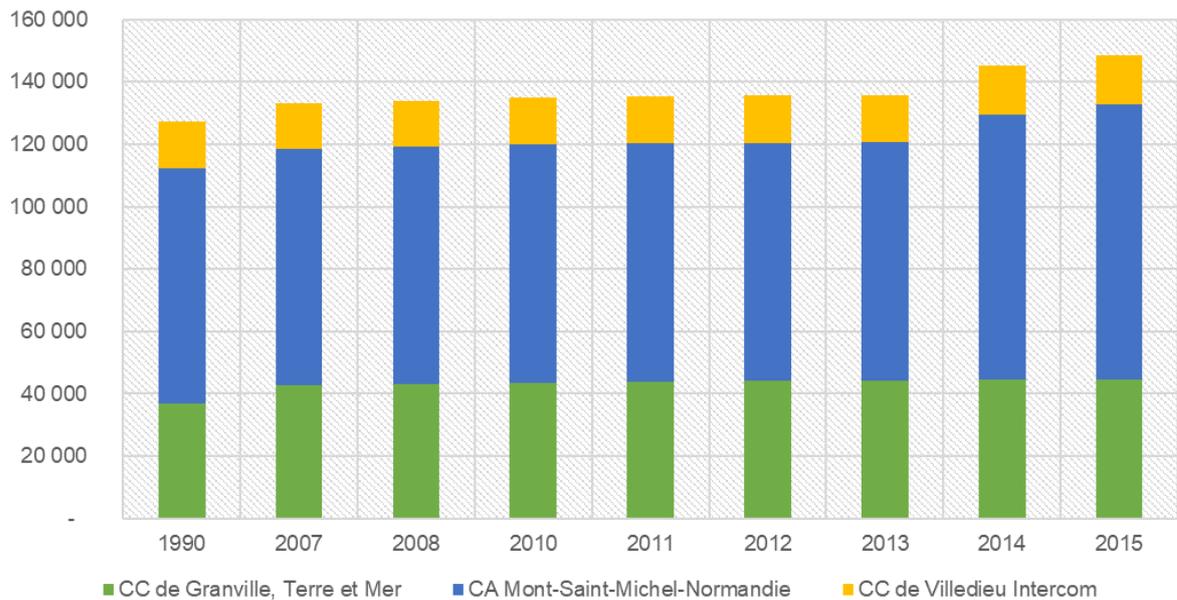


Figure 4: évolution de la population du SCOT (source : INSEE)

2.3 Activités économiques du territoire

L'activité du territoire est particulièrement marquée par le secteur touristique avec son patrimoine historique, culturel et paysager dont le Mont Saint Michel et son Abbaye qui dénombre environ 2.5 millions de visite chaque année, faisant du site le 6^e site culturel et récréatif le plus visité en France selon le ministère de la culture et de la communication.

Services

Focus Tourisme

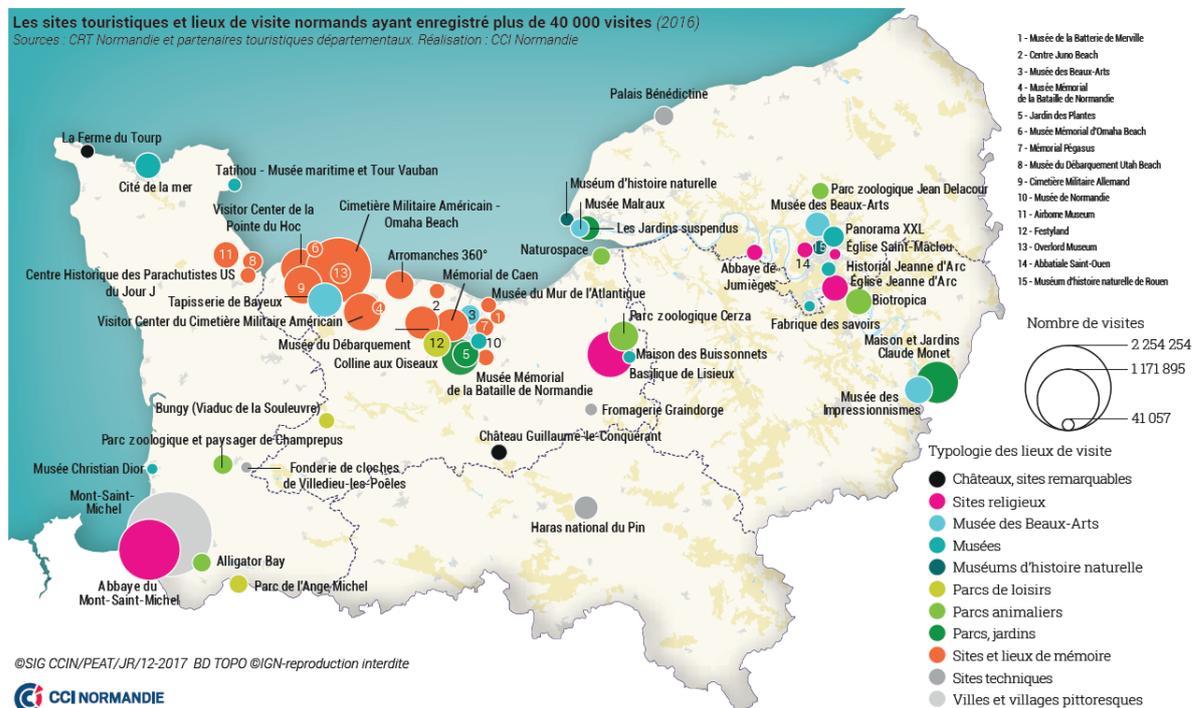


Figure 5: Focus Tourisme, Panorama économique Normandie 2018

L'activité du territoire est également empreinte de quelques industriels agroalimentaires et automobile :

- Jean Chereau, fabricant européen spécialisé dans la fabrication de carrosseries frigorifiques pour poids lourds (1000 collaborateurs sur trois sites sur Avranches et Ducey)

Industrie

Établissements industriels de plus de 500 salariés (2017)

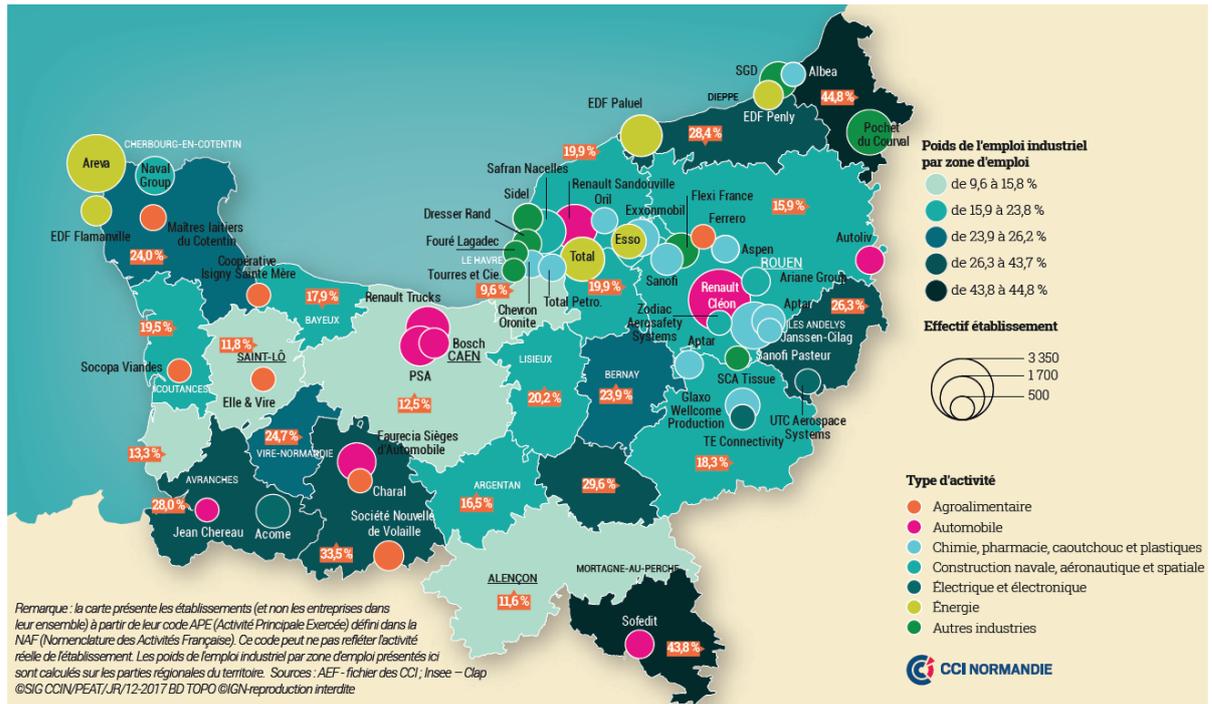


Figure 6: carte des établissements industriels de plus de 500 salariés (source : CCI Normandie 2017)

3. Profil Climat

3.1 Méthodologie générale

La méthodologie qui a été utilisée pour dresser l'inventaire des gaz à effet de serre a été la suivante :

- Les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont évaluées à partir des données mises à disposition par l'ORECAN (Observatoire Régional Energie Climat Air de Normandie) pour l'année 2015. Cette évaluation est réalisée selon une approche globale prenant en compte les émissions générées sur le territoire. Les calculs et modélisations nécessaires à l'évaluation de ces émissions se font sur la base du guide méthodologique pour l'élaboration des inventaires territoriaux des émissions atmosphériques du Pôle National de Coordination des Inventaires Territoriaux.

- L'inventaire des émissions de gaz à effet de serre comptabilise les émissions directes liées à tous les secteurs d'activité hormis celui de la production d'électricité, de chaleur et de froid, dont seule la part d'émissions indirectes liée à la consommation à l'intérieur du territoire est comptabilisée. Ce périmètre est relatif au SCOPE 1 et au SCOPE 2 de la norme ISO 14 064-1.

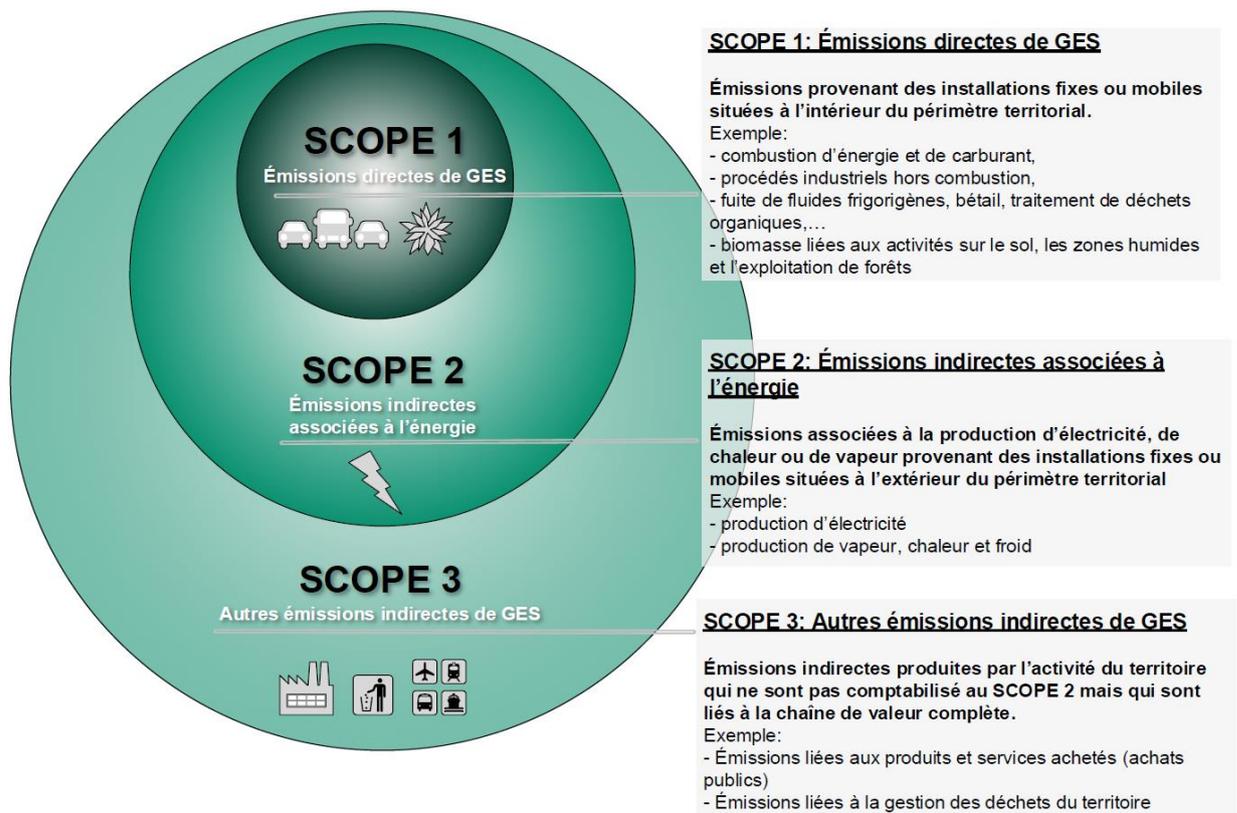


Figure 7 Schéma de décomposition des périmètres de SCOPE

- Les gaz à effet de serre (GES) pris en compte dans cet inventaire sont le dioxyde de carbone (CO₂), le méthane (CH₄) et le protoxyde d'azote (N₂O). Les émissions de ces trois polluants sont présentées en équivalent PRG CO₂. Le Pouvoir de Réchauffement Global (PRG) est un indicateur défini pour comparer l'impact de chaque gaz à effet de serre sur le réchauffement global, sur une période de 100 ans. Il est exprimé en équivalent CO₂. Par définition, le PRG du CO₂ est toujours égal à 1. Les coefficients utilisés dans ce diagnostic sont de 28 pour le CH₄ et 265 pour le N₂O. Cet indicateur a été défini afin de déterminer l'impact relatif de chacun des GES sur le changement climatique. Les coefficients ci-dessus sont ceux définis lors de la Conférence des Parties de 1995, appliqués dans le cadre du protocole de Kyoto. Les gaz fluorés ne sont pas comptabilisés (entre 1 et 2% des émissions de GES en teqCO₂).

Désignation	Formule chimique	PRG à 100ans
Dioxyde de carbone d'origine fossile	CO ₂	1
Méthane	CH ₄	28
Protoxyde d'azote	N ₂ O	265

Tableau 1: Tableau des principaux GES

L'utilisation des terres, leur changement et la forêt (UTCF) ne sont pas considérés dans l'inventaire. Il s'agit à la fois d'un puits et d'une source d'émission de CO₂, CH₄ et N₂O. L'UTCF couvre la récolte et l'accroissement forestier, la conversion des forêts (défrichage) et des prairies ainsi que les sols dont la composition en carbone est sensible à la nature des activités auxquelles ils sont dédiés (forêt, prairies, terres cultivées).

Les émissions de GES issues des transports aériens et maritimes internationaux, ainsi que celles des sources naturelles (végétation, incendies) ne sont également pas prises en compte.

3.2 Bilan des émissions de gaz à effet de serre

En 2015, les émissions totales de gaz à effet de serre sont évaluées par l'ORECAN à **1 994 kteqCO₂¹** soit 13,4 tonnes par habitant et par an, contre 8,9 TeqCO₂/hab pour la région Normandie et 8,1/hab. pour la France.

Le territoire du PETR BSM a donc un ratio d'émission de GES pouvant être considéré comme élevé en comparaison avec mes ratios d'émission au niveau régional et national.

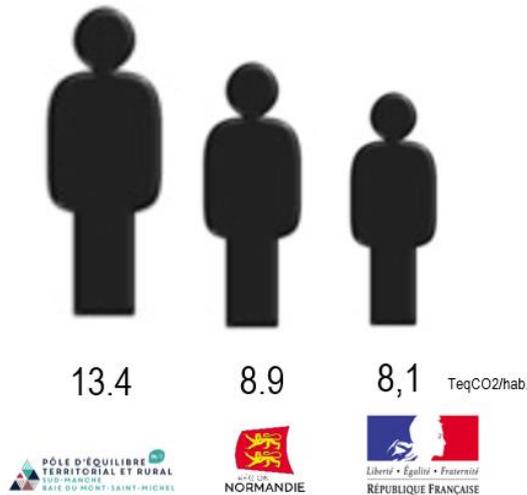


Figure 8: comparaison des ratios d'émission de GES par habitant

Actualisation – Source : ORECAN (2019) :

En 2019, les émissions totales de gaz à effet de serre sont évaluées par l'ORECAN à **1 869 kteqCO₂²**, soit une baisse d'environ 7% par rapport à 2015.

3.2.1 Émissions de gaz à effet de serre par secteur

En 2015, **la source d'émission principale de GES sur le territoire du PETR est l'agriculture** représentant 65% des gaz émis et devient l'un des véritables enjeux du territoire. Ce sujet sera développé dans la partie 3.3.

¹ teqCO₂: tonne équivalent CO₂, étalon de mesure du potentiel de réchauffement global (PRG). Plusieurs GES participent au réchauffement climatique. Tous n'ont pas le même pouvoir réchauffant (Pouvoir de réchauffement global – PRG) ni la même durée de vie dans l'atmosphère. Afin de simplifier et de permettre une comparaison entre gaz on utilise comme référence le CO₂ (principal GES issu des activités humaines). La teqCO₂ prend donc ainsi en compte l'ensemble des GES

² teqCO₂: tonne équivalent CO₂, étalon de mesure du potentiel de réchauffement global (PRG). Plusieurs GES participent au réchauffement climatique. Tous n'ont pas le même pouvoir réchauffant (Pouvoir de réchauffement global – PRG) ni la même durée de vie dans l'atmosphère. Afin de simplifier et de permettre une comparaison entre gaz on utilise comme référence le CO₂ (principal GES issu des activités humaines). La teqCO₂ prend donc ainsi en compte l'ensemble des GES

La seconde source d'émission est le transport routier avec 14%, suivi de l'industrie avec 9% et du résidentiel avec 8% des gaz à effet de serre émis. Le secteur tertiaire ne représente que 3% des émissions et le secteur des Déchets que 1% des émissions de GES.

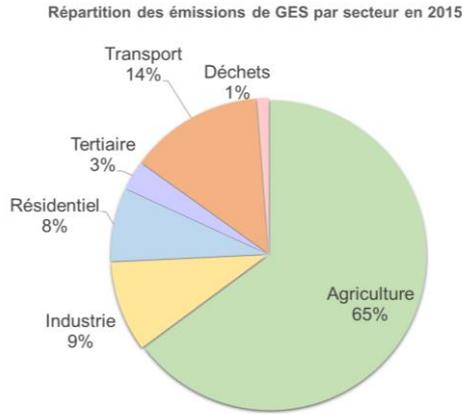
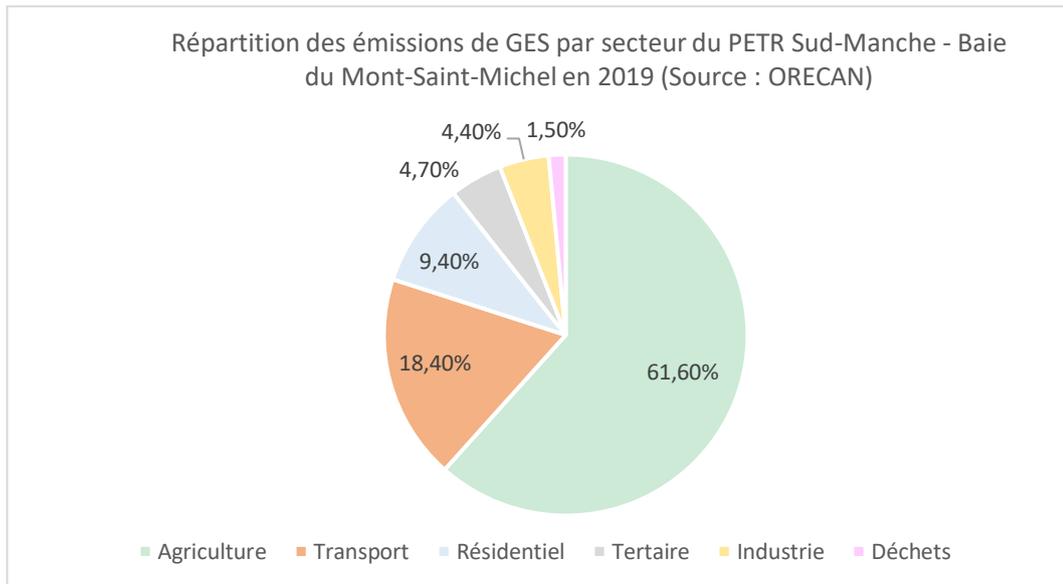


Figure 9: répartition des émissions de GES par secteur et par gaz en 2015 (source : ORECAN)

Actualisation – Source ORECAN (2019) :

En 2019, la source d'émission principale de GES sur le territoire du PETR est l'agriculture représentant 61,6% des gaz émis.

La seconde source d'émission est le transport routier avec 18,4%, suivi du résidentiel avec 9,4% des gaz à effet de serre émis. Le secteur tertiaire ne représente que 4,7% des émissions et le secteur des déchets que 1,5% des émissions de GES. La part du secteur industriel dans l'émission des gaz à effet de serre a fortement diminuée entre 2015 et 2019 passant de 9% en 2015 à 4,4% en 2019.



3.2.2 Évolution des émissions

Le volume d'émission observé entre 2005 et 2015 est **en baisse de 0.08%** par an. Cette baisse s'observe en moyenne dans les secteurs résidentiel (-3.31%/an), tertiaire (-2.89%/an) et des transports routiers (-1.51%/an). En parallèle, une augmentation moyenne des émissions de GES par an est observée dans les secteurs agricoles (+0.28%/an), industriels (+5.95%/an) et des déchets (+8.48%/an). Bien que le secteur des déchets connaisse la plus forte augmentation annuelle, il ne représente que 1% des émissions en 2015 et est souvent lié aux fuites de méthane lors du processus de méthanisation, fuites considérées forfaitairement par l'observatoire ; ce secteur ne représente donc pas d'enjeu.

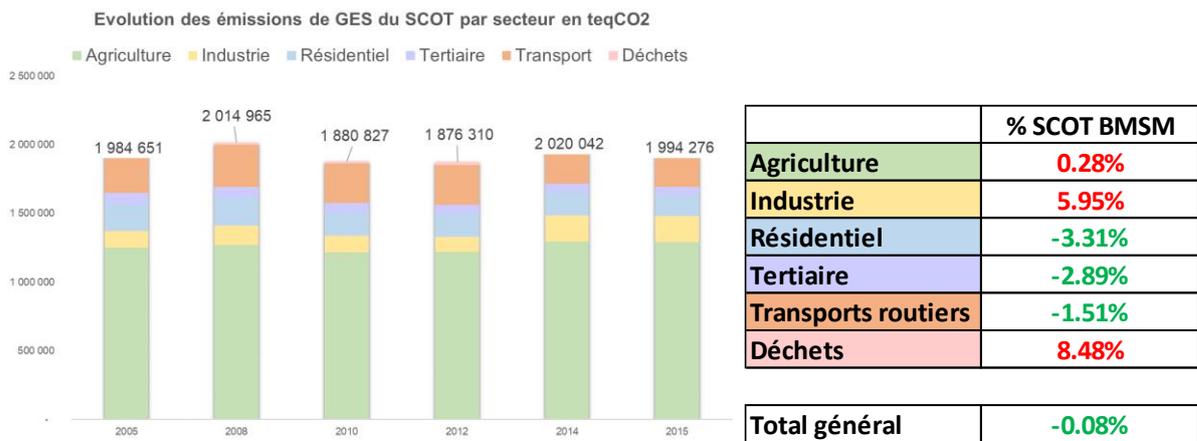


Figure 10: évolution des émissions de GES entre 2005 et 2015 et évolution moyenne annuelle par secteur d'activité (source : ORECAN)

La tendance des émissions de GES est donc plutôt en très légère baisse sur le territoire depuis 10 ans mais certains secteurs sont à surveiller notamment l'agriculture, l'industrie et le secteur des déchets.

Actualisation 2019 – Source : ORECAN :

Les émissions de GES continuent à baisser sur le territoire avec un total d'émission de 1 869 551 teqCO2 en 2019 soit une baisse de l'ordre de **6,3%** par rapport à 2015.

3.3 Enjeu spécifique identifié : les émissions de GES du secteur agricole

Les émissions de GES du territoire proviennent à 65% de l'activité agricole. Ces émissions présentent la particularité d'être principalement d'origine non énergétiques contrairement aux autres secteurs d'activités. En effet, elles proviennent à 41% de la fermentation entérique dans l'élevage sous forme de méthane (CH₄) et à 23% des engrais utilisés pour les cultures sous forme de dioxyde d'azote (N₂O).

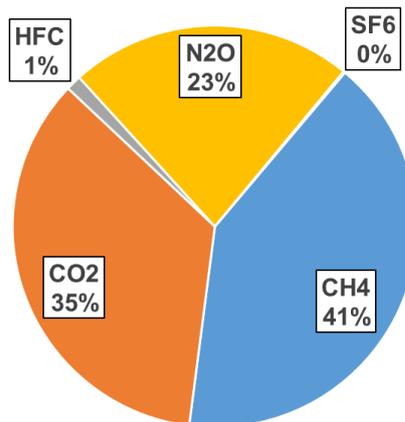


Figure 11: répartition des gaz à effet de serre émis par type en 2015 (source : ORECAN)

L'agriculture biologique répond en partie aux problématiques liées à l'enjeu du secteur agricole. L'exclusion de produits chimiques (pesticide, engrais chimiques, etc.) traduit une certaine éthique des agriculteurs s'accompagnant souvent d'une utilisation maîtrisée des engrais dans les cultures et d'une alimentation animale contrôlée. Ces mesures sont développées dans la suite du chapitre. En 2018, 145 exploitations biologiques sont recensées sur le territoire pour un total de 534 exploitations bio dans la Manche et 1759 en Normandie. En nombre d'exploitations, les exploitations bio de type élevage sont plus courantes que les exploitations bio de cultures (127 contre 18 exploitations) (cf. Figure 12).

Etat de l'agriculture biologique sur le PETR BMSM

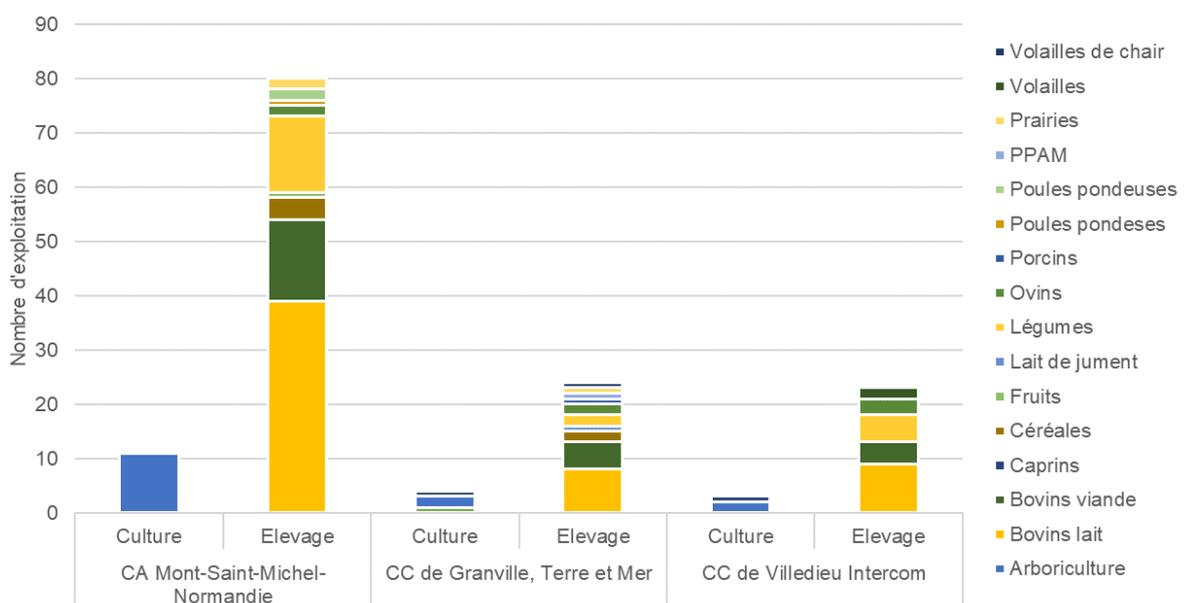


Figure 12: état de l'agriculture biologique sur le PETR BMSM en 2018 (source : Chambre d'agriculture)

3.3.1 Les émissions de méthane liées à l'élevage

Le méthane présente une problématique environnementale car il est considéré comme un gaz à effet de serre avec un pouvoir réchauffant 28 fois supérieur au CO₂. En présence de ce gaz dans l'atmosphère, les rayons du soleil sont piégés et contribuent à réchauffer l'atmosphère. Le réchauffement observé a des conséquences atmosphériques, climatiques et biophysiques désormais prouvées sur l'environnement : augmentation de la fréquence et de l'intensité des sécheresses, augmentation des précipitations, fontes des glaces, dérèglement des phases de reproduction, de floraison et de migration de certaines espèces, etc.

Le méthane ainsi qu'une partie des émissions de dioxyde de carbone observées sont d'origine digestive. Tous les animaux d'élevage produisent ces gaz lors de la digestion qui sont le résultat d'une dégradation anaérobie de la biomasse végétale ingérée. Toutes les espèces animales ne produisent pas la même quantité de gaz : les ruminants excrètent des quantités plus grandes que les non ruminants (cf. Figure 13). Les vaches laitières et les bovins en croissance sont donc particulièrement concernés par cette problématique.

Espèce	Production de méthane (kg/an)
Ruminant	
Vache laitière	90
Bovin en croissance	65
Mouton et chèvre	8
Non ruminant	
Cheval	18
Porc	1
Volaille	< 0,1

Source : Sauvart (1993).

Figure 13: estimation de la production annuelle de méthane par différentes espèces animales (source: "Production et émission de méthane et du gaz carbonique par les ruminants", Ordre des agronomes du Québec)

Avec 1349 exploitations de cheptels et 1561 exploitations de cultures sur le territoire, le PETR est confronté à cette problématique. La tendance est à la baisse entre les années 2000 et 2010 selon l'AGRESTE (cf. Figure 14) dans les cantons de Villedieu-les-Poêles,

Avec une activité centrée autour de l'élevage en Normandie (7 exploitations sur 10 selon la chambre d'agriculture de Normandie), et des cheptels composés de près de 34 000 vaches laitières, de 42 000 jeunes bovins et de 64 000 bœufs, le territoire est confronté à cette problématique. Bien que la tendance du nombre de vaches laitières par canton soit à la baisse entre 2000 et 2010 (cf. Figure 14) selon l'Agreste, le volume d'émission de l'Agriculture reste important sur le territoire.

1 - nombre d'unités de gros bétail (UGB) en 2010 - source : Agreste - Recensement agricole 2010 et estimations pour les communes non diffusibles

2 - évolution du nombre de vaches laitières entre 2000 et 2010 - source : Agreste - Recensements agricoles 2000 et 2010 et estimations pour les communes non diffusibles

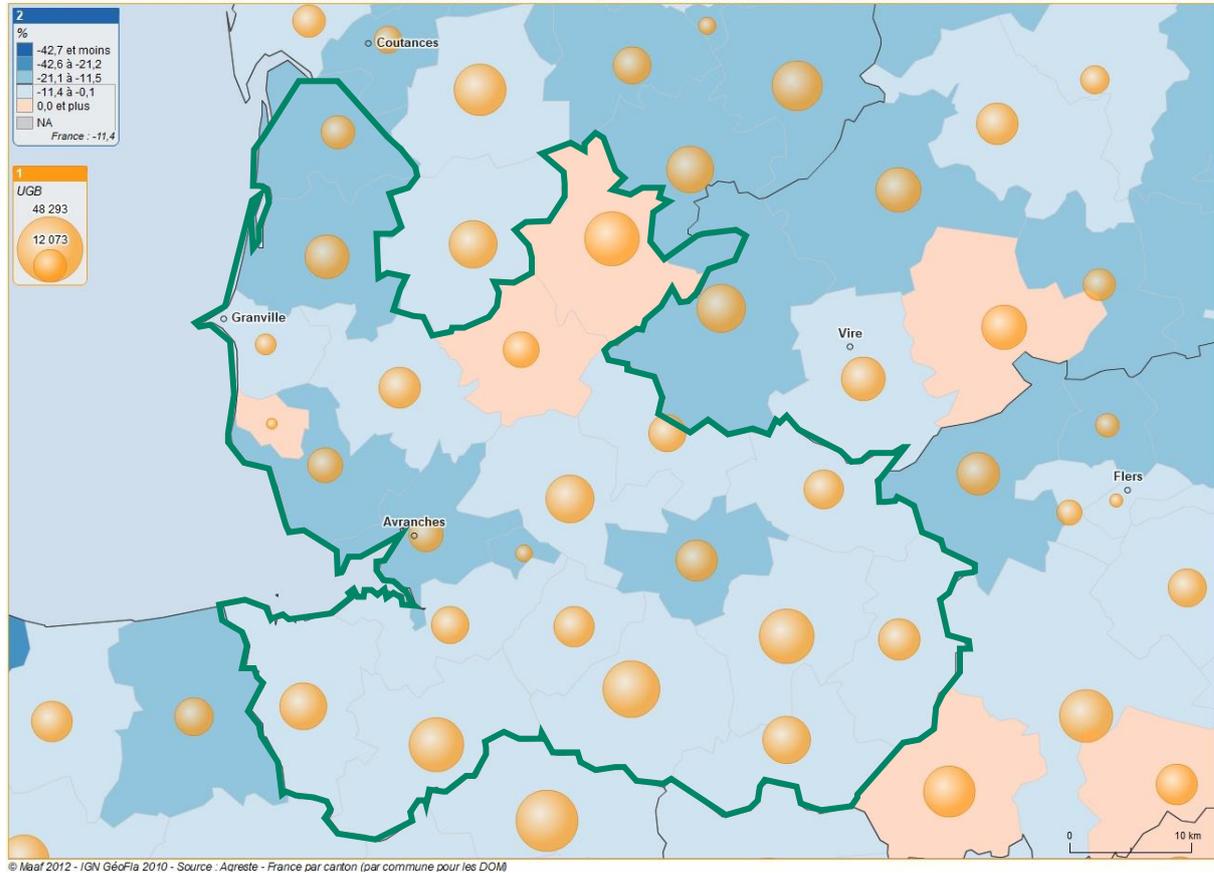


Figure 14: carte représentative du nombre d'UGB³ en 2010 et l'évolution du nombre de vaches laitières entre 2000 et 2010 (source : Agreste)

Pour autant, plusieurs études ont été menées durant ces dernières années afin de mettre en évidence les mesures possibles en vue d'une réduction des émissions de méthane. Ces mesures peuvent être :

- **Le régime alimentaire**

En limitant dans le régime alimentaire de l'animal ce qui entraîne la production de CH₄, il est possible de réduire les émissions de méthane dans l'atmosphère. Pour cela, deux régimes sont possibles :

- Un broyage préalable des fourrages diminue le temps de séjour de l'aliment dans le système digestif de l'animal ce qui produirait moins de méthane, selon l'étude établie sur les bovins et le mouton de Blaxter et Clapperton (1965).
- Une ration riche en aliments concentrés ajoutée à l'alimentation animale permettrait de réduire de 38% les émissions de CH₄ en créant un milieu moins propice à sa production, selon l'étude de Beever (1993).

³ UGB – Unité Gros Bétail ou Gros Bovin, unité de référence permettant de calculer les besoins nutritionnels ou alimentaire de chaque type d'animal d'élevage

- **La productivité animale**

L'étude Sauvant (1993) propose une stratégie passant par l'augmentation de la productivité animale. En effet, selon lui, l'augmentation unitaire du volume de lait produit par une vache permettrait, à production égale, de réduire la taille du cheptel ou de la période d'élevage. Ce qui aurait pour conséquence une réduction des émissions de CH₄. Cependant l'augmentation de la productivité animale a d'autres conséquences qu'il faut prendre en compte dans le bilan environnemental global (type d'alimentation, santé animale, élevage intensif...). À l'inverse réduire la production et la consommation de lait ou de viande permettrait de réduire ces émissions, mais pose la question du modèle économique des exploitations.

- **Autres méthodes**

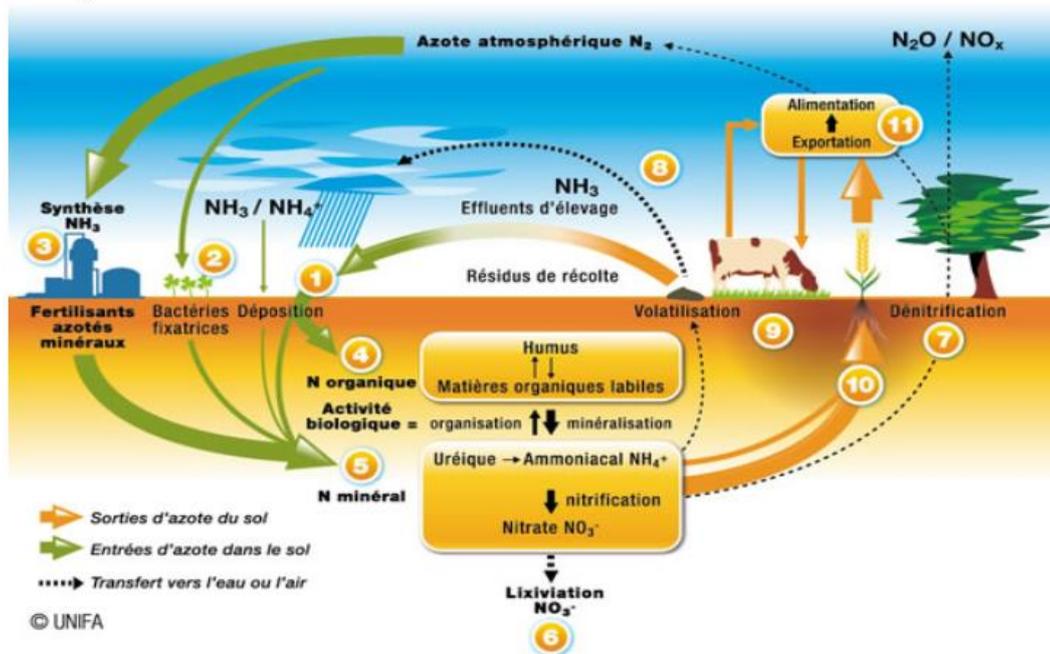
D'autres études ont également été menées visant une réduction de la méthanogénèse en utilisant des interventions biotechnologiques (implantation de bactéries ou défaunation du rumen) ou par des additifs alimentaires (antibiotiques ionophores, acides gras à longue chaîne...). Ces solutions présentent cependant des effets secondaires (adaptation des microorganismes, dégradabilité de la fibre, résidus dans la viande, le lait ou l'environnement) proscrivant ces solutions.

3.3.2 Les émissions de protoxyde d'azote liées aux cultures

Dans le sol, l'azote sous forme organique ou minérale est source de protéines pour les plantes et contribuent à leur croissance et à améliorer la qualité des produits. Dans les cultures, l'utilisation de fertilisants apporte ainsi l'azote nécessaire aux plantes. Les effluents d'élevage, utilisés comme fertilisants organiques dans les champs sont cependant sources d'émissions de protoxyde d'azote (N₂O), gaz à effet de serre avec un pouvoir réchauffant 310 plus élevé que le CO₂.

En effet, lors de l'épandage de ces effluents dans les terres, une partie de l'azote qui les compose se volatilise dans l'air sous forme de protoxyde d'azote et d'ammoniac, polluant acide (cf. Figure 15).

Le cycle de l'azote



Source : Unifa, 2014

Figure 15: cycle de l'azote (source : UNIFA)

Selon le ministère de la transition écologique et solidaire, l'élevage bovin est source de 80% des 1,3 million de tonnes d'azote organique utilisés en France comme engrais organiques. En 2011, ce type d'engrais concernait un quart des grandes cultures (selon le SDES) et principalement dans les champs de betterave et de maïs. Au niveau de la BSM, les données de l'AGRESTE nous permettent d'identifier les territoires à fort développement de culture du maïs (cf. Figure 16 et Figure 17).

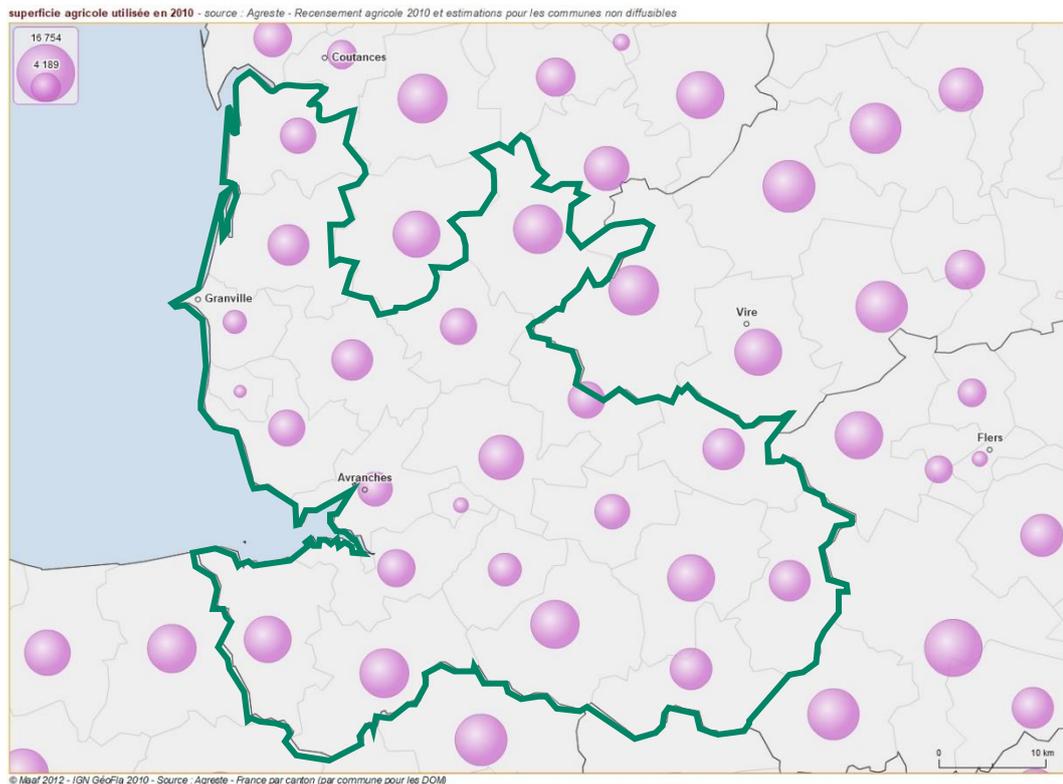


Figure 16: carte des surfaces agricoles utiles en 2010 (source : AGRESTE)

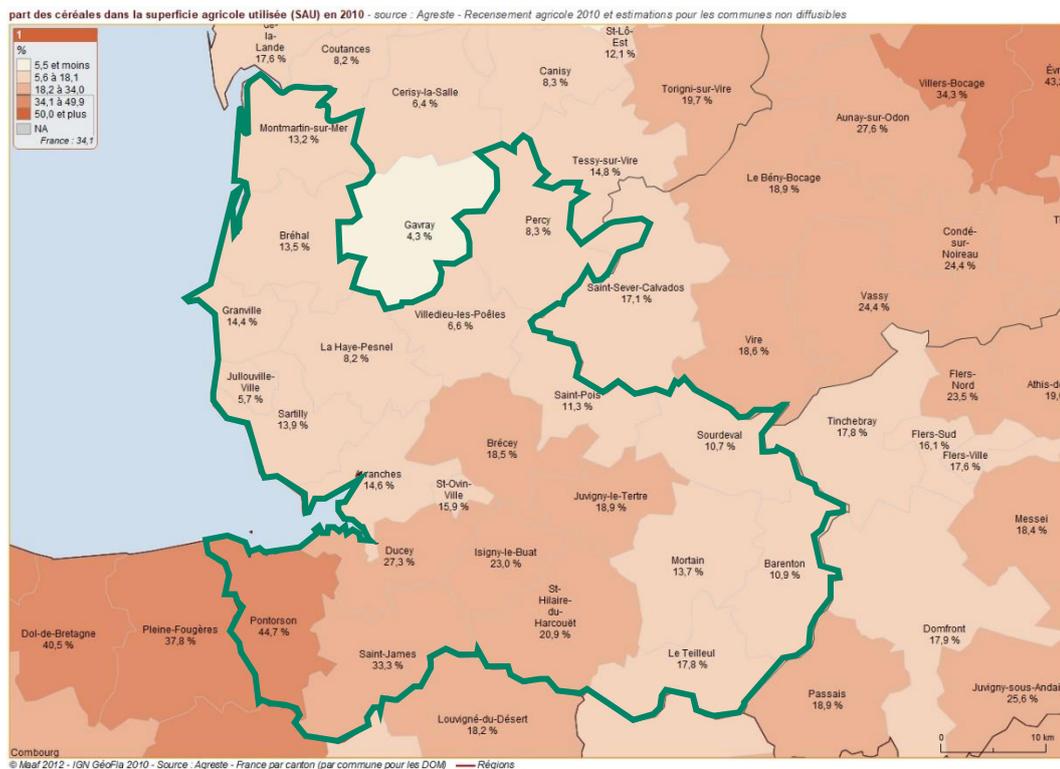


Figure 17: carte des cultures de céréales (blé, maïs, orge, ...) (source : AGRESTE)

Pour autant, le ministère de la transition écologique et solidaire a présenté différentes options comme principaux leviers de maîtrise et d'amélioration de l'impact environnemental de la fertilisation azotée :

- Le choix d'assolement, l'ordre de rotation des cultures possibles sur un sol permet de conserver un rendement sans épuiser la terre ;
- La rotation des cultures par l'introduction de plantes légumineuses capables de fixer l'azote atmosphérique (haricots blanc et vert, pois chiche, fèves, ...) ;
- La mise en place de « cultures intermédiaires piège à nitrates (CIPAN) » pour éviter les sols nus et par conséquent le lessivage. Il s'agit de cultures temporaires de plantes à croissance rapide destinées à protéger les parcelles.
- Les bonnes pratiques de fertilisation « juste à temps et au bon moment » au regard des besoins des plantes et des apports naturels (sol, dépôt atmosphérique) ;
- Le développement d'agriculture alternative telle que l'agriculture biologique qui exclut tout apport d'engrais azoté synthétique dans ses pratiques.

Toutes ces mesures sont à prendre en compte dans l'optique de réduire les émissions de GES non énergétiques du secteur agricole sur le territoire.

3.4 Approche territoriale des émissions

La compilation des données permet d'établir la carte ci-dessous illustrant les pôles de territoire les plus émetteurs de gaz à effet de serre. Il ne s'agit pas de désigner comme responsable certains pôles en particulier, mais plutôt de mettre en perspective des spécificités locales et leur impact sur les émissions de GES.

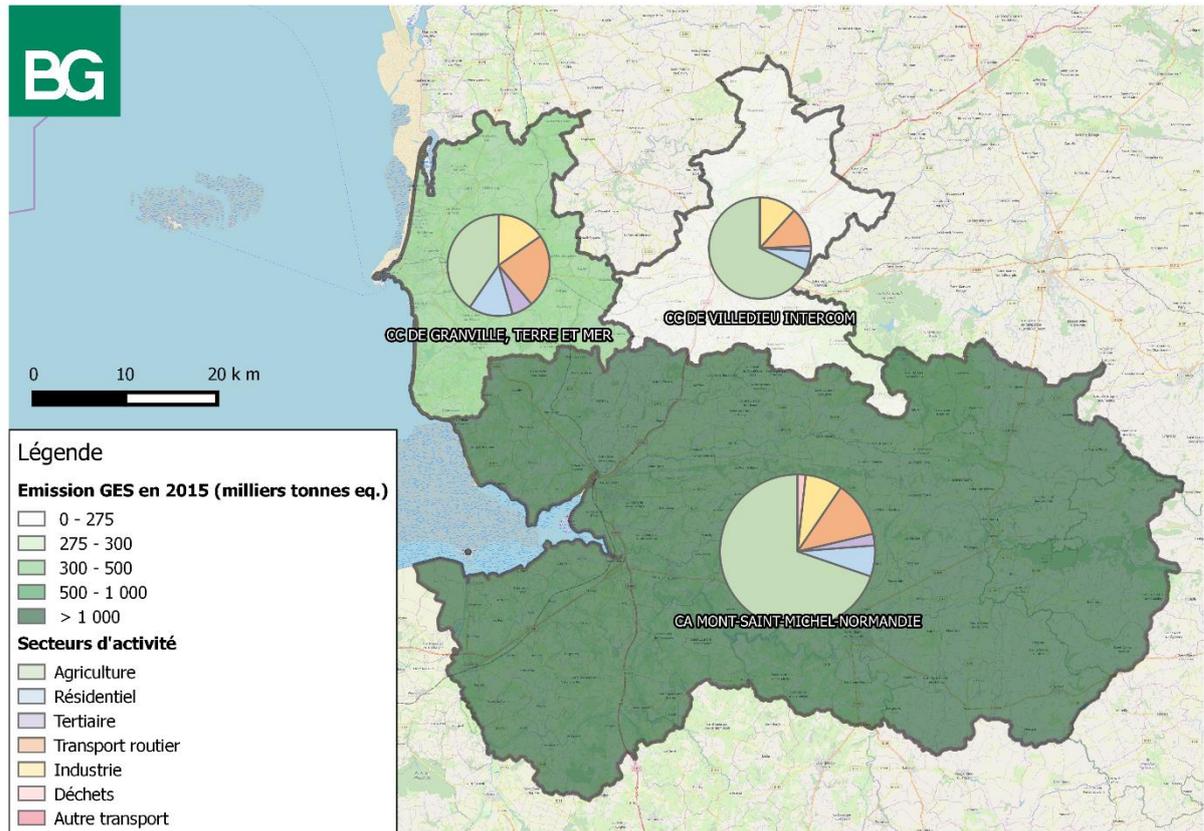


Figure 18: carte des émissions de GES en 2015

CC	AGRICULTURE	RESIDENTIEL	TERTIAIRE	TRANSPORT ROUTIER	AUTRE INDUSTRIE	DECHETS	TOTAL
CC de Granville, Terre et Mer	130 006	44 743	21 613	75 693	48 806	148	321 009
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	987 014	92 160	34 516	168 069	109 581	23 846	1 415 185
CC de Villedieu Intercom	175 277	15 665	4 410	32 620	30 089	21	258 082
SCOT	1 292 297	152 567	60 539	276 382	188 476	24 015	1 994 276

CC	Habitants	Ratio d'émission totale (teqCO2/hab)
CC de Granville, Terre et Mer	44 693	7.18
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	88 208	16.04
CC de Villedieu Intercom	15 702	16.44
SCOT	148 603	13.42

Tableau 2: tableau des émissions et ratio d'émission de GES en teq par habitant

Sur les trois pôles territoriaux composant le PETR BSM, le secteur agricole ressort nettement comme source principale d'émission d

e GES à près de 70% sur la CA Mont-Saint-Michel Normandie et sur la CC Villedieu Intercom et pour 40% sur la CC Granville, Terre et Mer. La carte permet de confirmer qu'il s'agit d'un secteur à enjeux à l'échelle du PETR BSM car il concerne les trois pôles de territoire.

3.5 Estimation de la séquestration carbone

Le territoire ne fait pas qu'émettre des gaz à effet de serre à travers les secteurs d'activités développés auparavant mais il en capte également. C'est ce que l'on appelle la "séquestration carbone" qui représente le captage et le stockage en partie du carbone de l'atmosphère dans des "puits de carbone" comme les forêts et les sols via la photosynthèse. Il est intéressant de suivre cet indicateur car il participe au bilan carbone du territoire en compensant les émissions émises sur celui-ci.

La séquestration de carbone se fait par la biomasse, aussi bien dans la partie souterraine qu'aérienne des sols. L'analyse de cette séquestration carbone est réalisée à partir de la méthodologie ADEME via l'outil ALDO.

Actualisation – Source : Outil ALDO de l'ADEME (2023) :

La méthode de calcul des stocks de carbone par occupation du sol a récemment été revue par l'ADEME.

Le stock de référence par unité de surface et par occupation du sol actuellement utilisé est le suivant :

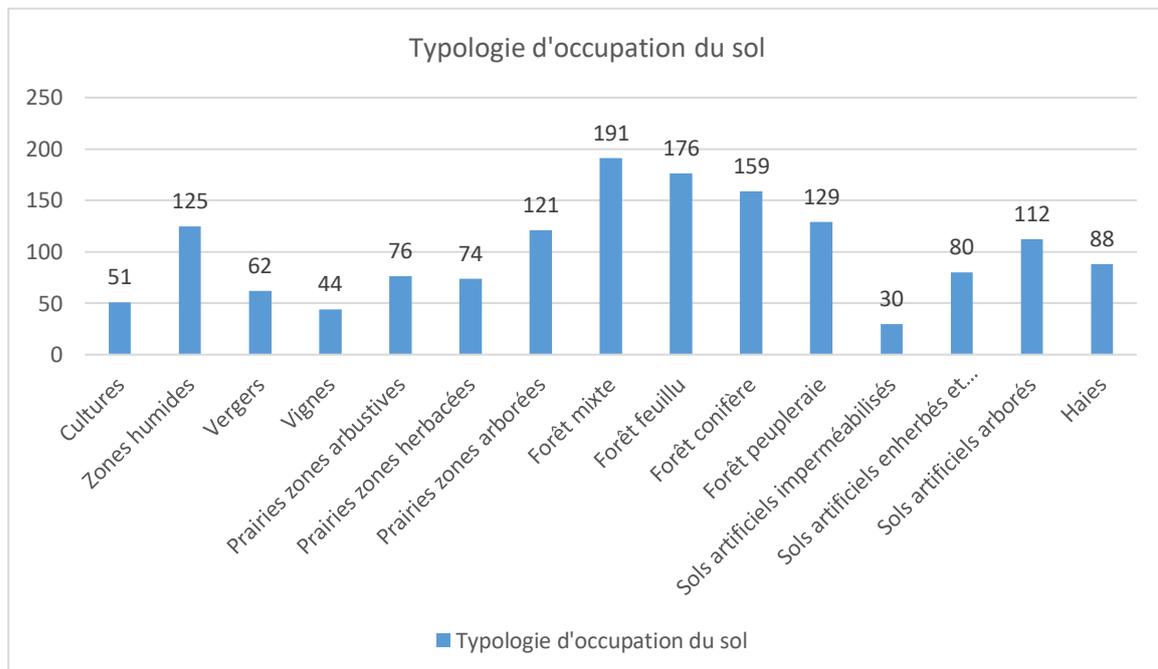


Figure 19. Stock de référence par unité de surface et par occupation du sol (Source : ADEME outil ALDO version 2023)

- **Le stock carbone**

Le stock carbone du territoire se fait en majorité grâce aux prairies et cultures du territoire avec 45,6 millions de tonnes équivalent CO2 sur le territoire dont 31,2 millions seulement sur le territoire de la CA du Mont-Saint-Michel (7,3 millions pour la CC Granville, Terre et Mer et 7,2 millions pour la CC Villedieu Intercom).

RÉPARTITION DES STOCKS DE CARBONE (HORS PRODUITS BOIS) PAR OCCUPATION DU SOL DU SCOT (%), 2012

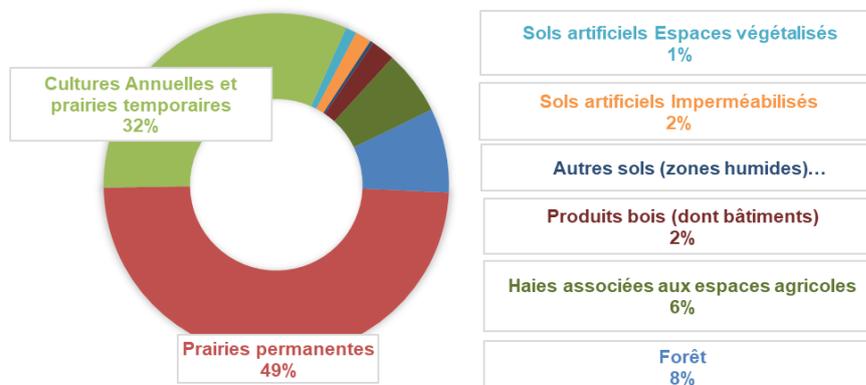


Figure 20: répartition des stocks carbone (hors produits bois) par occupation du sol du SCOT (en %), 2012

Actualisation – Source : Outil ALDO de l'ADEME (2023) :

La révision de la méthode de calcul de l'outil ALDO a permis d'estimer plus précisément le stock carbone du territoire à partir de la donnée d'occupation du sol de 2018 (*Corine Land Cover*). Il est évalué à **16,2 millions** de tonnes équivalent CO2 sur l'ensemble du territoire (11,8 millions de tonnes sur le territoire de la CA du Mont-Saint-Michel, 2,1 millions de tonnes pour la CC Granville, Terre et Mer et 2,3 millions de tonnes pour la CC Villedieu Intercom).

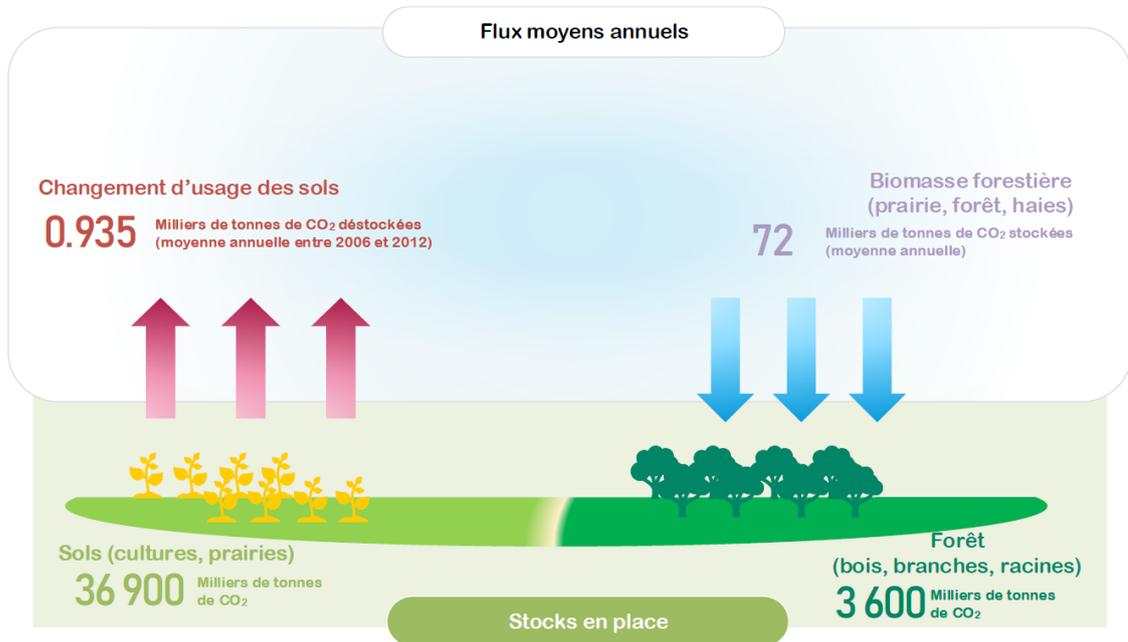


Figure 22: bilan de la séquestration carbone en 2012

Annuellement, **72 014 teqCO₂** est séquestré à l'échelle du SCoT BMSM (dont 76% sur le seul territoire de la CA Mont-Saint-Michel, 10% pour CC Villedieu Intercom et 13% pour la CC Granville, Terre et Mer).

À ce niveau, seul 4% des émissions de gaz à effet de serre produites par les activités du territoire du SCoT sont séquestrées par la biomasse. Les gaz à effet de serre non stockés sont émis dans l'atmosphère et contribue chaque année au réchauffement climatique.

Les changements d'usage des sols entre 2006 et 2012 permettent d'évaluer ainsi un déstockage du territoire à **1641 tonnes de CO₂ par an en moyenne** liée à l'urbanisation du territoire.

Sont appelées "surfaces imperméables" ou "surfaces artificialisées" les surfaces qui ne rendent plus d'autres services que de supporter les constructions et les voies de transport (source : ADEME). L'artificialisation des sols est évaluée à 39 ha/an, soit 0.02% de la surface totale du territoire. En comparaison, celle de la France est de 54 000ha/an en France, soit 0,08% du territoire français.

En 2015, le territoire du SCoT de la BMSM a émis 1994 kteqCO₂ à travers ses activités (SCOPE 1 et 2 hors branche énergie) et a absorbé 72 kteqCO₂ via ses prairies et ses forêts soit l'équivalent de 4% de ces émissions. À titre de comparaison, la séquestration nette de carbone dans la biomasse des forêts française est estimée à environ 70 Mt CO₂, soit 15 % des émissions nationales de carbone fossile (Citepa, 2016).

Actualisation – Source ALDO – ADEME (2023) :

Annuellement, **61 169 teqCO₂** est séquestré à l'échelle du SCoT BMSM (dont 75% sur le seul territoire de la CA Mont-Saint-Michel, 11% pour CC Villedieu Intercom et 14% pour la CC Granville, Terre et Mer).

3.6 Comparaison

En analysant l'évolution des émissions de GES, nous observons plutôt une tendance à la stabilisation des émissions. Entre 2005 et 2015, les émissions de GES du PETR ont connu une légère diminution (-0.08% sur la période). Par EPCI, l'évolution des émissions de GES connaît tout de même quelques variations :

- CC Granville, Terre et Mer : réduction des émissions de GES de -4% en 10 ans
- CC Villedieu Intercom : réduction des émissions de GES de -2% en 10 ans
- CA Mont Saint Michel : augmentation des émissions de GES de 4% en 10 ans

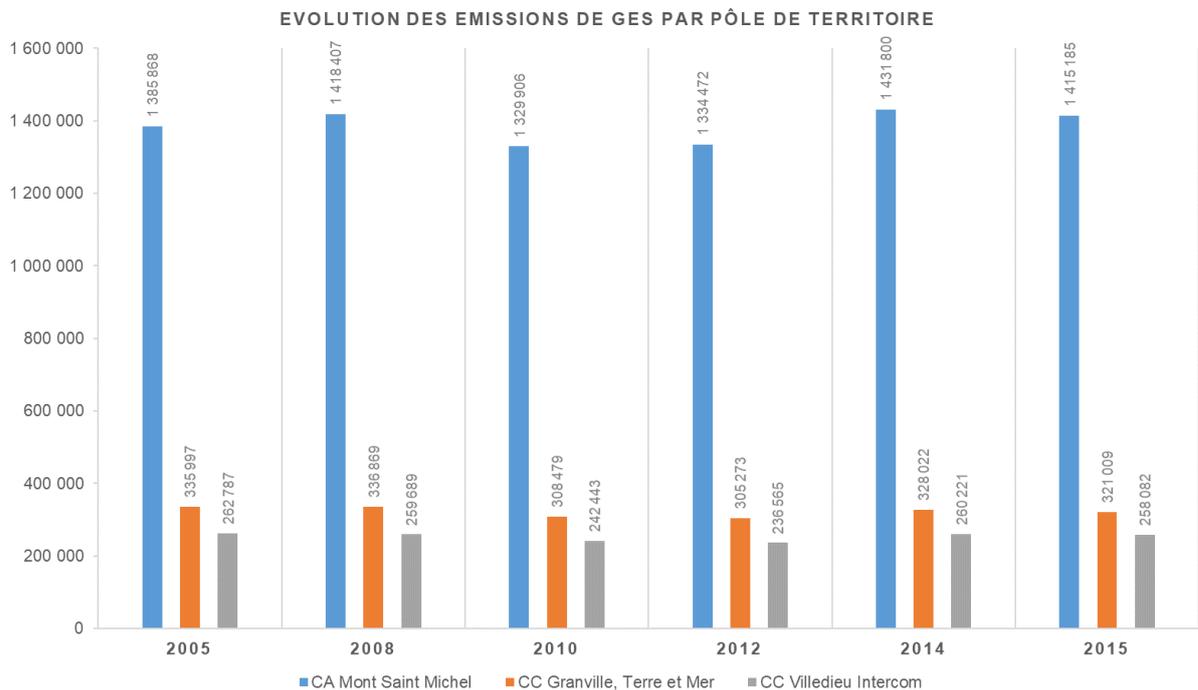


Figure 23: évolution des émissions de GES par pôle de territoire

Également, le territoire séquestre du carbone comme vu précédemment. Le tableau suivant permet de comparer les niveaux de stock et de flux de carbone par territoire composant le SCot BMSM :



PCAET SCOT PETR- Sud Manche - Baie du Mont Saint Michel

26/129

		CC de Granville, Terre et Mer		CC Villedieu Intercom		CA Mont-Saint-Michel	
		Stocks de carbone (tCO ₂ eq)	Flux de carbone (tCO ₂ eq/an)*	Stocks de carbone (tCO ₂ eq)	Flux de carbone (tCO ₂ eq/an)*	Stocks de carbone (tCO ₂ eq)	Flux de carbone (tCO ₂ eq/an)*
Forêt		624 345	- 9 434	307 109	- 7 479	2 700 275	- 54 808
Prairies permanentes		3 294 437	-	4 246 307	-	14 814 653	-
Cultures	Annuelles et prairies temporaires	2 188 456	-	1 908 795	-	10 464 856	326
	Pérennes (Vergers, vignes)	-	-	-	-	-	-
Sols artificiels	Espaces Végétalisés	168 995	- 113	45 568	- 25	248 992	- 323
	Imperméabilisés	258 439	1 068	69 596	205	367 096	2 235
Autres sols (Zones humides)		46 984	-		-		-
Produits bois (dont bâtiments)		307 908	- 1 104	107 338	-385	607 862	- 2 179
<i>Haies associées aux espaces agricoles</i>		375 903		496 587		1 883 053	

Tableau 3: tableau descriptif des niveaux de séquestration carbone des territoires du SCOT BMSM

3.7 Bilan et synthèse

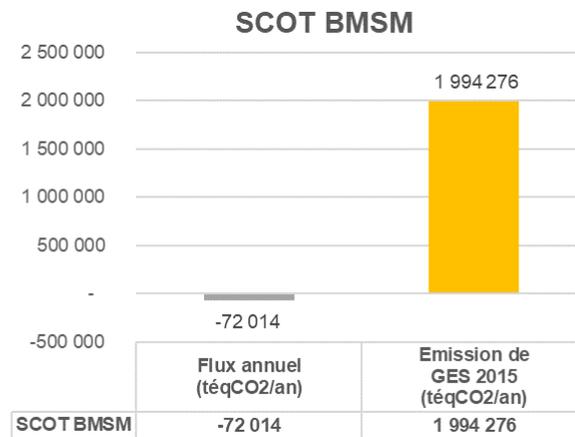


Figure 24 Bilan du profil climat du territoire

En 2015, le PETR BMSM a émis 1994 kteqCO₂ à travers ses activités (SCOPE 1 et 2 hors branche énergie) et a absorbé 72 kteqCO₂ via ses prairies et ses forêts soit l'équivalent de 3.6% de ces émissions. Rapportées au nombre d'habitants, le PETR BMSM présente un ratio d'émission de 13.4 teqCO₂/hab supérieur aux moyennes régionales et nationales, respectivement de 8.9 teqCO₂/hab et de 8,1 teqCO₂/hab.

L'objectif de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) est une division des émissions de GES par 4 en 2050 par rapport à la période préindustrielle. L'objectif à moyen terme est équivalent à la réduction de -73% par rapport à 2013 à l'horizon 2050 (source : Ministère de la transition écologique et solidaire). Cet objectif de long terme implique une réduction annuelle des émissions de l'ordre de 8%.

Le territoire a réduit très légèrement ses émissions de GES de -0.08% entre 2005 et 2015. Un zoom sur le bilan hors industrie, met en évidence une baisse de -0.42% des émissions du territoire. Il est en effet pertinent de s'intéresser au bilan hors industrie étant donné que l'évolution de la consommation d'énergie et des émissions de GES de ce secteur est souvent due au contexte économique et non à des efforts dus à la mise en œuvre d'actions de réduction des impacts environnementaux. La tendance est donc bien à la baisse mais l'effort est inférieur à l'effort nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES de la Stratégie Nationale Bas-Carbone.

PROFIL CLIMAT		
<i>Atouts</i>	<i>Faiblesses</i>	<i>Scénario au fil de l'eau</i>
<ul style="list-style-type: none"> Le territoire stocke du carbone à l'année grâce aux prairies (49%) et grâce aux surfaces agricoles de culture (34%) 	<ul style="list-style-type: none"> Émission de GES provenant essentiellement de l'agriculture (usage non énergétique : élevage, engrais, etc.) Émission des transports routiers amplifiées par la fréquentation touristique en période estivale sur le littoral 	<ul style="list-style-type: none"> Faible réduction de -0.08% des émissions de GES en 10 ans (-0.46% hors considération de l'industrie)
Les enjeux liés au Plan Climat Air Énergie		

- Réduire l'impact des émissions non énergétique provenant de l'agriculture
- Réduire l'impact des flux touristiques sur le littoral

4. Profil énergie

Tableau 4 Synthèse du profil Climat

4.1 Méthodologie générale

Le diagnostic de la situation énergétique du PETR BMSM est réalisé à partir de la base de données de l'ORECAN.

Ce diagnostic énergie détaille l'état des lieux des consommations sur ce territoire et son évolution de 2005 à 2015.

Les consommations d'énergie utilisées dans ce diagnostic sont corrigées du climat. La consommation d'énergie pour le chauffage est plus forte lorsque l'hiver est plus rigoureux. C'est une évidence qui ne présente pas un grand intérêt pour l'analyse dans la mesure où elle ne traduit pas un changement des comportements. Pour mieux analyser les évolutions, on travaille à partir des consommations « corrigées du climat ». C'est-à-dire qu'on essaie d'évaluer ce qu'aurait été la consommation si les températures avaient été « normales ».

4.2 Bilan des consommations

En 2015, le territoire a réellement consommé **4 236 GWh d'énergie**.

Pour des raisons de données soumises au secret statistique⁴, 881 GWh en 2015 (soit 21% de la consommation réelle) ne sont attribués à aucun secteur d'activité ou à un type d'énergie, notre bilan ne portera donc que sur **3 355 GWh**.

En GWh	AGRICULTURE	RESIDENTIEL	TERTIAIRE	TRANSPORT ROUTIER	AUTRE INDUSTRIE	TOTAL
CC de Granville, Terre et Mer	30	330	152	274	319	1103
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	240	684	<i>Secret statistique</i>	608	820	2 627
CC de Villedieu Intercom	38	126	32	118	194	506
SCOT	308	1140	-	1000	1 333	4236

Tableau 5: tableau des consommations d'énergie réelle en 2015 (source : ORECAN)

En GWh	AGRICULTURE	RESIDENTIEL	TERTIAIRE	TRANSPORT ROUTIER	AUTRE INDUSTRIE	TOTAL
SCOT	243	893	187	1000	1 032	3355

Tableau 6: tableau de consommation hors données soumises au secret statistique en 2015 (source : ORECAN)

Remarque : Dans la suite de ce chapitre, ces données soumises au secret statistique peuvent fausser l'interprétation des comparaisons pouvant être faite dans le temps ou par rapport à d'autres territoires.

Actualisation – Source ORECAN (2019) :

⁴ Le secret statistique vise à protéger les intérêts économiques des entreprises et la vie privée des citoyens dont les données ont été collectées lors d'enquêtes

En 2019, le territoire a consommé 3509 GWh (hors données soumises au secret statistique).
A noter que le transport non routier est également inclus dans ce calcul, contrairement aux données de 2015 présentées ci-dessous.

En GWh	AGRICULTURE	RESIDENTIEL	TERTIAIRE	TRANSPORT (ROUTIER ET NON ROUTIER)	INDUSTRIE	TOTAL
CC de Granville, Terre et Mer	24	367	140	316	173	1020
CA Mont-Saint- Michel-Norman- die	207	767	<i>Secret statis- tique</i>	810	292	2076
CC de Villedieu Intercom	39	133	32	151	58	413
						3509

Tableau 7 : tableau de consommation hors données soumises au secret statistique en 2019 (source : ORECAN)

4.2.1 Consommation d'énergie par secteur

Les secteurs d'activités traités sont mentionnés au paragraphe I de l'article R. 229-52 du code de l'environnement. Il s'agit des secteurs résidentiel, tertiaire, transport routier, autres transports, agriculture, déchets, industrie hors branche énergie (industrie de la chimie, de la construction, de l'agro-alimentaire, de la métallurgie, ...) et de la branche énergie (hors production d'électricité, de chaleur et de froid pour les émissions de gaz à effet de serre, dont les émissions correspondantes sont comptabilisées au stade de la consommation).

Pour la suite de l'étude, le secteur "Autre industrie" fait référence au secteur industriel hors branche énergie.

En 2015, la consommation d'énergie du territoire est essentiellement liée au **secteur industriel (31%)** suivi du **secteur des transports (30%)** et du **résidentiel (27%)** (cf. Figure 25). Les secteurs agricole et tertiaire ne représentent que 12% des consommations d'énergie.

Répartition de la consommation d'énergie par secteur en 2015

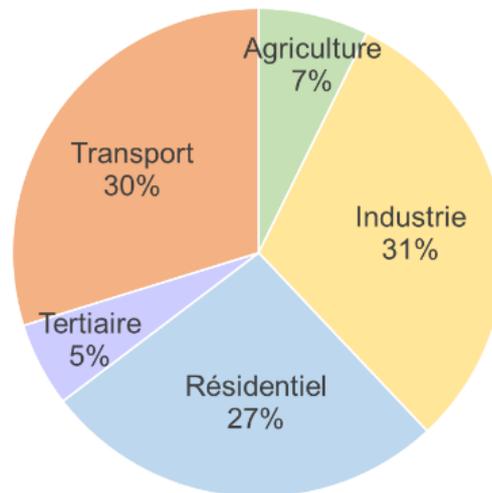
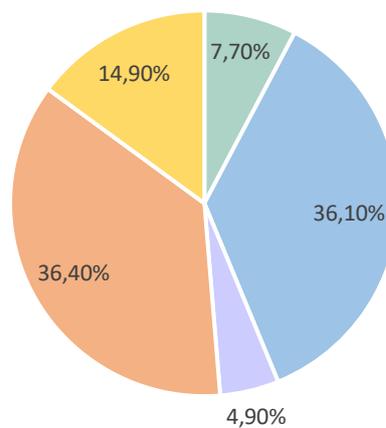


Figure 25: répartition de la consommation d'énergie par secteur du PETR BMSM en 2015 (source : ORECAN)

Actualisation – Source ORECAN (2019) :

En 2019, le territoire a consommé 3509 GWh (hors données soumises au secret statistique).
A noter que le transport non routier est également inclus dans ce calcul, contrairement aux données de 2015 présentées ci-dessous.

Répartition de la consommation d'énergie par secteur du PETR Sud Manche - Baie du Mont Saint-Michel en 2019 (source : ORECAN)



■ Agriculture ■ Résidentiel ■ Tertiaire ■ Transport (routier et non routier) ■ Industrie

4.2.2 Consommation d'énergie par type

L'analyse de l'évolution des consommations d'énergie par type (cf. Figure 26) permet d'observer que le territoire connaît une baisse constante de ces consommations de produits pétroliers depuis 2005, signe d'un réel progrès.

En parallèle, les évolutions de bois énergie et de chaleur issus de réseau montrent une légère augmentation au fil des années.

La consommation électrique étant en partie protégée par le secret statistique, la baisse observée à partir de 2012 n'est pas réelle. En effet, la consommation non attribuée mais réelle a augmenté à partir de 2012 suivant la même tendance. Aucune remarque particulière ne peut être apportée à cette évolution.

Evolution de la consommation d'énergie par type (GWh)

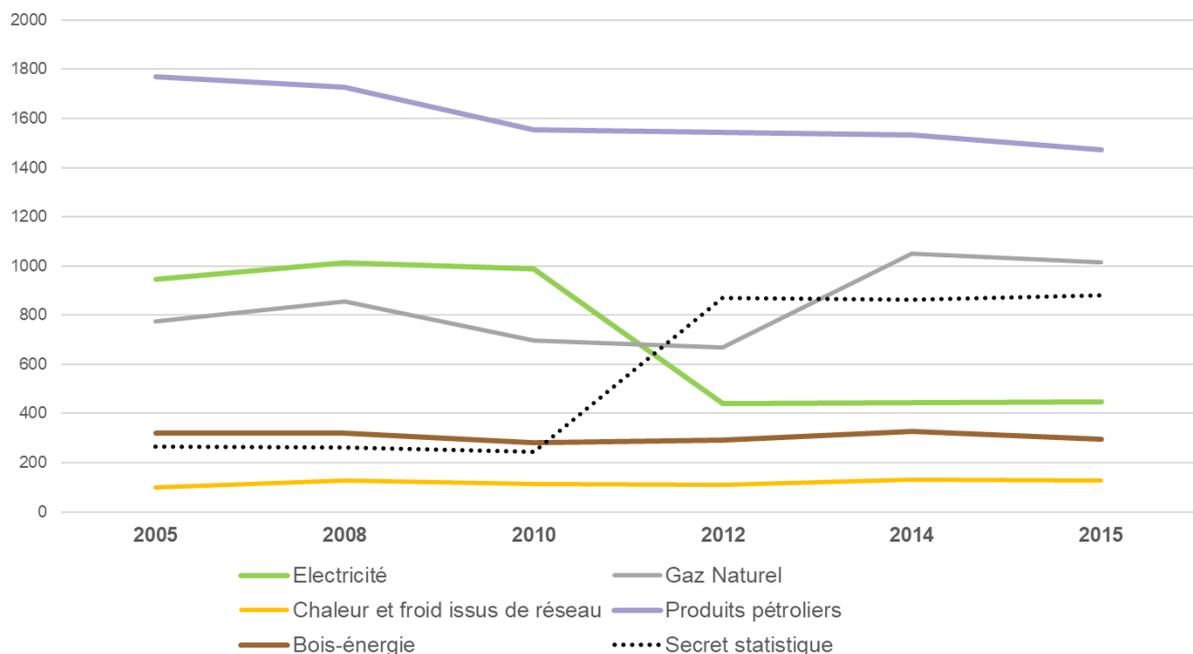


Figure 26: évolution des consommations d'énergie par type en GWh (source : ORECAN)

La décomposition des consommations par secteur et par agent énergétique permet de cibler les secteurs d'activités les plus **dépendants aux énergies fossiles**, sous forme de carburant ou de combustible. L'ensemble des secteurs d'activité est concerné :

- Le transport routier avec 1 000 GWh, alimenté à 100% par des carburants fossiles,
- Le résidentiel avec 893 GWh (47% de sa consommation totale),
- Le tertiaire avec 187 GWh (42% de sa consommation totale)
- L'industrie avec 1032 GWh (74% de sa consommation totale)
- L'agriculture avec 243 GWh (93% de sa consommation totale)

Consommation du SCoT par type d'énergie en GWh en 2015

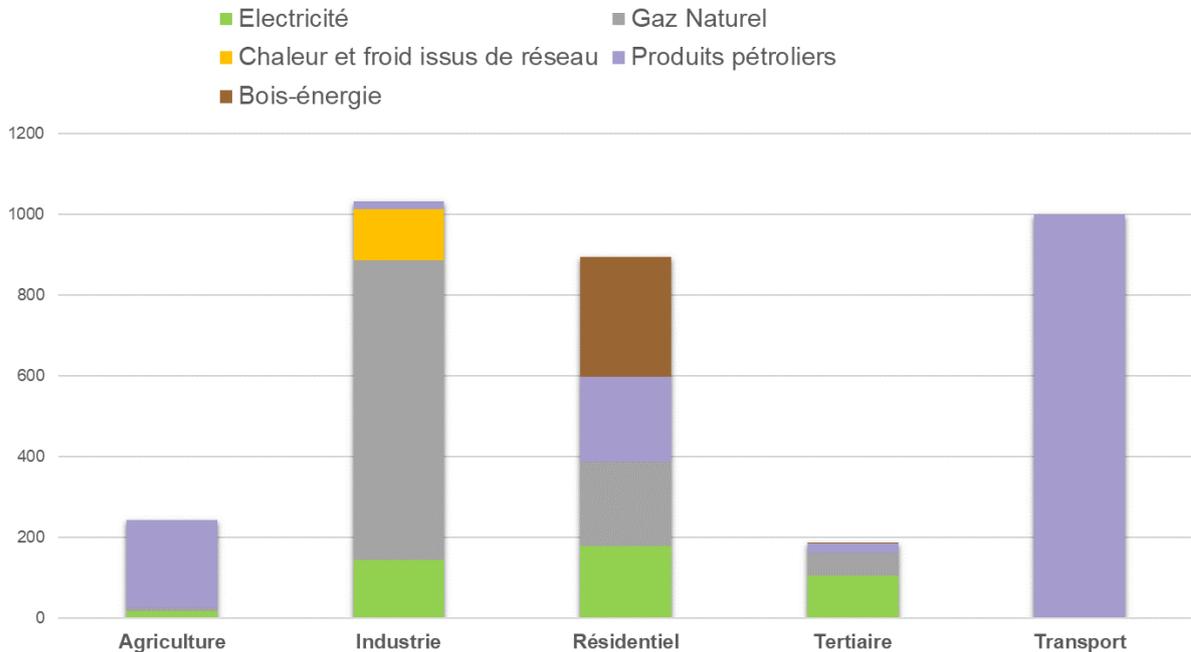


Figure 27: Consommation du SCoT par type d'énergie et par secteur en GWh en 2015 (source : ORECAN)

Dans tous les territoires français, on observe une tendance générale à l'augmentation de la consommation électrique pour les usages informatiques et numériques (stockage de données). Additionné à un usage pour le chauffage à effet joule (30% des maisons et 49% des appartements sont chauffés à l'électricité en 2015 selon l'INSEE), l'approvisionnement électrique peut devenir un enjeu sur le territoire du SCoT BMSM.

Il y a donc une priorité à donner à la rénovation des systèmes de chauffage électrique du secteur résidentiel, qu'il sera nécessaire de coupler avec des actions de rénovation thermique du bâti.

La réduction de la demande, la diversification des sources de production d'électricité, et le stockage électrique sont des solutions permettant de créer une stabilité du réseau et de garantir un approvisionnement électrique à l'avenir.

4.2.3 Évolution de la consommation d'énergie par secteur

L'analyse des consommations par secteur met en évidence la conséquence du poids des données soumises au secret statistique. En effet, si en 2005, les données non affectées aux secteurs d'activité ne représentent que 7% des consommations, en 2015, elles représentent 26%.

La consommation réelle a connu une diminution moyenne de -0.16% par an.

Hors données soumises au secret statistique, la consommation d'énergie du territoire est en baisse de -1.6% par an en moyenne sur la période 2005-2015. De ces données, seul le secteur industriel a connu une augmentation moyenne annuelle de ses consommations d'énergie depuis 2005 de 1.1%/an (cf. Figure 28 et Tableau 8). Les autres secteurs ont connu une diminution annuelle plus ou moins forte au cours des dix dernières années (-3.2% pour le secteur résidentiel et -0.7% pour le secteur tertiaire). Comme observé sur la Figure 28, l'évolution annuelle des valeurs par secteur est fortement influencée par le secret statistique, en particulier à partir de 2012 pour les secteurs suivants : résidentiel, agriculture et industrie.

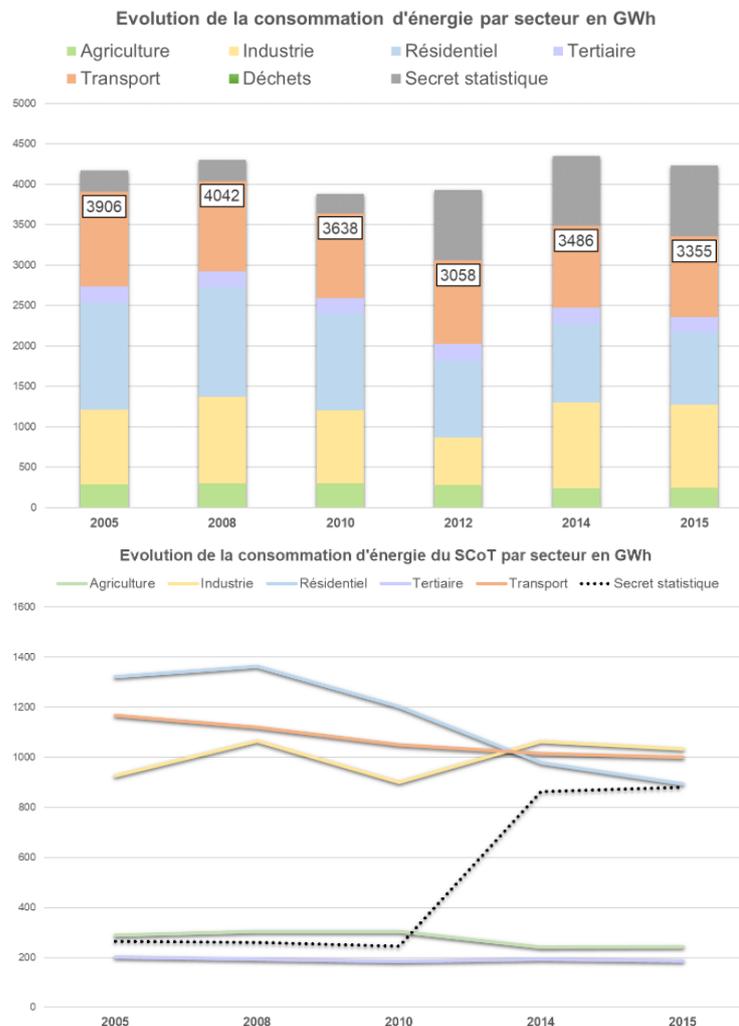


Figure 28: évolution des consommations d'énergie par secteur (source : ORECAN)

	SCOT BMSM
Agriculture	-1.6%
Industrie	1.1%
Résidentiel	-3.2%
Tertiaire	-0.7%
Transports routiers	-1.4%
Total général	-1.4%

Tableau 8: tableau d'évolution moyenne annuelle des consommations d'énergie par secteur (hors données soumises au secret statistique)

4.2.4 Enjeu spécifique du territoire

L'activité touristique est un facteur important sur le territoire de la BMSM.

Avec un attrait de 2,5 millions de visiteurs par an, le Mont Saint Michel est un des rares sites rentables de France qui a des retombées économiques bénéfiques, ce qui entraîne également des conséquences néfastes pour l'écologie sur le territoire de la BMSM. L'affluence contribue à la consommation liée aux transports et aux résidentiels notamment.

Par ailleurs, la zone tampon couvrant le Mont Saint Michel et sa baie (cf. Figure 29) est à considérer pour le développement de production d'énergie renouvelable de grande ampleur (éolienne terrestre, éolienne offshore) ou champs de panneaux solaires. Tout projet de construction n'est pas proscrit mais devra faire l'objet d'une intégration paysagère renforcée.

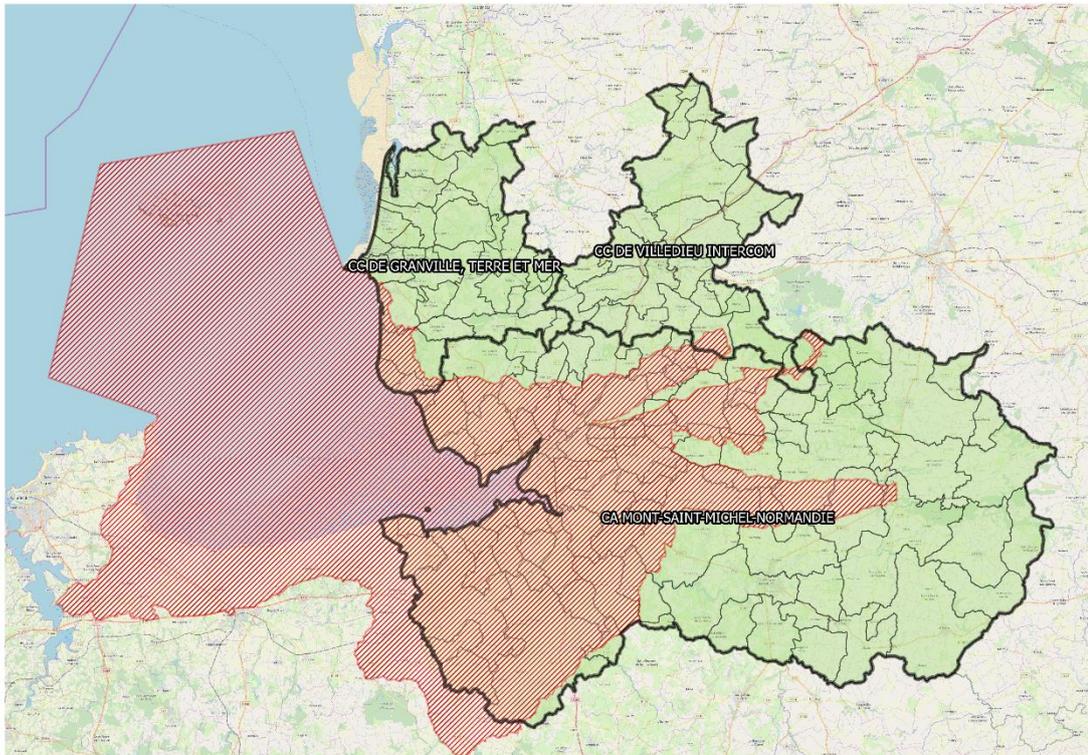


Figure 29: carte du zonage tampon du Mont Saint Michel

4.3 Approche territoriale

Au niveau territoriale, bien que les niveaux de consommation d'énergie des territoires aillent du simple au double, la répartition par secteur met en évidence l'impact de l'industrie et du résidentiel. Ramenée au nombre d'habitant par pôle de territoire, la consommation d'énergie réelle est en moyenne évaluée à 28.5 MWh/hab.an contre 31 MWh/hab.an pour la région Normandie et 27 MWh/hab.an en France en 2015.

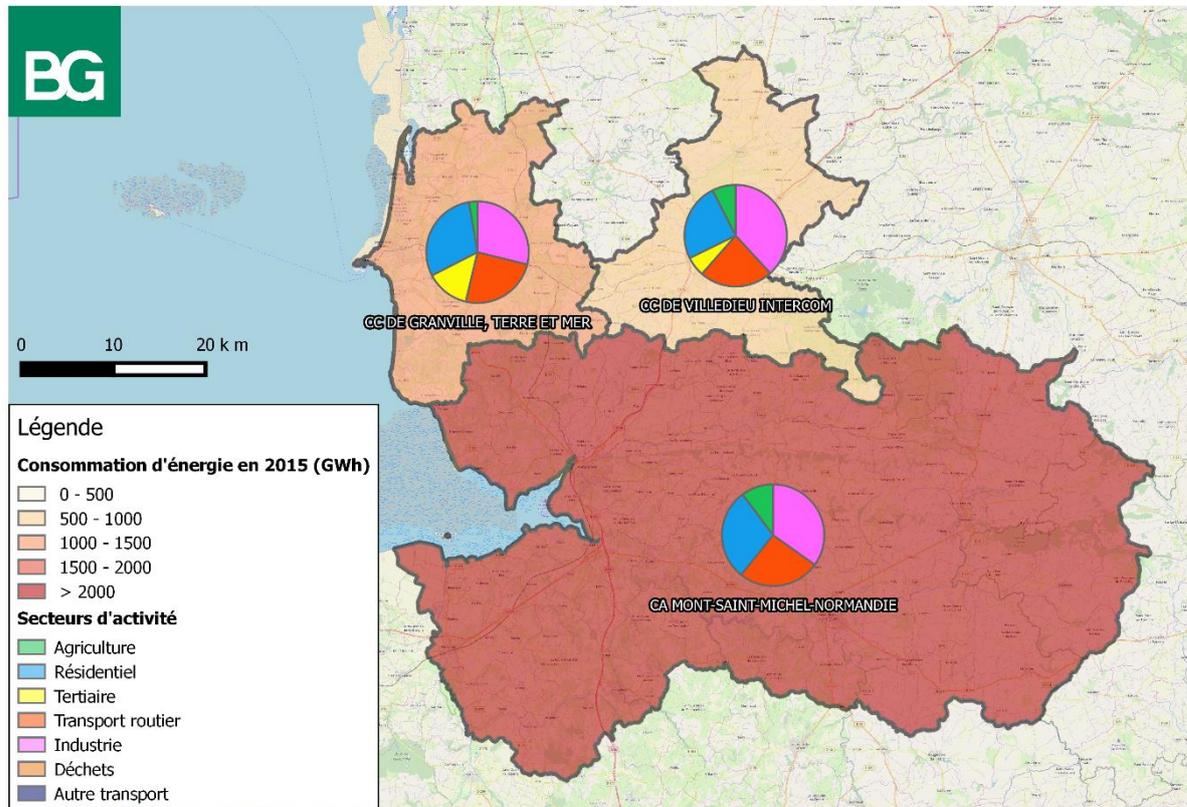


Figure 30: carte des consommations d'énergie en 2015 (source : ORECAN)

Notons que la consommation du secteur tertiaire de la CA Mont Saint Michel Normandie est entièrement soumise au secret statistique et n'apparaît donc pas sur la carte mais est incluse dans la consommation totale du territoire.

CC	Habitants en 2015	Ratio (MWh/hab)
CC de Granville, Terre et Mer	44 693	24.7
CA Mont-Saint-Michel-Normandie	88 208	29.8
CC de Villedieu Intercom	15 702	32.2
SCOT	148 603	28.5

Tableau 9: tableau descriptif des consommations d'énergie par habitant

En 2015, dans l'absolu, la CA Mont Saint Michel consomme un peu plus de l'équivalent de 60% de la consommation du SCoT (contre 26% pour la CC Granville, Terre et Mer et 12% pour la CC Villedieu Intercom) (cf.4.2). Toutefois, ramené au nombre d'habitant, la CC de Villedieu Intercom et la CA Mont Saint Michel ont un ratio de consommation élevé contribuant à augmenter à la moyenne du SCoT.

4.4 Comparaison

Ramené au nombre de logement par territoire, la consommation d'énergie du secteur résidentiel des territoires permet de mettre en évidence des logements plus énergivores sur les territoires de la CA Mont Saint Michel et la CC Villedieu Intercom (cf. Tableau 10). Ces territoires seront plus à même de présenter un potentiel de rénovation plus important.

	SCoT BMSM	CA Mont Saint Michel	CC Villedieu Intercom	CC Granville, Terre et Mer
Consommation Résidentiel (MWh)	1 140 000	684 000	126 000	330 000
Nombre d'habitants (source : INSEE)	148 603	88 208	15 702	44 693
Consommation résidentielle par habitant (MWh/an/hab.)	7,7	7,8	8	7,4
Nombre de logements	90 153	48 792	8 987	32 374
Consommation résidentielle par logement (MWh / an / log)	12,6	14	14	10,2

Tableau 10 Comparaison des ratios de consommation liée au secteur résidentiel par habitant et par logement –
Source : ORECAN 2015

Les données concernant la consommation du secteur tertiaire de la CA Mont Saint Michel est soumise au secret statistique. Malgré une importante concentration d'emplois tertiaires sur ce territoire, nous ne sommes pas en mesure d'avancer le niveau de consommation du territoire.

	SCoT BMSM	CA Mont Saint Michel	CC Villedieu Intercom	CC Granville, Terre et Mer
Consommation Tertiaire (MWh)	184 000 (Hors CA MSM)	<i>Secret statistique</i>	32 000	152 000
Emploi tertiaire (Source : INSEE)	14 852 (Hors CA MSM)	21 692	2 914	11 938
Consommation tertiaire par emploi (MWh/an/emploi)	12,4	-	11,0	12,7

Tableau 11 Comparaison des ratios de consommation liée au secteur tertiaire par emploi
Source : ORECAN 2015

Dans le secteur industriel, malgré une importante consommation d'énergie à la CA Mont Saint Michel, ramenée au nombre d'emploi dans l'industrie, la CC Granville, Terre et Mer possède un ratio plus élevé.

Le panel d'activité du secteur industriel étant très large, la comparaison entre territoires n'a de sens que si l'on considère les consommations par activités industrielles, une étude approfondie est alors nécessaire.

	SCoT BMSM	CA Mont Saint Michel	CC Villedieu Intercom	CC Granville, Terre et Mer
Consommation Industrie (MWh)	1 333 000	820 000	194 000	319 000
Emploi industriel (Source : INSEE)	9 785	6 474	1 432	1 879
Consommation industrielle par emploi du secteur (MWh/an /emp)	136	127	135	170

Tableau 12 Comparaison des ratios de consommation liée au secteur industriel par emploi
Source : INSEE 2015

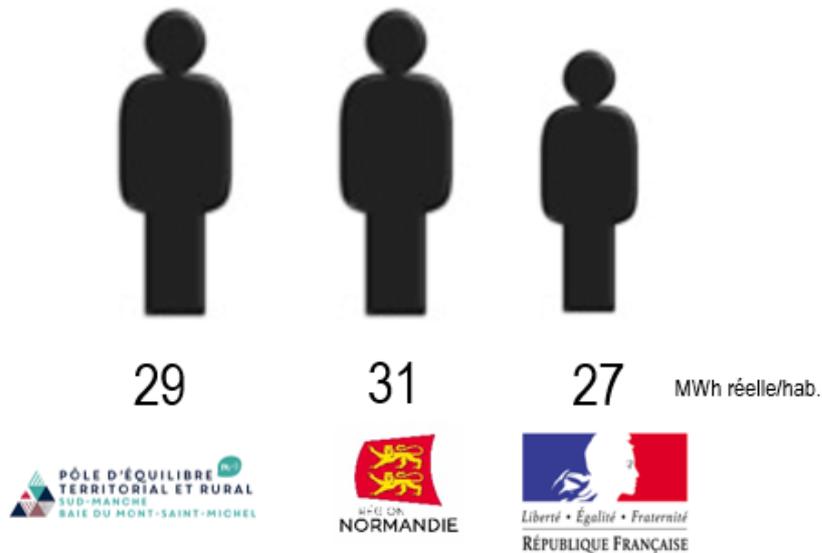


Figure 31: comparaison des ratios de consommations réelles par habitant

4.5 Potentiel d'économie d'énergie

Au-delà d'une évaluation des gisements d'énergie issus de ressources renouvelables et des rejets thermiques, l'atteinte des objectifs de la loi TEPCV pour 2030 et 2050 passent également par une réduction de la consommation en ciblant les secteurs les plus consommateurs et les plus émetteurs de gaz à effet de serre.

Une analyse spécifique a ainsi été menée sur le potentiel d'économie d'énergie du territoire. Ce potentiel correspond à l'ensemble des actions à mener afin de limiter la consommation d'énergie et d'éviter les pertes sur l'énergie produite. Il est en effet primordial de travailler **sur la sobriété et l'efficacité énergétique** avant de recourir à une production d'énergie renouvelable et/ou de récupération des rejets thermiques.

4.5.1 Gisement d'économie d'énergie dans le résidentiel

Des retours d'expérience de l'expérimentation familles à énergie positive permettent d'évaluer un gain énergétique moyen de l'ordre de 12% en moyenne sur les consommations d'énergie (www.familles-a-energie-positive.fr). Ces gains sont obtenus par simple application de changement de comportement.

Action	Description	Gain total	Gain total en %
Sobriété	Réduction de la consommation d'énergie par des écogestes Applicable à tous les logements 12% de potentiel d'économie d'énergie par les écogestes	79 800 MWh	8.9%

Tableau 13 : Actions de sobriété pour le parc résidentiel

Un gisement d'économie d'énergie dans le résidentiel passe par la rénovation des logements. Les gains énergétiques obtenus par ces travaux sont variables selon les niveaux d'investissement des ménages et des caractéristiques des logements (étage, mitoyenneté, état de l'existant, etc.). À travers une enquête réalisée sur plus de 5 millions de ménages entre 2014 et 2016 (source : enquête TREMI), nous évaluons les gains moyens sur la consommation "réglementaire" (chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires) :

- Rénovation faible : 75% des ménages ayant réalisés des travaux ont vu leur consommation réduite de 17% (équivalent à aucun changement de classe énergie⁵)
- Rénovation moyenne : 20% des ménages ayant réalisés des travaux ont vu leur consommation réduite de 36% (équivalent à aucun changement de classe énergie)
- Rénovation performante : 5% des ménages ayant réalisés des travaux ont vu leur consommation réduite de 58% (équivalent à aucun changement de classe énergie)

L'évaluation d'un potentiel brut d'économie d'énergie de l'action de rénovation revient à considérer que tous les actions de rénovation sont à la hauteur des rénovations performantes.

Enfin, nous avons considéré que l'applicabilité des actions de rénovation concerne 90% des résidences principales. En effet, selon l'association Négawatt, 10% des logements sont considérés impropres à la rénovation.

⁵ La classe énergie d'un logement définit son niveau de performance énergétique global. La classe énergie d'une maison ou d'un appartement sert à donner une information précise à d'éventuels acquéreurs sur la performance énergétique de ce logement.

En termes de travaux d'amélioration de la performance énergétique, les travaux les plus fréquents concernent : l'isolation des toitures, des murs, le remplacement des fenêtres, la mise en place d'une VMC, l'installation d'un chauffage à meilleur rendement, l'installation d'une programmation pour le chauffage, d'une régulation ou encore la production de chaleur par un vecteur renouvelable comme un chauffe-eau solaire.

Action	Description	Application
Rénovation	Travaux de performance énergétique : Maisons Rénovation intense : -58% besoins RT Hypothèse : 100% des rénovations	Applicable à 90% des maisons
	Travaux de performance énergétique : Appartement Rénovation intense : -58% besoins RT Hypothèse : 100% des rénovations	Applicable à 90% des appartements

Tableau 14 : Actions de rénovation envisagées pour le parc résidentiel

En complément de ces actions de rénovation, le remplacement des installations est une occasion d'améliorer le rendement de son système et donc de faire des économies d'énergie. En effet, les chaudières récentes au gaz, au bois, ou encore au fioul, présentent des rendements bien supérieurs aux anciennes chaudières, notamment si elles sont à condensation (récupération de chaleur supplémentaire grâce à la condensation des fumées). Cette action est à privilégier en complément de travaux de rénovation.

Action	Description	Gain	Application
Évolution du mix énergétique	Fioul vers gaz (hyp : 40% des installations du SCoT)	Amélioration du rendement des chaudières (85% fioul contre 95% pour une chaudière gaz nouvelle génération)	Résidences principales au fioul sur les communes desservies en gaz
	Fioul vers bois (hyp : 30% des installations)	Amélioration du rendement des chaudières (85% fioul contre 95% pour une chaudière bois nouvelle génération)	Résidences principales au fioul sur les communes non desservies en gaz
	Fioul vers Pompe à Chaleur (hyp : 30% des installations Et COP _{annuel moyen} = 3)	Amélioration du rendement (85% fioul contre 300% pour une pompe à chaleur)	Maisons au fioul sur les communes non desservies en gaz
	Chaudière électrique/panneaux électriques vers PAC (COP _{annuel moyen} = 3)	Amélioration minimum du rendement de 66 %	90% des Résidences équipées de chauffage électrique

Tableau 15 : Évolution du mix énergétique pour les modes de chauffage résidentiels

La dernière action concerne l'efficacité énergétique des appareils domestiques et en particulier des appareils électroménagers. Une analyse des étiquettes énergie des appareils performants par rapport aux appareils "d'ancienne génération" nous permet d'estimer des gains énergétiques de l'ordre de 50% (source : Benchmark des appareils domestiques selon les étiquettes énergétiques- 2018).

Pour aller plus loin, le pilotage de ces appareils par un programmeur (par exemple permettant de déclencher leur fonctionnement sur des plages horaires définies) est possible afin de diminuer la consommation des équipements domestiques. Cette dernière action est toutefois déployée avec une plus grande ampleur dans les bâtiments tertiaires.

Action	Description	Gain	Application
Efficacité énergétique	Efficacité des appareils domestiques (électroménager, TV...)	Diminution de la consommation des appareils domestiques de 50%	75% des Résidences principales

Tableau 16 : Efficacité énergétique et commandes des appareils domestiques

L'estimation de réduction de consommation ci-dessous intègre le remplacement des appareils électroménagers et la mise en place du pilotage de ces derniers. La consommation moyenne par foyer d'électricité spécifique est estimée à **2 700 kWh par an** sur le territoire (source ADEME - 2015). D'après les données INSEE de 2015, la part de résidences principales sur le territoire s'élève à 75%.

Le tableau ci-dessous expose les gains énergétiques associés à chacune des actions. Ces gains sont exprimés par rapport à la consommation totale du résidentiel de l'année 2015.

Action	Description	Gain	Gain en %
Sobriété	Réduction de la consommation d'électricité spécifique par des éco-gestes	79 800 MWh	8.9%
Rénovation	Travaux de performance énergétique : Maisons	213 500 MWh	23.9%
	Travaux de performance énergétique : Appartement	9 800 MWh	1.1%
Évolution du mix énergétique	Fioul vers gaz	2 900 MWh	0.3%
	Fioul vers bois	3 100 MWh	0.3%
	Fioul vers Pompe à Chaleur	14 600 MWh	1.6%
	Électricité vers Pompe à Chaleur	92 300 MWh	10.3%
Efficacité énergétique	Efficacité des appareils domestiques (électroménager, TV...)	48 700 MWh	5.4%
Potentiel d'économie d'énergie global		464 500 MWh	52%

Tableau 17 : Impacts énergétiques associés aux différentes actions d'économie d'énergie exprimés par rapport à la consommation d'énergie du secteur résidentiel

Ainsi, selon l'intensité des actions de rénovation menées sur le parc résidentiel, une économie d'énergie moyenne de l'ordre de 44.8% serait envisageable par rapport aux consommations de 2015.

4.5.2 Gisement d'économie d'énergie dans le tertiaire

Concernant les actions de sobriété, les retours d'expérience de l'ADEME nous permettent d'envisager 10% d'économie d'énergie sur la consommation des appareils électriques (équipements informatiques, éclairage...) par la sensibilité des employés à éteindre les appareils le soir et le week-end et au moins 7% sur les consommations de chauffage (correspondant à une baisse de 1°C dans les bureaux) par la généralisation des thermostats permettant de contrôler la température de chauffage dans les bureaux.

Action	Description	Gain	Application
Sobriété	Réduction de la consommation d'électricité spécifique	10% de la consommation d'électricité spécifique	Totalité du parc tertiaire
	Généralisation des thermostats	7% sur la consommation de chauffage	Totalité du parc tertiaire

Tableau 18 : Actions de sobriété pour le secteur tertiaire

Nous considérons ici 2 types de travaux de rénovation énergétique ayant chacun des ambitions différentes :

- Le premier est associé à des travaux de performance énergétique. Un niveau de réduction de 38% est visé, niveau correspondant à l'atteinte d'un objectif de consommation du Grenelle de 108 kWh/m².an pour un niveau de consommation moyen du parc de 180 kWh/m².an (source : démarche Negawatt). Cette réduction est appliquée à 90% du parc selon l'association Negawatt, 10% des bureaux sont considérés comme impropres à la rénovation.
- Le second type de travaux concerne le remplacement des luminaires par des LED. En effet, l'efficacité énergétique des LED par rapport aux tubes fluorescents permet de réaliser des gains énergétiques estimés à 50%. Cette action présente également le double avantage de limiter les besoins en climatisation. Toutefois, nous n'avons pas tenu compte du gain sur les besoins en climatisation dans notre étude.

Action	Description	Gain	Application
Rénovation	Travaux de performance énergétique	-38% des besoins RT	90% du parc tertiaire
	Focus sur le remplacement des luminaires par des LED	50% de la consommation d'éclairage	Totalité du parc tertiaire

Tableau 19 : Actions de rénovation estimées pour le secteur tertiaire

Le tableau ci-dessous expose les gains énergétiques associés à chacune des actions. Ces gains sont exprimés par rapport à la consommation totale du tertiaire de l'année 2015.

Action	Description	Gain en MWh	Gain en %
Sobriété	Réduction de la consommation d'électricité spécifique	4 500 MWh	2.4%
	Généralisation des thermostats	6 200 MWh	3.3%
Rénovation	Travaux de performance énergétique (hyp : réduction de 38%)	64 000 MWh	34.2%
	Focus sur le remplacement des luminaires par des LED	18 100 MWh	9.7%
Potentiel d'économie d'énergie		92 700 MWh	49.6%

Tableau 20 : Impacts énergétiques associés aux différentes actions d'économie d'énergie exprimés par rapport à la consommation d'énergie du secteur tertiaire

Ainsi, selon l'intensité des actions de rénovation menées sur le parc tertiaire, nous pouvons envisager une économie d'énergie moyenne de l'ordre de 49.6% par rapport aux consommations de 2015.

4.5.3 Gisement d'économies d'énergie dans le transport routier

Le tableau ci-dessous expose les différentes actions d'économie d'énergie sur le secteur du transport routier.

Action	Description		Application
Sobriété	Modification du comportement des usagers	Covoiturage sur trajet régulier	Trajets domicile travail en voiture particulière
	Développement du télétravail	Intégration de 2 jours de télétravail par semaine	Trajets domicile-travail
	Report modal	Transfert d'une partie des trajets en voiture particulière vers les transports en commun et vers les modes doux	Tous trajets motorisés
Efficacité et mix énergétique	Évolution des équipements	Remplacement des véhicules anciens par des véhicules neufs propres (GNV, électriques)	Tous trajets motorisés

Tableau 21 : Actions d'économie d'énergie génériques dans le secteur des transports

Il est tout aussi important d'agir sur la réduction du nombre de voitures individuelles que sur l'évolution du mix énergétique du parc routier. C'est dans ce sens qu'ont été développées les actions ci-dessus.

Contrairement aux domaines résidentiel et tertiaire, une somme de gains énergétiques n'a pas de sens dans la pratique pour le secteur des transports. Ceci pour deux raisons :

- Les gains énergétiques sont calculés dans le cadre d'une action effectuée sur l'ensemble du domaine d'applicabilité. Ils dépendent donc à la fois du "gain énergétique unitaire" mais aussi et surtout de l'importance du domaine d'applicabilité concerné, ce qui peut rendre l'interprétation trompeuse pour plusieurs actions (transfert vers les modes doux, renouvellement du parc...)
- Sommer les gains énergétiques de chacune des actions n'a pas de sens car certaines actions ne peuvent pas se superposer et l'effet d'une action peut réduire le potentiel d'une autre action. **Le potentiel d'économie d'énergie annoncé ci-dessous n'est donc pas réalisable en l'état et n'est donné qu'à titre indicatif.** En réalité, l'impact de réduction de ces mesures sera inférieur. Seule une simulation d'un modèle propre aux territoires (incluant enquête de déplacement, flux, etc.) pourra permettre d'évaluer finement la réduction.

Action	Description	Gain total	Gain total en %
Sobriété	Modification du comportement des usagers	104 200 MWh	10%
	Développement du télétravail et des espaces de coworking	1 600 MWh	0.2%
	Report Modal	22 600 MWh	2%
Efficacité énergétique	Évolution des équipements des particuliers	298 200 MWh	30%

En théorie,

Potentiel brut d'économie d'énergie		426 600 MWh	42.7%
--	--	--------------------	--------------

Pour mesurer le plus justement possible les gains énergétiques, il est donc nécessaire de définir au préalable un scénario de déploiement. À ce stade de l'étude, le potentiel brut est évalué à 42,7% de la consommation d'énergie du secteur en 2015.

4.5.4 Gisement d'économies d'énergie dans l'industrie

Les activités industrielles étant à majorité privée, il est dans l'intérêt de ces entreprises de limiter leurs consommations d'énergie dans leurs process industriels afin de rester compétitif. L'exercice de prospective de l'ADEME ("Vision 2030-2050") a établi des hypothèses afin d'évaluer le gain en efficacité énergétique dans le secteur industriel par rapport à l'année 2010, pris en référence. Les activités du secteur industriel étant très variées, seule une étude approfondie sur une activité permettra d'évaluer le potentiel d'économie d'énergie juste et adapté.

Le tableau ci-dessous expose les différentes actions d'économie d'énergie sur le secteur industriel.

Action	Description	Applicabilité
Sobriété	Mise en place d'un système de management de l'énergie (ex : ISO 50 001)	Entreprises non couvertes par un système de management de l'énergie soit 97% des entreprises du territoire (source : L'exercice de prospective de l'ADEME "Vision 2030-2050" sur le territoire français)
Efficacité	Amélioration de l'existant, investissement dans du matériel performant et dans des solutions éprouvées	Toutes les entreprises
	Optimisation du process, mise en œuvre d'équipements très performants / innovants	Toutes les entreprises
	Évolutions technologiques de long terme	Toutes les entreprises

Tableau 22 : Actions d'efficacité et de sobriété visant à la réduction de la consommation d'énergies du secteur industriel

La mise en place d'un système de management de l'énergie vise à intégrer des actions d'optimisation de la consommation énergétique et en particulier faire "la chasse" au gaspillage. Ces mesures permettent ainsi de pérenniser les économies d'énergie et d'éviter toute dérive.

D'après les statistiques France de l'organisme ISO, 3% des industries françaises ont adopté un système de management de l'énergie ISO 50 001.

Les actions d'amélioration de l'existant par l'investissement dans des machines plus performants ou dans des solutions éprouvées se caractérisent par des économies d'énergie "matérielles" (ex : moteurs performants, récupération de chaleur, échangeur plus performant).

Les actions d'optimisation du process et d'investissement dans du matériel innovant très performant apportent un gain supplémentaire en matière de réduction des consommations d'énergie par rapport aux investissements dans des solutions éprouvées.

L'action "évolution technologique de long terme" se base sur l'hypothèse qu'une solution technologie ou une évolution réglementaire émergente se généralisera à l'ensemble du secteur et engendrera des gains énergétiques conséquents (ex : taxe carbone, forte hausse des prix de l'énergie...).

Le tableau ci-dessous expose les gains énergétiques associés à chacune des actions. Ces gains sont exprimés par rapport à la consommation totale de l'industrie de l'année 2015 pour une échéance à 2050 et sont basées sur "L'exercice de prospective de l'ADEME "Vision 2030-2050" sur le secteur industriel.

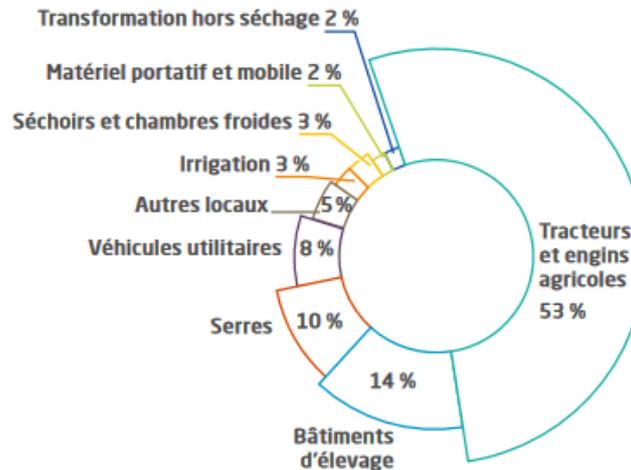
Action	Description	Gain total	Gain énergétique
Sobriété	Mise en place d'un système de management de l'énergie (ex : ISO 50 001)	13 200 MWh	1.3%
Efficacité	Amélioration de l'existant, investissement dans du matériel performant et dans des solutions éprouvées	73 800 MWh	7.2%
	Optimisation du process, mise en œuvre d'équipements très performants / innovants	28 400 MWh	2.8%
Potentiel d'économie d'énergie		115 400 MWh	11.5%

Tableau 23 : Impacts énergétiques associés aux différentes actions d'économie d'énergie du secteur industriel

Ainsi, nous pouvons envisager théoriquement une économie d'énergie de l'ordre de 12% par rapport aux consommations de 2015. À noter qu'une évolution technologique de long terme peut faire augmenter ce gisement. Dans les faits, l'impact fort de l'évolution de l'activité sur les consommations de ce secteur est difficilement anticipable.

4.5.5 Gisement d'économies d'énergie dans l'agriculture

En considérant les postes de répartition de consommation dans le secteur agricole, le tableau ci-dessous expose les différentes actions d'économie d'énergie possible.



Source: Agreste, 2014

Figure 32: répartition des consommations d'énergie dans l'agriculture (source : AGRESTE, 2014)

Action	Description	Applicabilité
Sobriété	Bonnes pratiques sur le chauffage et la ventilation	90% des exploitations agricoles Cible : Bâtiments d'élevage
Efficacité	Rénovation énergétique des bâtiments. Amélioration de l'isolation des bâtiments, des serres...	90% des exploitations agricoles Cible : Bâtiments d'élevage et Autres locaux
	Amélioration des performances des engins mobiles	90% des exploitations agricoles Cible : Tracteurs et engins agricoles et véhicules utilitaires
	Changement d'équipements : réduction de la consommation d'électricité en améliorant les équipements	90% des exploitations agricoles Cible : Transformation hors séchage, matériel portatif et mobile, séchoirs et chambres froides, irrigation et serres

Tableau 24 : Actions d'efficacité et de sobriété visant à la réduction de la consommation d'énergies du secteur agricole

Selon l'ADEME, la seule généralisation des bonnes pratiques sur le chauffage et la ventilation conduit à économiser 5 à 10% des consommations.

La rénovation énergétique des bâtiments concerne aussi bien les travaux sur l'enveloppe des exploitations, les serres que sur la mise en œuvre de systèmes de chauffage et de ventilation plus performants. Ces différents travaux ont des gains énergétiques variables mais qui en moyenne se rapprochent des 35%.

Les gains sur les engins mobiles sont le fruit de plusieurs facteurs : économies grâce à la formation à la conduite économe et aux passages au banc moteur, évolution des technologies (téléguidage, motorisation), des pratiques (labours moins profonds par exemple) et des systèmes.

Enfin, toujours selon l'ADEME (source : "Maîtriser l'énergie en agriculture", 2015), la maîtrise de la consommation d'électricité (deuxième source d'énergie la plus consommée dans l'agriculture française), qui est utilisée en majorité au niveau des bâtiments d'élevage, permettrait d'effectuer des économies d'énergie significatives, de l'ordre de 15% à 20%.

Le tableau ci-dessous expose les gains énergétiques associés à chacune des actions. Ces gains sont exprimés par rapport à la consommation totale du secteur agricole de l'année 2015 et sont basées sur "**L'exercice de prospective de l'ADEME (Vision 2030-2050)**" dans le secteur agricole.

Action	Description	Gain	Gain énergétique
Sobriété	Bonnes pratiques sur le chauffage et la ventilation	2 300 MWh	7,5%
Efficacité	Rénovation énergétique des bâtiments. Amélioration de l'isolation des bâtiments, des serres...	14 500 MWh	35%
	Amélioration des performances des engins mobiles	13 300 MWh	10%
	Changement d'équipements : réduction de la consommation d'électricité en améliorant les équipements	7 700 MWh	17,5%
Potentiel d'économie d'énergie		37 800 MWh	15 .6%

Tableau 25 : Impacts énergétiques associés aux différentes actions d'économie d'énergie du secteur agricole

Ainsi, nous pouvons envisager une économie d'énergie de l'ordre de 15.6% par rapport aux consommations de 2015. Dans les faits, il est difficile de savoir si les activités agricoles du territoire ont commencé à engager des actions visant à réduire les consommations.

4.5.6 Synthèse des gisements d'économie d'énergie

Le tableau ci-dessous résume les différents gisements que nous venons d'exposer.

Secteur	Consommation 2015 en MWh	Potentiel de réduction en MWh	Gain en %
Agriculture	243 000	37 800	1%
Tertiaire	187 000	92 700	3%
Industrie	1 032 000	119 100	3%
Résidentiel	893 000	400 300	12%
Trafic routier	1 000 000	426 600	13%
TOTAL	3 355 000	1 080 700	32%

Tableau 26 : Synthèse des gisements d'économie d'énergies par secteur

Nous avons donc un gisement total de 32% de réduction sur la consommation totale du territoire. Ces gains sont à relativiser avec les actions déjà entreprises sur le territoire. 40% des gisements d'économie d'énergie pour ce territoire proviennent du secteur des transports routiers et suivi du secteur résidentiel avec 37%. Ces deux secteurs ainsi que le secteur industriel, principal secteur consommateur d'énergie, seront à considérer en priorité dans les objectifs du plan climat sur le plan de la consommation d'énergie.

4.6 État des lieux des productions d'énergie renouvelable locale et de récupération

Cette partie est centrée sur l'énergie (électricité et chaleur) produite localement sur le territoire du SCot BMSM. Seule la production d'énergie par des sources renouvelables est exposée.

Les données présentées ci-dessous sont issues d'entretiens avec les acteurs locaux ou des études réalisées à l'échelle du département ou de la région. Ces données proviennent principalement d'un diagnostic énergie du territoire élaboré par l'ORECAN et portent sur l'année de référence 2015. Les ressources solaires, biomasse, géothermie, hydraulique et les rejets thermiques sont celles dont la présence d'installation ou de projets est mentionnée sur le territoire à cette date. L'ensemble du productible du territoire avec également une étude de potentiel des différentes sources sera exposée plus en détail dans la suite du document.

Il a été évalué en 2015 une production totale de **107 GWh d'énergie électrique et de 315 GWh d'énergie thermique**.

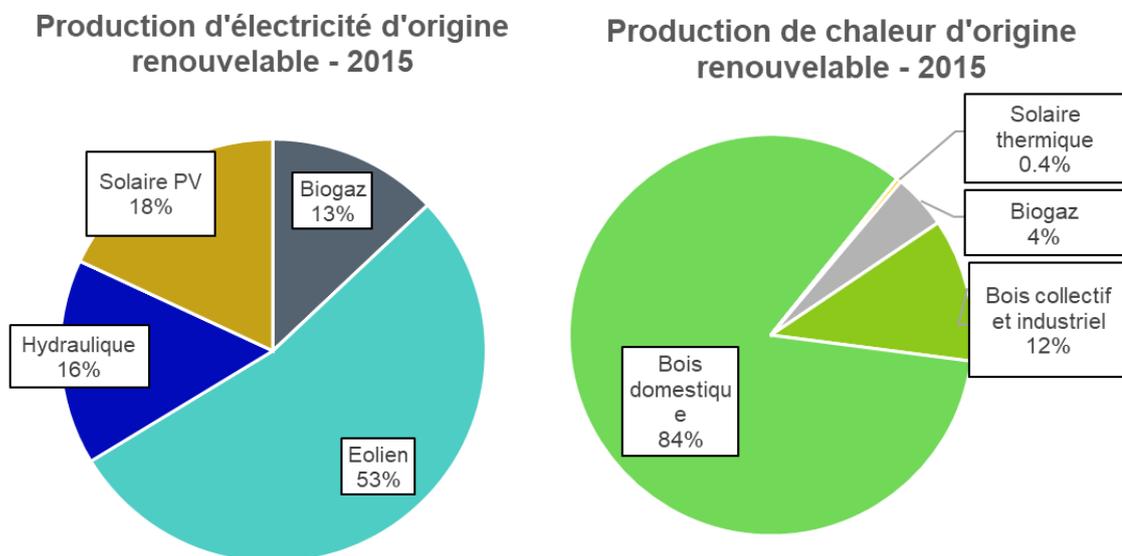


Figure 33: répartition des productions d'énergie renouvelable en 2015 sur le territoire du SCot PETR

Actualisation – Source ORECAN (2018) :

Il a été évalué en 2018 une production totale d'énergie renouvelable de **471 GWh**.

4.6.1 Le solaire photovoltaïque

En ce qui concerne les installations photovoltaïques actuelles, le territoire dispose en 2015 de :

- 865 installations pour une puissance totale de 15 MW et une puissance moyenne de 90kW par installation. Certaines installations sont soumises au secret statistique et ne sont pas comptabilisées dans le total des installations.
- 47% de la puissance installée dans le département de la Manche (source : SDES)

- 13% de la puissance installée dans la région Normandie (source : SDES)

Production en 2015 : 19 303 MWh

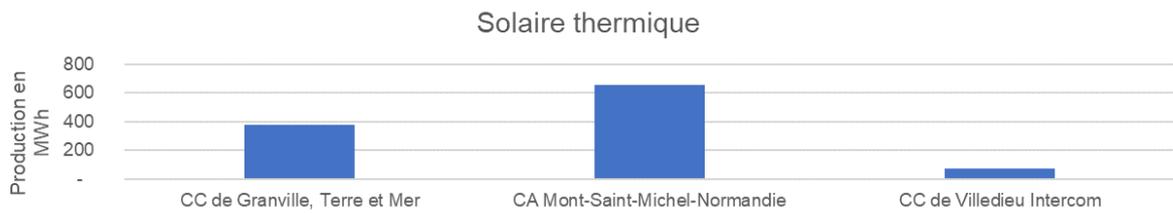
Actualisation – Source ORECAN (2018) :

Il a été évalué en 2018 une production totale de **22 079 MWh**.

4.6.2 Le solaire thermique

En ce qui concerne les installations solaires thermiques actuelles, d'après les données de l'ORECAN, le territoire dispose en 2015 d'un productible annuel équivalent à 0.4% de la production de chaleur d'origine renouvelable.

Production en 2015 : 1 108 MWh



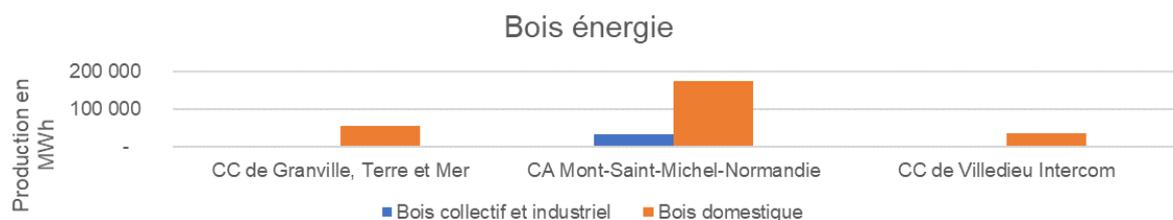
Actualisation – Source ORECAN (2018) :

Il a été évalué en 2018 une production totale de **1 380 MWh**.

4.6.3 La ressource biomasse

La ressource bois-énergie est considérée comme ressource renouvelable si le bois utilisé est produit localement dans le cadre d'une gestion durable des forêts. La biomasse forestière est un combustible efficace pour produire du chaud à disposition des particuliers, des collectivités ou même des industries.

D'après les données ORECAN, la consommation d'énergie issue du bois-énergie sur le territoire s'élève à **299 GWh** dont 263 GWh provenant de la production domestique et 36 GWh provenant de la production collective et industrielle.



Actualisation – Source : ORECAN (2018) :

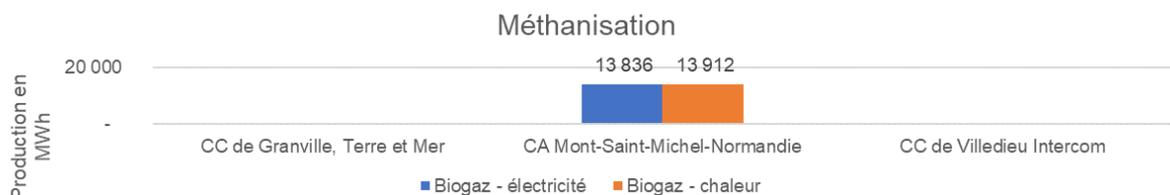
Il a été évalué en 2018 une production totale de **342 GWh** d'énergie issue du bois-énergie sur le territoire dont 325 GWh provenant de la production domestique et 17 GWh provenant de la production collective et industrielle.

4.6.4 La ressource biogaz

En 2015, trois installations sont référencées sur le territoire :

- La Ferme de Gaec Ajp Orvain
- Saint-Laurent de Terregatte
- Ferme Earl La Turmelière

Production en 2015 : 13 836 MWh d'électricité et 13 912 MWh de chaleur



Actualisation – Source ORECAN (2018) :

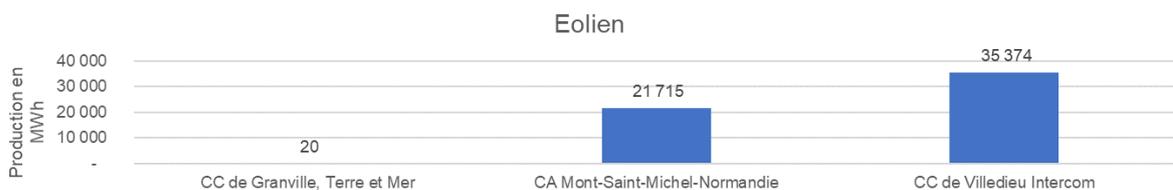
Il a été évalué en 2018 une production totale issue de la ressource biogaz de **37 475 MWh** localisée exclusivement sur la CA Mont-Saint-Michel Normandie.

4.6.5 La ressource éolienne

Sur le territoire du PETR en 2015, nous dénombrons trois parcs éoliens dont un en cours de mise en œuvre :

- Parc de Ger (2010, 8.2 MW)
- Parc éolien de Montbray Margueray (2012, 20 MW)
- Parc de Saint George de Rouelley (en cours, 18 MW)
- Parc de micro éolienne à Granville Terre et Mer – puissance inconnue

Production en 2015 : 57 109 MWh



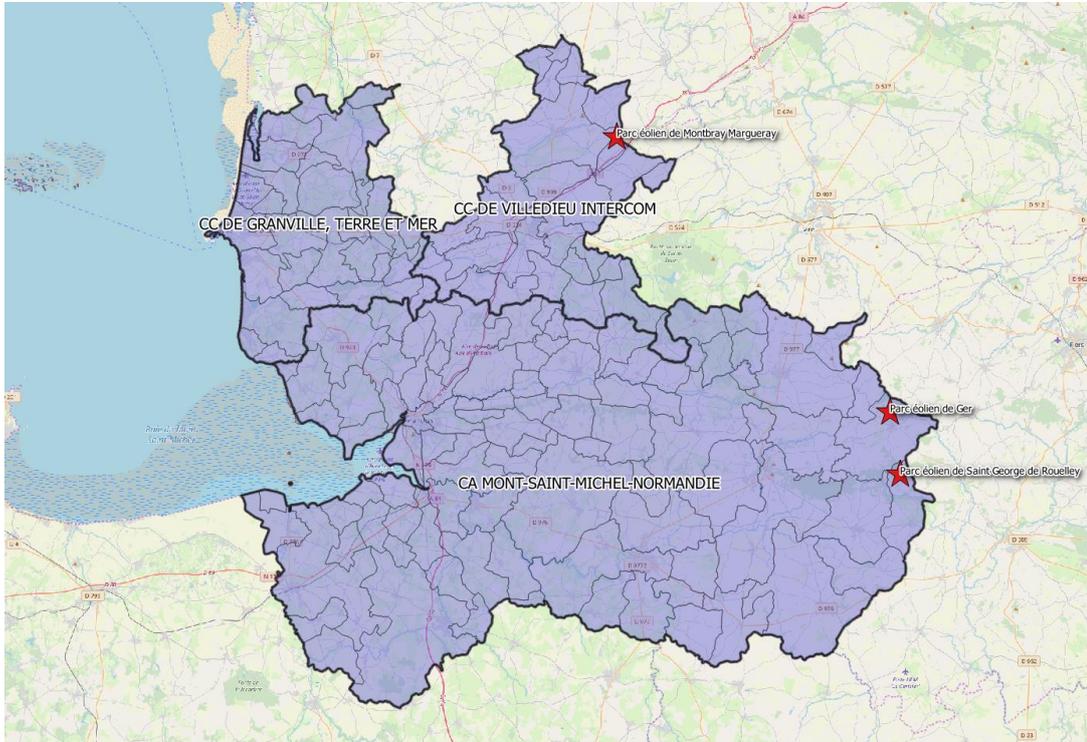


Figure 34: parc éolien sur le territoire du SCoT PETR (source : GéoNormandie)

Actualisation – Source ORECAN (2018) :

Il a été évalué en 2018 une production totale issue de la ressource éolienne de **55 458 MWh**.

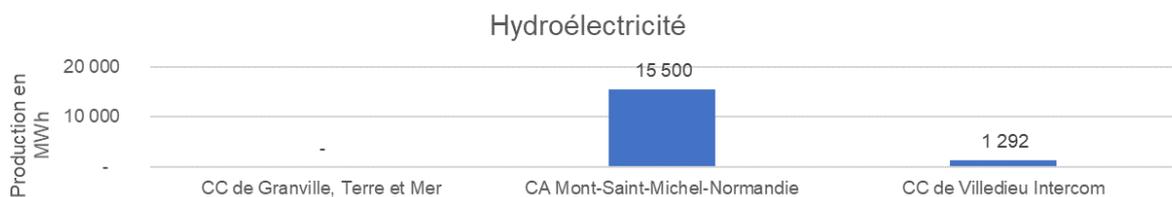
Par ailleurs, le projet de parc éolien de Ger a été annulé en 2024.

4.6.6 La ressource hydroélectrique

Nous relevons en 2015 deux installations de forte puissance sur le territoire :

- Installation de "Vezins" sur la commune de Saint Laurent de Terragatte et d'une puissance de 12.9 MW
- Installation de Ducey (ou de "La Roche qui boit"), de 1.6 MW

Production en 2015 : 16 792 MWh



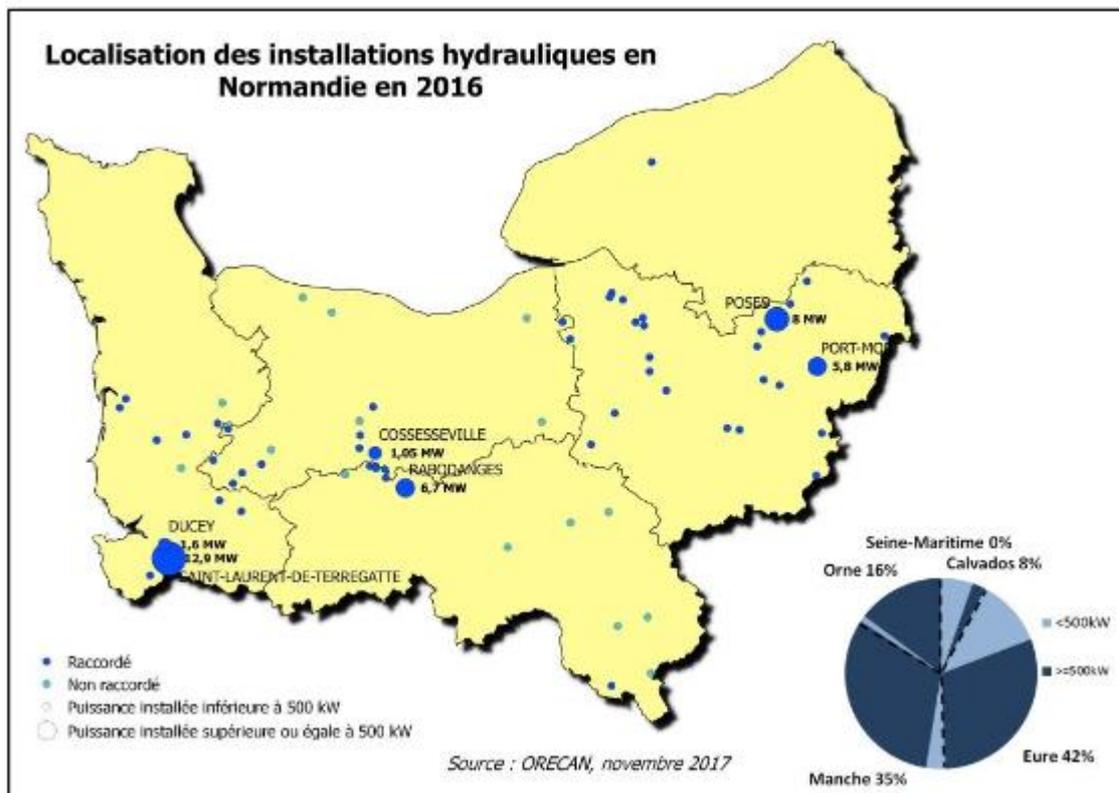


Figure 35: carte des installations hydrauliques en Normandie en 2016 (source : ORECAN)

Il s'agit de la première production renouvelable du territoire.

Selon le SCOT 2013, la fin des concessions des deux barrages approche et va pénaliser le bilan "énergies renouvelables" du territoire. Les concessions hydroélectriques de Vezins et de "la Roche qui boit" sont amenés à expirer en 2018-2019.

Actualisation – Source : ORECAN (2018) :

Il a été évalué en 2018 une production totale issue de la ressource hydroélectrique de **13 356 MWh**.

Il est à noter que les deux barrages du territoire ont été démantelés en 2022, ainsi la production totale issue de la ressource hydroélectrique à partir de 2022 est fortement pénalisée.

4.6.7 Synthèse de production d'énergie renouvelable locale et de récupération

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des productibles ENR&R par filière sur le territoire.

Ressource	Situation actuelle
Production ENR Électricité	93 GWh
Solaire photovoltaïque	19 GWh
Éolienne terrestre	57 GWh
Éolienne offshore	0 GWh
Hydrolienne	0 GWh
Hydroélectricité	16.8 GWh
Production ENR Thermique	300 GWh
Bois énergie	299 GWh
Géothermie	0 GWh
Solaire thermique	1 GWh
Eaux usées	0 GWh
Hydrothermie	0 GWh
Cogénération	27.7 GWh
Valorisation énergétique des déchets	0 GWh
Méthanisation électrique	13.8 GWh
Méthanisation thermique	13.9 GWh

Tableau 27 : Installations de production d'énergies renouvelables existantes sur le territoire

La production annuelle existante est d'environ **422 GWh**, soit 9.6% de la consommation du territoire en incluant les consommations soumises au secret statistique.

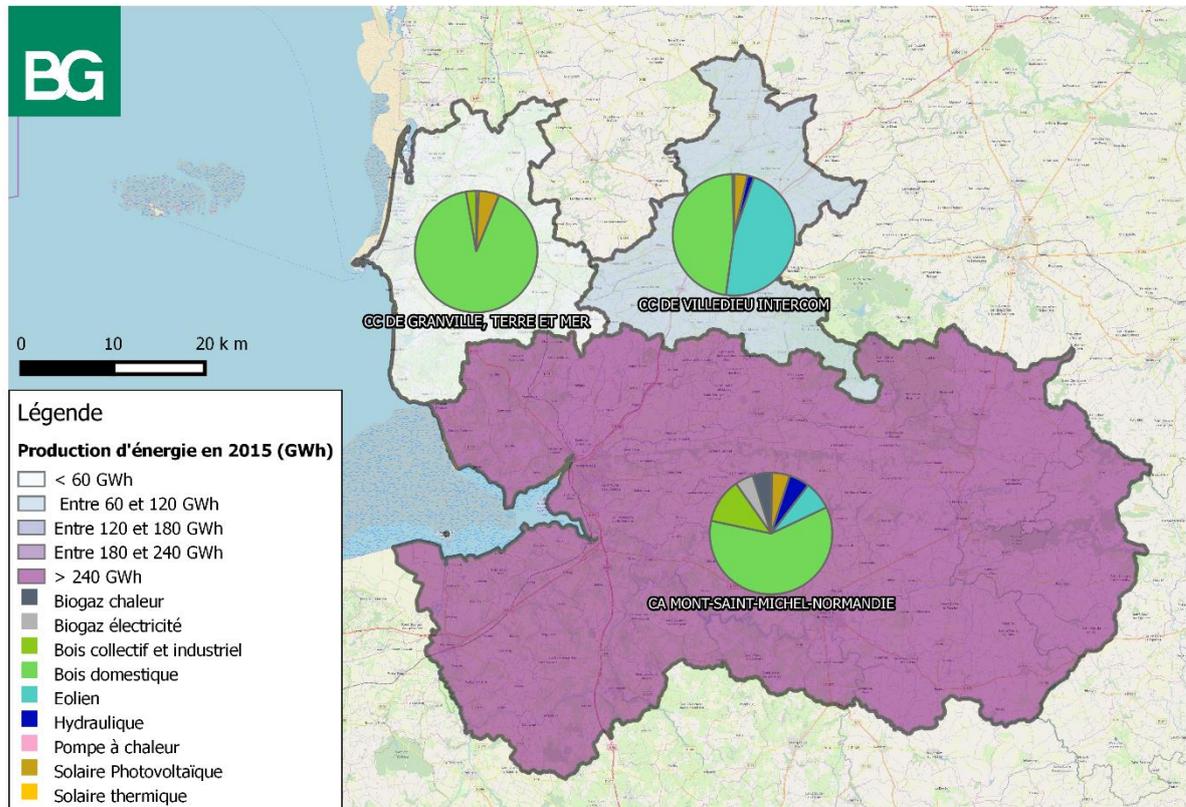


Figure 36: carte de production EnR en 2015

4.7 Potentiel de production d'énergies renouvelables et valorisation des rejets thermiques

4.7.1 Méthode d'évaluation des gisements de productions EnR du territoire

Le potentiel d'évaluation du gisement EnR est principalement basé sur la territorialisation des objectifs du Schéma Régional Air Énergie de l'ex Basse-Normandie (SRCAE), à défaut de données disponibles sur la communauté d'agglomération.

La méthode utilisée est précisée pour chaque ressource.

L'approche générale est illustrée dans le logigramme ci-dessous. Aussi, il est bon de noter qu'en fonction du type de ressource considérée, de la nature des données disponibles et des hypothèses prises dans les différentes études analysées, la définition de gisement brut et gisement net peut varier.

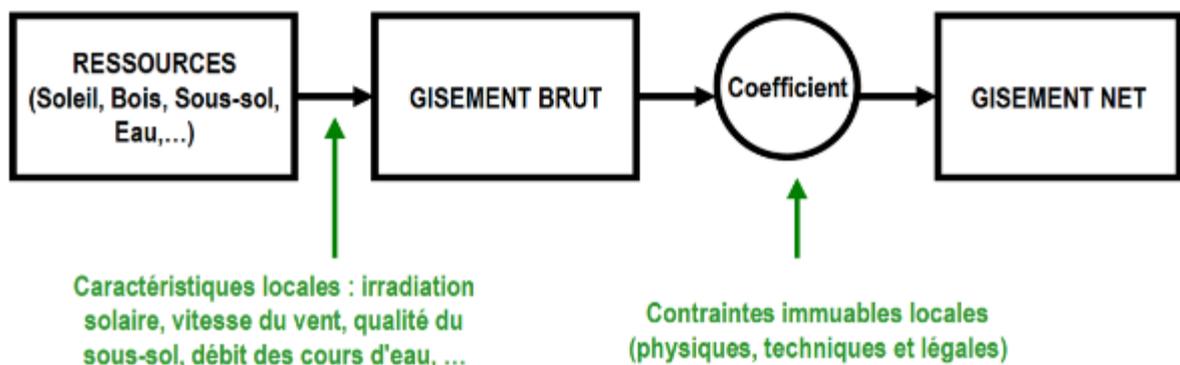


Figure 37: méthode d'évaluation du gisement (source : BG)

Les ressources suivantes sont considérées :

La ressource solaire :

- Solaire photovoltaïque
- Solaire thermique

La ressource air :

- Grand éolien terrestre
- L'éolien offshore

La ressource biomasse :

- Bois énergie (bûche, granulés, plaquettes)
- Déchets (agricoles et ménagers) :
 - 1) incinération/cogénération (chaleur + élec),
 - 2) méthanisation (biogaz → injection ou cogénération) ou combustion (chaleur),
 - 3) stockage (décharges → biogaz → etc.)
- Boues de STEP⁶ : méthanisation → biogaz → etc.

La ressource géothermique :

- Géothermie basse profondeur < 500 m (sondes verticales, nappes 12-14°C), basse température, chaud et froid
- Moyenne profondeur entre 500-1000 m (nappes 40-70°C), moyenne température, chaud

⁶ Boues de STEP ou boues d'épuration sont les principaux déchets produits par une station d'épuration à partir des effluents.

- Grande profondeur > 1000 m, haute température, chaud et électricité

La ressource eau :

- Micro-Hydroélectricité / Hydroliennes (micro entre 20 et 500 kW et pico < 20 kW)
- Hydrothermie ou Thalassothermie (géothermie sur eau de surface ou sur eau de mer)

Les rejets thermiques :

- Rejets thermiques industriels et activités⁷ (process, production de froid) : usines de production, centres commerciaux, patinoires, supermarchés...
- Eaux usées (collecteurs et STEP)

Cette liste est non exhaustive.

La récupération de chaleur des eaux de surface, ou encore la récupération de chaleur de l'air environnant (aérothermie) sont des ressources non quantifiées. Pour l'aérothermie, nous pouvons tout de même préciser que le climat océanique est favorable à l'exploitation de la ressource. La plage de température observée dans la région (compris en moyenne entre 3°C et 21°C) ne présente pas de périodes importantes de gel ce qui favorise cette technologie. En ce qui concerne l'hydrothermie des eaux de surface, la caractérisation de la ressource va dépendre très localement (à proximité des preneurs) du débit, de sa variation pendant l'année et de sa température.

Une étude approfondie à plus petite échelle serait donc nécessaire pour en évaluer le potentiel du territoire.

4.7.2 Filière de production d'énergie renouvelable thermique

4.7.2.1 Le solaire thermique

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique. Les rayonnements sont captés par des capteurs vitrés qui transmettent l'énergie solaire à des absorbeurs métalliques, capteurs plans ou capteurs à tube sous vide, lesquels réchauffent un réseau de tuyaux de cuivre dans lequel circule un fluide caloporteur. Un échangeur chauffe à son tour l'eau stockée dans un réservoir d'eau qui est ensuite injectée dans le réseau de chauffage. Les capteurs solaires thermiques peuvent produire de l'eau chaude pour l'eau chaude sanitaire (ECS) et/ou le chauffage (Système solaire combiné - SSC). Ils peuvent également servir au séchage solaire des fourrages et au chauffage des piscines. La quantité d'énergie fournie par les capteurs va dépendre, entre autres, de la région (météo), de la surface de capteurs ou encore de la technologie employée.



Figure 38: schéma de principe de fonctionnement des capteurs solaires thermiques

⁷ L'énergie thermique produite lors d'un fonctionnement d'un procédé de production ou de transformation n'est pas utilisée en totalité. Une partie de la chaleur est inévitablement rejetée, c'est ce que l'on appelle les rejets thermiques industriels ou "chaleur fatale".

Le gisement plausible est évalué au niveau régional en considérant :

- Un fort développement de l'eau chaude sanitaire (ECS) solaire dans l'existant et particulièrement en maison individuelle (hypothèse : 4,5 m² pour une maison individuelle et 15m² en collectif)
- Un très haut niveau de l'ECS solaire en logement neuf (individuel et collectif)
- **Niveau régional**

Depuis 2001, près de 1 500 installations ont été subventionnées par l'ADEME et la Région principalement pour des particuliers, à hauteur de 77%. Cependant, malgré un essor de la filière en Normandie, la région peine sur le plan national tout comme d'autres régions du nord de la France. La Figure 39 montre les niveaux d'irradiation solaire au niveau national, le PETR se situe entre 1220 et 1350 kWh/m².an d'irradiation solaire.

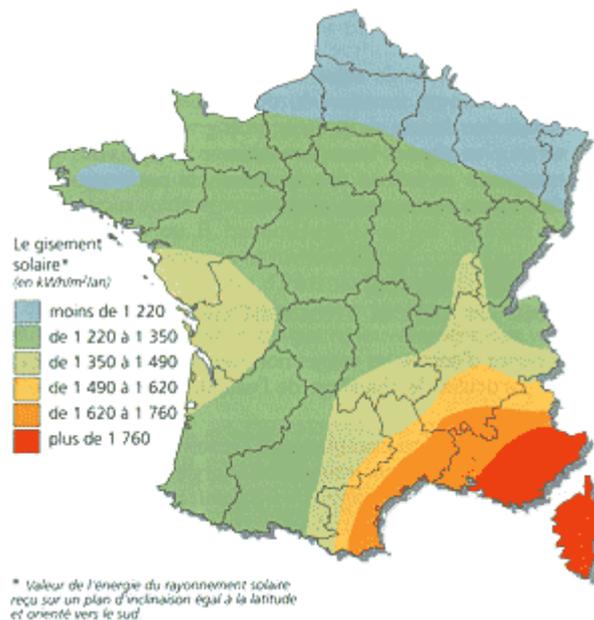


Figure 39: gisement solaire français en kWh/m².an (source : ADEME)

Les cartes en Figure 40 illustrent la répartition par région du nombre d'installation en France en 2015 et 2016.

Pour chacune des régions, nous retrouvons la part des installations solaires thermiques de la région par rapport à l'ensemble des installations françaises en 2015 et 2016. En 2016, les installations normandes ne représentent donc que 5% des chauffe-eaux solaire individuels en France et 2% des installations solaires combinés (permettant de répondre au besoin d'eau chaude sanitaire et de chauffage d'une habitation). **À ce niveau, la région normande fait partie des territoires les moins équipés de France.**

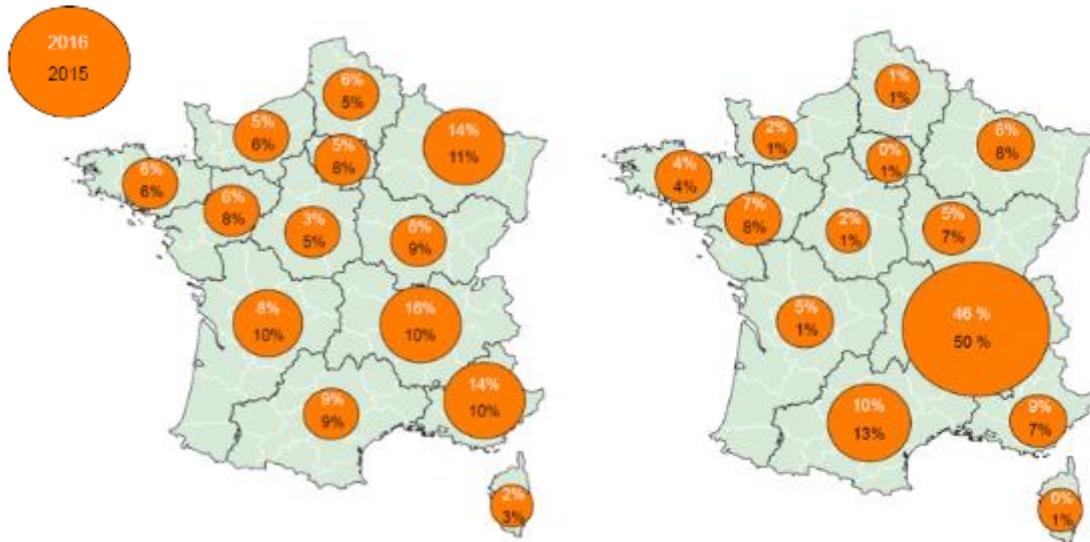


Figure 40: carte des répartitions des installations solaires thermiques CESI⁸ (à gauche) et SSC (à droite) en 2015 et 2016 (source : Observ'Er 2017)

- **Niveau territorial**

Méthode analytique : La méthode utilisée est différente de la territorialisation des objectifs du SRCAE.

Nous nous basons d'abord sur la répartition des logements par mode de production de chaleur (au gaz, électrique, ...) selon la base de données de l'INSEE. Il n'est considéré dans cette estimation que le potentiel de développement du solaire thermique sur le parc résidentiel et pour l'usage "eau chaude sanitaire" (ECS). Malgré des surfaces de toiture importantes, la consommation irrégulière et inconstante d'ECS dans les bâtiments tertiaires est un frein pour l'équipement en solaire thermique. Ces bâtiments seront privilégiés pour le solaire photovoltaïque.

Le gisement brut considère l'installation de capteurs solaires thermiques sur l'ensemble du parc de logements existants (collectif et individuel) permettant de couvrir 40% des besoins ECS.

Le gisement net est évalué, quant à lui, en privilégiant les logements présentant un système qui permet une conversion plus facile, c'est-à-dire chauffés au gaz et au fioul ou à l'électricité (hors chauffage urbain et bois). Nous posons l'hypothèse que seul 50% des logements collectifs et 2/3 des maisons individuelles existants sont compatibles avec une installation solaire thermique dans les mêmes conditions de couverture des besoins ECS que pour le gisement brut.

À ce parc existant, et compte tenu des objectifs de réglementations thermiques (RT2012 et RT 2020 à venir) nous ajoutons le potentiel des projets à construire, soit 100% des maisons individuelles et 60% des logements collectifs prévus selon la tendance actuelle de construction au niveau du PETR (223 logements par an selon la base SITADEL2, de 2008 à 2017), qui seront équipés d'une installation solaire thermique.

⁸ CESI: Chauffe-eau Solaire Individuel, SSC: Système Solaire Combinés

Avec un productible local de 476 kWh/m².an (source : Calsol), le potentiel territorial de production solaire thermique brut serait de **200 GWh/an**. Le potentiel territorial de production solaire thermique net est quant à lui évalué à **21 GWh/an**.

	Gisement brut	Gisement net
PETR	200 GWh/an	21 GWh/an
		Équivalent à 14% des maisons individuelles équipées d'une installation de 4m ²

Figure 41: gisement de production solaire thermique en référence à l'année 2015

4.7.2.2 Le bois énergie

La ressource bois-énergie est une ressource renouvelable considérée comme la plus écologique si issue d'une gestion durable des forêts et des haies et valorisée localement, en limitant l'impact lié à son acheminement. Le bois est un combustible permettant de produire de la chaleur et/ou de l'électricité par cogénération.

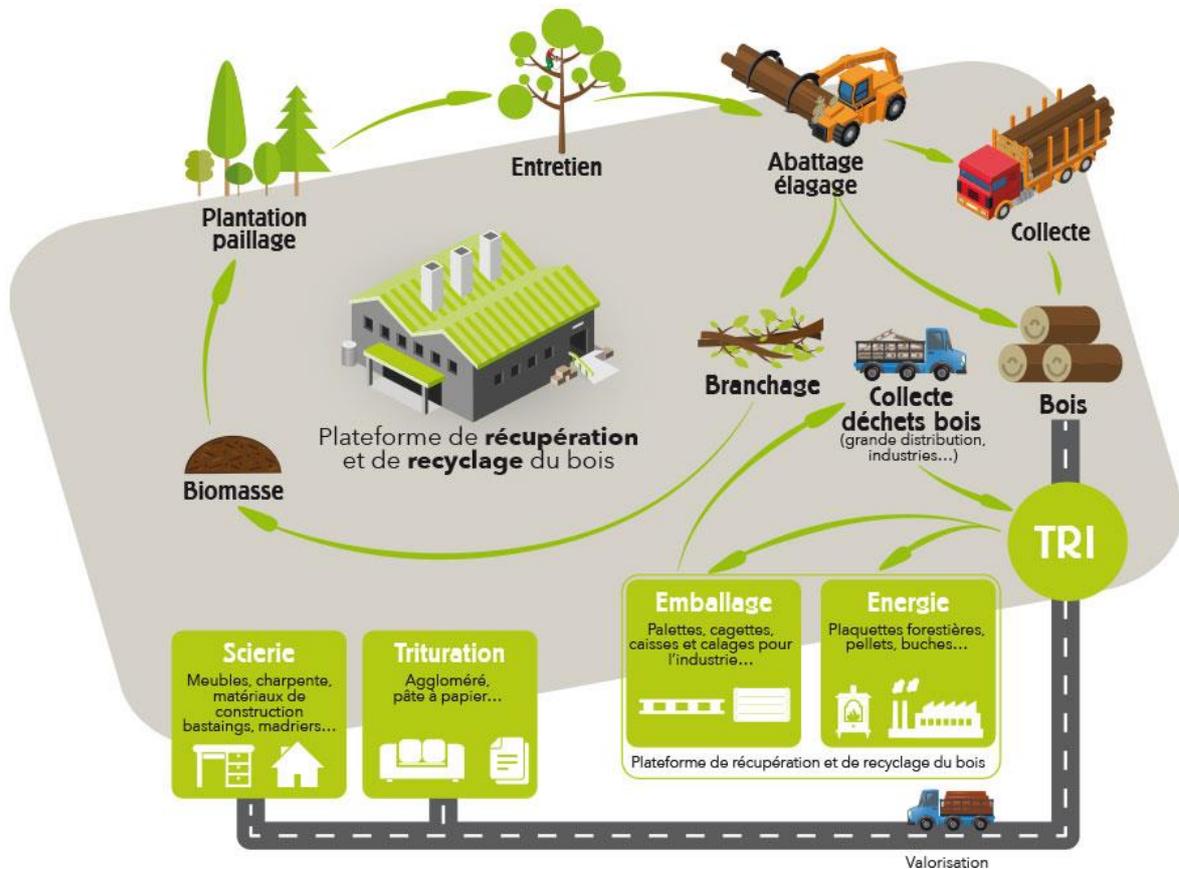


Figure 42: type de valorisation de la ressource biomasse forestière (source : ADEME)

La ressource bois énergie peut être valorisée sous différentes forme de combustible suivant la provenance et la technique de production. Même si le bois bûche reste la forme la plus aisée et économique à exploiter, il présente des inconvénients de logistique, de stockage et de rentabilité thermique qui fait évoluer la filière bois-énergie. La filière s'est développée et propose désormais des combustibles du type plaquettes (bois broyé), granulés (sciure / bois compacté) ou sciures permettant d'améliorer la rentabilité des combustions, la réduction des polluants atmosphériques et de proposer cette énergie aux plus grands nombres. Ces combustibles permettent désormais d'automatiser les installations garantissant aux usagers une alimentation en énergie renouvelable et locale

- Niveau régional

Au niveau régional, un seul plan d'approvisionnement territoriaux (PAT) bois existe et se situe sur la Métropole Rouen Normandie réalisé en 2016. Un plan d'approvisionnement permet de diagnostiquer la ressource en bois du territoire et d'estimer son potentiel à mettre en perspective avec les besoins en énergie "bois" (consommation des chaufferies bois, consommation en bois bûche des ménages, etc.). Le PAT Métropole Rouen Normandie évalue ainsi son potentiel à 87 500 tonnes/an soit l'équivalent de 446 GWh/an. Cet approvisionnement local peut être assuré par la filière.

Au niveau de l'ancien périmètre régional de la Basse Normandie, le potentiel a été évalué à **5 287 GWh**, traduction de l'objectif de développement de la filière Bois énergie dans le Schéma Régional Climat Air Energie Basse Normandie.

À l'échelle départementale, le volume de bois sur le territoire du département de la Manche a été estimé à 795 000m3 par an par le conseil général soit l'équivalent de 3 244 GWh.

Localisation des plans
d'approvisionnement
territoriaux

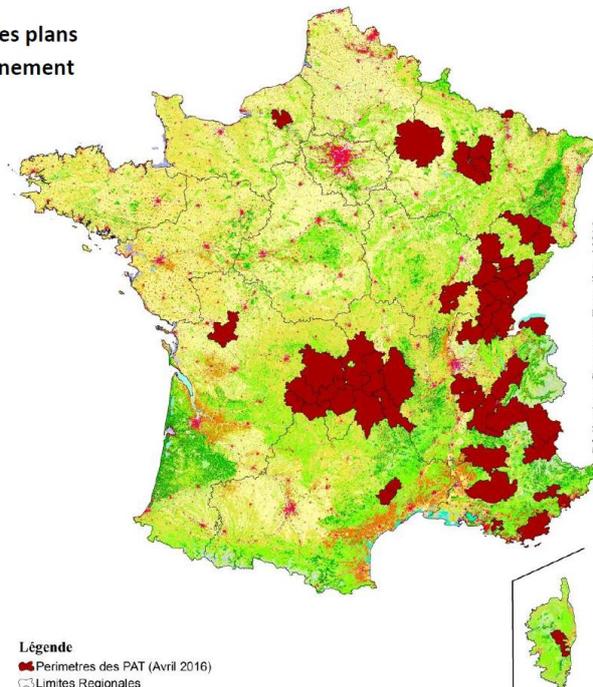


Figure 43: localisation des plans d'approvisionnement territoriaux (source : Communes Forestières, 2016)

- Niveau territorial

Au niveau territorial, nous évaluons le potentiel du territoire du PETR BSM en estimant le taux de conversion des installations actuelles en installations bois énergie. En considérant l'ensemble des

installations de production de chaleur du territoire présentant un intérêt de conversion (à savoir au gaz naturel, au fioul, à l'électricité et au GPL), le potentiel brut est estimé à 669 GWh/an. Ce chiffre peut être affiné en considérant uniquement une conversion des installations aux énergies fossiles (gaz naturel et fioul), le potentiel net est ainsi évalué à **304 GWh/an**.

	Gisement brut	Gisement net
Ex-Basse Normandie	5 287 GWh/an	-
PETR BMSM	667 GWh/an	304 GWh/an

Figure 44: gisement de production à partir du bois énergie

4.7.2.3 La géothermie

La géothermie consiste à prélever ou à extraire les calories stockées au niveau du sous-sol ou des nappes aquifères.

On distingue plusieurs types de géothermie :

- **Géothermie basse enthalpie (température inférieure à 30°C)** : sondes verticales et capteurs horizontaux. Ces technologies ne permettent pas une utilisation directe de la chaleur par simple échange. La mise en œuvre de pompes à chaleur est nécessaire pour le chauffage. Elles correspondent à l'exploitation de forages de faibles profondeurs (moins de 300 m).
- **Géothermie moyenne enthalpie** : nappes souterraines et eaux thermales. L'exploitation de cette ressource peut se faire de manière directe ou via des pompes à chaleur selon la ressource et le type de besoins.
- **Géothermie haute enthalpie (température supérieure à 100°C)** : failles et forages pétroliers. La chaleur est exploitée de manière directe et l'alimentation de centrales électriques peut être envisagée (production de vapeur pour le turbinage).

La géothermie basse et moyenne enthalpie peuvent nécessiter une pompe à chaleur afin d'atteindre les niveaux de températures pour répondre aux besoins de chaleur (cf. Figure 45). Son principe de fonctionnement s'apparente à celui du réfrigérateur. Elle prélève de l'énergie dans un milieu (l'intérieur du réfrigérateur, le sous-sol, l'air extérieur) et elle restitue cette énergie dans un autre milieu à une température plus élevée (échangeur extérieur sur le dos du réfrigérateur, radiateurs, plancher chauffant...). **Seules les géothermies basse et moyenne enthalpie seront considérées dans la suite de l'étude.**

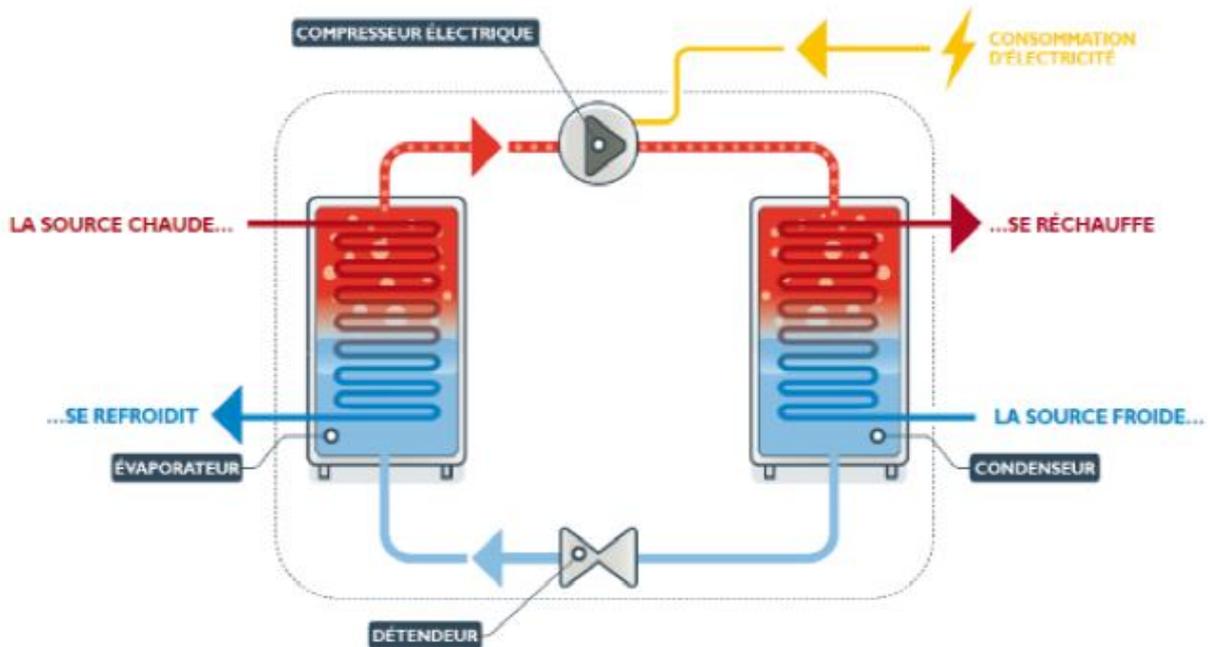


Figure 45: principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur (PAC)

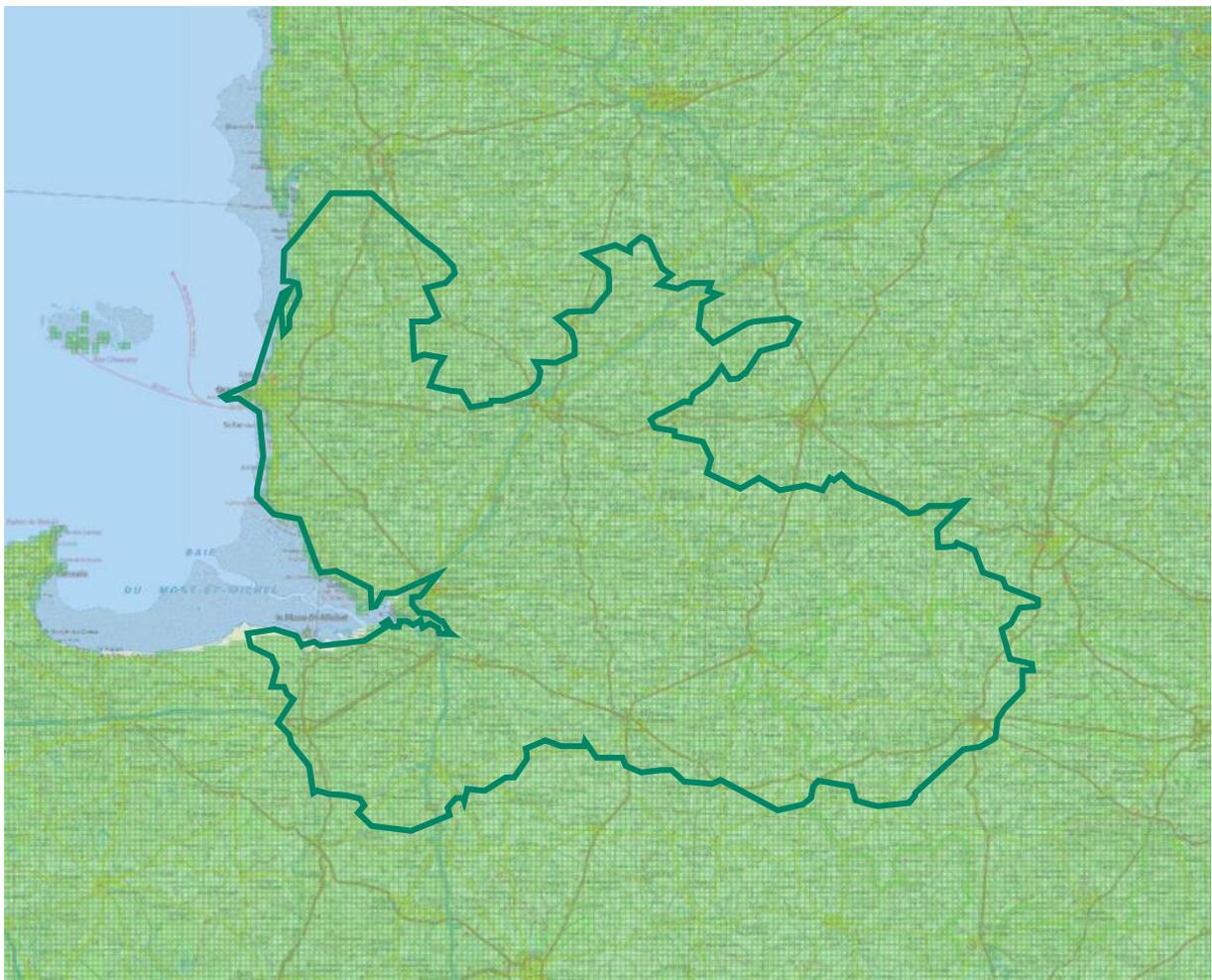
- **Niveau régional**

À l'échelle régionale, la traduction de l'objectif de développement de la filière dans le Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) Basse Normandie permet d'évaluer le potentiel à 105 GWh.

- **Niveau territorial**

Le BRGM dispose d'une base de données permettant de délimiter les zones favorables au développement de la filière.

Sur le territoire du PETR BMSM, la majorité du territoire est en zone favorable au développement de la géothermie sur nappe pour l'exploitation de la ressource à faible profondeur (Figure 46). Certaines zones sont éligibles à la géothermie de minime importance (GMI) mais nécessite toutefois l'avis d'expert. La GMI est assimilée à la géothermie basse enthalpie.



- Non éligible à la GMI
- Éligible à la GMI avec avis d'expert
- Éligible à la GMI

Figure 46: cartographie des zones favorables au développement de la géothermie à échangeur fermé ou ouvert (source: BRGM)

La territorialisation de l'objectif cible du SRCAE permet d'évaluer le potentiel du territoire du PETR BSM à **13 GWh/an**. La méthode consiste à estimer le potentiel équivalent de la CAC par rapport à celui évalué dans le SRCAE pour la région ex-Basse Normandie, proportionnellement à la superficie du territoire.

	Gisement brut
Ex- Basse Normandie	105 GWh/an
PETR BSM	13 GWh/an

Figure 47: gisement géothermique du PETR BSM

4.7.2.4 Hydrothermie (ou Thalassothermie)

L'hydrothermie, ou la thalassothermie, est une filière qui commence à faire ses preuves en France. Son principe est de capter la température d'une source d'eau (de type lac ou mer) et ensuite de monter en température grâce à une pompe à chaleur afin de répondre au besoin de chauffage et de production d'ECS ou encore au rafraîchissement. La température de ces milieux aquatiques étant plus stable que l'air tout au long de l'année, ce type d'installation apporte un rendement plus intéressant que l'aérothermie (valorisation de la température de l'air).

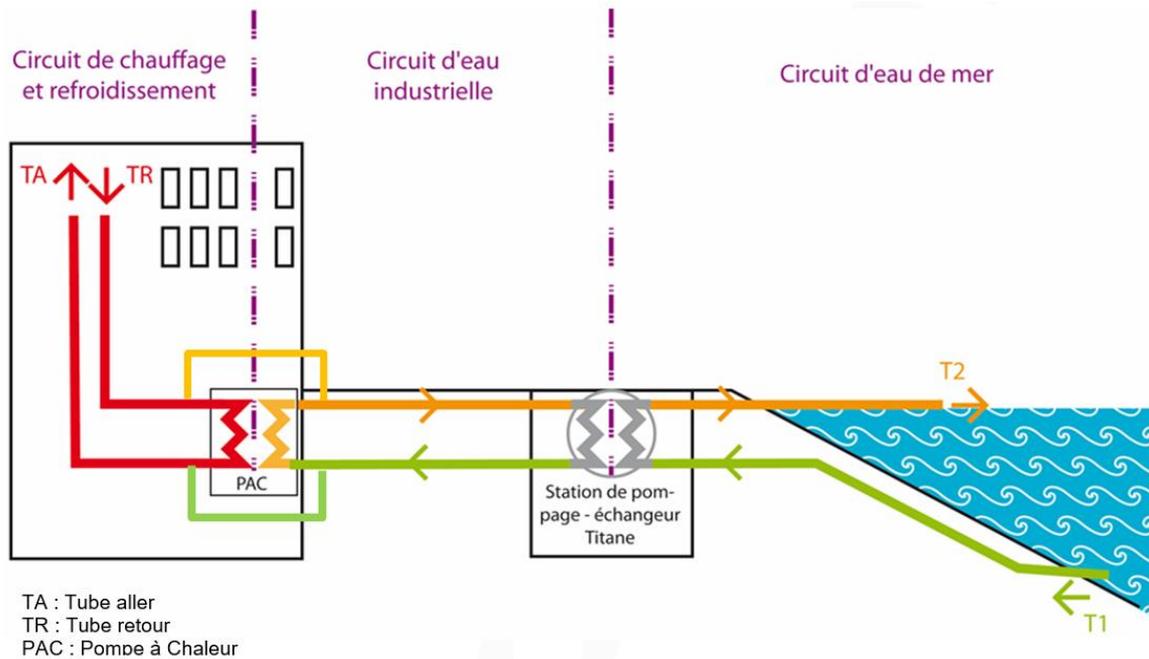


Figure 48: Principe de la thalassothermie (source / BG)

- **Niveau régional**

Au niveau régional, le potentiel sera présent au niveau de la mer et au niveau des lacs présents sur le territoire. Une étude approfondie est nécessaire au niveau de chacune de ces sources d'eau afin d'avoir une évaluation précise du potentiel qui va dépendre de l'évolution de la température de l'eau au fil de l'année, le débit extractible, la présence de preneurs à proximité, etc.

- **Niveau territorial**

À l'échelle territoriale, le potentiel va exister en bord de mer. Le phénomène de marée peut contraindre l'implantation des systèmes de pompages mais l'évaluation réel du potentiel du territoire demande une étude spécifique.

	Gisement brut
Ex-Basse Normandie	Potentiel favorable mais non quantifiable - nécessite une étude spécifique
PETR BMSM	Potentiel favorable mais non quantifiable - nécessite une étude spécifique

Figure 49: gisement hydrothermique de la CAC

4.7.2.5 Rejets thermiques industriels et d'activités

Lors du fonctionnement d'un procédé de production ou de transformation, l'énergie thermique produite grâce à l'énergie apportée n'est pas utilisée en totalité et est souvent perdue ou refroidie avant d'être rejetée. Ces rejets peuvent être récupérés et représentent une ressource pouvant être valorisée (cf. Figure 50).

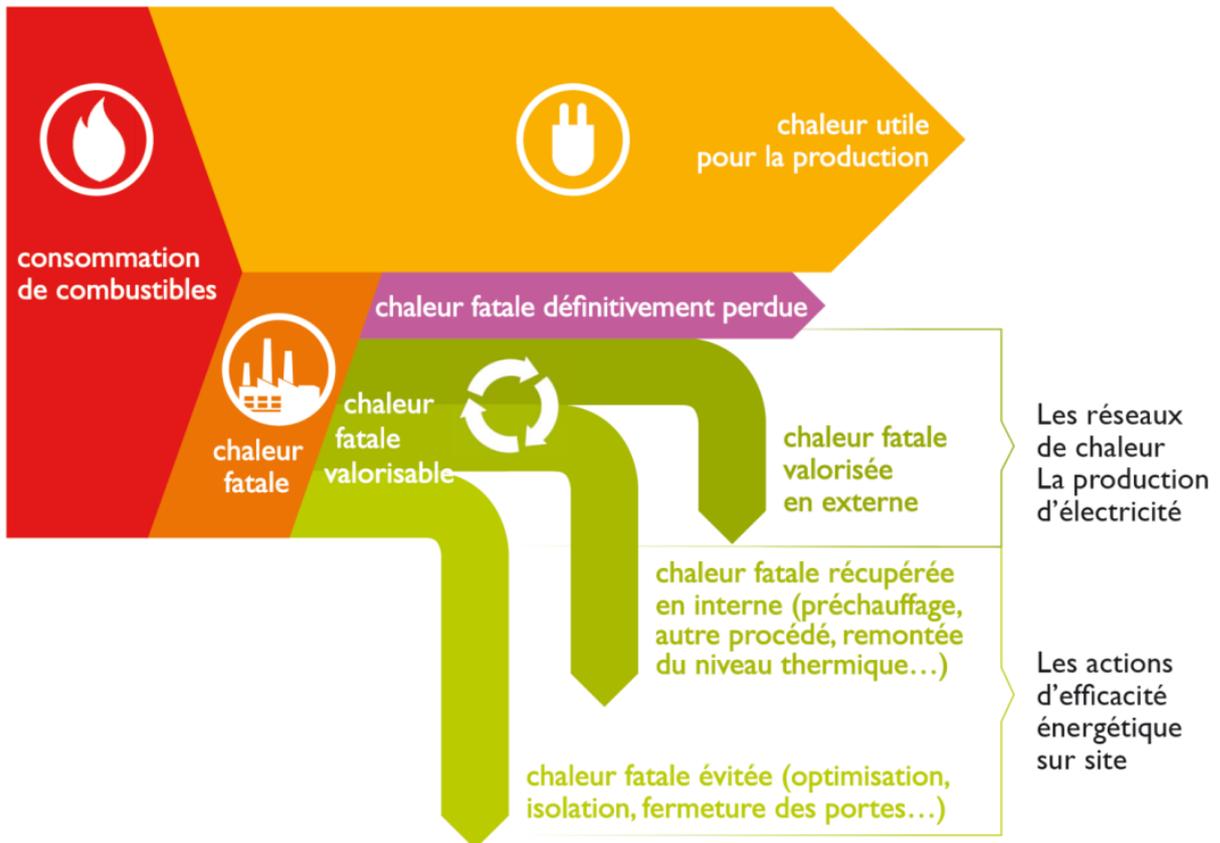


Figure 50: schéma explicatif de la chaleur fatale (source : ADEME)

La récupération de la chaleur fatale conduit à deux axes de valorisation thermique complémentaires :

- Une valorisation en interne, pour répondre à des besoins de chaleur propres à l'entreprise ;
- Une valorisation en externe, pour répondre à des besoins de chaleur d'autres entreprises, ou plus largement, d'un territoire, via un réseau de chaleur. La revente des rejets peut constituer un revenu financier supplémentaire pour le fournisseur.

Les secteurs d'activité les plus consommateurs d'énergie en France sont principalement les industries chimiques plastiques suivies par l'industrie agro-alimentaire et la sidérurgie (cf. Figure 51). Ces industries sont les principales cibles pour une valorisation des rejets thermiques car l'essentiel de leurs usages sont énergétiques, importés et d'origine fossile (source : ADEME), et servent à alimenter à 61% fours et séchoirs.

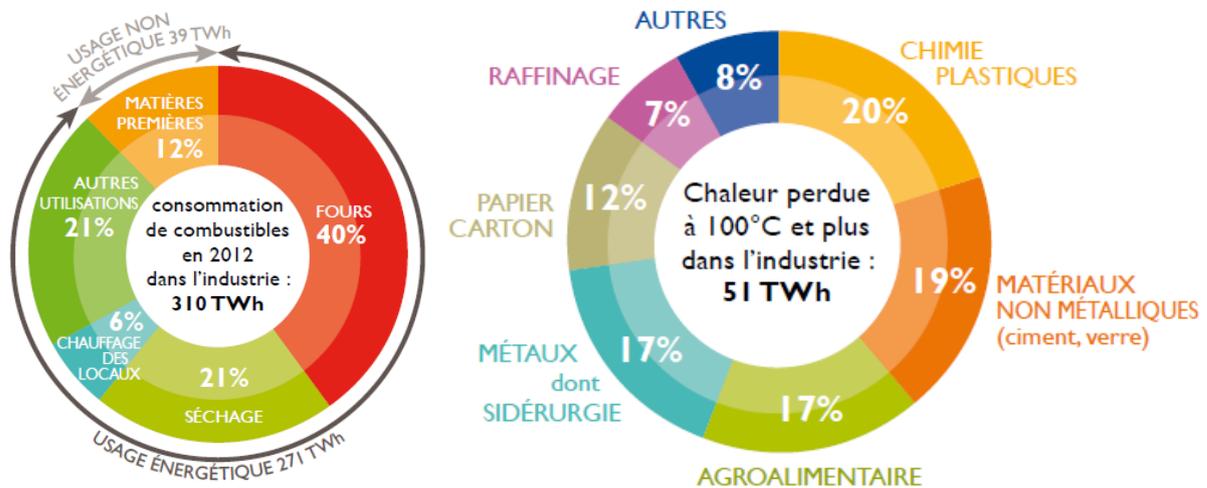


Figure 51: Chiffres clés Climat, air et énergie, ADEME, 2014

- **Niveau régional**

La valorisation de rejets thermiques d'une industrie dépend de son activité. En fonction du procédé de fabrication ou de transformation, la gamme de température en sortie définira le gisement potentiel d'énergie valorisable. L'ADEME a évalué le gisement régional (Étude de gisement de la chaleur fatale en région Normandie 2017) à **10 250 GWh/an**. Ce potentiel est principalement issu des sites liés au froid industriel et des process de combustion liés aux sites EDF Flamanville (estimé à 7180 GWh/an)

- **Niveau territorial**

À l'échelle du territoire du PETR, une méthode de territorialisation du gisement régional est réalisée, en retirant au préalable la part de valorisation énergétique liée aux installations de EDF (absence de centrale nucléaire dans le PETR). Dans ces conditions, le gisement net pour le PETR BMSM est évalué à 371 GWh.

	Gisement brut
Ex-Basse Normandie	3 070 GWh*
PETR BMSM	371 GWh

* 10 250 – 7 180 = 3 070 GWh de potentiel brut pour la région Basse Normandie hors EDF Flamanville

Figure 52: gisement de récupération des rejets de chaleur

4.7.2.6 Les eaux usées

L'énergie thermique contenue dans les eaux usées peut être récupérée via un échangeur thermique à différents endroits :

- Au niveau des collecteurs du réseau d'assainissement (ouvrages assurant la collecte et le transport des eaux usées : canalisations, conduites, ...),
- Au niveau des eaux épurées des stations d'épuration
- Ou directement au niveau des bâtiments, lorsque ceux-ci ont une forte consommation d'eau quotidienne

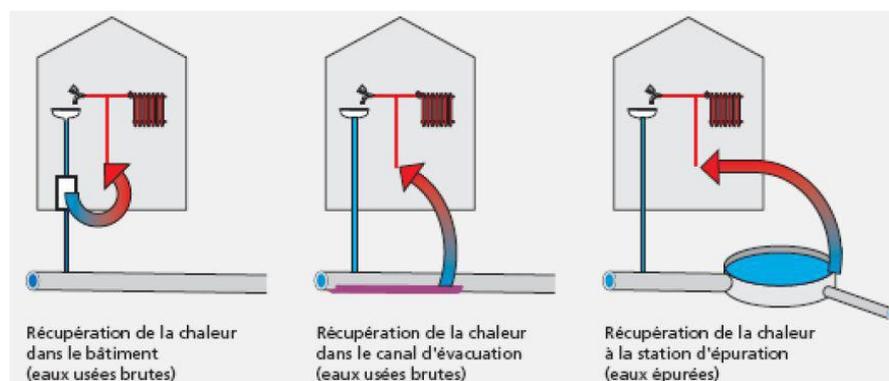


Figure 53: exemple de lieux possible d'implantation des échangeurs de chaleur dans le cadre d'un projet de valorisation énergétique des eaux usées

- **Niveau régional**

Aucune étude d'évaluation du potentiel de récupération d'énergie thermique dans les réseaux d'assainissement en région ex-Basse Normandie ou Normandie n'a été recensée.

L'évaluation du potentiel régional passe par une analyse fine du réseau d'assainissement régional en compilant les débits d'eau usées et la localisation des postes de relevage sur le territoire. À partir d'une température d'eau moyenne, il serait possible d'évaluer alors le potentiel d'énergie valorisable à partir des eaux usées.

- **Niveau territorial**

Gisement brut (Méthode basée sur le retour d'expérience et les études existantes) : pour une première approche de l'évaluation du potentiel, nous nous basons sur la méthode appliquée au calcul du potentiel de récupération d'énergie thermique dans les réseaux d'assainissement d'eau pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Selon cette étude, la rentabilité d'un projet de récupération est assurée pour un réseau d'une capacité minimale de 20 000 Équivalent Habitants (EH) et pour une valorisation énergétique dont la densité est de minimum 1,5 MWh/ml.

Le gisement brut du PETR est ainsi évalué à 5.1 GWh (cf. Figure 54). La faisabilité, pour nombre d'entre elles, ne peut être assurée pour des raisons économiques. Seules les stations de Granville et d'Avranches/Le Val-Saint-Pierre présentent de réels potentiels de déploiement d'un réseau de chaleur avec des longueurs de réseau intéressants pour un potentiel individuellement supérieur à 1 GWh. **Le gisement net est ainsi évalué à 4.2 GWh.**

Nom des stations	GRAN-VILLE - GOELANE	LA LUCERNE-D'OUTREMER 2	AVRANCHES / LE VAL-SAINT-PÈRE	BREHAL LITTO-RAL	BREHAL LA VANLEE	GA-VRAY	MONTMAR-TIN SUR MER
Capacité de la STEP (EH)	58 385	1 901	30 740	3 135	2 467	2 303	6 206
Débit minimum sec hivernal d'eaux usées de la STEP (m3/j)	5 720	302	3 157	221	359	201	838
Puissance extraite (kW)	1 386	73	765	54	87	49	203
Puissance thermique potentielle	1 940	102	1 071	75	122	68	284
Energie potentielle de récupération (GWh)	2.7	0.1	1.5	0.1	0.2	0.1	0.4
Longueur de réseau nécessaire à une faisabilité (km)	1.81	0.10	1.00	0.07	0.11	0.06	0.27

Figure 54: évaluation du potentiel de récupération au niveau des stations d'épuration

	Gisement brut	Gisement net
Ex-Basse Normandie	Non quantifié	Non quantifié
PETR BMSM	5.1 GWh	4.2 GWh

Tableau 28: gisement de valorisation des eaux usées

4.7.3 Filière de production d'énergie renouvelable électrique

4.7.3.1 Le solaire photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la conversion de la lumière du soleil en électricité au sein de matériaux semi-conducteurs, comme le silicium ou les couches minces métalliques, qui libèrent des électrons sous l'action des rayonnements solaires. Un courant électrique est généré par la rencontre des photons (composants de la lumière) et des électrons (libérés par les semiconducteurs). Ce courant continu crée une puissance électrique calculé en watt crête (Wc : puissance maximale théorique d'un panneau solaire), et peut être transformé en courant alternatif grâce à un onduleur. L'électricité produite peut être consommée, stockée en batterie ou injectée dans le réseau électrique. À noter que les performances d'une installation photovoltaïque dépendent de l'orientation des panneaux solaires et l'ensoleillement de la zone dans laquelle elle se trouve.

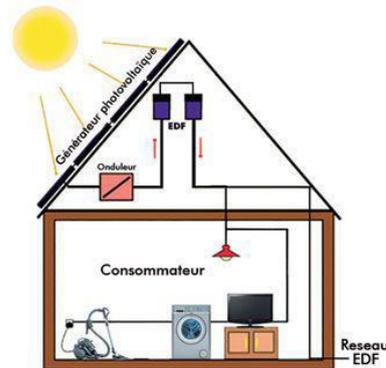


Figure 55: schéma de principe du fonctionnement de panneaux solaires photovoltaïques (source : ADEME)

- **Niveau régional**

L'évaluation du potentiel solaire consiste à identifier les gisements nets représentatifs du potentiel maximal théorique à l'aide d'un outil cartographique puis à identifier les gisements plausibles en prenant en considération les réglementations thermiques actuelles et futures ainsi que la faculté des artisans à répondre à la demande.

L'ex-Basse Normandie fait partie des régions profitant d'un ensoleillement jugé moyen (entre 1 750 et 2 000h par an) par rapport au niveau d'ensoleillement en France. Cet ensoleillement place tout de même l'ancienne région Basse Normandie dans une tranche à potentiel intéressant, avec une capacité de production de l'ordre de 910 kWh/kWc.an (source : CALSOL, INES), soit l'équivalent de **1250-1350 kWh/m²** (cf. Figure 56).

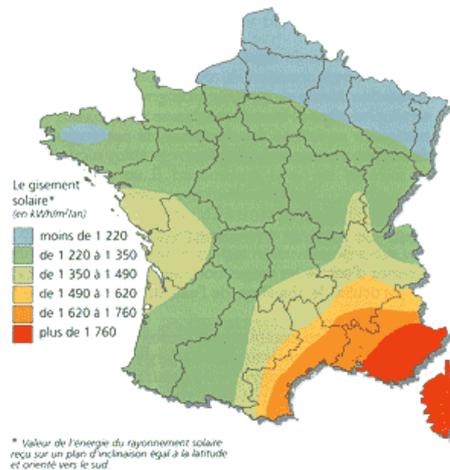


Figure 56: gisement solaire français en kWh/m².an (source : ADEME)

Le marché du solaire photovoltaïque est actuellement basé principalement sur l'exploitation des toitures et concerne tous types de clients (agriculteurs, professionnels, collectivités et particuliers). L'évolution des prix d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque, entre 2008 et 2010, a contribué au développement de la filière auprès de l'ensemble de ces contributeurs, notamment chez les particuliers qui représentent aujourd'hui 34% des surfaces installées (source : Observ'ER 2017)

Les centrales au sol, bien que pouvant bénéficier généralement de surfaces de couvertures plus grandes, sont rares et le coût élevé du foncier limite ce développement. **Les terres non cultivables** en plaine peuvent représenter une opportunité d'accueil de nouveaux parcs. Cette valorisation du terrain est à comparer à d'autres filières de production d'énergie renouvelable plus rentables, comme l'éolien par exemple.

Le SRCAE Basse Normandie cible une production de **204 GWh** en 2030 pouvant être affilié au potentiel net du territoire régional.

- **Niveau territorial**

Parc résidentiel :

Pour évaluer le potentiel de développement du solaire photovoltaïque du territoire, nous considérons une installation moyenne de 20m² par logement individuel et 5 m² par logement collectif (source : Sur la base du retour d'expérience de l'ADEME : résultat d'une expérimentation sur 45 bâtiments collectifs, dans le cadre du label Energie Positive / Réduction Carbone E+/C-). Le **potentiel brut de production**, appliqué à l'ensemble des logements du territoire s'élève ainsi à **202 GWh**.

En prenant en considération les contraintes existantes (ex : toiture non équipable ou mal exposée, impact patrimonial, etc.), nous évaluons que seuls 25% des logements peuvent être équipés. Nous évaluons de cette manière **le potentiel net de production à 50GWh**.

Bâtiments tertiaires :

Les toitures des bâtiments tertiaires sont une part importante des surfaces valorisables pour l'énergie photovoltaïque. L'électricité générée peut être directement injectée dans le réseau ou peut servir à satisfaire une partie des besoins important en électricité spécifique des bâtiments tertiaires. En l'absence de données de surface de toiture des bâtiments tertiaires sur le PETR, l'estimation est effectuée sur la base de la consommation moyenne des locaux tertiaires en France (237 kWh/m², source : Données statistiques du CEREN, aout 2015) et en effectuant l'hypothèse générique que la surface totale de toiture correspond à un quart de la surface habitable. Le PETR posséderait donc un potentiel brut de 197

000 m² de surface de toiture permettant la production de 26 GWh. Le potentiel net est réalisé sur la base d'une hypothèse du retour d'expérience d'une étude du CEREMA qui considère un ratio de 18% entre les surfaces brutes et nettes pour l'équipement des toitures (source : Étude pour le département de l'Ille et Vilaine 2014 "Identifier le potentiel d'installation de panneaux solaires sur toiture"). Le gisement net du tertiaire vaut ainsi 5 GWh.

À l'échelle du PETR BMSM, le potentiel de production photovoltaïque est ainsi évalué à **55 GWh/an**. **Ce potentiel ne considère que la production "diffuse" (i.e. des installations en toiture de bâtiments privés ou publics, hors centrales solaires de grande envergure).**

	Gisement brut	Gisement net
Ex-Basse-Normandie	-	204 GWh
PETR BMSM	228 GWh	55 GWh

Figure 57: gisement de production solaire photovoltaïque en référence à l'année 2015

4.7.3.2 L'éolien terrestre

La ressource air peut être valorisée de deux manières : en captant sa température (l'aérothermie) ou alors en captant la vitesse des vents sur terre (l'éolien terrestre) ou en mer (l'éolien offshore). Comme évoqué dans le paragraphe 4.7.1, l'aérothermie n'est pas traitée dans ce chapitre.

La valorisation de l'énergie éolienne consiste à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie cinétique de rotation, exploitable principalement pour produire de l'électricité ou pour le pompage de l'eau en sites isolés.

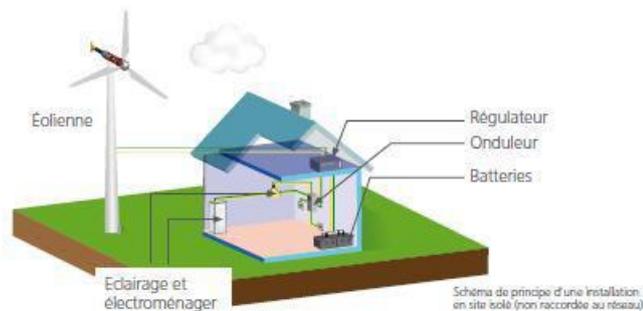


Figure 58: exemple d'une installation micro-éolienne (source : ADEME)

- Niveau régional

Le potentiel à l'échelle nationale et régionale a déjà été établi par différentes études menées par les organismes nationaux ADEME (cf. Figure 59) et la DREAL (*Le Référentiel des Territoires, avril 2014*). L'ADEME estime un fort potentiel de production autant terrestre qu'en mer de 60 000 MW au niveau national et la DREAL estime **un potentiel régional terrestre entre 850 et 1 100 MW** au niveau de l'ex-Basse Normandie.

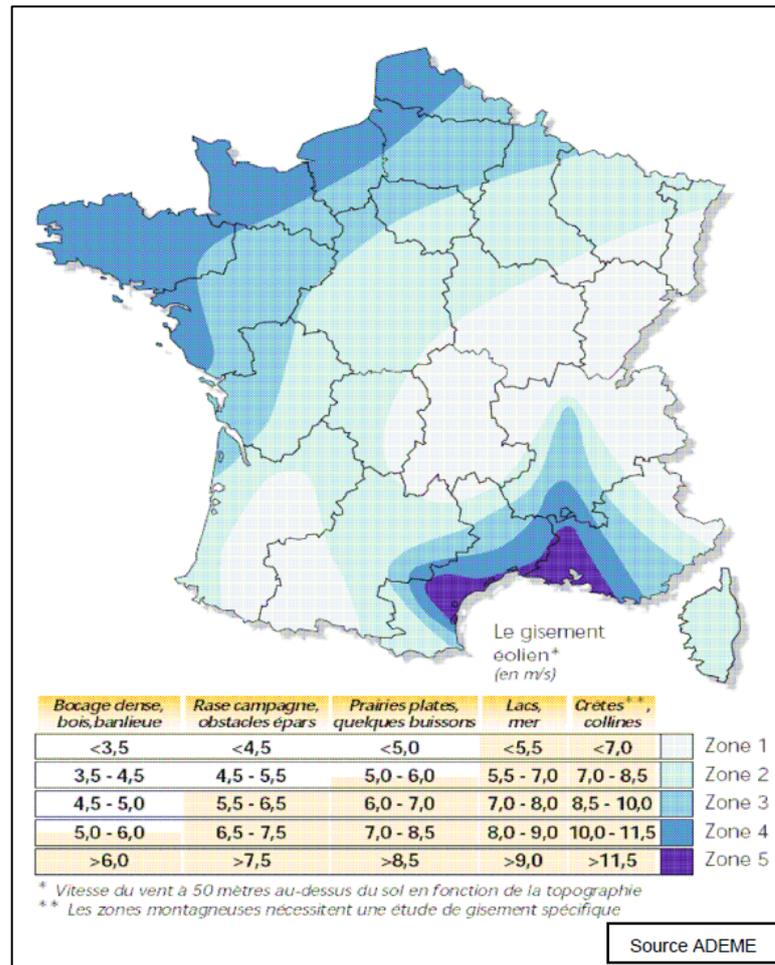


Figure 59: carte du zonage des potentiels éoliens en France (source : ADEME)

Le SRCAE de l'ex-Basse Normandie évalue une production totale de 1 802 GWh pour 2020 et de 2 490 GWh pour 2030. Le tableau suivant donne l'équivalence de ce que représente ce potentiel.

Hypothèses :

- Nombre d'heures équivalentes de fonctionnement à pleine puissance : 2 200 h pour l'éolien terrestre
- Puissance unitaire d'un mât : 3 MW pour l'éolien terrestre (puissance moyenne d'une éolienne terrestre, source EDF)

Éolien terrestre	Objectif cible 2020	Objectif cible 2030
Production	1 802 GWh	2 490 GWh
Puissance	819 MW	1 132 MW
Nombre de mâts terrestres	273	377

Tableau 29: tableau d'équivalence du potentiel évalué par le SRCAE Basse Normandie

Le territoire est contraint de composer l'implantation de ces parcs éoliens avec les restrictions de co-visibilité avec le patrimoine historique et paysager. Le Schéma régional éolien de Basse-Normandie a élaboré une carte à enjeux liée à l'implantation d'éolienne dans la région (cf. Figure 60: carte des enjeux liés à l'implantation d'éolienne en Basse Normandie

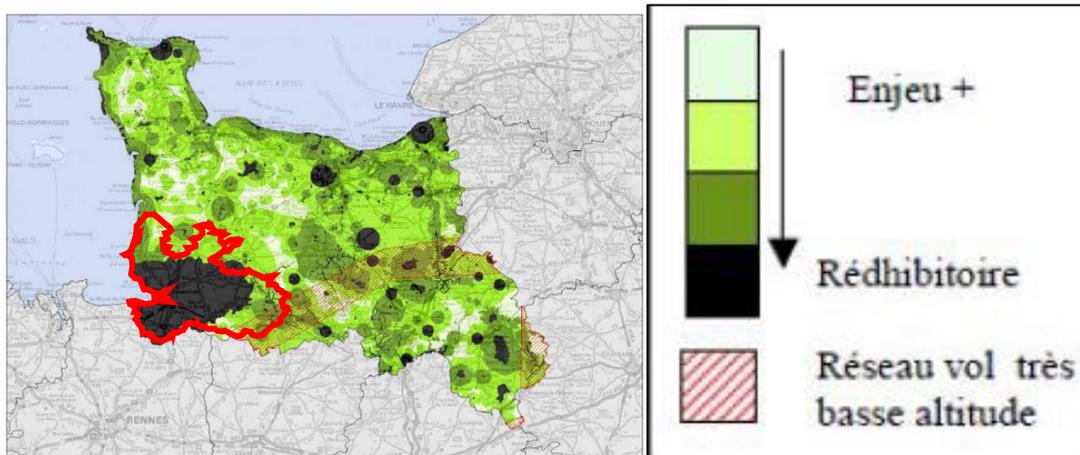


Figure 60: carte des enjeux liés à l'implantation d'éolienne en Basse Normandie (source : SRCAE Basse Normandie)

- **Niveau territorial**

Au niveau territorial, nous considérons qu'une puissance de 0,125 MW/ha de terre agricole selon l'ADEME est envisageable pour implantation. Pour 4282ha de terres agricoles sur le territoire, le potentiel brut est ainsi évalué à 535MW soit **un gisement brut de 1178 GWh**.

La majorité du territoire du PETR se situe dans une zone tampon définie par l'UNESCO pour la protection des monuments classés. la labellisation UNESCO contraint aujourd'hui fortement le développement éolien mais ne l'interdit pas. Une compatibilité entre cette protection règlementaire et le développement des énergies renouvelables est attendue ces prochaines décennies, ce qui légitime le fait de considérer cette zone dans l'étude du potentiel éolien. En se basant sur la carte ci-dessous, 75% du territoire est située en zone tampon. Il est considéré un équipement possible sur la moitié de cette zone, soit sur 0.06125 MW/ha en moyenne sur la zone tampon. Le territoire du PETR BMSM présente donc **un potentiel net de 736 GWh**.

	Gisement net
Ex-Basse Normandie	2 490 GWh
PETR BMSM	736 GWh
	Équivalent à l'installation de 135 éoliennes de 3MW

Tableau 30: gisement de production éolienne terrestre en référence à l'année 2015

4.7.3.3 L'éolien offshore

L'éolien offshore est une filière énergétique en construction. La loi Grenelle 1 a lancé la filière en 2009 en donnant un objectif d'installation de 6 000 MW d'éoliennes offshore en mer à l'horizon 2020. Aujourd'hui une seule éolienne off-shore flottante de 2MW est installée au large du Croisic (Loire-Atlantique), quatre parcs pilotes sont actuellement en développement en France, dans le cadre de la transition énergétique. Trois sont prévus en Méditerranée et un en Bretagne, au large de Groix. Pourtant, le gisement de vent et l'important linéaire côtier en France présentent un très fort potentiel (cf. Figure 61). Le développement de la filière est encore attendu afin d'avancer vers les objectifs de production EnR en France.

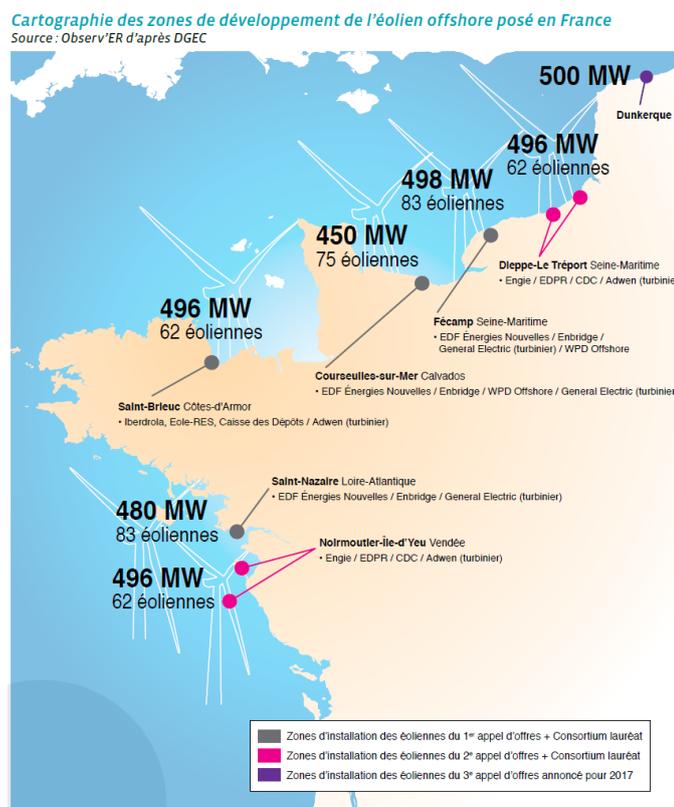


Figure 61: cartographies des zones de développement de l'éolien offshore en France (source : Observ'Er)

- **Niveau régional**

Le SRCAE de l'ex-Basse Normandie cible une production de 1 080 GWh à l'horizon 2020 et de 3 600 GWh en 2030.

Le tableau suivant donne l'équivalence de ce que représente cet objectif.

Hypothèse :

- Nombre d'heures équivalent de fonctionnement à pleine puissance : 3 000 h pour l'éolien offshore (+35% par rapport à un éolien terrestre)
- Puissance unitaire d'un mât : 4 à 8MW pour l'éolien offshore (selon EDF). Pour la suite, un mât de 6MW est considéré, soit 2 fois la puissance unitaire d'un éolien terrestre)

Éolienne offshore	2020	2030
Production	1 080 GWh	3 600 GWh
Puissance	360 MW	1 200 MW
Nombre de mâts offshore	60	200

- **Niveau territorial**

Méthode d'évaluation : L'association France Énergie Éolienne (FEE) a établi une étude d'identification des zones favorables à l'implantation de projets d'éoliennes offshore à l'échelle nationale. Les zones favorables au développement de l'éolien offshore sont contraintes par les délimitations maritimes telles que les servitudes de navigation et de la Défense Nationale.

Par ailleurs, France Énergie Éolienne (FEE), l'association des professionnels du marché de l'éolien en France, estime qu'une éolienne offshore est localisée dans une zone acceptable à 10 kms de la côte et est économiquement viable jusqu'à une profondeur de fondation de 50 m.

Ces contraintes font qu'une implantation et une acceptation dans le paysage des parcs éoliens ne peuvent se faire qu'après une étude approfondie de la zone.

Cette étude a tout de même recensé deux sites de production potentiels dans les eaux territoriales du PETR BMSM (cf. Figure 62). En considérant le gisement de l'ex-Basse Normandie annoncé par l'ADEME et les zones favorables au développement de la filière attenantes au PETR BMSM, le potentiel technique théorique est estimé à 360 MW.

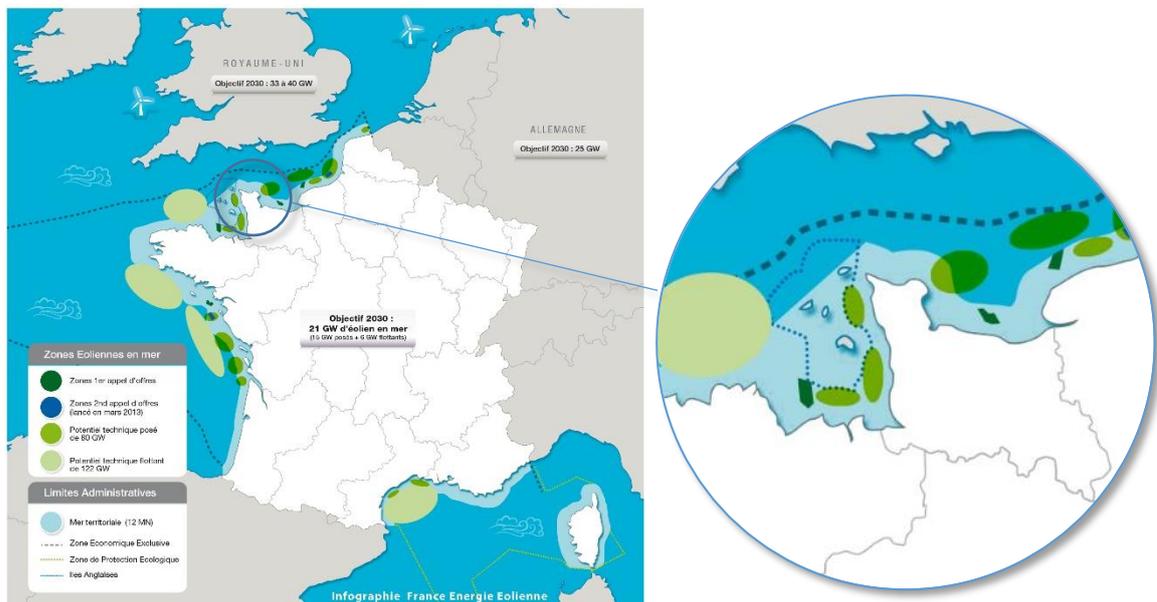


Figure 62: carte des zones favorables au développement de projet d'éoliennes offshore (source : France Énergie Éolienne)

En considérant un fonctionnement de 3000 h (source : Commission de l'ADEME), le gisement éolien offshore du PETR BMSM est estimé à 1 080 GWh (cf. Tableau 31). À la vue de la proximité avec Le Mont-Saint-Michel et de sa zone de protection, le potentiel d'implantation des éoliennes offshore

semble rédhibitoire également afin d'éviter une covisibilité. Le potentiel de cette filière est donc nul sur le territoire du PETR BMSM.

	Gisement brut	Gisement net
Ex-Basse Normandie	-	2 520 GWh
PETR BMSM	1 080 GWh	0 GWh
	Équivalent à l'installation de 60 éoliennes de 6MW	-

Tableau 31: gisement théorique de production éolienne offshore

4.7.3.4 Hydroélectricité

L'hydroélectricité est une forme de production électrique utilisant la force créée par le mouvement de l'eau pour entraîner un alternateur et ainsi générer du courant. La quantité d'énergie produite dépend à la fois du volume d'eau et de la hauteur de chute.

Deux formes principales de production d'hydroélectricité sont mises en œuvre :

- **Les centrales "gravitaires"** pour lesquelles les apports d'eau dans la réserve sont uniquement dus à la force naturelle de la gravité (pente, poids de l'eau, ...) et pouvant concerner des installations de toutes tailles
- **Les stations de transfert d'énergie par pompage** (ou centrales hydrauliques à réserve pompée), dans lesquelles un système permet de pomper l'eau de l'aval vers l'amont de la centrale.

Le développement de l'énergie produite par l'hydroélectricité peut se faire au travers de trois catégories d'opérations :

- **L'optimisation des ouvrages existants** (par exemple la modification de la turbine pour améliorer le rendement, l'amélioration du contrôle commande, le turbinage des débits réservés, le suréquipement et le réaménagement d'ouvrage, etc.). Les gains de productible restent cependant difficiles à évaluer et apparaissent relativement limités dans une majorité de cas.
- **L'équipement de seuils existants**, c'est-à-dire l'équipement de retenues qui existent pour d'autres usages (par exemple le maintien d'une cote touristique ou le prélèvement d'eau potable) et qui pourraient être équipées d'une turbine hydroélectrique. Il existe une base de données de ces seuils (le référentiel des obstacles à l'écoulement sur les cours d'eau –ROE, administré par l'ONEMA), mais le potentiel des sites réellement équitables reste encore mal connu.
- **La création de nouveaux sites**, qui implique à la fois la création des ouvrages de génie civil (retenues ou prises d'eau pour les aménagements en dérivation) ajoutant de nouveaux obstacles à l'écoulement et l'installation des turbines et matériels de transformation électrique.

- Niveau régional

Au niveau régional, le potentiel hydroélectrique est nul selon l'Union France de l'électricité (cf. Figure 63)

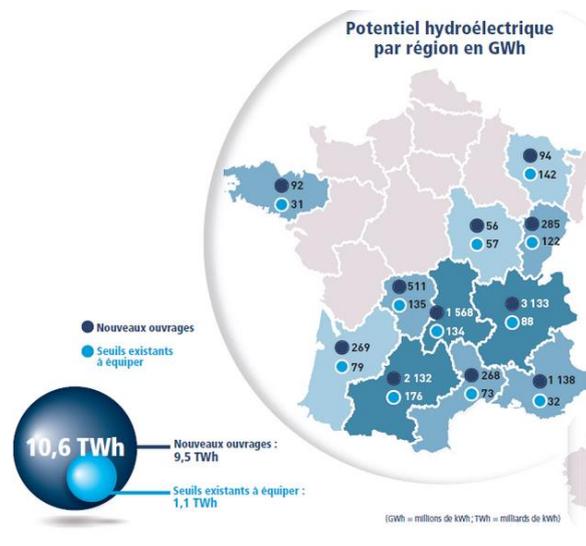


Figure 63: potentiel hydroélectrique en France (source : Union France de l'électricité, 2013)

- Niveau territorial

	Gisement net (GWh)
Ex- Basse Normandie	Négligeable
PETR BMSM	Négligeable

Figure 64: gisement de production d'hydroélectricité

4.7.3.5 L'hydrolien

Cette filière valorise l'énergie cinétique des courants marins afin de produire de l'électricité grâce à une turbine, tout comme l'éolienne transforme l'énergie cinétique du vent en électricité.

L'installation consiste à la mise en place des turbines en profondeur en pleine mer et au raccordement avec des alternateurs sur la côte pour pouvoir assurer une production (cf. Figure 65). Contrairement aux barrages nécessaires à la production d'énergie marémotrice, les impacts environnementaux sont mineurs et moins contestés.

L'énergie hydrolienne ne fait pas partie des filières d'énergies renouvelables dites matures en France. À l'heure actuelle, la première et seule ferme en France est le démonstrateur de Paimpol-Bréhat en Bretagne mis en place depuis 2008. Le prototype d'une puissance de 2MW mesure 16 m de diamètre pour un poids de 850 tonnes.

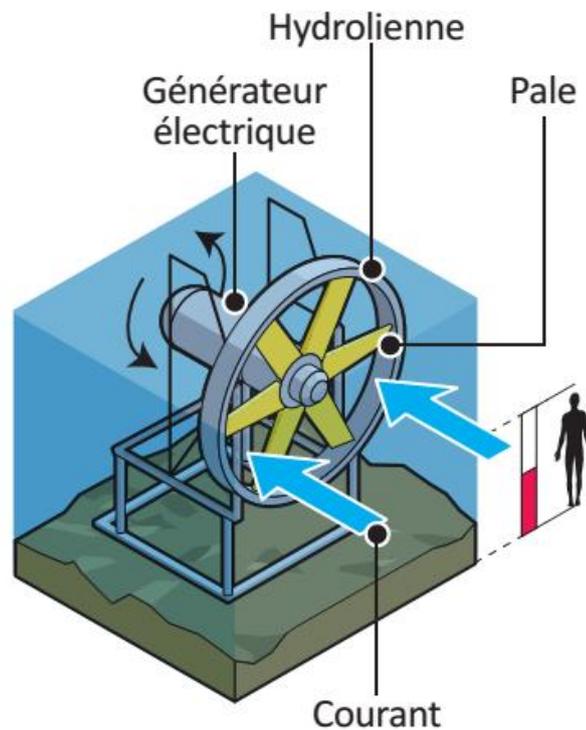


Figure 65: schéma de fonctionnement d'une hydrolienne

- **Niveau régional**

À l'échelle régional, l'étude SOGREAH pour la DREAL en 2012 (cf. Figure 66) établie la région Normandie comme première réserve à potentiel hydrolienne de France. Au total, un potentiel de près de 7 000 GWh de production d'électricité a été estimé dans la région.

Ce potentiel se situe principalement :

- Le passage de la Déroute entre Portbail et Jersey : le gisement se situe essentiellement à l'Est immédiat de l'île, hors des eaux françaises
- Le Raz Blanchard : le gisement est plus important dans la partie Est du Raz Blanchard, soit côté français
- Le Raz de Barfleur : le potentiel se situe essentiellement sur la façade Nord du Raz, entre le Cap Levi et la Pointe de Barfleur

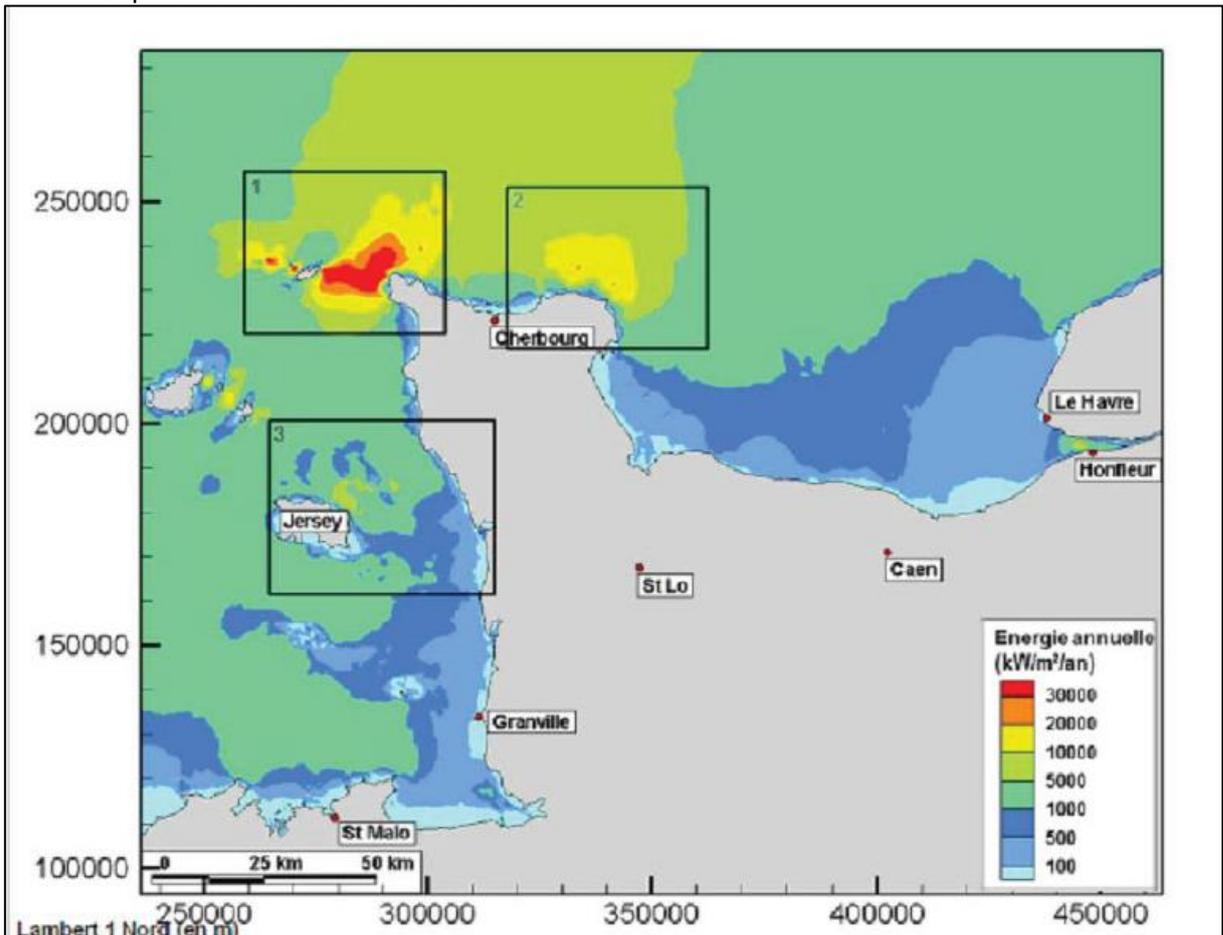


Figure 66: localisation des potentiels hydrolienne identifiés (source: SRCAE Basse Normandie)

- **Niveau territorial**

De cette étude, il en ressort qu'aucune zone à potentiel n'a clairement été identifiée dans les eaux proches de la côte du PETR BMSM. Le potentiel de la filière hydrolienne est donc nul sur le territoire.

	Gisement brut
Ex-Basse Normandie	7 000 GWh
PETR BMSM	0 GWh

Tableau 32: gisement de production hydrolienne

4.7.4 Filière de cogénération

La cogénération consiste à produire en même temps et dans la même installation de l'énergie thermique à flamme et de l'énergie électrique.

La valorisation de cette chaleur prend plusieurs formes :

- Alimenter des réseaux de chaleur ou des chaufferies,
- Desservir des logements sociaux, des hôpitaux ou des bâtiments collectifs,
- Fournir de la vapeur à des industries.

La production d'électricité peut être faite par des moteurs à pistons alimentés le plus souvent au gaz naturel, des turbines à gaz (technologie similaire aux moteurs des avions à réaction) ou des turbines à vapeur, la vapeur étant produite par des chaudières, par de la géothermie ou par de l'énergie récupérée sur des process industriels.

4.7.4.1 La valorisation énergétique de déchets ménagers

Une fois le tri, le recyclage et le compostage effectués sur les déchets compatibles, le traitement thermique des déchets restants (hors déchets dangereux et spéciaux) consiste à réduire de manière très importante les volumes de déchets en les brûlant. L'énergie dégagée par ce processus peut être valorisée en alimentant des réseaux de chaleurs (chauffage, production d'eau chaude sanitaire, piscines et serres agricoles...) ou en produisant de l'électricité à l'aide d'une turbine (cf. Figure 67).

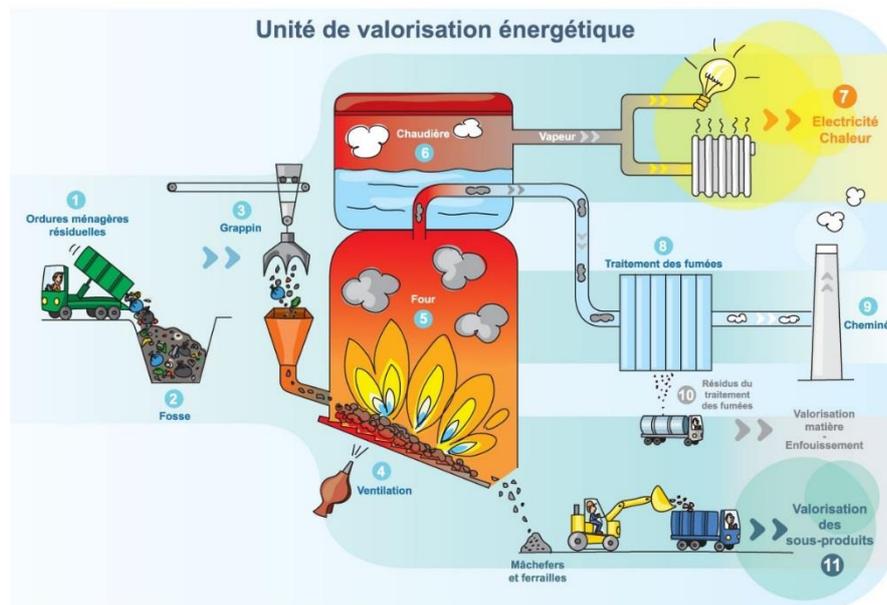


Figure 67: processus de fonctionnement d'une unité de valorisation énergétique

- Niveau régional

La valorisation énergétique des déchets est une filière dont le potentiel évalué vise à améliorer le rendement des unités existantes. En effet, les objectifs du programme national de prévention des déchets et renforcés par la loi n°2015-992 du 217 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte orientent la politique publique à réduire de 10% les déchets ménagers et assimilés (DMA) par habitant. **Dans ce contexte, seule une amélioration de l'efficacité des installations existantes permettra d'augmenter la production énergétique de la filière.**

L'objectif est donc d'atteindre une production de 250 GWh en 2030 d'énergie renouvelable à l'échelle régionale à partir d'incinération des déchets. Par ailleurs, seul 50% de la production d'une Unité de Valorisation Énergétique (UVE) est considéré d'origine renouvelable ; les déchets d'origine organique représentent 50% du volume de déchet total, selon le Plan d'action national en faveur des énergies renouvelables.

Au niveau régional, on recense deux unités de valorisation thermique des déchets, toutes deux hors PETR BMSM :

- **L'usine de fabrication de ciments de Ranville**, qui utilise comme combustible d'appoint des farines animales et des boues de stations d'épuration en substitution de charbon et de fioul
- **L'unité d'incinération des ordures ménagères à Colombelles** de l'agglomération de Caen et des collectivités voisines permet d'alimenter le réseau de chaleur urbain d'Hérouville-Saint-Clair.

- Niveau territorial

	Gisement brut	Gisement net
Ex-Basse Normandie	- GWh/an	250 GWh/an
PETR BMSM	0 GWh/an	0 GWh/an

Figure 68: gisement de valorisation de l'incinération des déchets ménagers

4.7.4.2 La méthanisation

Le biogaz est un gaz produit par fermentation de matière organique en l'absence d'oxygène. Après traitement, le biogaz est assimilable à un gaz naturel et à ce titre il peut être injecté dans le réseau pour valorisation ultérieure (chauffage, cogénération, cuisine ou carburant) ou directement être valorisé comme un BioGNV (BioGaz Naturel pour Véhicules). Le développement de la méthanisation et de la production biogaz peut se faire dans 5 secteurs : le secteur agricole, le secteur industriel, les déchets ménagers, les boues urbaines et les Installations de Stockage des Déchets Non Dangereux (ISDND).

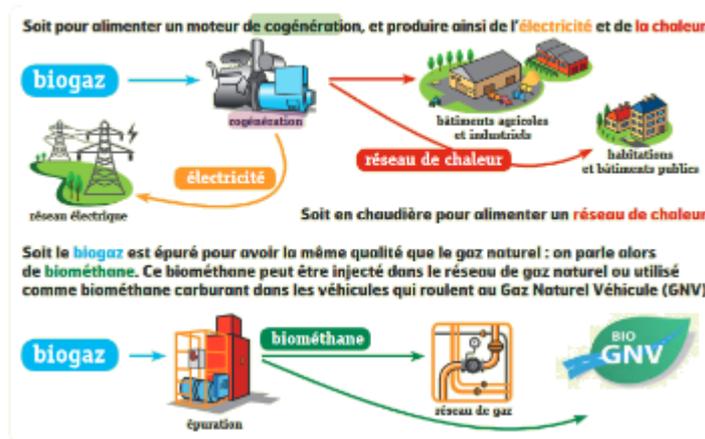


Figure 69: utilisation du biogaz (source : Vers l'autonomie énergétique des territoires - méthanisation et biogaz, une filière d'avenir - ATEE Biogaz)

- Boues de STEP

Les boues issues des processus d'épuration ou de décantation des STations d'ÉPuration (STEP) sont généralement recyclées à des fins d'épandage dans les champs. Mais cette ressource peut également servir à produire de l'énergie :

- Soit par turbinage de la vapeur issue de l'incinération des boues
- Soit par méthanisation grâce à des digesteurs, permettant alors l'injection en réseau ou de la cogénération après traitement, désulfuration, décarbonatation et séchage

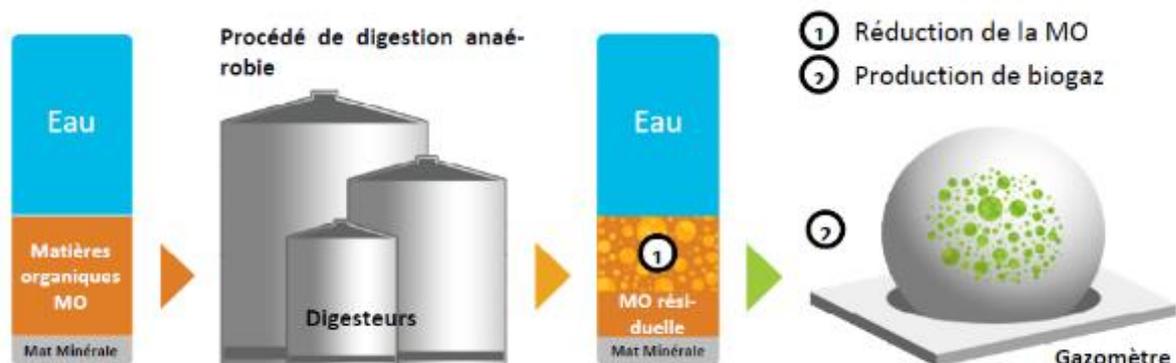


Figure 70: processus de production de biogaz par méthanisation

Les déchets sont donc une ressource qui peut être utilisée comme élément nécessaire à la valorisation énergétique direct via combustion et/ou comme ressource pour de la méthanisation.

Méthanisation agricole

Il s'agit de **valoriser des produits** ou sous-produits des exploitations agricoles (effluents d'élevage, résidus de cultures, cultures intermédiaires...) avec, in fine, un retour au sol pour la fertilisation des cultures ou prairies. En parallèle, le digesteur permet la production de biogaz à partir de la matière organique (cf. Figure 71).

Les bénéfices de ce procédé font largement consensus :

- Production d'énergie renouvelable valorisable sous forme de biométhane (injection), électricité et chaleur (cogénération) et/ou biocarburant (bioGNV)
- Valorisation des effluents agricoles contribuant à la réduction des émissions de Gaz à effet de serre (GES) des élevages
- Évolution des pratiques et assolements permettant d'augmenter l'autonomie en azote (digestat) et la couverture des sols (cultures intermédiaires - CIVE)
- Projets territorialisés combinant traitement des déchets, boucle énergétique locale, création de valeur d'ajoutée et d'emplois

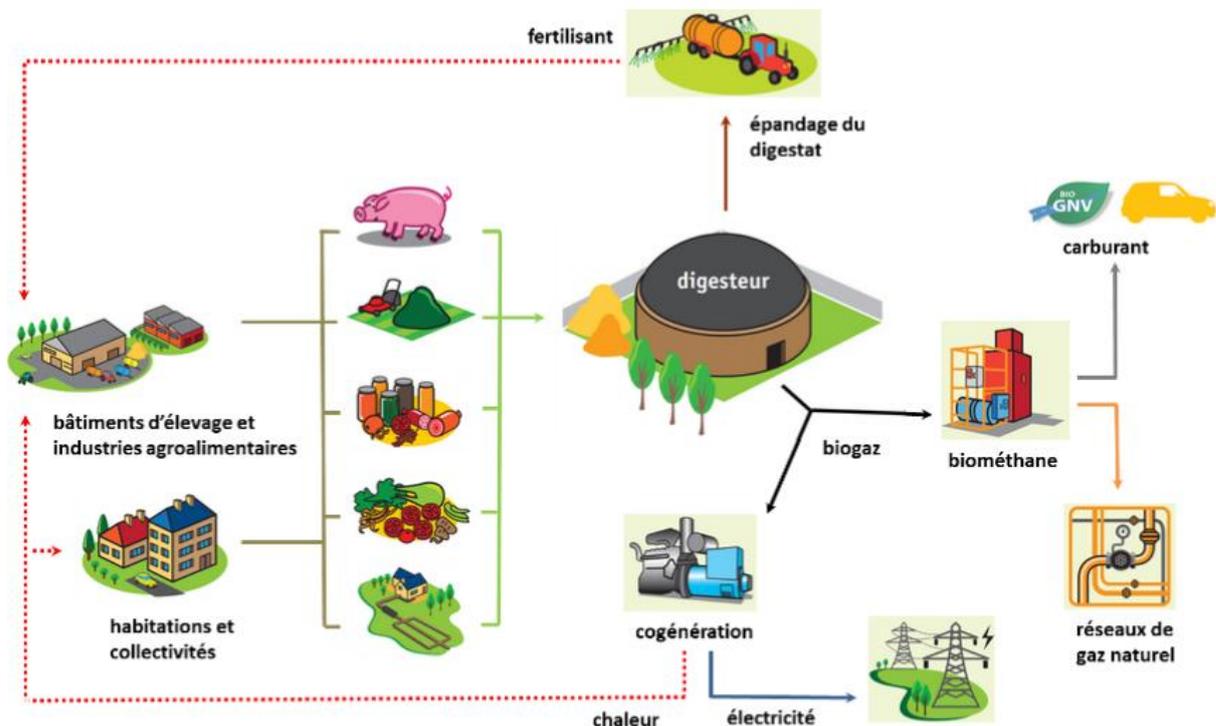


Figure 71: schéma de principe de production de biogaz dans le secteur agricole (source : Chambre d'Agriculture France)

- ISNDND

La méthanisation augmente la valorisation des déchets non dangereux et permet de produire des amendements naturels du biogaz utilisé comme combustible, **tout en réduisant de 15%** les déchets à enfouir. Pour la filière ISDND, le biogaz est produit naturellement puis capté. Ce biogaz est communément appelé « gaz de décharge ».

Le biogaz, produit dans des méthaniseurs ou capté dans des décharges, peut ensuite être soit brûlé pour une utilisation sous forme de chaleur seule, d'électricité seule ou de cogénération (chaleur et électricité), soit épuré pour en extraire le méthane. Ce biométhane peut ensuite être injecté dans les réseaux de gaz naturel ou utilisé comme carburant (bioGNV).

- Niveau régional

Au niveau régional, l'étude réalisée pour l'ADEME par SOLAGRO et INDDIGO évalue **un potentiel brut de la région à 2 600 GWh majoritairement à partir de déjections animales et de résidus de culture.**

Répartition des ressources annuelles de biomasse disponible par secteur par département en Basse-Normandie en énergie primaire (GND)

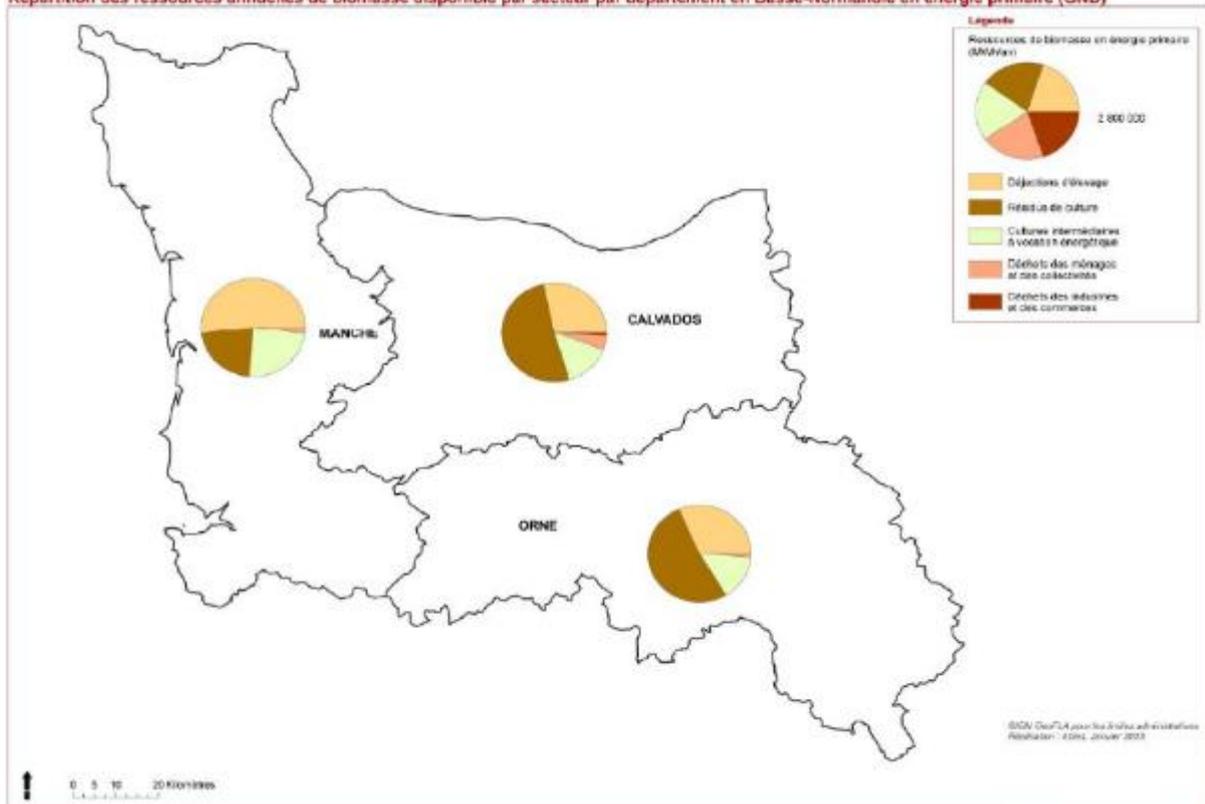


Figure 72: cartographie du potentiel des départements de l'ex-Basse Normandie (source : ADEME)

Selon le SRCAE ex-Basse Normandie, l'objectif cible que l'on peut assimiler à **un potentiel net est évalué à 324 GWh pour une production thermique et un potentiel net de 120 GWh** pour de la production d'électricité.

À l'avenir, la région pourrait devenir un acteur majeur du biogaz en France avec son potentiel d'origine agricole en structurant son développement afin d'éviter les mises en concurrence de filière et entre projets.

- **Niveau territorial**

À partir des données agricoles fournies par la chambre d'agriculture, nous pouvons évaluer le potentiel brut de production d'énergie par la méthanisation à partir de la composition des cheptels du territoire. Le potentiel brut de production de méthanisation agricole est évalué à **165 GWh** sur le PETR. Nous assimilons le potentiel brut uniquement à la méthanisation agricole. D'après une étude de potentiel Biomasse Normandie de 2011⁹, 1 578 kt de matière brut par an serait méthanisable dans la zone Avranchin-Mortainais, dont 97% concernerait des effluents d'élevage (les 3 % restants concernent les biodéchets des collectivités ou de l'industrie agro-alimentaire).

Le potentiel net est effectué par le recensement des projets identifiés sur le territoire. Deux projets de méthanisation sont mentionnés en 2011 par l'étude de Biomasse Normandie (cf. Figure 73) :

- Un projet de type agricole individuel qui pourrait mobiliser 7 500 tonnes MB agricoles et représenterait une production annuelle de biogaz de 530 000 Nm³, soit **3,14 GWh**.
- Un projet de type installation publique (boues d'épuration), qui pourrait mobiliser 20 000 tonnes MB et représentait une production de biogaz de l'ordre de 1 M Nm³/an, soit **6,05 GWh**. Ce projet est pressenti sur la station d'épuration de Granville.

Au-delà des projets présentés ci-dessus, les cantons de Mortain, Saint James et Villedieu-les-Poêles posséderaient au total un potentiel de 2 790 tep soit **32,5 GWh**.

Le potentiel net est estimé à l'heure actuelle à 42 GWh.



Figure 73: carte des projets identifiés en 2011 (source : Biomasse Normandie, 2011)

⁹ Étude d'opportunité pour la mise en œuvre d'unités collectives de méthanisation en Basse-Normandie, Biomasse Normandie et Chambre régionale d'Agriculture de Normandie, 2011

	Gisement brut 2030	Gisement net 2030
Ex-Basse Normandie	-	444 GWh
PETR BMSM	165 GWh	42 GWh

4.7.4.3 Les combustibles solides de récupération (CSR)

Le Comité européen de normalisation (CEN) les définit officiellement comme des « combustibles solides préparés à partir de déchets non dangereux destinés à être valorisés énergétiquement dans des installations d'incinération ou de co-incinération ».

Pour fabriquer les CSR, les déchets ménagers (déchets non valorisés par le tri sélectif : mousse, bois verni, tissus sans humidité, déchets d'ameublement, déchets industriels et encombrement) sont ainsi broyés puis traités avec de la vapeur sous pression pour les stériliser. Principalement composés de la portion organique des déchets (papier, carton, textiles, bois) ils contiennent aussi beaucoup de plastiques mélangés. L'appellation « CSR » étant complètement absente de la réglementation européenne, il n'existe pas de règle quant à la composition ou aux propriétés de ce que l'on désigne sous ce terme.

- **Niveau régional**

L'étude de l'ADEME a évalué en 2014 le potentiel des régions françaises à pouvoir présenter un gisement dans cette filière (cf. Figure 74). Le gisement existe et est valorisable sur un territoire s'il permet de répondre à une demande locale comme substitue à des combustibles fossiles dans des unités dédiées (UIOM, incinérateur industriel, ...) ou des co-incinérateurs (cimenteries, four à chaux, centrale thermique, ...). Actuellement, la principale demande provient des cimenteries, les autres exploitations potentielles sont diverses et présentent des exigences qui leur sont propres ce qui rend plus complexe l'exploitation des CSR. L'étude aboutit donc à une cartographie présentant les zones présentant ce potentiel. L'ex-Basse Normandie ne figure pas dans ces zones à potentiel, étant donné qu'aucune cimenterie n'est présente sur ce territoire.

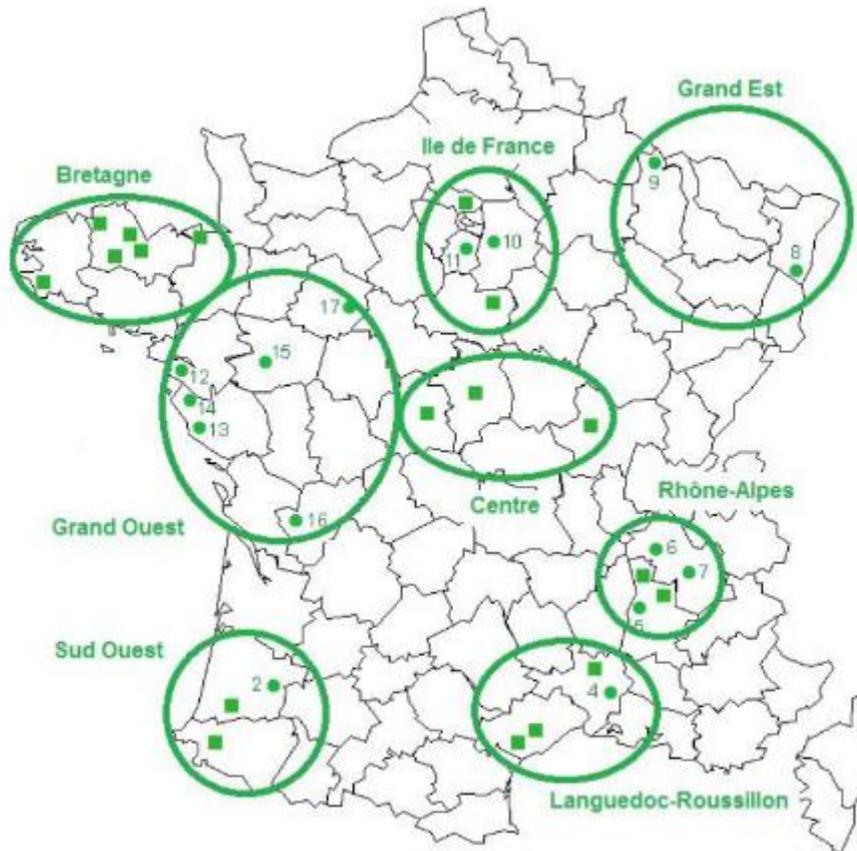


Figure 74: cartographie des territoires présentant un gisement (source : ADEME, "Étude de faisabilité pour l'Utilisation des refus des unités de tri-compostage des ordures ménagères comme combustibles solides de récupération (CSR)", Février 2014)

- **Niveau territorial**

En reprenant les résultats de l'étude précédente, le bilan à l'échelle du PETR BSM semble présenter un potentiel nul. En l'absence de cimenteries sur le territoire et au vu des exigences des preneurs éventuels, seule une étude approfondie et une législation plus souple permettrait de développer un potentiel à l'échelle territoriale.

4.7.5 Synthèse des gisements de production d'énergie renouvelable et de récupération

En synthèse, les potentiels évalués et l'état de valorisation de ce potentiel par les installations de production en 2015 sur le territoire sont repris ci-dessous (cf. Tableau 33).

	État actuel (2015)		Gisement net	
	Production électrique	Production thermique	Production électrique	Production thermique
<i>Solaire photovoltaïque</i>	19.3 GWh	-	55 GWh	-
<i>Éolien terrestre</i>	57 GWh	-	736 GWh	-
<i>Éolienne offshore</i>	0 GWh	-	0 GWh	-
<i>Hydrolien</i>	0 GWh	-	0 GWh	-
<i>Hydroélectricité</i>	17 GWh	-	0 GWh	-
<i>Bois énergie</i>	-	300 GWh	-	304 GWh
<i>Géothermie sur nappe</i>	-	0 GWh	-	13 GWh
<i>Solaire thermique</i>	-	1 GWh	-	21 GWh
<i>Eaux usées</i>	-	0 GWh	-	4.2 GWh
<i>Thalassothermie</i>	-	0 GWh	-	Potentiel existant Étude approfondie à mener
<i>Rejets thermiques industriels</i>	-	0 GWh	-	371 GWh
<i>Valorisation énergétique des déchets (dont CSR)</i>	-	0 GWh	-	-
<i>Méthanisation</i>		28 GWh	21 GWh	21 GWh
TOTAL	93.3 GWh	329 GWh	813 GWh	734.4 GWh

Tableau 33: bilan des potentiels nets quantifiables

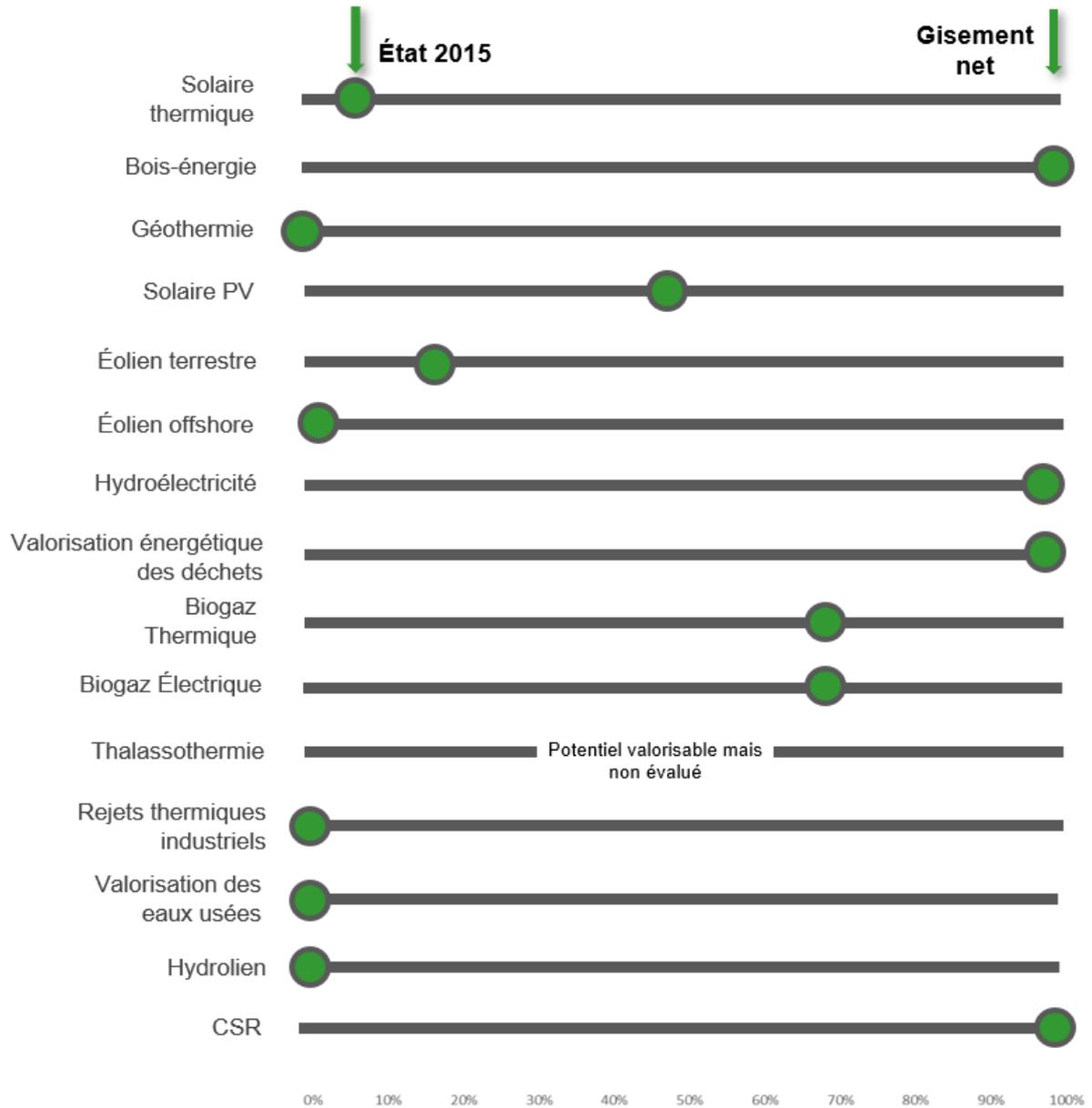


Figure 75: synthèse des gisements en énergies renouvelables au niveau du PETR BSM (source : BG)

Le territoire dispose de ressource renouvelable à mettre à profit de production d'énergie renouvelable. Certaines de ces filières sont déjà exploitées sur le territoire et sont à la limite de leur potentiel évalué mais d'autres présentent un potentiel non exploité. Celles-ci présentent des freins et des leviers à saisir afin de les mettre en œuvre à l'avenir.

	Freins	Leviers
Solaire photovoltaïque	Zone tampon du Mont Saint Michel limitant	Subventions disponibles
Éolien terrestre	Zone tampon du Mont Saint Michel limitant	Territoire soumis à des forts vents favorables
Éolienne offshore	Zone tampon du Mont Saint Michel limitant	Territoire soumis à des forts vents favorables
Hydrolien	Filière naissante	Ressource non intermittente
Hydroélectricité	Absence de potentiel pour de la grande hydraulique	-
Bois énergie	Installation productrice de particules fines à maîtriser	Facilité d'intégration dans les foyers et en collectif
Géothermie	Filière répondant à des basses températures, plutôt liée à des constructions neuves	Potentiel disponible sur tout le territoire
Solaire thermique	Zone tampon du Mont Saint Michel limitant	Facilité d'installation Subventions disponibles
Eaux usées	Filière répondant à des basses températures, plutôt liée à des constructions neuves	Ressource valorisable dans les villes avec forte densité d'habitation
Thalassothermie	Amplitude de marée pouvant contraindre l'implantation Filière répondant à des basses températures, plutôt liée à des constructions neuves	-
Rejets thermiques industriels	Nécessite des preneurs à proximité de la production	Potentiel important
Valorisation énergétique des déchets	Infrastructure à mettre en place	Amélioration du cycle de traitement des déchets
Méthanisation	Nécessite des preneurs à proximité de la production, souvent reculée	Ressource agricole très importante sur le territoire

Tableau 34: synthèse des freins et leviers par filière à potentiel

4.8 Bilan et Synthèse

L'objectif de la loi pour la Transition Énergétique pour la Croissance Verte vise une réduction à l'horizon 2050 de -50% de la consommation par rapport à 2012. **À l'échelle du PETR BMSM, cet objectif signifie passer de 4236 GWh en 2015 à 1965 GWh d'ici 2050.**

En parallèle, le SRADDET Normandie provisoire vise **une réduction de -27% par rapport à 2010 à horizon 2030 et de -50% à horizon 2050, ce qui donne une tendance à 2050 et un objectif de consommation de 1 942 GWh.** Ces objectifs sont tous deux ambitieux et la tendance actuelle ne permet d'atteindre aucun de ces objectifs (cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Si la tendance (2005-2015) se confirme, la consommation d'énergie connaîtrait une légère diminution de l'ordre de 3% d'ici 2050 par rapport à 2015. Il reste donc des efforts à faire pour réduire de manière significative la consommation d'énergie du territoire afin d'atteindre les objectifs mentionnés.

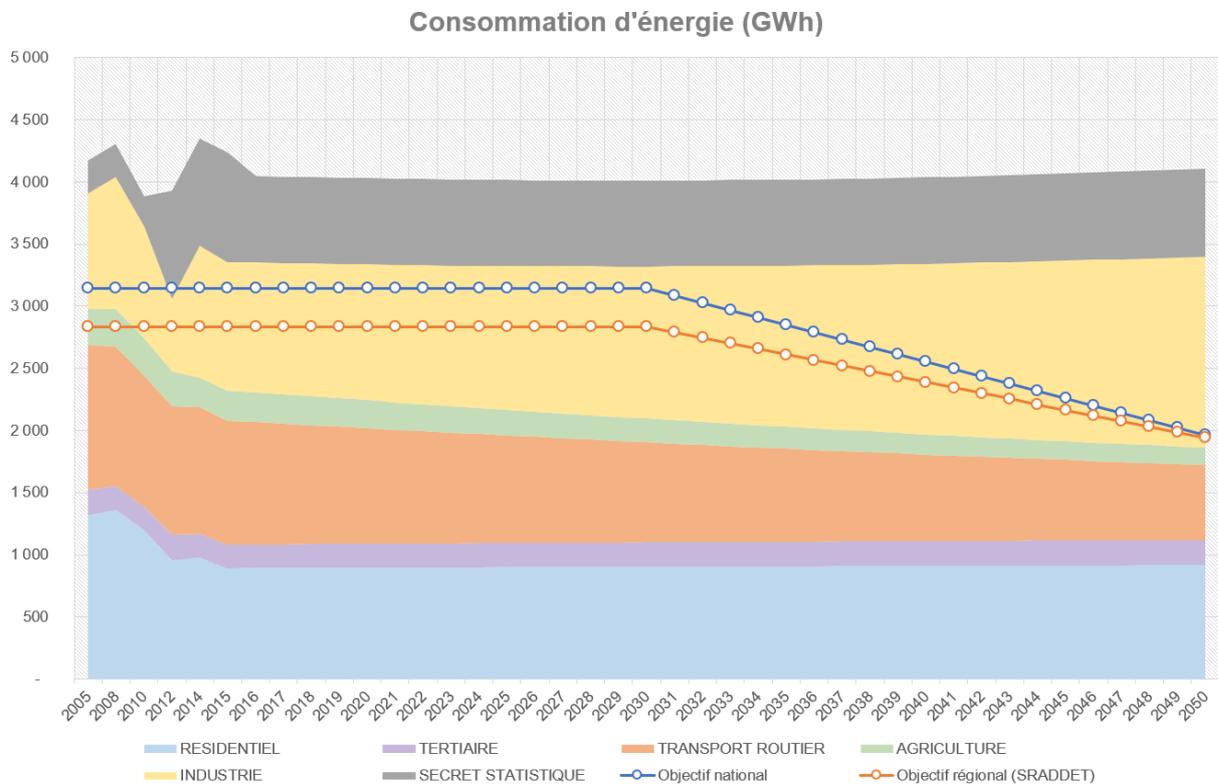


Figure 76 : Estimation de l'évolution tendancielle des consommations d'énergie par secteur entre 2005 et 2050 (basée sur les données de l'ORECAN)

PROFIL ENERGIE		
Atouts	Faiblesses	Scénario au fil de l'eau
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Région Normandie engagée comme "Territoire 100% Énergies Renouvelables" ▪ Potentiel de diversification des ressources EnR sur le territoire ▪ Territoire à potentiel éolien important ▪ Présence de bocage localement, ressource exploitable pour l'énergie bois ▪ Développement de la méthanisation agricole en cours 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Urbanisation diffuse, faible densité du territoire ▪ Fonctionnement à deux vitesses (période estivale et reste de l'année) ▪ Axe routier de niveau régional, nationale voire internationale à fort trafic ▪ Impact paysager possible de certaines solutions de production EnR, éoliens et photovoltaïques notamment. ▪ Remise en question de l'énergie hydraulique, principale source de production EnR actuelle ▪ Périmètre UNESCO à considérer 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Intégration d'une note spécifique sur l'Énergie dans le SCOT ▪ Plan Global de Déplacement en déploiement sur certaines communautés de commune ▪ Mesures en place (kit éco-mobilité, développement de bus express et transport à la demande, développement de l'éco-tourisme ▪ Programme de rénovation pour lutter contre la précarité énergétique ▪ Accompagnement dans des projets de créations de réseau de chaleur
Les enjeux liés au Plan Climat Air Énergie		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Intégrer des solutions de production d'énergie renouvelable en limitant l'impact sur le paysage ▪ Réduire les déplacements en voiture ▪ Compenser la perte de la production EnR hydraulique amenée à être fortement réduite à court terme ▪ Enjeu de la rénovation (80% de maisons individuelles sur le territoire dont 60% avant la première réglementation thermique) 		

5. Profil Air

5.1 Méthodologie générale

L'inventaire des émissions de polluants atmosphériques (NOx, PM10, PM2,5, SO₂, COVNM et NH₃) est issu de calculs réalisés par ATMO Normandie à partir des données d'activité du territoire. L'élaboration des inventaires des émissions atmosphériques s'appuient sur le guide méthodologique du Pôle National de Coordination des Inventaires Territoriaux. **La base de données d'ATMO caractérise le volume d'émission de polluants pour une année.** À partir de ces données, il est possible de caractériser les territoires et les secteurs les plus polluants. L'inventaire des activités émettrices de polluants traité à partir de la base de données des activités selon le format "SECTEN" (SECTeurs économiques et ENergie) et les facteurs d'émissions du CITEPA (Centre Interprofessionnel Technique d'Études de la Pollution Atmosphérique) permettent d'obtenir une évaluation des émissions des polluants à une maille territoriale.

Ces polluants et leurs conséquences sur la santé sont détaillés ci-après :

- **Les NOx**, et notamment le dioxyde d'azote (NO₂) sont principalement issus des **transports, puis des installations de combustion**. Ils peuvent provoquer une irritation des voies respiratoires et altérer les fonctions pulmonaires. Ils interviennent dans le processus de formation de l'ozone dans la basse atmosphère et contribuent au phénomène des pluies acides.
- **Les particules en suspension de diamètre inférieur à 10µm (PM10) et à 2.5µm (PM2.5)** sont des substances organiques ou minérales. Elles peuvent être d'origine naturelle, c'est le cas des pollens, mais elles sont aussi causées par les activités humaines, notamment les **transports routiers, les industries, mais aussi le chauffage et le brûlage des déchets verts**. Les particules fines parviennent jusqu'aux bronches, et peuvent y transporter des allergènes et des molécules cancérogènes. Cela est plus particulièrement problématique pour les jeunes enfants. Les particules les plus fines peuvent passer à travers la membrane pulmonaire dans le sang, et avoir un impact sur le système cardio-vasculaire et l'ensemble des organes. Les particules fines ont été reconnues comme cancérogènes par l'OMS.
- **Le dioxyde de soufre (SO₂)** provient des **combustibles fossiles** tels que le fioul et le charbon, qui sont de moins en moins utilisées dans les pays développés. Sur le territoire, l'industrie est le principal émetteur de SO₂. En présence d'humidité, il forme de l'acide sulfurique, y compris dans les fosses nasales ; il a sa part de responsabilité dans les nez qui coulent... Il accroît les gênes respiratoires, abaisse aussi le seuil de déclenchement des crises d'asthme chez les personnes sensibles. Il contribue au phénomène des pluies acides, dégrade la pierre et certains matériaux.
- **La famille des composés organiques volatils non méthaniques (COVNM)** regroupe des composés nombreux et variés. Ces hydrocarbures proviennent d'industries ou de la **combustion incomplète des combustibles**, mais aussi de solvants émis par les peintures et des produits nettoyants. Certains interviennent dans le processus de formation d'ozone dans la basse atmosphère. Certains sont directement irritants pour les muqueuses. Le benzène, et le formaldéhyde sont eux cancérogènes.
- **L'ammoniac (NH₃)** résulte majoritairement d'**activités agricoles, de la fabrication d'engrais et composts, de l'épandage de lisiers et d'engrais**. L'industrie papetière en utilise aussi de grandes quantités, car il entre dans le processus de fabrication de la pâte à papier.

5.2 Les conséquences d'une mauvaise qualité d'air

- Des effets sur la santé

La pollution atmosphérique a des conséquences significatives sur la santé de la population. En effet, l'exposition des individus à des taux anormalement élevés de polluants dans l'air peut aggraver la morbidité et induire une mortalité prématurée.

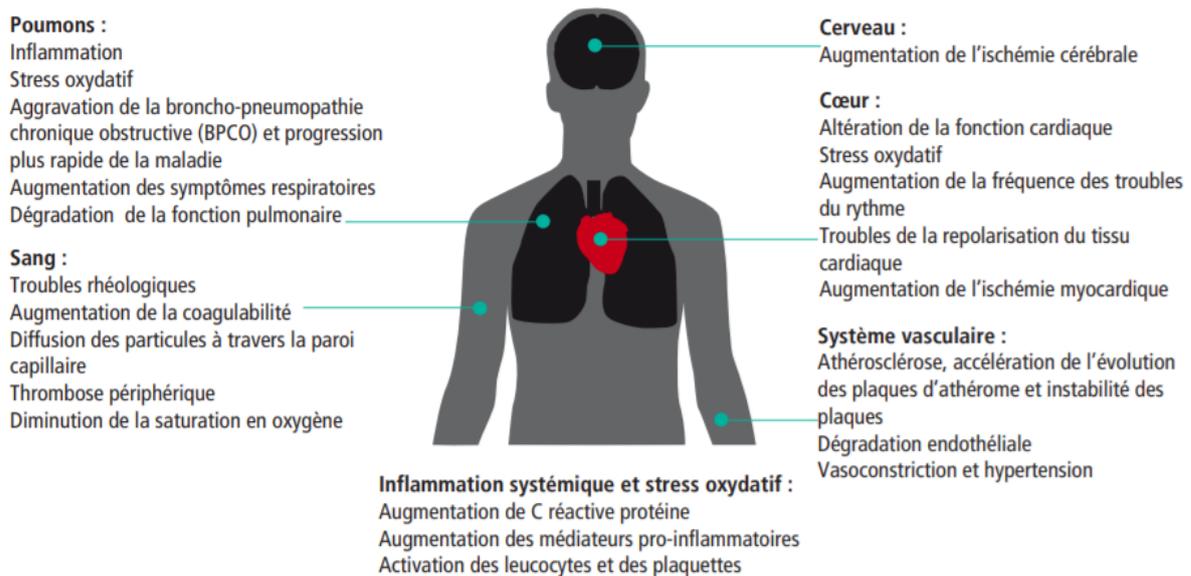


Figure 77: représentation schématique des différents organes impactés par les particules en suspension (source : résumé des résultats du projet Aphekom 2008-2011, septembre 2012)

Les effets de la pollution atmosphérique sur la santé humaine dépendent de plusieurs éléments : la durée d'exposition, la concentration en polluants dans l'air ambiant et l'état de santé de l'individu.

Il faut savoir que même s'ils sont très médiatisés, **les pics de pollution pèsent beaucoup moins sur la santé que l'exposition chronique des individus à des seuils beaucoup plus faibles** (conclusion de l'étude sur la part des pics de pollution dans les effets sur la santé menée par Santé publique France de 2007 à 2010 dans 17 villes françaises).

Généralement, les populations les plus sensibles aux polluants atmosphériques sont les enfants en bas âge, les personnes âgées, et les personnes atteintes d'insuffisances respiratoires ou de maladies cardio-vasculaires.

Aussi, il est important de souligner que la population est plus sensible aux émissions liées aux transports (émission au niveau du sol) qu'à celles du secteur du bâtiment (émises au niveau des cheminées).

Selon une étude de Santé Publique France de 2016, l'impact de la pollution particulaire sur la mortalité a été estimé à 48 000 décès prématurés par an en France.

Quant à son impact sur la réduction de l'espérance de vie, celui-ci a été évalué à :

- 15 mois dans les zones urbaines de plus de 100 000 habitants
- 10 mois en moyenne dans les zones entre 2000 et 100 000 habitants
- 9 mois en moyenne dans les zones rurales



- Des conséquences économiques

Neuf villes françaises (Le Havre, Rouen, Lille, Paris, Strasbourg, Lyon, Bordeaux, Toulouse et Marseille) ont participé au projet européen Aphekom qui a consisté à évaluer pendant 3 ans l'impact sanitaire et économique de la pollution atmosphérique urbaine dans 25 villes européennes.

La qualité de l'air a été estimée à partir de la mesure des niveaux moyens de particules en suspension (PM 2,5 et PM 10) et d'ozone pendant la période 2004-2006. L'étude a évalué l'impact sanitaire de la pollution en termes de mortalité et d'hospitalisations. Elle a également estimé les bénéfices économiques potentiels associés.

Toutes les villes étudiées en France présentaient des valeurs de particules et d'ozone supérieures aux valeurs guides recommandées par l'Organisation mondiale de la santé (OMS). Ainsi, pendant la période 2004-2006, le niveau moyen de particules fines (PM_{2,5}) variait de 14 à 20 µg/m³ selon la ville (valeur guide de l'OMS : 10 µg/m³) et la valeur guide journalière de l'ozone (maximum sur 8 heures : 100 µg/m³) avait été dépassée de 81 à 307 fois pendant ces trois années.

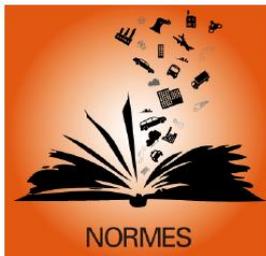
Les bénéfices sanitaires et économiques potentiels associés à une amélioration de la qualité de l'air sont tout à fait substantiels pour ces 9 villes françaises :

- L'espérance de vie à 30 ans pourrait augmenter de 3,6 à 7,5 mois selon la ville, ce qui équivaut à différer près de 3 000 décès par an, si les concentrations moyennes annuelles de PM_{2,5} respectaient la valeur guide de l'OMS (10 µg/m³). Le bénéfice économique associé est estimé à près de 5 milliards € par an
- Près de 360 hospitalisations cardiaques et plus de 630 hospitalisations respiratoires par an dans les neuf villes pourraient être évitées si les concentrations moyennes annuelles de PM₁₀ respectaient la valeur guide de l'OMS (20 µg/m³). Le bénéfice économique associé est estimé à près de 4 millions € par an
- Une soixantaine de décès et une soixantaine d'hospitalisations respiratoires par an dans les neuf villes pourraient être évités si la valeur guide de l'OMS pour le maximum journalier d'ozone (100 µg/m³) était respectée. Le bénéfice économique associé est estimé à près de 6 millions € par an.

5.3 Les différents polluants atmosphériques

5.3.1 Le dioxyde d'azote (NO₂)

Les normes définies par la réglementation européenne et reprises dans la réglementation française sont données en concentration dans l'air et sont les suivantes :

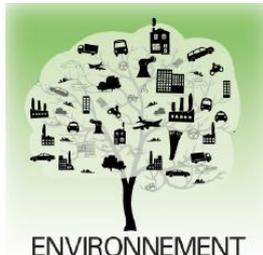


Valeur limite annuelle Objectif de qualité	Protection de la santé	40 µg/m ³ annuelle
Valeur limite horaire	Protection de la santé	200 µg/m ³ horaire, à ne pas dépasser plus de 18 fois par an



Effets sur la santé :

Les études épidémiologiques ont montré que les symptômes bronchitiques chez l'enfant asthmatique augmentent avec une exposition de longue durée au NO₂. On associe également une diminution de la fonction pulmonaire aux concentrations actuellement mesurées dans les villes d'Europe et d'Amérique du Nord. A des concentrations dépassant 200 µg/m³, sur de courtes durées, c'est un gaz toxique entraînant une inflammation importante des voies respiratoires [OMS, 2011].



Effets sur l'environnement :

Le dioxyde d'azote contribue au phénomène des pluies acides, qui appauvrissent les milieux naturels (sols et végétaux). Il participe également à la formation de l'ozone.

L'analyse des données de 2015 relatives aux volumes d'émissions de NO_x ne peuvent être comparé aux valeurs seuils présentées ci-dessus mais montre une baisse des émissions depuis 2008. Ces émissions proviennent principalement des secteurs utilisant de l'énergie fossile sous forme de carburant (diesel, fioul lourd, gazole, etc.) soit l'agriculture et les transports (cf. Figure 78 et Figure 79). La CA Mont Saint Michel Normandie est particulièrement concernée du fait de l'importance de ces activités par rapport aux territoires voisins.

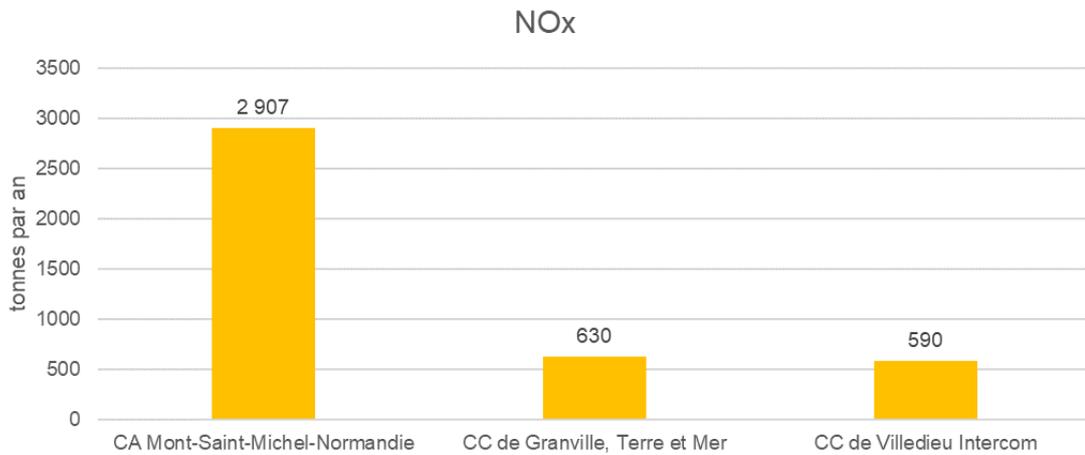
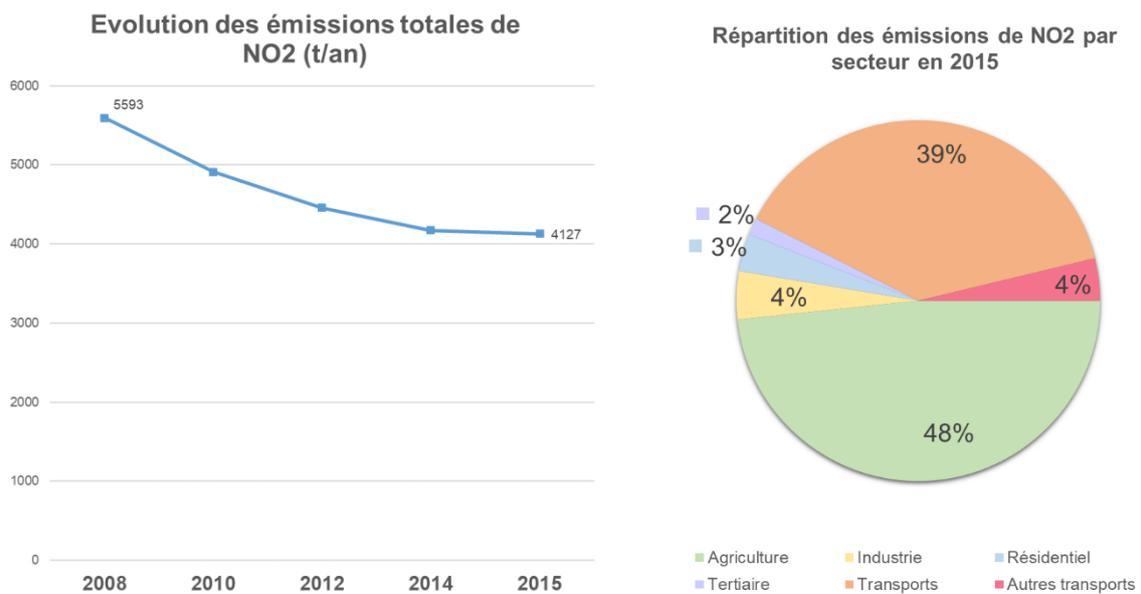


Figure 78: comparaison du volume d'émission de NOx émis par pôle de territoire en 2015 (source : ORECAN)



Répartition par secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Autres Transports
NO2 (t/an)	1994	178	138	62	1597	156
NO2 (%)	48%	4%	3%	2%	39%	4%

Figure 79 : évolution et répartition des émissions de NO2 par secteur du PETR BSM (source : ORECAN)

Actualisation – Source ORECAN (2021) :

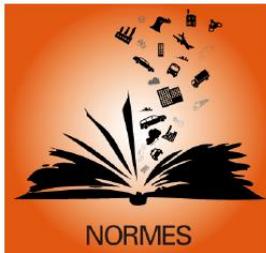


En 2021, le volume de No_x pour la CA Mont-Saint-Michel-Normandie est évalué à 1649 tonnes, pour la CC Granville-Terre et Mer, il est évalué à 307 tonnes et pour la CC Villedieu Intercom, il est évalué à 309 tonnes. Le volume de No_x total sur ces trois EPCI est donc de 2265 tonnes en 2021.

5.3.2 Les particules PM10 et PM2.5

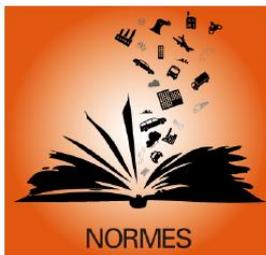
Les normes définies par la réglementation européenne et reprises dans la réglementation française sont données en concentration dans l'air et sont les suivantes :

Particules PM10



Valeur limite annuelle	Protection de la santé	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ annuelle
Valeur limite journalière	Protection de la santé	50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ horaire, à ne pas dépasser plus de 35 fois par an
Objectif de qualité	Protection de la santé	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ annuelle

Particules PM2.5



Valeur limite annuelle	Protection de la santé	27 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ annuelle
Valeur cible	Protection de la santé	20 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ annuelle
Objectif de qualité	Protection de la santé	10 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ annuelle

L'analyse des données de 2015 (cf. Figure 80, Figure 81 et Figure 82Figure 78) relatives aux volumes d'émissions de particules fines ne peuvent être comparé aux valeurs seuils présentées ci-dessus mais montre une baisse des émissions jusqu'en 2014 suivi d'une augmentation en 2015. Ces émissions proviennent principalement de l'agriculture (par le travail du sol, la récolte, l'usure des freins, etc.), du secteur résidentiel (combustion de bois) et des transports routiers (combustion du carburant). La CA Mont Saint Michel Normandie est particulièrement concernée du fait de l'importance de ces activités par rapport aux territoires voisins.

Particules fines

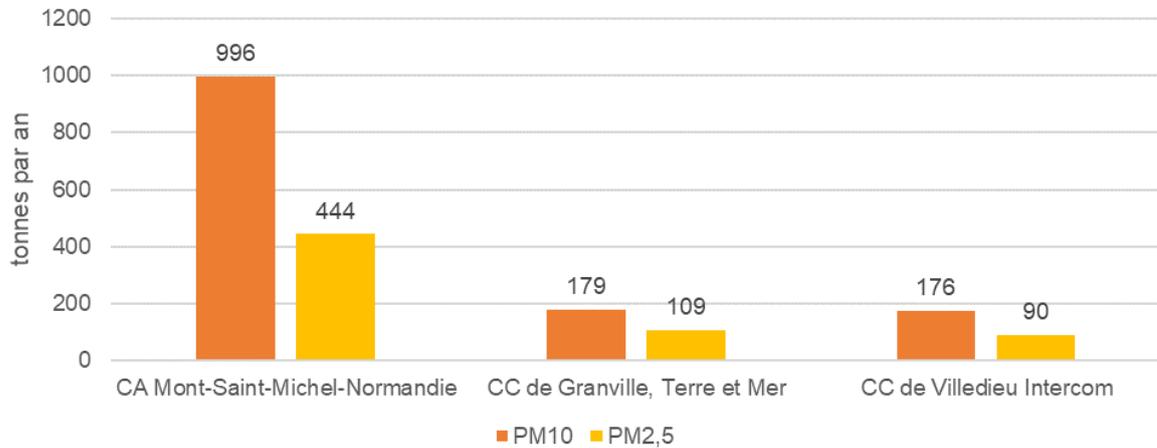
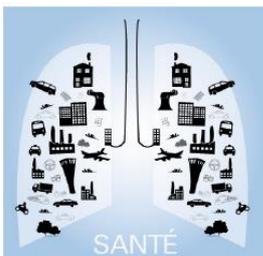


Figure 80: comparaison des volumes d'émission de particules fines en 2015 (source : ORECAN)



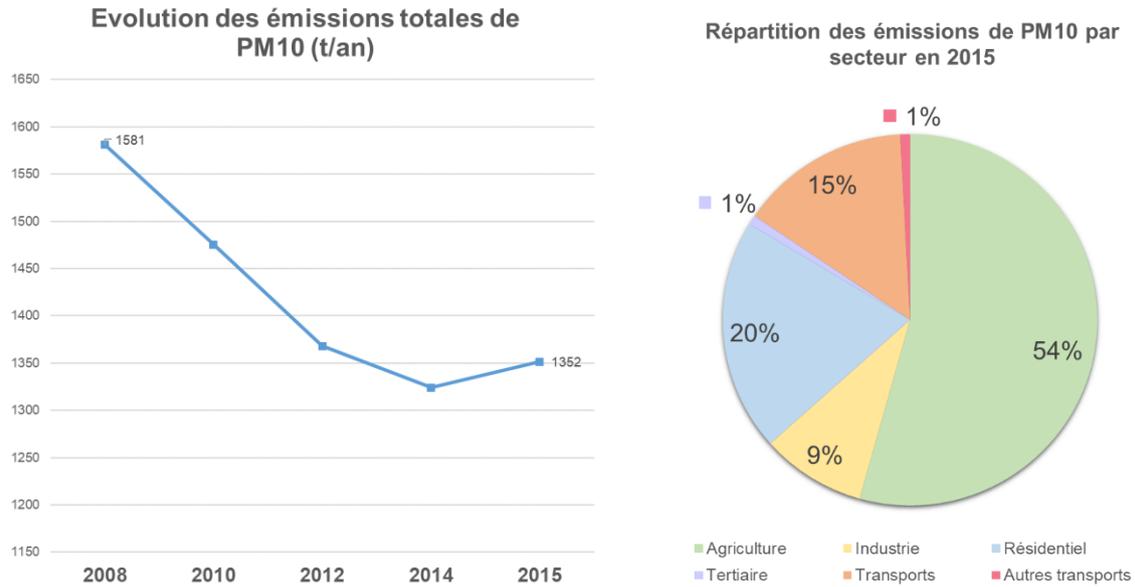
Effets sur la santé :

Aux concentrations auxquelles sont exposées la plupart des populations urbaines et rurales des pays développés et en développement, les particules ont des effets nuisibles sur la santé. L'exposition chronique augmente le risque de contracter des maladies cardiovasculaires et respiratoires, ainsi que des cancers pulmonaires [OMS, 2011]. Les particules fines peuvent véhiculer des substances toxiques capables de passer la barrière air/sang au niveau des alvéoles pulmonaires [ORS, 2007].



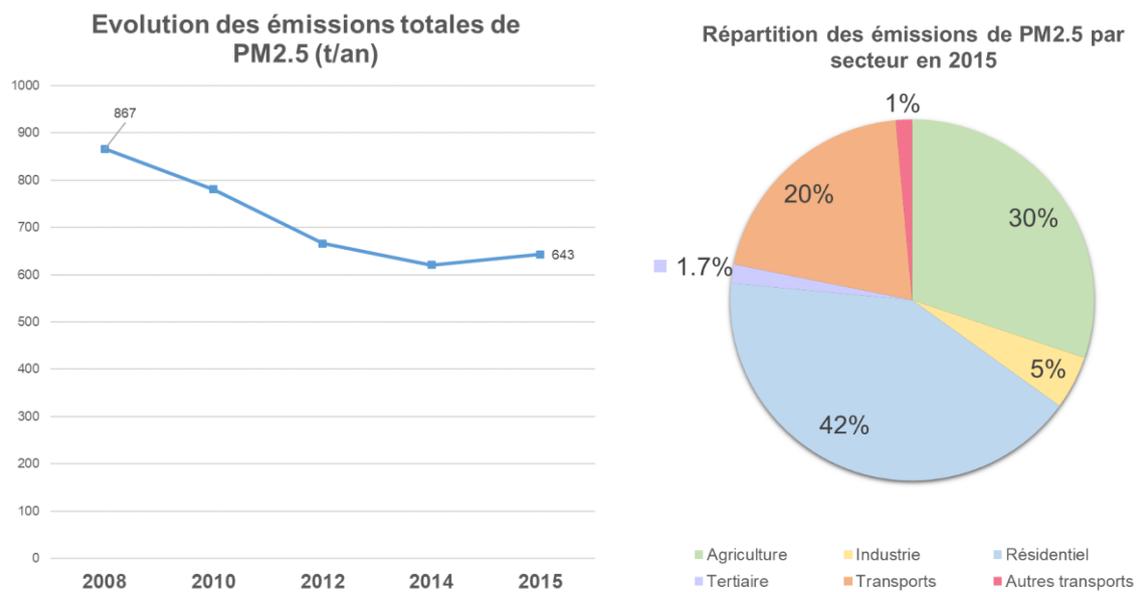
Effets sur l'environnement :

Les particules dégradent l'état des bâtiments et ont un impact direct sur le climat par absorption/diffusion du rayonnement solaire. Il a également un effet indirect sur la formation des nuages.



Répartition par secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Autres Transports
PM10 (t/an)	734	122	273	11	199	11
PM10 (%)	54%	9%	20%	1%	15%	1%

Figure 81: évolution et répartition des émissions de PM10 par secteur du PETR BSM en 2015 (source : ORECAN)



Répartition par secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Autres Transports
PM2.5 (t/an)	194	31	267	11	131	9
PM2.5 (%)	30%	5%	41%	2%	20%	1%

Figure 82: évolution et répartition des émissions de PM2.5 par secteur du PETR BMSM en 2015
(source : ORECAN)

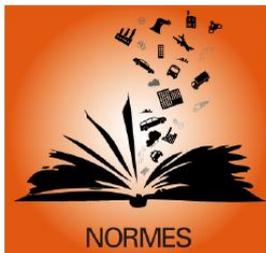
Actualisation – Source ORECAN (2021) :

En 2021, le volume de PM2.5 pour la CA Mont-Saint-Michel-Normandie est évalué à 412 tonnes, pour la CC Granville-Terre et Mer, il est évalué à 100 tonnes et pour la CC Villedieu Intercom, il est évalué à 74 tonnes. Le volume de PM2.5 total sur ces trois EPCI est donc de 586 tonnes en 2021.

En 2021, le volume de PM10 pour la CA Mont-Saint-Michel-Normandie est évalué à 141 tonnes, pour la CC Granville-Terre et Mer, il est évalué à 179 tonnes et pour la CC Villedieu Intercom, il est évalué à 866 tonnes. Le volume de PM10 total sur ces trois EPCI est donc de 1186 tonnes en 2021.

5.3.3 Le dioxyde de soufre (SO₂)

Les normes définies par la réglementation européenne et reprises dans la réglementation française sont données en concentration dans l'air et sont les suivantes :



Valeur limite horaire	Protection de la santé	350 µg/m ³ moyenne horaire, à ne pas dépasser plus de 24 fois par an
Valeur limite journalière	Protection de la santé	125 µg/m ³ horaire, à ne pas dépasser plus de 3 jours par an
Objectif de qualité	Protection de la santé	50 µg/m ³ annuelle

L'analyse des données de 2015 (cf. Figure 83 et Figure 84Figure 78) relatives aux volumes d'émissions de dioxyde souffre ne peuvent être comparé aux valeurs seuils présentées ci-dessus mais montre une baisse des émissions jusqu'en 2012 suivi d'une stagnation jusqu'en 2015. Ces émissions proviennent principalement de l'utilisation de combustibles fossiles soufrés (charbon, lignite, fioul lourd, fioul domestiques, gazole, etc.) que l'on retrouve dans les bâtiments (résidentiel et tertiaire), l'industrie et les transports. La CA Mont Saint Michel est particulièrement concernée sur le territoire par ces émissions de SO₂, avec trois fois plus d'émissions en 2015 que ses territoires voisins.

SO2

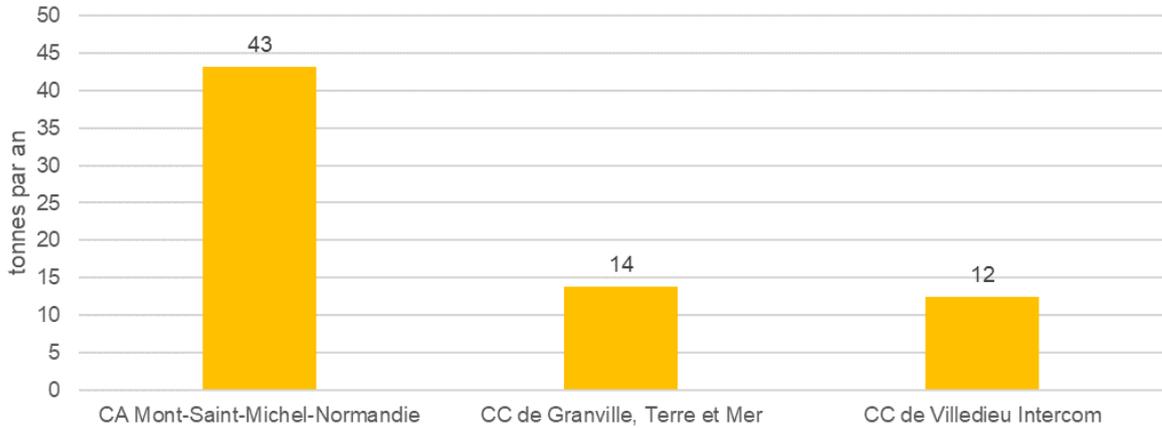
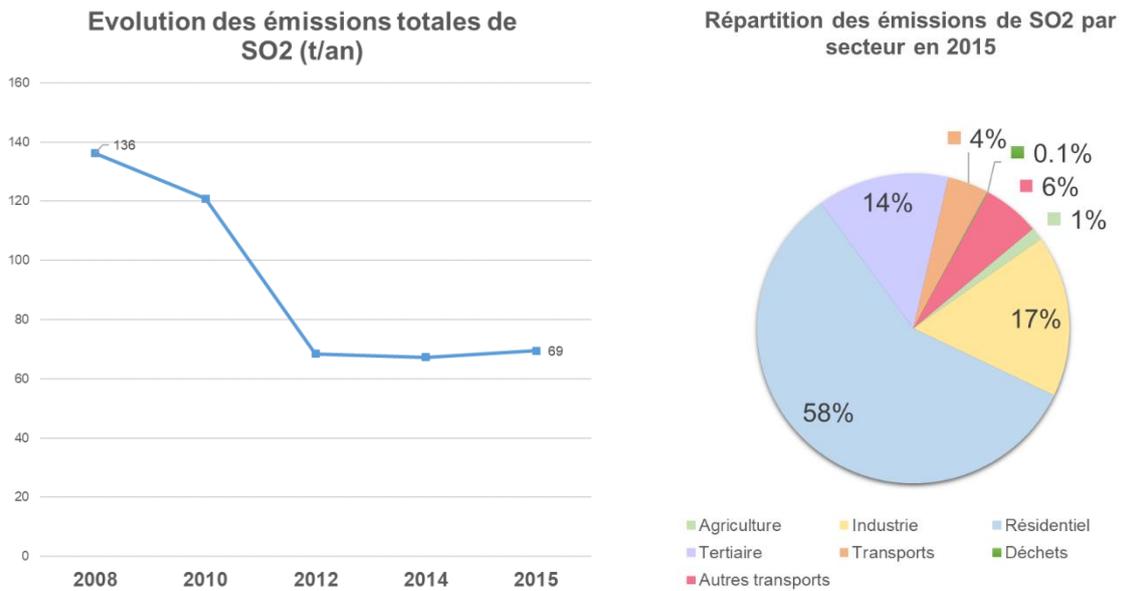


Figure 83: comparaison des émissions de SO2 par pôle de territoire en 2015 (source : ORECAN)



Répartition par secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Déchets	Autres Transports
SO2 (t/an)	1	12	40	9	3	0.1	4
SO2 (%)	1%	17%	58%	14%	4%	0.1%	6%

Figure 84: évolution et répartition des émissions de SO2 par secteur du PETR BMSM en 2015 (source : ORECAN)

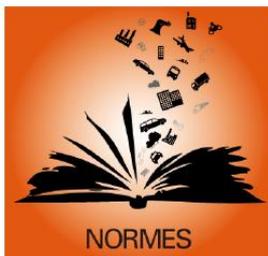
Actualisation – Source ORECAN (2021) :

En 2021, le volume de SO₂ pour la CA Mont-Saint-Michel-Normandie est évalué à 60 tonnes, pour la CC Granville-Terre et Mer, il est évalué à 11 tonnes et pour la CC Villedieu Intercom, il est évalué à 12 tonnes. Le volume de SO₂ total sur ces trois EPCI est donc de 83 tonnes en 2021.

5.3.4 Les composés organiques volatils non méthaniques (COVNM)

Les normes définies par la réglementation européenne et reprises dans la réglementation française sont données en concentration dans l'air et sont les suivantes :

Benzène



Valeur limite annuelle	Protection de la santé	5 µg/m ³ annuelle
Objectif de qualité	Protection de la santé	2 µg/m ³ annuelle

L'analyse des données de 2015 (cf. Figure 85 et Figure 86 Figure 78) relatives aux volumes d'émissions de composés volatils ne peuvent être comparé aux valeurs seuils présentées ci-dessus mais montre une baisse des émissions jusqu'en 2012 suivi d'une augmentation jusqu'en 2015. Ces émissions proviennent principalement de nombreux procédés essentiellement en qualité de solvant, dégraissant, conservateur, agents de synthèse que l'on retrouve dans l'industrie et dans l'agriculture. La CA Mont Saint Michel est particulièrement concernée sur le territoire par ces émissions de COVNM, avec cinq fois plus d'émissions en 2015 que ses territoires voisins.

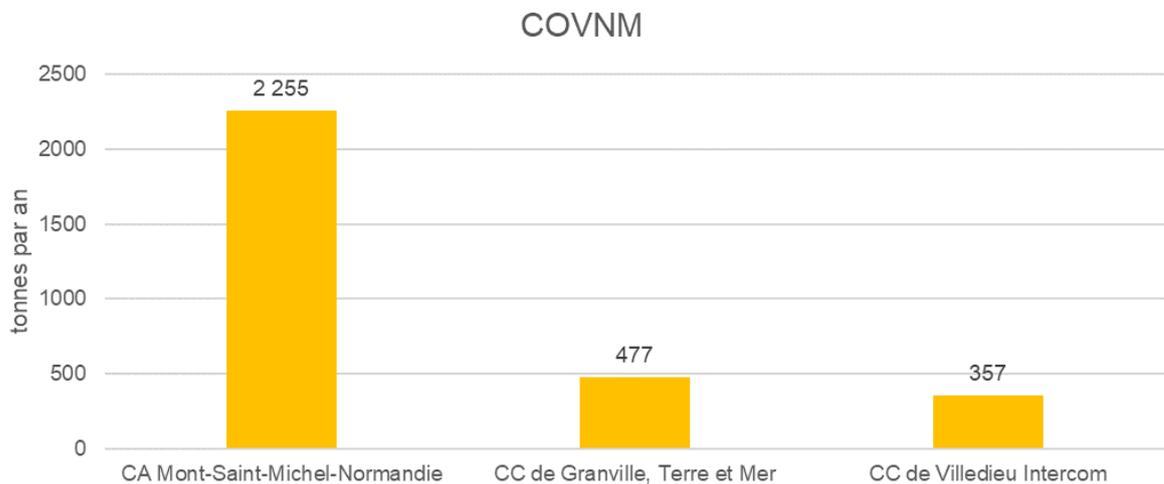
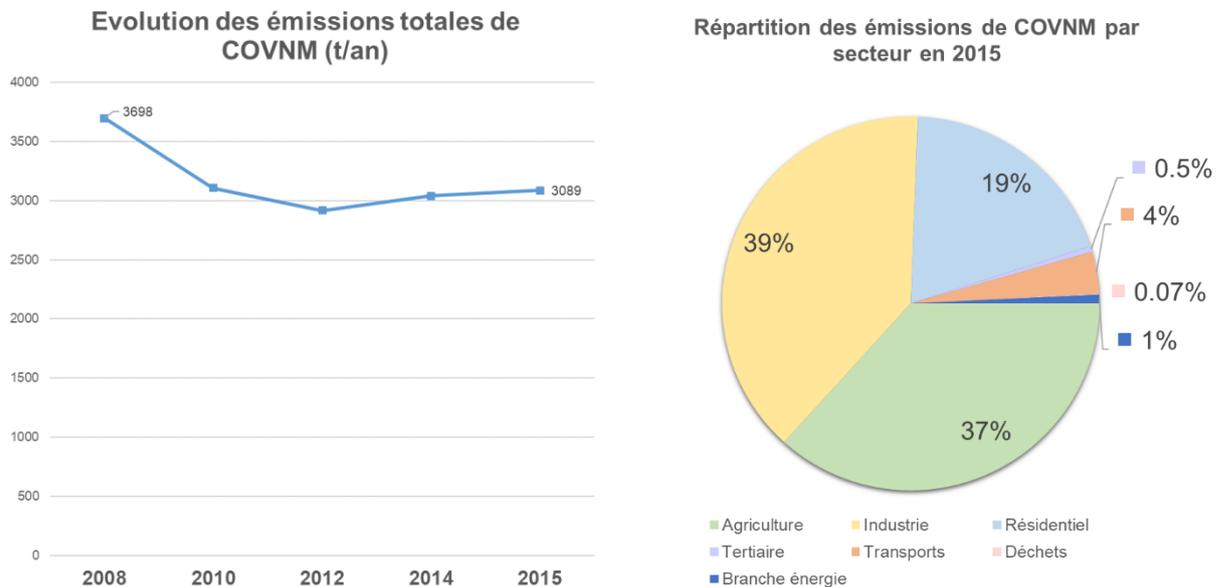


Figure 85: comparaison des volumes d'émission de COVNM par pôle de territoire en 2015 (source : ORECAN)



Répartition par secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports	Déchets	Branche Énergie
COVNM (t/an)	3355	858	382	9	81	2	17
COVNM (%)	71%	18%	8%	0%	2%	0%	0%

Figure 86: évolution et répartition par secteur des émissions de COVNM du PETR BMSM en 2015 (source : ORECAN)

Actualisation – Source ORECAN (2021) :

En 2021, le volume de COVNM pour la CA Mont-Saint-Michel-Normandie est évalué à 2162 tonnes, pour la CC Granville-Terre et Mer, il est évalué à 453 tonnes et pour la CC Villedieu Intercom, il est évalué à 341 tonnes. Le volume de COVNM total sur ces trois EPCI est donc de 2956 tonnes en 2021.

5.3.1 L'ammoniac (NH3)

L'analyse des données de 2015 (cf. Figure 87 et Figure 88Figure 78) relatives aux volumes d'émissions de composés volatiles ne peuvent être comparé aux valeurs seuils présentées ci-dessus mais montre une augmentation des émissions jusqu'en 2015. Ces émissions proviennent principalement essentiellement de la fertilisation d'une part et de l'alimentation animale d'autre part que l'on retrouve dans l'agriculture. La CA Mont Saint Michel est particulièrement concernée sur le territoire par ces émissions de NH3, avec huit fois plus d'émissions en 2015 que ses territoires voisins.

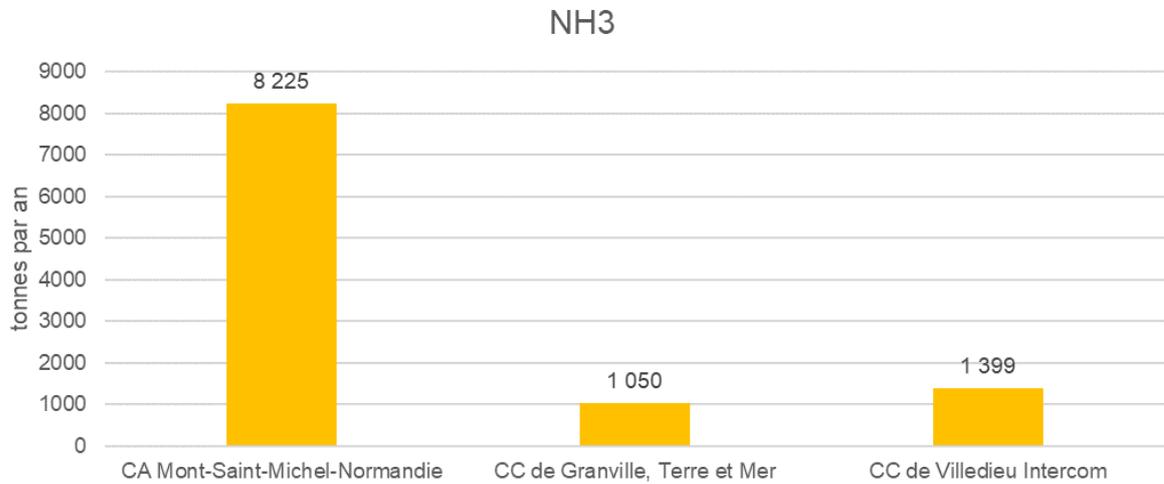
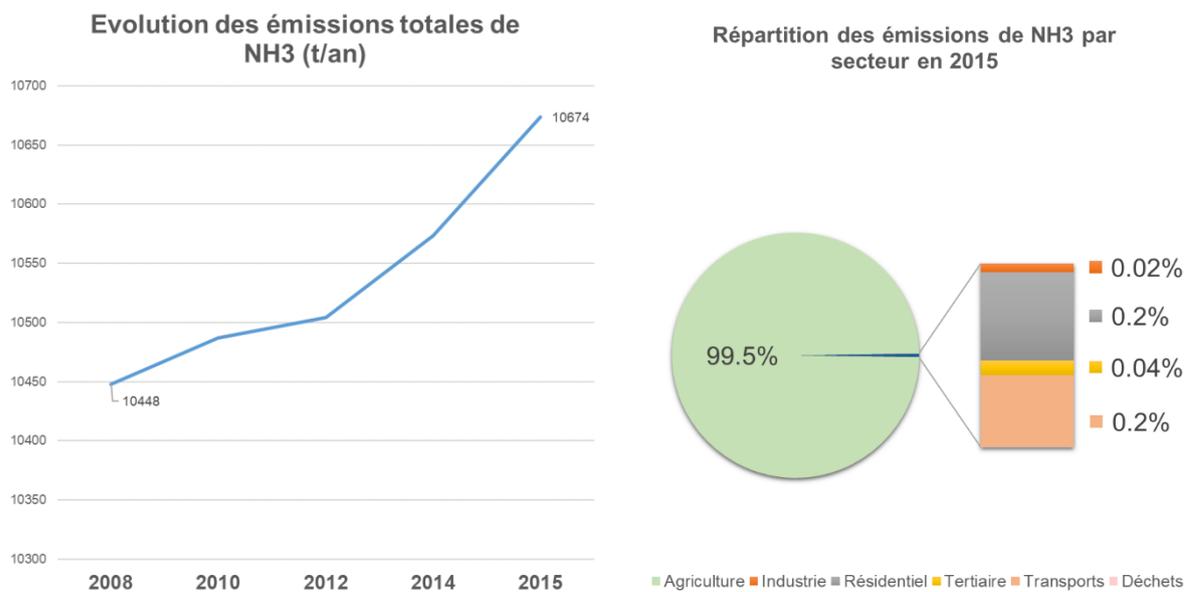


Figure 87: comparaison des émissions de NH3 par pôle de territoire en 2015 (source : ORECAN)



Répartition par secteur	Agriculture	Industrie	Résidentiel	Tertiaire	Transports
NH3 (t/an)	10625	2	23	4	19
NH3 (%)	99.5%	0.02%	0.2%	0.04%	0.2%

Figure 88: évolution et répartition par secteur des émissions de NH3 du PETR BSM en 2015 (source : ORECAN)

Actualisation – Source ORECAN (2021) :

En 2021, le volume de NH₃ pour la CA Mont-Saint-Michel-Normandie est évalué à 8397 tonnes, pour la CC Granville-Terre et Mer, il est évalué à 1014 tonnes et pour la CC Villedieu Intercom, il est évalué à 1418 tonnes. Le volume de NH₃ total sur ces trois EPCI est donc de 10829 tonnes en 2021.

5.4 Synthèse

PROFIL AIR		
<i>Atouts</i>	<i>Faiblesses</i>	<i>Scénario au fil de l'eau</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Considération politique du Schéma de Cohérence Territoriale du Pays de la Baie Du Mont-Saint-Michel en matière de limitation des polluants atmosphériques (maîtrise de la demande en énergie, recours aux énergies renouvelables, incitation au développement des modes de déplacement alternatifs à la voiture, création de nouvelles zones urbanisées dans les secteurs desservis par les transports collectifs, etc.) ▪ Application des préconisations du Plan Régional de la Qualité de l'Air et du Plan Régional Santé Environnement 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Population croissante ▪ Flux touristique important ▪ Aucune mesure envisagée en matière de limitation de polluants atmosphériques 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Amélioration en conséquence des actions de réduction de la consommation d'énergie et développement des EnR
Les enjeux liés au Plan Climat Air Énergie		
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ozone et concentration de poussière en suspension 		

6. Réseaux

Les réseaux sont les équipements qui permettent d'acheminer l'énergie, qu'il s'agisse de gaz, d'électricité ou l'énergie calorifique (chaleur et froid), des centres de production et/ou de stockage vers les points de consommation et/ou de stockage. Ces réseaux constituent donc un maillon essentiel dans le paysage énergétique du territoire. Le changement climatique a un impact sur la vulnérabilité des réseaux (dilatation du réseau, pertes en lignes, risque d'incendies, difficulté à refroidir les centrales, ...) ce qui augmenterait la fréquence et les durées de coupure d'électricité.

6.1 Réseau de distribution d'électricité

6.1.1 Présentation générale

Les réseaux électriques (transport et distribution) ont pour rôle d'acheminer l'électricité des sites de production vers les lieux de consommation, avec des étapes de baisse du niveau de tension dans des postes de transformation (cf. Figure 89).

La tension à la sortie des grandes centrales est portée à 400 kV pour limiter les pertes d'énergie sous forme de chaleur dans les câbles des lignes électriques de transport.

Puis, la tension est progressivement réduite au plus près de la consommation, pour arriver aux différents niveaux de tension auxquels sont raccordés les consommateurs (400 kV, 225 kV, 90 kV, 63 kV, 20 kV...) suivant leurs besoins en puissance.

Pour mémoire, la part électrique dans la consommation d'énergie totale du PETR BSM s'élève à 13% (hors données soumises au secret statistique) contre 22,9% pour la France en 2014.

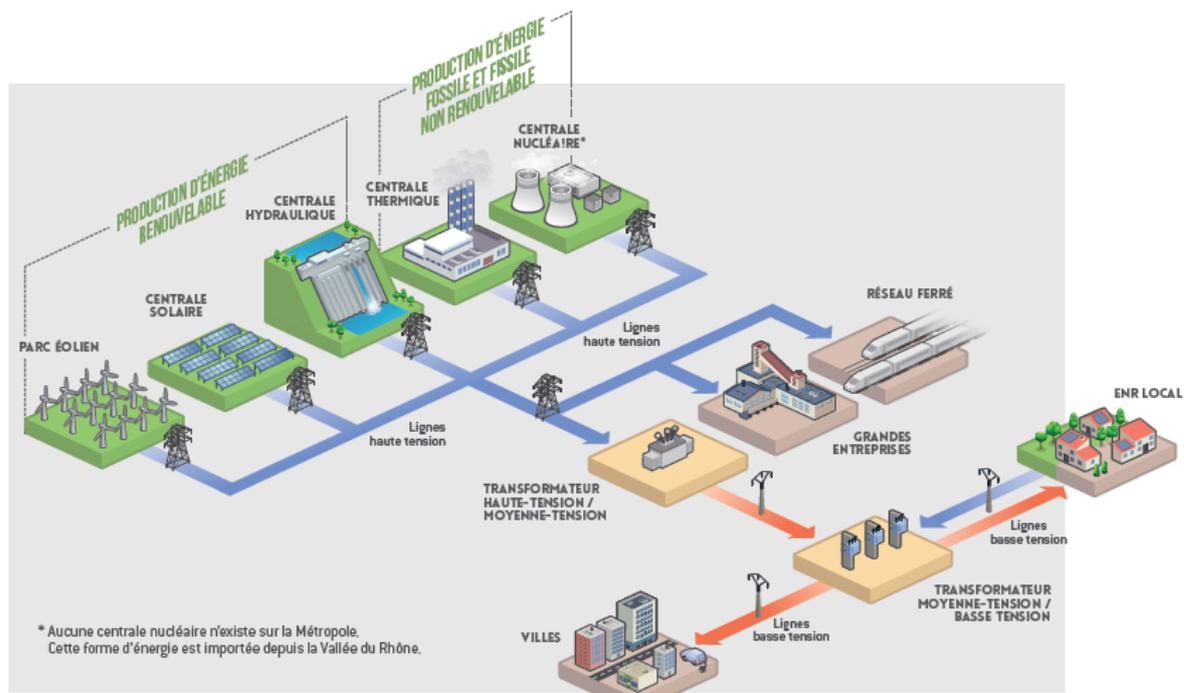


Figure 89 La production, le transport et la distribution d'électricité - Source : Diagnostic énergie métropolitain, AUPA AGAM

À l'échelle nationale, la production électrique issue à 71,6% de la filière nucléaire, est de 529,4 TWh (production 2017) (cf. Figure 90). La loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit de réduire cette part à 50% d'ici à 2025 et d'augmenter en parallèle la part des énergies renouvelables électrique dans le mix français à 40% en 2030. Cette transition passe par une réduction indispensable de la consommation du territoire. Au niveau national, le gestionnaire de réseau RTE (Réseau Transport Électrique) fait état d'une part des énergies renouvelables dans la production d'électricité en baisse entre 2016 et 2017 (18,4% en 2017 contre 19,7% en 2016).

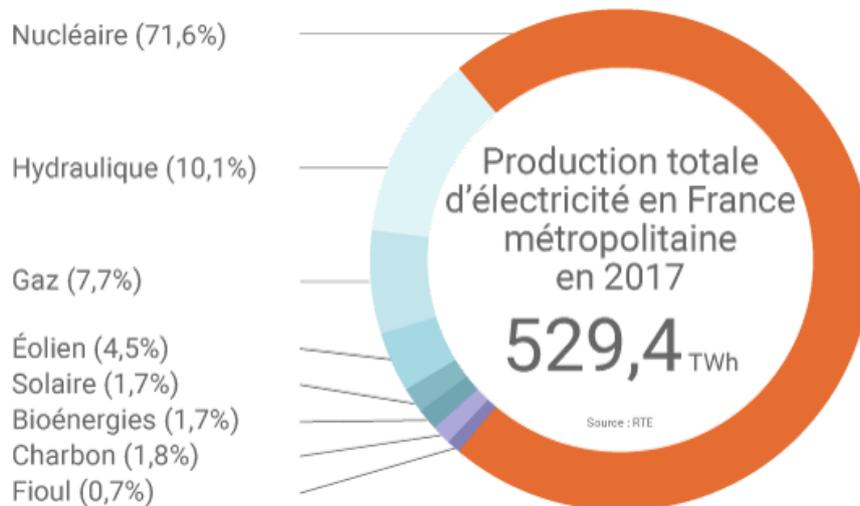


Figure 90: répartition de la production électrique française en 2017 (source : connaissance des énergies, RTE)

6.1.2 Le réseau public de transport d'électricité

Situé en amont des réseaux de distribution, il représente environ 78 000 kms de lignes électriques, au niveau national. Ce réseau est géré par RTE et se compose de deux sous-ensembles :

- **Le réseau de grand transport et d'interconnexion** : 400 kV (en rouge sur la carte). Il est destiné à transporter des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale pour l'interconnexion des grands centres de production, disséminés en France et dans les autres pays européens. Son niveau de tension est de 400 kV, soit le niveau de tension le plus élevé en France. Au niveau territorial, cette partie du réseau est gérée par EDF et traverse le territoire du nord au sud. Le réseau s'étend entre la commune de Taute (hors PETR BSM) au nord du département vers la Bretagne et le Pays de la Loire.
- **Les réseaux de répartition régionale ou locale** : 63 kV à 225 kV (en orange sur la carte). Ils sont destinés à répartir l'énergie en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225 kV) et en haute tension (90 kV et 63 kV). Cette partie du réseau est gérée par RTE (Réseau de Transport d'Électricité). Ces réseaux desservent le territoire via des points de distribution (Yquelon, Avranches, Boucey, Vezins, Lairon, Le Guislain, Villedieu, Mortain, Ger) avant de raccorder le réseau de distribution à plus faible tension (<63kV).



Figure 91: carte du réseau de transport d'électricité en Basse Normandie (source : RTE)

6.1.3 Le réseau de distribution

Les réseaux de distribution sont destinés à acheminer l'électricité à l'échelle locale jusqu'au compteur du consommateur, c'est-à-dire aux utilisateurs en moyenne tension (PME et PMI) et en basse tension (clients du tertiaire, de la petite industrie et les clients domestiques).

En fonction de la puissance des compteurs, le raccordement du réseau auprès des consommateurs s'effectue soit par ENEDIS (les puissances proposées aux particuliers sont de 3, 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA et dépendent du profil de consommation de chaque ménage, les puissances proposées aux clients professionnels tertiaires et petites industries sont de 42 à 240 kVA), soit par RTE (pour les grandes industries ou le réseau ferroviaire par exemple, avec des puissances supérieures à 250 kVA).

6.1.3.1 La gestion des réseaux électriques : injection et soutirage, stockage et équilibrage

Le raccordement consiste à connecter une installation de production ou de consommation d'énergie au réseau public d'électricité. Il est un préalable à l'accès au réseau, dont la transparence et l'aspect non-discriminatoire sont garantis par la Commission de régulation de l'énergie.

Les installations de production d'énergie renouvelable (hydraulique, éolien, solaire, biomasse...) doivent être raccordées à un réseau électrique pour que l'électricité qu'elles produisent puisse être vendue, sur les marchés ou de façon contractuelle, notamment dans le cadre de mécanismes d'obligation d'achat ou d'appels d'offres, et pour que cette énergie puisse être utilisée par des consommateurs raccordés au réseau.

La bonne gestion des réseaux d'énergie est une problématique large qui implique de maîtriser :

- ✓ Ce qui est injecté sur le réseau : lorsque de l'énergie est produite, où est-elle injectée ? Selon quelle courbe de charge (quelle puissance à chaque instant) ? Avec quelle régularité ? Quelle prévisibilité ? etc.
- ✓ Ce qui est soutiré du réseau : où l'énergie est-elle consommée ? Selon quelle courbe de charge (quelle puissance à chaque instant) ? Avec quelle régularité ? Quelle prévisibilité ? etc.
- ✓ Ce qui circule sur le réseau : existe-t-il un équilibre entre la production et la consommation à chaque instant ? L'énergie en surplus peut-elle être stockée, où et comment ? La puissance appelée peut-elle être différée ou limitée (effacement...) ?

La connaissance et l'anticipation de ces éléments permettent de dimensionner les réseaux (section et type de fil, organes de coupure et de sécurité, maillage, etc.). Leur maîtrise à chaque instant est une condition pour la bonne gestion des réseaux et, de fait pour la qualité de l'énergie distribuée.

Dans le cas de l'électricité, l'équation est plus complexe que pour le gaz car l'électricité ne se stocke pas. Certains moyens de stockage existent mais ne peuvent être appliqués partout (comme dans le cas de l'hydroélectricité produite par les barrages) ou se développent avec des technologies émergentes (Hydrogène, batteries, power-to-gas...).

La qualité du réseau électrique est mesurée, entre autres, par un indicateur de continuité d'alimentation qui mesure (en %) le nombre de clients qui sont en écart par rapport aux seuils réglementaires suivants (sur une année) :

- Plus de 6 coupures longues (supérieures à 3 minutes) ou
- Plus de 35 coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) ou
- 13 heures de durée cumulée de coupures longues

Cet indicateur est calculé à la maille départementale. **Au niveau de la Manche, cet indicateur est de 1,10% en 2017. Cette valeur peut être considérée comme correcte car elle est inférieure à la moyenne nationale (1,86%) et légèrement supérieure à la moyenne normande (1,09%). Il y a donc peu de coupure et l'équilibre du réseau n'est donc pas une problématique dans les conditions actuelles de gestion du réseau départemental.**

6.1.3.2 Les problématiques d'injection et de soutirage sur le réseau

i. L'injection

Hormis des cas spécifiques d'autoconsommation (voir ci-dessous), la production locale d'énergie électrique (photovoltaïque, éolienne, etc.) est donc injectée sur les réseaux gérés par ENEDIS. Pour le raccordement au réseau électrique, il convient de s'interroger sur les points suivants :

- La capacité du réseau à absorber cette production à l'endroit où elle a lieu. Le dimensionnement du réseau doit permettre d'accueillir la production à tout instant
- L'énergie produite doit être d'une qualité suffisante et, notamment, l'intermittence de la production doit être intégrée dans la gestion du réseau pour assurer son équilibre à tout instant
- Les coûts de raccordement doivent être pris en charge.

Le réseau de transport, géré par RTE, a notamment pour mission d'accueillir les nouveaux moyens de production en assurant dans les meilleurs délais le développement du réseau amont qui serait nécessaire. De même, ENEDIS doit assurer l'accès au réseau pour tous les producteurs dûment autorisés.

ii. Le soutirage

Plusieurs situations d'appel de puissance importante devront faire l'objet d'une vigilance particulière afin d'éviter une surcharge des réseaux aboutissant à limiter les capacités de développement urbain :

- La question de l'installation des data center sur le territoire constitue une forte contrainte pour le réseau électrique qui reste encore insuffisamment identifiée par les collectivités. L'installation d'un data center en centre-ville par exemple, au-delà de l'emprise foncière mobilisée, a des implications significatives en termes de puissance appelée, de consommation d'énergie et de production de chaleur. Cela doit être anticipé en termes de renforcement des réseaux de distribution d'électricité et de gestion de la chaleur produite. Ce n'est en aucun cas anodin ou équivalent à l'installation d'une surface équivalente d'une activité tertiaire standard
- Le déploiement de stations de recharge pour véhicules électriques peut également nécessiter une prise en compte des réseaux, en amont des schémas d'implantation, mais n'implique pas nécessairement un renforcement de ces réseaux. L'impact sur les réseaux doit toutefois être analysé dans deux cas. Pour le développement de la recharge rapide qui provoque un fort appel de puissance sur une courte durée. Dans le cas de la création de centres de recharge pour des flottes de bus ou car de transport public électrique.

6.1.3.3 Anticiper la capacité d'électricité injectée sur le réseau

L'intégration des productions renouvelables électriques dans le réseau est planifiée dans le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables de la Région Basse Normandie (S3REnR Basse Normandie). Il indique que les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance supérieure à 100 kVA bénéficient pendant 10 ans d'une réservation des capacités d'accueil prévues. Cette puissance est équivalente à une centrale PV d'environ 400 modules soit 650 m² de panneaux, l'équivalent d'un tiers de l'installation de Granville de l'usine "LU". Leur raccordement se fait alors sur le poste électrique le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres et disposant d'une capacité réservée suffisante pour satisfaire la puissance de raccordement demandée.

Le S3REnR est établi par le gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE), en accord avec le gestionnaire des réseaux de distribution (ENEDIS). Il permet de fixer à l'échelle de la région, des objectifs quantitatifs et qualitatifs d'injection de la production d'énergie renouvelable locale à l'horizon 2020.

L'état technique et financier du schéma pour la Basse Normandie de fin 2016, 20 mois après l'approbation du schéma, indique l'évolution des capacités réservées des postes électriques présents sur le territoire régional. Ces postes sont équipés d'un ou plusieurs transformateurs qui permettent d'acheminer l'énergie électrique soutirée ou d'évacuer l'énergie électrique produite.

Le constat, dressé dans le schéma, indique qu'il y a un accroissement de la production d'énergies renouvelables électriques, comprenant les segments de puissance inférieure à 100 kVA hors énergies renouvelables dont les conditions sont fixées dans le cadre d'appel d'offres (ex : éolien en mer) (cf. Figure 92).

Production (MW)	A la date d'approbation du schéma	Au 31 décembre année 2014	Au 31 décembre année 2015	Au 31 décembre année 2016
En file d'attente	78,3 MW	39,3 MW	80,3 MW	110,8 MW
En service	331 MW	348,7 MW	354,8 MW	414,3 MW

Figure 92: évolution de la production d'énergie renouvelable (source : S3REnR)

Dans le cadre du S3REnR et conformément au décret n°2012-533 du 20 avril 2012 modifié, une capacité de 73,3 MW est utilisée pour une capacité totale réservée de 733 MW sur 10 ans soit seulement 10% de la capacité en 2016 sur le territoire de l'ex-Basse Normandie (cf. Figure 93).

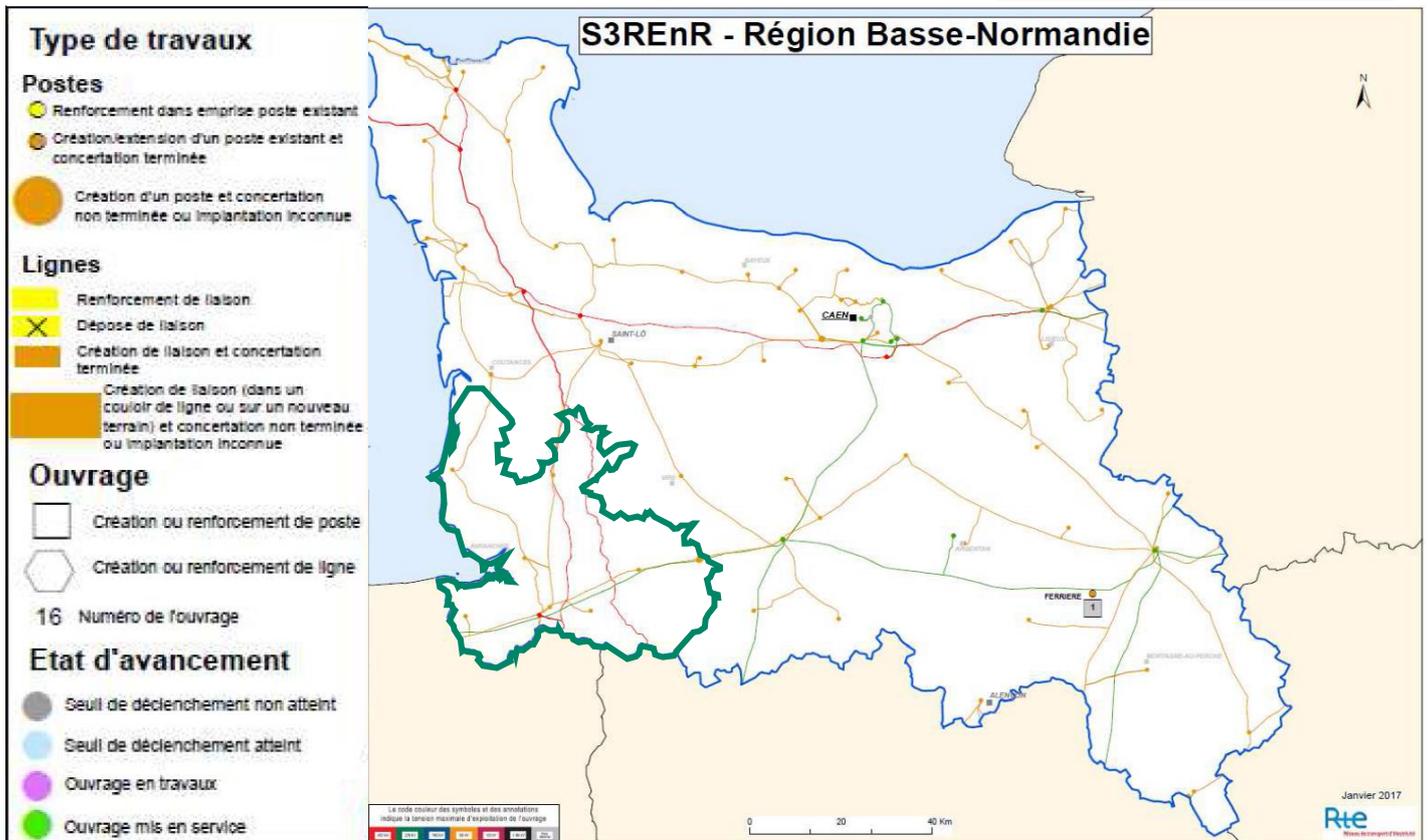
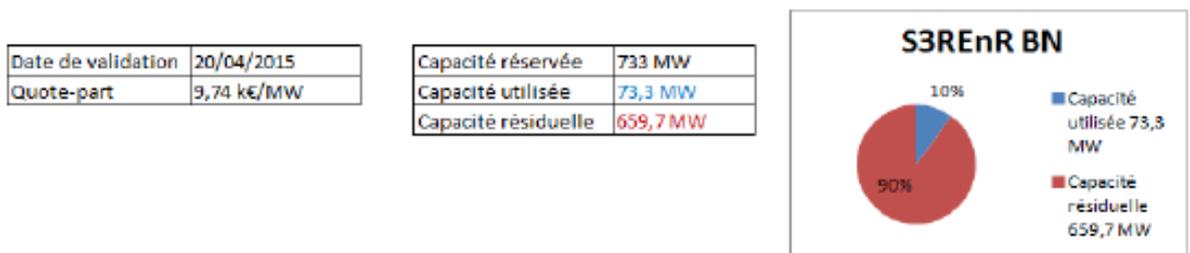


Figure 93: état d'avancement du S3REnR en 2016 (source : S3REnR en Basse Normandie 2016)

Le schéma détaille ainsi deux aspects :

- Il récapitule les différents projets de création et de renforcement des réseaux d'énergie électrique permettant l'accueil des nouvelles productions renouvelables injectées (
 - *Création et raccordement du transformateur Enedis 90/20kV dans le poste de Ferrière, numéroté 1 sur la carte précédente*
- Il présente une méthodologie de réservation des capacités du réseau pour la production électrique d'origine renouvelable (cf. Figure 94).

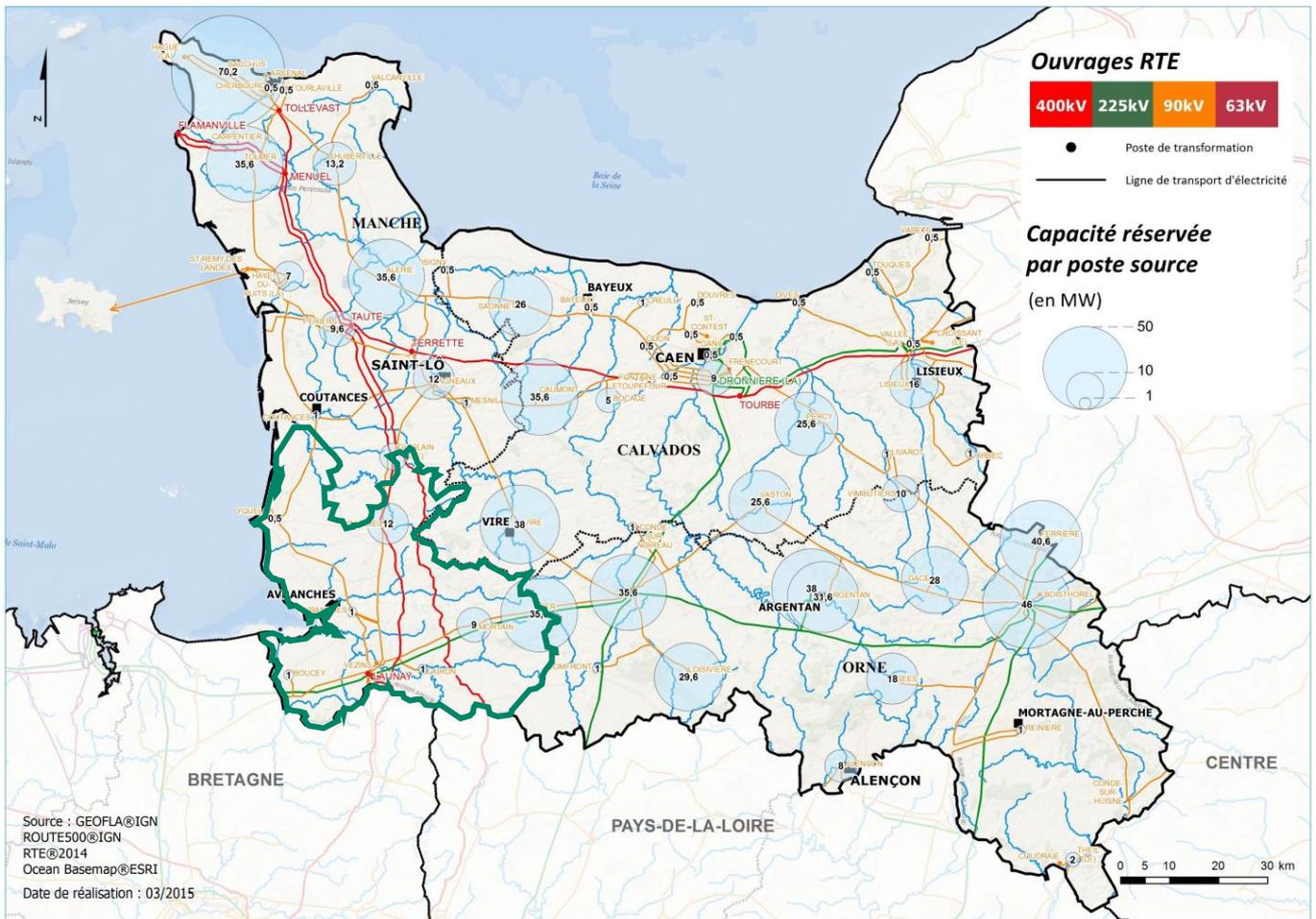


Figure 94: capacité réservée par poste source (source : S3REnR)

L'observation de la carte précédente permet de se rendre compte qu'une capacité d'accueil de production est localisée sur le territoire du PETR BMSM dont la station Ger qui a une capacité d'accueil de 35.6MW, la plus importante capacité réservée à un poste localement. **Sur le territoire du PETR BMSM, 67.1 MW sont réservés aux EnR soit l'équivalent d'un parc éolien de 55 mâts.**

6.1.4 L'équilibrage et les réseaux intelligents du "Smart Grids"

L'une des principales problématiques des réseaux d'énergie, notamment électriques, se trouve être dans la gestion des pointes de consommations, liées surtout aux aléas climatiques, notamment en période hivernale, mais également à l'évolution des usages de l'électricité et des comportements.

L'anticipation de ces pics est aujourd'hui une question dont dépend la stabilité du réseau et la maîtrise du coût de ce dernier.

La gestion des pics se fait en effet aujourd'hui de trois façons différentes: l'achat d'énergie produite par d'autres pays à un tarif prohibitif, l'activation de centrales d'appoint (principalement alimentées en charbon, gaz ou fuel, c'est-à-dire particulièrement polluantes) ou encore l'effacement, un processus qui consiste à éteindre certains équipements non indispensables pour une courte durée (exemple, à l'échelle d'une habitation : couper le chauffage électrique pendant 15 minutes ou repousser le lancement du lave-vaisselle).

Face à ces contraintes, les réseaux intelligents doivent permettre de passer de la solution de gestion de crise à celle de l'anticipation de celle-ci. Il s'agit d'utiliser les nouvelles technologies pour rationaliser et coordonner les différents usages énergétiques et diminuer ainsi la charge des consommations énergétiques sur le réseau, mais également pour gérer l'intermittence de certaines énergies (comme le solaire ou l'éolien) en l'absence de systèmes efficaces de stockage.

Le smart grid est un système électrique capable d'intégrer de manière intelligente les actions des différents utilisateurs, consommateurs et/ou producteurs afin de maintenir une fourniture d'électricité efficace, durable, économique et sécurisée.

La question du stockage de l'énergie constitue un maillon clé pour des smart grids efficaces.

Afin d'atteindre pleinement les objectifs du smart grid, de nombreux projets sectoriels sont actuellement en phase d'expérimentation.

6.2 Réseau de distribution de gaz

6.2.1 Présentation générale

Les infrastructures gazières sont les installations (réseau de transport, réseaux de distribution, sites de stockage, terminaux méthaniers) qui permettent d'assurer l'approvisionnement en gaz des consommateurs.

En France, le gaz naturel est importé à 99 % (en 2015 principalement de Norvège à hauteur de 42,2%, de Russie à 11,4% et des Pays-Bas à 10,7%). Le pourcentage restant provient de l'injection de gaz de mine du Nord Pas de Calais et des injections de biométhane.

Les infrastructures gazières qui permettent d'importer le gaz et de l'acheminer jusqu'aux zones de consommation sont donc essentielles au bon fonctionnement du marché et à la sécurité d'approvisionnement :

- **Les réseaux de transport** permettent l'importation du gaz depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers. Ils sont également un maillon essentiel à l'intégration du marché français avec le reste du marché européen. Les consommateurs industriels sont généralement directement raccordés au réseau de transport de gaz (gazoduc), qui permet la fourniture d'une grande quantité d'énergie et d'une forte pression pour faire fonctionner les usines.
- **Les installations de stockage de gaz** contribuent fortement à la gestion de la saisonnalité de la consommation de gaz et à la fourniture de flexibilité nécessaire notamment pour l'équilibrage des réseaux de transport. Les sites de stockage sont situés principalement dans le centre et l'est de la France.
- **Les terminaux méthaniers** permettent d'importer du gaz naturel liquéfié (GNL) et ainsi de diversifier les sources d'approvisionnement en gaz naturel, compte tenu du développement du marché du GNL au niveau mondial. Ces terminaux sont localisés sur Boulogne-sur-Mer, Loire-Atlantique et dans le département du Nord.
- **Les réseaux de distribution** permettent l'acheminement du gaz depuis les réseaux de transport jusqu'aux consommateurs finaux qui ne sont pas directement raccordés aux réseaux de transport.

Sur le territoire, la part de gaz dans la consommation d'énergie totale du PETR BSM s'élève à 30% contre 19,1% pour la France en 2014.

GRTgaz, principal gestionnaire des réseaux de gaz en France, précise qu'en 2016 la région Normandie représente la cinquième consommation régionale de gaz de France derrière l'Île-de-France, le Grand-Est, les Hauts-de-France et l'Auvergne-Rhône-Alpes.

6.2.2 Le réseau de transport

Le réseau de transport est une infrastructure constituée de canalisations et de stations de compression, structurée de la manière suivante :

- **Le réseau de transport principal** : ensemble des canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auxquels sont raccordés les réseaux de transport régionaux et les plus importants consommateurs industriels.
- **Le réseau de transport régional** : partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finaux ayant une consommation importante, qui sont directement raccordés au réseau de transport régional.

En Normandie, le réseau de transport de gaz naturel est géré par GRTgaz et est composé de 2 164 kms de canalisation de transport (cf. Figure 95). Le réseau de gaz dessert 30 communes du PETR BSM sur les 156 communes qui la compose, et raccorde potentiellement 47% de la population du territoire.



Figure 95: localisation du réseau de gaz en Normandie (source : GRTgaz)

6.2.3 Injection biogaz

Le "gaz vert" ou "biométhane" est une énergie renouvelable issue de la fermentation anaérobie des déchets issus de l'agriculture, de l'industrie alimentaire et des ordures ménagères. Le biogaz obtenu après méthanisation est dans un premier temps traité puis épuré afin d'atteindre un niveau de qualité équivalent au gaz naturel. Ce biométhane peut ensuite être injecté sur le réseau de gaz naturel (cf Figure 96).

Le procédé de gazéification

Source : GRTgaz

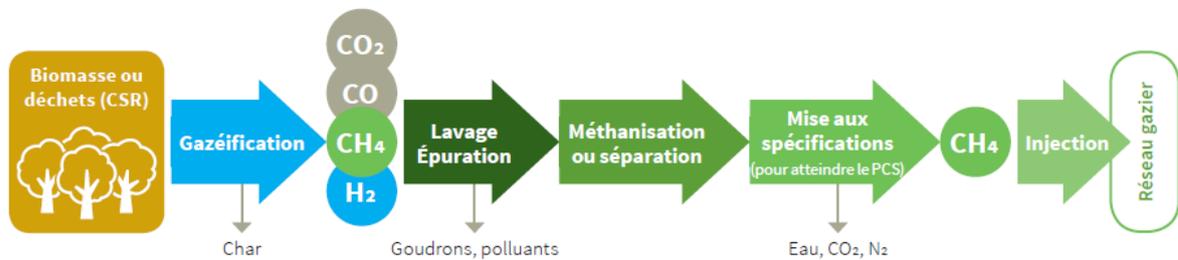


Figure 96: les étapes de la gazéification, de la collecte à l'injection (source : GRDF)

La France comptabilise actuellement 59 sites d'injection et a injecté 215 GWh (+162% par rapport en 2015) de production renouvelable en 2016. Cette injection correspond à un taux de couverture annuel moyen de la consommation de gaz par la production de la filière d'injection de biométhane de 0,05% (source : "panorama du gaz renouvelable 2016", GRDF). La loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) fixe un objectif de 10% de gaz renouvelable dans les réseaux d'ici 2030 avec des objectifs d'injection intermédiaire (cf. Figure 97). Malgré une tendance actuelle d'injection qui n'est pas en adéquation avec l'objectif gouvernemental pour 2023, GRDF estime qu'il est possible d'atteindre un taux de 30% de gaz renouvelable en 2030 selon son scénario volontariste.

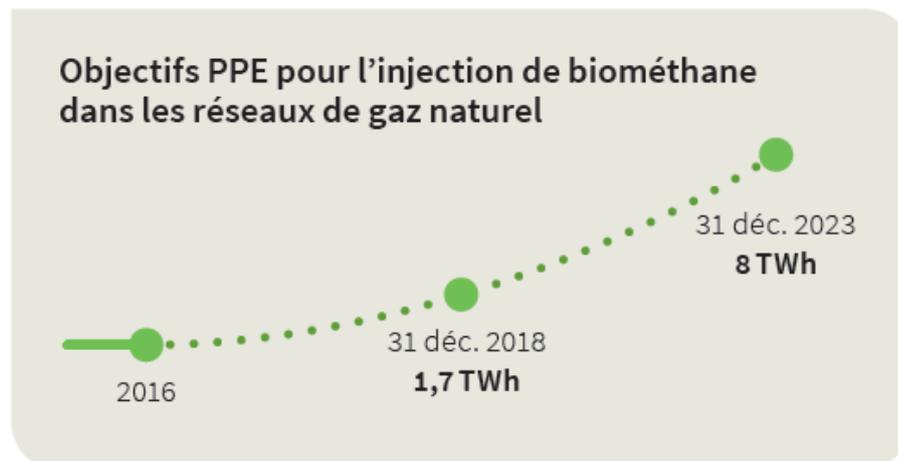


Figure 97: objectif PPE de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel (source : GRDF)

En Normandie, aucune unité d'injection de gaz vert n'est référencée dans le réseau GRDF à l'heure actuelle mais GRTgaz et TERECA, gestionnaires des réseaux de gaz en France, estime une capacité maximale d'injection entre 200 et 400 GWh/an au niveau régional à travers 12 projets. Un registre de capacité est tenu afin de gérer les demandes de réservation de capacité sur le réseau, 78% de cette capacité réservée de production se fait sur les réseaux de distribution à l'échelle régionale.

6.3 Réseaux de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur et de froid sont des solutions efficaces pour raccorder un nombre conséquent de logements à une production d'origine renouvelable, donc un levier important de la transition énergétique, notamment dans l'existant. Développés dans les années 1950, les réseaux de chaleur sont particulièrement présents dans les zones urbaines denses et sont alimentés en 2015 à près de 50% en énergies renouvelables en France. Les réseaux de chaleur et de froid présentent plusieurs intérêts :

- Une stabilité des prix de vente de la chaleur livrée,
- Un moyen de faire basculer plusieurs usagers vers un mode de chauffage vertueux,
- Une contribution à l'économie locale en mobilisant les sources d'énergies locales.

En France, les EnR&R mobilisées dans les réseaux de chaleur viennent en majorité des unités de valorisation énergétique (UVE, et en majorité liées à l'incinération des déchets ménagers) avec une part de 28,7%, suivies de près par la biomasse avec une part de 14,8% (source : Cerema), mais le gaz reste la ressource la plus mobilisée à hauteur de 36,9%.

Un seul réseau de chaleur est recensé sur le territoire du PETR BMSM, et se situe à Avranches. Le réseau mis en place en 2014 pour une délégation en service public en concession est alimenté par une chaufferie centrale bois de 3.8 MW et de deux chaudières gaz en secours de 5 et 4.5MW. Le projet dessert 31 sous-stations au sud de l'agglomération via un réseau de 4 715 ml. Le projet a un taux de couverture bois du réseau de 93%.



Figure 98: chaufferie source du réseau de chaleur (source : ADEME)

6.4 Vers une synergie entre réseaux d'énergie

Le PETR BMSM peut anticiper les évolutions des usages induites par la transition énergétique, telles que le raccordement de sources de production décentralisées intermittentes, ou l'alimentation des bornes de recharge des véhicules électriques en nombre croissant.

Ces évolutions appellent des adaptations des systèmes énergétiques, dont le coût ne pourra être maîtrisé qu'à condition d'optimiser et sécuriser davantage leur fonctionnement. C'est précisément la vocation des réseaux dits intelligents.

Par le recours simultané aux technologies numériques et électrotechniques, ils sont en mesure de procurer à la collectivité des solutions innovantes : des services avancés de livraison et d'évacuation d'énergie, mais aussi d'interaction en temps réel grâce à l'association de compteurs d'électricité et de gaz communicants. Le déploiement des réseaux intelligents représente, sur le plan national, une opportunité de développement économique chiffrée à plusieurs dizaines de milliers d'emplois.

L'interconnexion et le pilotage conjugué des réseaux d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid, et la gestion active croisée des équipements qui leur sont raccordés, constituent également un champ à investir pour garantir l'équilibre offre/demande, par l'entremise de technologies émergentes telles que les solutions « power to gas » (susceptibles d'apporter, à terme, une réponse à la problématique du stockage de l'électricité excédentaire).

Les réseaux d'énergie intelligents, une des clés pour l'optimisation des infrastructures territoriales

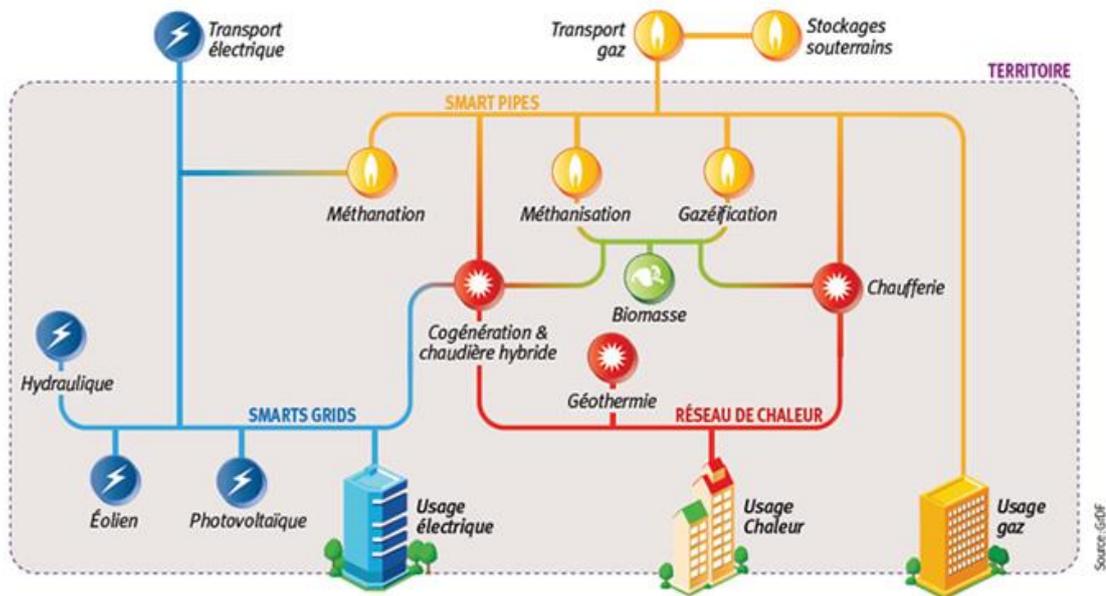


Figure 99 Schéma illustrant les synergies possibles entre les différents réseaux d'énergie - Source : GRDF

6.5 Bilan et synthèse

Le réseau électrique du PETR BMSM présente :

- ✓ Un service satisfaisant avec un indicateur de coupure en-dessous de la moyenne nationale
- ✓ Une capacité d'injection de productions électriques renouvelables importante de 67.1 MW selon le S3REnR
- ✓ Des lignes de transport de puissances importantes liées au site de production de Flamanville, en croissance avec l'EPR, donc une couverture importante de tous les consommateurs potentiels.

→ **Soit un contexte favorable à l'intégration et au déploiement des productions renouvelables électriques.**

Le réseau de gaz présente, quant à lui :

- ✓ Une bonne couverture du territoire du PETR BMSM (19% des communes pour 47% de la population totale)
- ✓ Un fort potentiel d'injection et d'intégration des ENR (injection de biogaz) qui passe par un développement du réseau
- ✓ Un réseau et une ressource évolutive déterminants pour la transition énergétique avec un rôle qui reste à définir et prioriser (substitution fioul et électrique, appoint et secours, part EnR)

→ **Le réseau de gaz est un axe de travail important pour proposer des solutions transitoires et d'appui au déploiement des productions renouvelables locales.**

Les réseaux de chaleur présentent :

- ✓ 1 réseau principal sur Avranches, à très grande majorité renouvelable
- ✓ Des opportunités d'extension sur Avranches et de déploiement sur les communes denses (augmentation des puissances de production, extensions vers de grands consommateurs à étudier) mais un retard dans la réalisation (freins à lever notamment en termes politiques, juridiques et techniques).
- ✓ Des opportunités certaines de mini réseaux de chaleur (notamment biomasse) dans les communes mais non identifiées ou mises en relief à ce jour

→ **Peu de réseaux en place mais un potentiel de développement par l'extension et la mise en œuvre de mini-réseaux de chaleur amenant à la transition énergétique en ville, mais aussi dans les communes plus rurales et agricoles.**

7. Synthèse

Secteurs/indicateurs	GES	Energie	Qualité de l'Air
Résidentiel	Enjeu moyen <ul style="list-style-type: none"> 9,5% des émissions 34% des logements chauffés aux énergies fossiles 23% des logements construits entre 1971 et 1990 	Enjeu fort <ul style="list-style-type: none"> 36% des consommations d'énergie -1,3% de la consommation entre 2005 et 2015 23% des logements construits entre 1971 et 1990 	Enjeu fort <ul style="list-style-type: none"> 58% des émissions de SO₂ 50,2% des émissions de PM 2,5 Problématique des combustibles fossiles et du chauffage au bois non performant et diffus
Tertiaire	Enjeu faible <ul style="list-style-type: none"> 4,8 % des émissions 	Enjeu faible <ul style="list-style-type: none"> 4,9 % des consommations 	Enjeu moyen <ul style="list-style-type: none"> 25% des émissions de SO₂ Emission de divers polluants très faibles par rapport aux autres secteurs
Agriculture	Enjeu fort <ul style="list-style-type: none"> 61,2% des émissions 	Enjeu faible <ul style="list-style-type: none"> 7,7 % des consommations d'énergie 	Enjeu fort <ul style="list-style-type: none"> 99,5% des émissions de NH₃ 60% des émissions de PM10 34% des émissions de PM2.5 42% des émissions de NO_x 34,7% des émissions de COVNM
Industrie et déchets	Enjeu faible <ul style="list-style-type: none"> 6% des émissions 	Enjeu moyen <ul style="list-style-type: none"> 14,9 % des consommations d'énergie 	Enjeu moyen <ul style="list-style-type: none"> 32,3% des émissions de NO_x 11% des émissions de SO₂ 6,5% des émissions de PM10
Transports routiers	Enjeu moyen <ul style="list-style-type: none"> 18,5% des émissions 100% de dépense fossile 	Enjeu fort <ul style="list-style-type: none"> 36,4 % des consommations d'énergie 	Enjeu fort <ul style="list-style-type: none"> 42 % des émissions de NO_x 6,3% des émissions de PM10 9% des émissions de PM2.5