

<

Syndicat mixte pour le
Schéma
de **CO**hérence
Territoriale

LORIENT
AGGLOMÉRATION

LORIENT AGGLOMERATION - SYNDICAT MIXTE POUR LE SCOT DU PAYS DE LORIENT

Etude de programmation
énergétique du Pays de Lorient

Phase 2 – Evaluation des gisements ENR&R

Rapport

Réf : CICELB00160152 / RICELB00368-02

MADE / SPL / MCN

02/09/2016



LORIENT AGGLOMERATION - SYNDICAT MIXTE POUR LE SCOT DU PAYS DE LORIENT

Etude de programmation énergétique du Pays de Lorient

Phase 2 – Evaluation des gisements ENR&R

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration d'ARMOEN et AEC :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction		Vérification		Validation	
			Nom	Signature	Nom	Signature	Nom	Signature
Rapport phase 2	02/09/2016	01	A. ETIENNE, M.DECQUE		M.COHEN		M. CLAUD	
	02/09/2016	02	AET		SPL/MCN			
	02/02/2017	03			MCN			

Numéro de contrat / de rapport :	Réf : CICELB00160152 / RICELB00368-02-02
Numéro d'affaire :	A24953
Domaine technique :	SE01
Mots clé du thésaurus	ENERGIE ENERGIE RENOUVELABLE TERRITOIRE

BURGEAP Agence Loire-Bretagne – site de Nantes
 9 rue du chêne Lassé 44800 Saint-Herblain
 Tél. 33 (0) 2 40 38 67 06 • Fax 33 (0) 2 40 85 68 50
agence.de.nantes@burgeap.fr

Réf : CICELB00160152 / RICELB00368-02	
MADE / SPL / MCN	
02/09/2016	Page 2/124

Synthèse

L'étude des différents gisements EnR&R sur le territoire du Pays de Lorient permet de dégager, pour chaque filière de production, une évaluation du potentiel de production à horizon 2030 et le taux de couverture des besoins énergétiques.

Ainsi, selon les hypothèses retenues dans notre étude, dans le cadre d'un scénario volontariste de développement des EnR&R, ces filières pourraient représenter **714 GWh à horizon 2030 et couvrir 22.7% de la consommation du territoire** contre à peine 4 % actuellement, à condition d'accroître les efforts de maîtrise de l'énergie sur l'ensemble des secteurs consommateurs, et en particulier sur le bâtiment.

La part des EnR&R pourrait même être supérieure dans des conditions de prix des énergies fossiles et de l'électricité réseau plus hautes et en levant un certain nombre de contraintes, en particulier réglementaires.

Tableau 1 : Synthèse des potentiels de production EnR&R sur le territoire du Pays de Lorient, par filière, à horizon 2030

Filière	Production actuelle (Gwh)	Potentiel 2030 (GWh)	Part de la consommation (scénario tendanciel) couverte par les EnR&R en 2030	Part de la consommation (scénario LTECV) couverte par les EnR&R en 2030
Bois-énergie	146	302	7,5%	9,6%
Solaire PV	4	80	2,0%	2,6%
Solaire thermique	1	25	0,6%	0,8%
Eolien terrestre	0	24	0,6%	0,8%
Eolien offshore	-	107	2,6%	3,4%
Méthanisation	-	71	1,8%	2,3%
Hydroélectricité	5	19	0,5%	0,6%
Thalassothermie & Aquathermie	-	23	0,6%	0,7%
Aquathermie sur eaux usées	-	8	0,2%	0,3%
Chaleur fatale	-	22	0,5%	0,7%
Géothermie	-	32	0,8%	1,0%
TOTAL	156	714	17,7%	22,7%

► Synthèse des indicateurs de coûts par filière

Pour l'étude des indicateurs de coûts, nous nous basons sur l'étude de projets existants sur le territoire français (notamment pour les énergies éolienne terrestre, solaire PV et méthanisation), mais aussi sur de l'étude bibliographiques. Les sources principales étudiées sont les suivantes : l'étude de l'ADEME-Artelys « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 : évolution des coûts technologiques » (2015), le rapport de la Cour des Comptes sur « La politique de développement des énergies renouvelables » (2013), le rapport de la CRE « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine » (2014), le rapport de REN21 « Renewables 2016 », ainsi que la note de l'Ifri « Le coût des énergies renouvelables » (2014). Ces études se réfèrent elles-mêmes à des études internationales comme « Energy technology Perspectives 2014 » de l'AIE, programme ETSAP de l'AIE, rapport « Levelized cost of electricity renewable energy technologies – 2013 » du Fraunhofer ISE, base de données « Transparent cost database » de NREL, et étude du SRU « Pathways towards a 100 % renewable electricity system ». Des études sectorielles (bois énergie, géothermie) ont été utilisées et sont référencées dans le rapport.

En termes d'indicateurs nous avons choisi de présenter les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et également, lorsque possible, le coût moyen actualisé de la production d'énergie.

- Le coût d'investissement, en € par MW installé, caractérise l'investissement initial nécessaire pour une unité de puissance. Il est décrit par fourchettes pour donner un ordre de grandeur, car cet investissement dépend de nombreux éléments et notamment de l'emplacement, de la technologie, du dimensionnement des projets...
- Le coût d'exploitation est décrit comme un ratio annuel du coût d'investissement, à titre indicatif. Notons que ce coût d'exploitation est généralement limité pour les technologies ENR&R, puisque la source d'énergie est souvent gratuite (à l'exception du bois énergie et de la biomasse pour la méthanisation).
- Enfin, le coût moyen actualisé de production est un indicateur qui sert aux développeurs de projet d'énergie renouvelable à évaluer la faisabilité et la rentabilité de leurs projets. Il s'agit du coût de l'énergie en €/MWh, qui tient compte des coûts d'investissement annualisés, des coûts annuels de maintenance, des coûts d'éventuels combustibles, de la quantité d'énergie produite annuellement par chaque technologie pour les différentes régions et des coûts de raccordement. C'est un coût complet qui dépend de nombreux facteurs, variables pour chaque projet et variables dans le temps. Il est donné ici à titre indicatif, à partir des données recueillies dans la bibliographie.

En termes d'analyse, on peut relever qu'au niveau national, le coût de certaines énergies renouvelables atteint aujourd'hui des niveaux de compétitivité avec les énergies fossiles. C'est principalement le cas de l'éolien terrestre et du PV au sol¹.

¹ ADEME, Le solaire photovoltaïque, avril 2016

Tableau 2 : Synthèse des indicateurs de coûts par filière

		CAPEX (Coûts d'investissement)	OPEX (Coûts d'exploitation)	LCOE (Coût moyen actualisé de la production d'énergie) en €/MWh	
				Valeurs estimées actuelles (Sources : ADEME, Cour des Comptes, CRE, IFRI)	Valeurs projetées à 2050 (Source : ADEME)
Solaire PV	Toiture	2 200 – 4 805 €/kW	2,4% du CAPEX	170 - 220	84
	Sol	1 550 – 1 680 €/kW		100 - 150	62
Solaire thermique		1 136 – 1 462 €/m2 Ou 3 790 – 4 870€/kW	-	-	-
Eolien terrestre	<12 m de hauteur	3 000 – 5 000 €/kW	3 – 4 % du CAPEX	65 - 70	65
	12-50 m de hauteur	2 750 – 3 900 €/kW	3 % du CAPEX		
	>50 m de hauteur	1 400 – 1 600 €/kW			
Eolien offshore	Posé	3 000 – 3 900 €/kW	6% du CAPEX	100 – 160	80
	Flottant	3 500 - 4 400 €/kW	10% du CAPEX	-	110
Géothermie sonde verticale		1 500 – 2 600 €/kW	6 % du CAPEX	-	-
Méthanisation		5 600 – 15 000 €/kW	Très variable, en fonction des intrants et du mode de valorisation du biogaz	-	50 (cas de la cogénération)
Hydroélectricité (<10MW)		2000 – 8000 €/kW	1,5% du CAPEX	38 – 150	-
Bois énergie	Chaudière seule	500 – 1000 €/kW	30- 60 €/MWh produit	40 – 95	-
	Avec réseau de chaleur	700 – 1300 €/kW			
Chaleur fatale		Très variable selon les projets – Faible nombre de projets et manque de données			
Aquathermie-Thalassothermie					

SOMMAIRE

Synthèse	3
Introduction.....	11
1. Bois énergie	Erreur ! Signet non défini.
1.1 Evaluation du gisement	Erreur ! Signet non défini.
1.1.1 Méthodologie	Erreur ! Signet non défini.
1.1.2 Données de commercialisation.....	Erreur ! Signet non défini.
1.1.3 Approche territoriale, par étude du gisement	Erreur ! Signet non défini.
1.1.4 Prospections à l'horizon 2030	Erreur ! Signet non défini.
1.1.5 Analyse de la couverture bois énergie	Erreur ! Signet non défini.
1.2 Projets portés par les acteurs du territoire	Erreur ! Signet non défini.
1.2.1 Chaufferies bois en fonctionnement	Erreur ! Signet non défini.
1.2.2 Projets de chaufferies bois	Erreur ! Signet non défini.
1.3 Etude de faisabilité technico-économique et juridique	Erreur ! Signet non défini.
1.3.1 Pertinence d'un projet.....	Erreur ! Signet non défini.
1.3.2 Coûts du projet	Erreur ! Signet non défini.
1.3.3 Montage juridique	12
1.4 Indicateurs de retombées économiques	33
1.4.1 Création d'emplois.....	33
1.4.2 Retombées économiques.....	33
2. Solaire.....	34
2.1 Gisement brut.....	34
2.2 Gisement net en toiture.....	35
2.2.1 Solaire thermique	37
2.2.2 Solaire photovoltaïque	38
2.2.3 Bâtiments industriels.....	40
2.2.4 Tableaux récapitulatifs	42
2.3 Projets portés par les acteurs du territoire	42
2.3.1 Photovoltaïque par autoconsommation	42
2.4 Indicateurs de coûts et de retombées économiques.....	43
2.4.1 Indicateurs de coûts	43
2.4.2 Création d'emplois.....	44
2.4.3 Produits de taxes.....	45
3. Eolien	46
3.1 Eolien terrestre	46
3.1.1 Gisement brut	46
3.1.2 Gisement net	47
3.2 Eolien offshore.....	51
3.2.1 Gisement.....	51
3.2.2 Projets portés par les acteurs du territoire	52
3.3 Indicateurs de coûts et de retombées économiques pour le territoire	52
3.3.1 Indicateurs de coûts	52
3.3.2 Création d'emplois.....	53
3.3.3 Produits de taxes.....	53

3.3.4	Les éoliennes offshore	55
4.	Méthanisation	56
4.1	Gisement brut	56
4.2	Gisement net.....	57
4.3	Projets portés par les acteurs du territoire	58
4.4	Indicateurs de coûts et de retombées économiques pour le territoire	58
4.4.1	Indicateurs de coûts	58
4.4.2	Création d'emploi	58
4.4.3	Tarif de rachat d'électricité produite	58
4.5	Biogaz de centre d'enfouissement.....	59
5.	Combustibles solides de récupération.....	60
5.1	Que sont les combustibles solides de récupération ?	60
5.2	Caractéristiques des CSR	60
5.3	Gisement sur le Pays de Lorient	60
6.	Hydroélectricité	62
6.1	Gisement brut	62
6.2	Gisement net.....	63
6.3	Projets portés par les acteurs du territoire	63
6.4	Indicateurs de coûts et de retombées économiques.....	64
6.4.1	Indicateurs de coûts	64
6.4.2	Création d'emplois.....	64
6.4.3	Produits de taxes.....	64
7.	Chaleur fatale	65
7.1	Principe	65
7.2	Gisement brut	65
7.3	Gisement net.....	67
7.4	Projets portés par les acteurs du territoire	69
7.5	Indicateurs de coûts et de retombées économiques.....	69
8.	Thalassothermie et aquathermie.....	70
8.1	Sur eaux de surface	70
8.1.1	Le principe de la thalassothermie	70
8.1.2	Gisement	71
8.1.3	Projets portés par les acteurs du territoire	72
8.2	Aquathermie sur eaux usées	73
8.2.1	Le principe de l'aquathermie sur eaux usées	73
8.2.2	Gisement	73
8.2.3	Bilan	79
8.2.4	Projets portés par les acteurs du territoire	80
8.3	Indicateurs de coûts et de retombées économiques.....	80
9.	Géothermie	81
9.1	Le principe de la géothermie	81
9.2	Gisement brut	81
9.2.1	Le sous-sol du Pays de Lorient.....	81

9.2.2	La géothermie très basse énergie	82
9.2.3	Estimation du gisement brut.....	84
9.3	Gisement net.....	85
9.4	Indicateurs de coûts et de retombées économiques.....	90
9.4.1	Indicateurs de coût.....	90
9.4.2	Retombées économiques pour le territoire	90
10.	Capacité d'intégration des ENR sur les réseaux.....	91
10.1	Réseaux de chaleur : potentiel de développement	91
10.2	Réseau électrique	92
10.2.1	Capacité d'injection : Principe de la modélisation	92
10.2.2	Capacité d'injection : Résultats et perspectives.....	94
10.3	Réseau gaz.....	95
11.	Choix énergétiques pour les zones d'activités du territoire.....	96
11.1	Besoins énergétiques.....	96
11.2	Potentiel des ENR par zone.....	97
11.2.1	Solaire.....	97
11.2.2	Bois Energie.....	97
11.2.3	Géothermie.....	98

ANNEXES

Annexe 1.	Production de boues de STEP par an.....	106
Annexe 2.	Tableau comparatif des technologies.....	108
Annexe 3.	Carte du potentiel d'injection sur le réseau par création d'un départ BT.....	111
Annexe 4.	Matrices AFOM des filières ENR.....	113

FIGURES

Figure 1 :	Prix des combustibles bois bûche par région (50cm – haute saison – livré – en €/stère).....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 2 :	Ensoleillement moyen annuel du territoire en kWh/m ² /an (source : PVGIS)	34
Figure 3 :	répartition saisonnière des besoins de chaleur d'un logement et des apports solaires	37
Figure 4 :	Localisation des bâtiments industriels ayant un potentiel solaire supérieur à 100 kW	41
Figure 5 :	Provenance de la main d'œuvre pour les différentes étapes d'un projet photovoltaïque (Source : ADEME)	44
Figure 6 :	Territorialisation de CET et de l'IFER (Source : ADEME)	45
Figure 7 :	Localisation de la ZDE établie en 2006 sur 19 communes de l'agglomération.....	46
Figure 8 :	Vitesse du vent à 40 m sur le territoire (en noir : communes non étudiées dans le cadre de la ZDE)	47
Figure 9 :	Prise en compte des contraintes urbanistiques et des servitudes pour l'implantation d'éoliennes	48

Figure 10 : Enjeux environnementaux et paysagers du territoire.....	50
Figure 11 : Carte des zones favorables à l'éolien en mer (Source : France Energie Eolienne).....	51
Figure 12 : Carte de la zone sélectionnée pour le développement du parc pilote de Groix (Source : ADEME).....	52
Figure 13 : Obstacles en rivières sur le territoire du Pays de Lorient.....	62
Figure 14 : Obstacles en rivières non exploités et avec chute d'eau supérieure à 1 mètre sur le territoire du Pays de Lorient	63
Figure 15 : Les zones à potentiel aquathermique : Pôle urbain : Keroman, Bassin à Flots, Scorff Hennebont - Pont Scorff	71
Figure 16 : Carte des puissances disponibles par récupération de chaleur sur les eaux usées pour la Ville de Lorient.....	74
Figure 17 : Réseau d'eaux usées d'Hennebont	76
Figure 18 : Réseau d'eaux usées de Lanester	77
Figure 19 : Réseau d'eaux usées de Ploemeur	78
Figure 20 : Puissances maximales récupérables pour les communes de Lorient, Lanester, Hennebont et Ploemeur.....	79
Figure 21 : Le cadre géologique des ressources thermiques en France (BRGM)	82
Figure 22 : Sondes géothermiques verticales (Source : BRGM)	83
Figure 23 : Capteurs horizontaux (Source : BRGM).....	83
Figure 24 : Carte du zonage réglementaire de la géothermie de minime importance (Source : géothermie-perspectives).....	84
Figure 25 : Carte des emprises des plans de prévention des risques inondations et littoraux	86
Figure 26 : Carte du diagnostic de vulnérabilité aux inondations par commune dans le Morbihan (Source : CSEM Morbihan).....	86
Figure 27 : Carte du nombre de logements chauffés au fioul	87
Figure 2 : Gisement net en chaleur pour les réseaux de chaleur par IRIS	91
Figure 28 : Schéma de principe du calcul de distance par la route.....	93
Figure 29 : Illustration des potentiels d'injection, des postes de transformation et du réseau routier.....	94
Figure 30 : Sites d'activités étudiés	96

TABLEAUX

Tableau 1 : Synthèse des potentiels de production EnR&R sur le territoire du Pays de Lorient, par filière, à horizon 2030	3
Tableau 2 : Synthèse des indicateurs de coûts par filière.....	5
Tableau 3 : Fournisseurs de la filière bois énergie (liste non exhaustive) Erreur ! Signet non défini.	
Tableau 6 : Fabricants de granulés en Bretagne (liste non exhaustive) Erreur ! Signet non défini.	
Tableau 5 : Quantification de la ressource vendue en bois énergie à proximité du Pays de Lorient	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 6 : Ressources en bois à l'échelle de la Bretagne.....	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 7 : Ressources en bois sur le territoire du Pays de Lorient	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 8 : Consommations et ressources en bois sur le territoire du Pays de Lorient Erreur ! Signet non défini.	
Tableau 8 : Usages privilégiés et taux de couverture selon type de bois énergie en 2016 Erreur ! Signet non défini.	
Tableau 9 : Taux de couverture de besoins de chaleur par type de bois énergie – prospections.....	Erreur ! Signet non défini.

Tableau 10 : Liste des chaufferies bois en fonctionnement dans le Pays de Lorient	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 11 : Densité énergétique du réseau en fonction de la puissance	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 12 : Performances et rentabilité en fonction de la durée de fonctionnement à pleine puissance (Source : CEREMA)	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 13 : Coût moyen de la chaufferie en fonction de la puissance installée	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 14 : Synthèse des modes de gestion	32
Tableau 15 : Caractéristiques des logements du Pays de Lorient	35
Tableau 16 : tarifs d'achat de l'électricité PV pour le 2 ^{ème} trimestre 2016 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration	39
Tableau 17 : coefficients de masque selon le type de bâtiment, source : fiche thématique « énergies renouvelables solaires », 2009, DGEC	41
Tableau 18 : Potentiel de production solaire des bâtiments industriels du Pays de Lorient	41
Tableau 19 : Identification d'acteurs potentiels sur la base du recensement ICPE des sources de combustion	67
Tableau 20 : Synthèse des sites potentiels	71
Tableau 21 : Débits et puissances thermiques récupérables sur le réseau d'eaux usées à Hennebont	75
Tableau 22 : Débits et puissances thermiques récupérables sur le réseau d'eaux usées à Lanester	77
Tableau 23 : Débits et puissances thermiques récupérables sur le réseau d'eaux usées à Ploemeur	78
Tableau 24 : Préconisation de distances à respecter pour l'implantation de sondes géothermiques verticales	85
Tableau 25 : Ratios de consommations appliqués aux bâtiments tertiaires et industriels (source : Equitée et RT 2012)	97
Tableau 26 : Potentiel EnR par zone d'activités	99

Introduction

Lorient Agglomération et le Syndicat Mixte du SCOT se sont engagés dans la réalisation d'une programmation énergétique pour le Pays de Lorient. Cette programmation axée sur le déploiement des réseaux et le développement des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) doit renforcer l'expertise acquise par l'Agglomération et la Ville de Lorient sur le sujet et compléter les nombreuses actions de maîtrise de l'énergie et de développement ENR déjà engagées par le territoire dans le cadre de l'Agenda 21-PCET.

Dans cette perspective, et pour mener à bien ce projet stratégique, un diagnostic approfondi du système énergétique sur le territoire a été mené. Cet état des lieux, étape essentielle, a permis de dresser un panorama des enjeux énergétiques du territoire, qui sert de référence dans la poursuite du travail de programmation, et pour dégager les premiers axes d'orientation stratégiques.

Le diagnostic a notamment montré que le secteur du bâtiment concentre un grand nombre de problématiques liées à l'énergie. C'est le premier poste de consommation d'énergie du territoire, largement porté par le chauffage dans le bâti résidentiel, puis par l'usage d'électricité spécifique dans le bâti tertiaire. Si une dynamique encourageante de substitution des énergies de chauffage est déjà en cours sur le territoire, il convient de noter que le rythme et la performance des travaux de rénovations thermiques restent à améliorer pour atteindre les objectifs fixés en matière de maîtrise de l'énergie.

Ce bilan révèle également que les ménages du territoire souffrent des augmentations des prix de l'énergie : en 2015, le taux de ménages en précarité énergétique, c'est-à-dire ceux qui consacrent plus de 10% de leur budget à leurs dépenses énergétiques, s'élève à 12% ; et le taux de ménages en situation de vulnérabilité énergétique, ceux qui se trouveraient en situation de précarité s'ils ne dégradaient pas le confort thermique de leur logement pour contenir leur facture énergétique, atteignant 26%. Une stratégie de lutte contre la précarité énergétique permettrait de combiner la nécessité d'une politique sociale de traitement des vulnérabilités territoriales, avec le respect d'objectifs environnementaux. Cette stratégie devrait cibler les propriétaires occupants modestes ou très modestes mais également s'efforcer de proposer des modes d'intervention auprès des propriétaires bailleurs et dans les copropriétés, notamment en faveur de l'amélioration des performances thermiques des bâtiments.

Des stratégies complémentaires de maîtrise des consommations énergétiques et de réduction des émissions de GES, comme la sensibilisation des ménages aisés et des substitutions énergétiques méritent d'être envisagées. Le renforcement des capacités et des compétences de l'Espace Info Habitat apparaît comme un levier d'action opérationnel mobilisable pour la mise en œuvre de ces stratégies.

Dans le parc bâti tertiaire, l'analyse du bilan montre que les efforts doivent se concentrer sur les secteurs des équipements commerciaux, de l'enseignement et de l'hôtellerie. Un accompagnement des entreprises privées par une cellule de sensibilisation et d'accompagnement permettraient de les engager dans une démarche de maîtrise des consommations.

En matière de transports, second poste de consommation du territoire, une stratégie de substitution énergétique des produits pétroliers, ainsi qu'une réflexion sur les reports modaux ont pu être mises en avant par le diagnostic.

Le présent rapport a pour objectif de compléter ces premiers résultats, avec l'estimation des gisements potentiels de production d'énergie à partir de sources renouvelables et de récupération (EnR&R). Pour chaque source d'EnR&R, nous avons donc évalué des gisements nets à partir des ressources brutes estimées et en tenant compte des contraintes techniques, réglementaires, paysagères, patrimoniales et économiques. Ces gisements pourront servir d'indication quant au potentiel de production du territoire, et permettront de fixer et ajuster les objectifs et trajectoires à horizon 2030 pour la stratégie de programmation. Afin de donner une vision opérationnelle de ces gisements, nous avons souligné les potentiels à mettre en œuvre dans les zones d'activités du territoire, et considéré les capacités d'intégration sur les réseaux. Nous avons par ailleurs réalisé des matrices AFOM, que vous trouverez en ANNEXE 3.

1. Bois énergie

1.1 Evaluation du gisement

1.1.1 Méthodologie

La capacité de recours au bois énergie est énorme. Le principal usage pouvant donner lieu à un recours au bois énergie est le chauffage. Dans une moindre mesure, la production d'ECS et la consommation de chaleur pour les process sont également des pistes d'utilisation.

Fort de cette analyse, il apparaît que le facteur déterminant pour identifier le potentiel de développement est la ressource disponible.

Une analyse des données de commercialisation donne une première approche des quantités disponibles, et nous renseigne sur la filière.

Elle doit être complétée par analyse du gisement pour identifier la ressource mobilisable.

Le bois est une énergie régionale, car transportable tant que les distances restent raisonnables. En ce sens, il est important de considérer la densité de boisement de la région Bretagne, qui est modérée en comparaison des grandes régions forestières de France. Les données nationales ne sauraient ainsi être utilisées de manière pertinente pour déterminer cette ressource. Nous avons donc travaillé sur la base des données existantes pour la région Bretagne.

En concertation avec les services de Lorient Agglomération, nous avons fait le choix dans cette étude de considérer que la ressource régionale pouvait être équitablement répartie entre les EPCI proportionnellement au besoin, et donc proportionnellement à la population. Cette hypothèse revient à reconnaître que les EPCI côtiers, plus peuplés mais moins boisés, peuvent faire appel à du bois énergie local du centre Bretagne.

1.1.2 Approche territoriale, par étude du gisement

1.1.2.1 Données à l'échelle régionale

L'IGN et le FCBA ont réalisé une étude en 2015 visant à évaluer les disponibilités en bois à l'échelle nationale (et régionale) pour l'horizon 2035. L'étude, financée par l'ADEME, l'IGN et la COPACEL, propose une répartition des disponibilités suivant deux scénarios.

- Le scénario de « sylviculture constante » est un scénario de base qui représente le maintien des pratiques actuelles de gestion ;
- Le scénario de « gestion dynamique » évalue les prélèvements de bois, plus importants, qui résulteraient d'une gestion dynamique de la filière et d'une mise en œuvre réaliste.

D'après cette étude, en 2016-2020, la disponibilité nette en Bois forestier dit BIBE (Bois Industrie / Bois Energie) serait de 680 000 m³/an en Bretagne, soient 561 000 tonnes. Sachant que 90% environ du BIBE est destiné au bois énergie (*Source : Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035*), cela nous donne une disponibilité nette de 505 000 tonnes de bois forestier par an.

Des éléments complémentaires ont été obtenus dans les études du GIP Bretagne Environnement et dans le bilan de la filière bois de l'association AILE. L'ensemble des chiffres de ressources est rassemblé dans le tableau ci-dessous :

Réf : CICELB00160152 / RICELB00368-02	
MADE / SPL / MCN	
02/09/2016	Page 12/124

Tableau 3 : Ressources en bois à l'échelle de la Bretagne

Type de gisement	Quantité (tonnes)
Bois forestier	505 000 ¹
Bois bocager	170 000 ²
Connexes de scieries	155 000 ³
Déchets de bois	60 000 ² de DIB Bois d'élagage : quantité inconnue aujourd'hui ³
Déchets verts	110 000 (dont 22 000 de fraction ligneuse) ²
Total	912 000

Sources :

- 1- Etude de l'IGN et du FCBA, 2015
- 2- La filière bois-énergie en Bretagne, GIP Bretagne Environnement, octobre 2013.
- 3- Bilan de la filière bois décheté en Bretagne 2007 – 2013 – AILE.

Ainsi, au total, environ 912 000 tonnes de bois énergie seraient disponibles en Bretagne, pour une chaleur récupérable de 3 000 GWh environ.

Remarque : les estimations à l'échelle régionale ont été confrontées aux chiffres à disposition de l'association AILE. L'estimation de la ressource globale en tonnes s'en trouve confirmée.

1.1.2.2 Données retenues pour le pays de Lorient

La population de la Région Bretagne est de 3 273 000 habitants environ. Celle du Pays de Lorient est de 213 000 habitants. En affectant à proportion la ressource régionale à la population du Pays de Lorient, la ressource locale serait de 60 000 tonnes, dont la répartition entre produits est détaillée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4 : Ressources en bois sur le territoire du Pays de Lorient

Type de gisement	Estimation à partir des données régionales
Bois forestier	33 000
Bois bocager	11 000
Connexes de scieries	10 000
Déchets de bois	4 000
Fraction ligneuse des déchets verts	2 000
Total	60 000

Ces chiffres sont relativement plus élevés que les chiffres de l'étude d'AUDELOR de 2014, qui estimait la ressource à 40 000 tonnes environ.

Le chiffre ci-dessus tient compte des mouvements de bois existants entre le centre Bretagne et le Pays de Lorient. C'est celui que nous retiendrons pour déterminer le gisement net disponible pour le Pays de Lorient. Il correspond à une chaleur couvrable de 192 GWh en 2016.

Si on ajoute à ce gisement de bois disponible les 4000 tonnes d'importation de granulés, qui correspondent à une chaleur couvrable de 18 GWh, **le volume disponible immédiatement est de 64 000 tonnes, pour 210 GWh couvrables.**

Or, la consommation actuelle de bois-énergie est estimée à 146 GWh (voir tableau ci-dessous).

Tableau 5 : Consommations et ressources en bois sur le territoire du Pays de Lorient

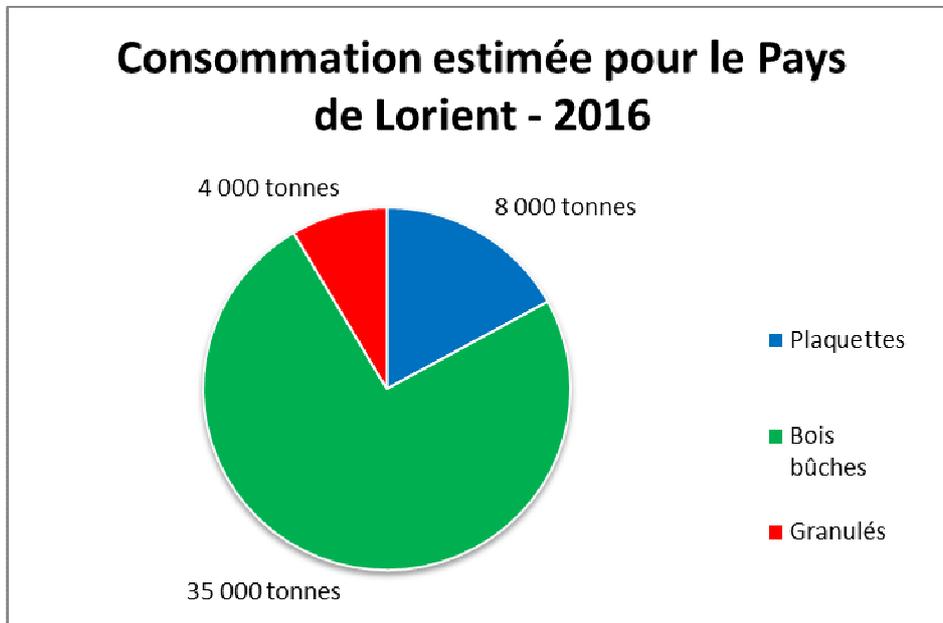
	Volume estimé pour le Pays de Lorient (tonnes)	Chaleur récupérable à partir du gisement net
Plaquettes : consommation	8 000 tonnes	25 GWh
Bois bûches : consommation	35 000 tonnes	102 GWh
Granulés : consommation	4 000 tonnes	18 GWh
Total consommé actuellement	48 000 tonnes	146 GWh
Total disponible dont importations de granulés	64 000 tonnes	210 GWh
Potentiel de développement immédiat en 2016	16 000 tonnes	64 GWh

Ces chiffres ont été obtenus de la manière suivante :

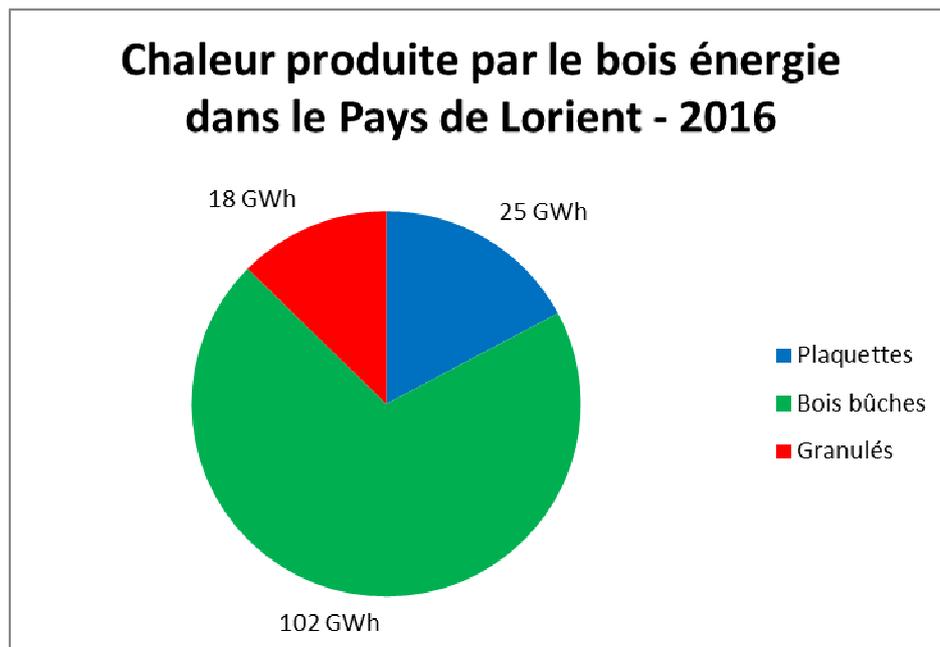
- Plaquettes : extrapolation suivant les données de consommation des principaux sites du territoire et suivant les données ENERGES ;
- Bois Bûches : estimation en multipliant par deux le volume vendu sur le territoire (voir chapitre sur la commercialisation). Nous estimons que 50 % du bois bûche consommé ne passe pas par une commercialisation (bois domestique, ventes informelles).
- Granulés : extrapolation suivant les chiffres de vente régionale, ramenés au territoire de Lorient proportionnellement à la population.

Sur les 210 GWh de chaleur disponible pour le territoire, 146 GWh sont donc déjà consommées actuellement. Le potentiel de développement immédiat (sans modification dans la gestion des forêts) du bois énergie est donc de 64 GWh.

Remarque : ENERGES donne pour la consommation de bois bûches et granulés une estimation de 134 GWh. Notre estimation est de 120 GWh. Cet écart de 10 % est assez faible et s'explique par le fait que les modèles statistiques surestiment souvent les consommations de chauffage des particuliers.



Graphique 1 : Estimation de la consommation par type de bois énergie pour le Pays de Lorient en 2016



Graphique 2 : Estimation de la production de chaleur par type de bois énergie pour le Pays de Lorient en 2016

1.1.3 Projections à l’horizon 2030

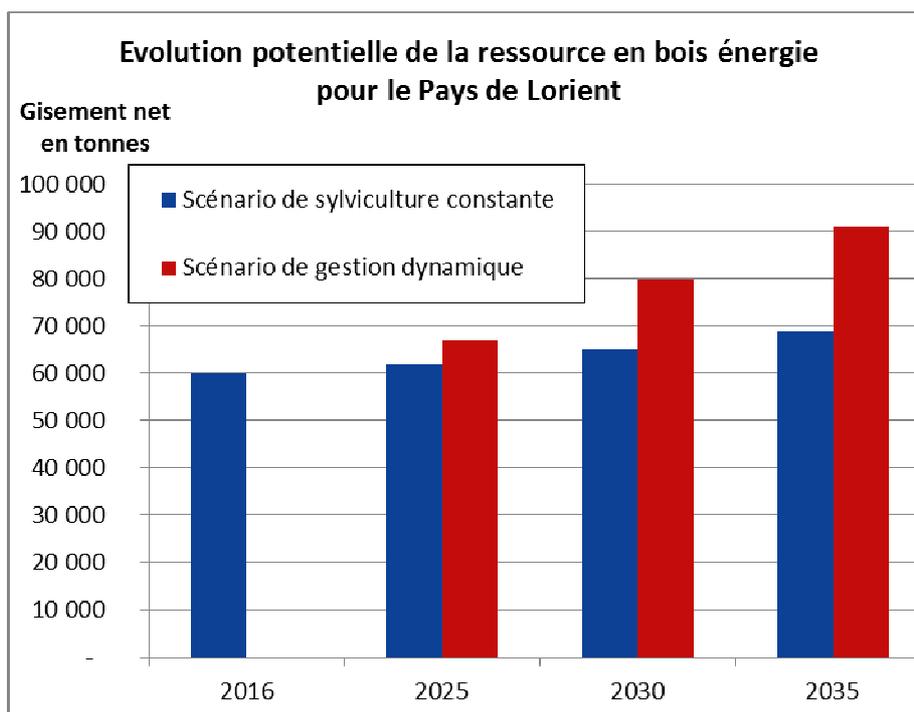
1.1.3.1 Evolution de la ressource

A l’horizon 2030, d’après l’étude de l’IGN et FCBA, le gisement net à l’échelle de la Bretagne aura augmenté de 11% si le même mode de gestion des forêts perdure, en raison de l’accroissement des surfaces forestières. Par ailleurs, si l’on opte pour une gestion dynamique en augmentant progressivement les prélèvements de bois tout en respectant les principes d’une gestion durable, la disponibilité nette est susceptible d’augmenter de plus de 30% d’ici 2030 pour atteindre 80 000 tonnes. Les hypothèses prises pour ce scénario de gestion sont inspirées des pratiques actuelles les plus dynamiques.

Ainsi, dans le cadre d’une gestion dynamique progressive des forêts, le gisement net en bois serait de 80 000 tonnes à l’horizon 2030.

A ce volume s’ajoute éventuellement la poursuite des importations de granulés.

Graphique 3 : Evolution potentielle du gisement net en bois énergie pour le Pays de Lorient (en tonnes)



1.1.3.2 Part de chaleur récupérable à l’horizon 2030

A l’horizon 2030, le gisement net en bois énergie est estimé à 80 000 tonnes en supposant une gestion dynamique de la forêt.

Nous estimons que les importations complémentaires de bois peuvent couvrir a minima un apport complémentaire de 10 000 t. Ils sont constitués de granulés s’il n’y a pas de création de filière sur le territoire, d’une augmentation ponctuelle du bois bûche et décheté en provenance du centre Bretagne.

Cet apport complémentaire reste adapté à une répartition du bois proportionnellement à la population, le centre Bretagne ne connaissant pas du tout le même dynamisme démographique que la côte.

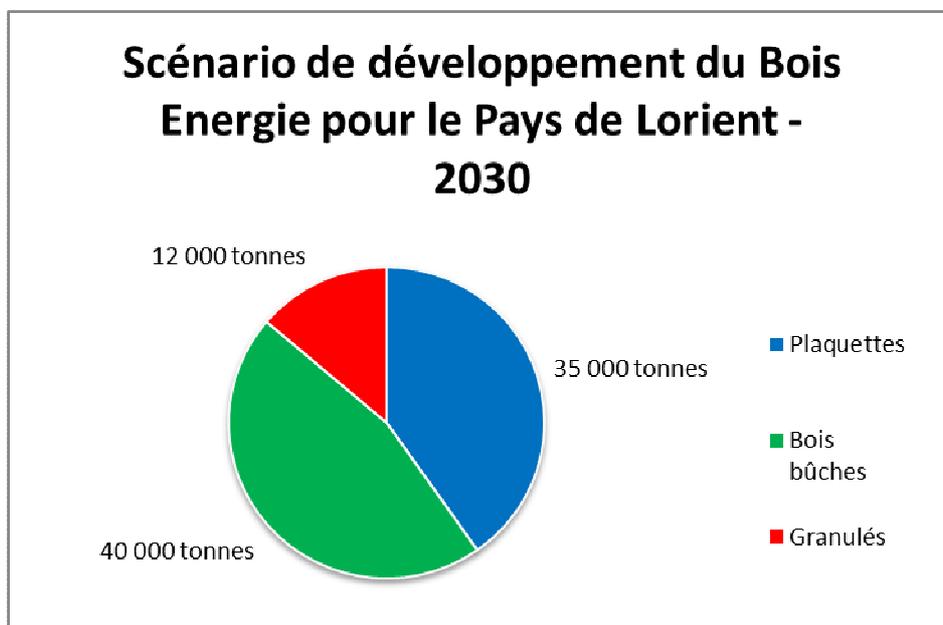
Le potentiel de développement pour 2030 peut donc compter sur une ressource totale de 90 000 t.

Notre scénario de développement est le suivant :

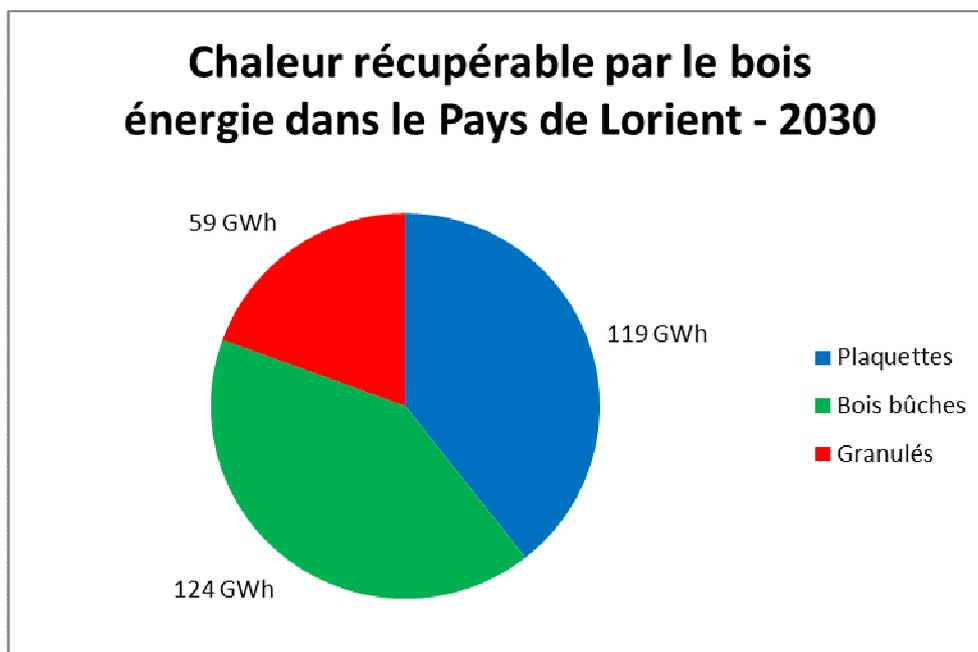
- Développement massif de l’usage du bois décheté, depuis 8000 tonnes aujourd’hui jusqu’à atteindre 35 000 tonnes par an en 2030 (multiplication par 4,5 environ de la consommation)
- Augmentation à la marge de la consommation de bois bûches, de 35 000 tonnes aujourd’hui à 40 000 tonnes en 2030 (augmentation de 15 % environ) ;
- Développement rapide du bois granulés, de 4000 tonnes aujourd’hui à 12 000 tonnes en 2030 (multiplication par 3).

Ce scénario atteint une consommation annuelle de 87 000 t, légèrement inférieure à l’estimation de ressource potentielle présentée ci-avant.

Graphique 4 : Estimation de la disponibilité nette par type de bois énergie pour le Pays de Lorient à l’horizon 2030



Graphique 5 : Estimation de la chaleur récupérable par type de bois énergie pour le Pays de Lorient à l'horizon 2030



A l'horizon 2030, la chaleur délivrée par le bois énergie pourrait atteindre les 302 GWh.

1.1.4 Données de commercialisation

L'étude des données de commercialisation permet de nous informer sur l'état de la filière.

1.1.4.1 Fournisseurs

Nous avons contacté les fournisseurs de bois énergie du Pays de Lorient pour connaître leur volume annuel de vente. Lorsque ces chiffres n'étaient pas accessibles, nous nous sommes basés sur des données envoyées par Mme Brac de la Perrière, Animatrice Bois Energie chez Abibois ou sur l'annuaire des professionnels bretons du bois de chauffage, réalisé par Abibois.

Des listes des fournisseurs de bois énergie nous ont été transmises par l'AILE et Abibois. Nous avons contacté les fournisseurs ayant une plateforme dans le Pays de Lorient ou à proximité. Ces données sont à nuancer car elles sont incomplètes par nature. En effet, la liste des entreprises n'est pas exhaustive. Le tableau suivant récapitule les fabricants et distributeurs locaux de bois énergie et leur volume de vente à l'année :

Tableau 6 : Fournisseurs de la filière bois énergie (liste non exhaustive)

Fournisseur	Adresse	Type de fournisseur	Produit	Volume de vente annuel
Bois Energie Ouest Environnement	ZA Beaurepaire - 56800 Augan (plusieurs plateformes, dont une à Hennebont)	Entrepreneur de travaux agricoles	Plaquettes	20000 tonnes ²
Nass&Wind - Sylv'eco	1 rue Henri D'estienne d'Orves 56100 Lorient	Plateforme bois-énergie multiproduits	Plaquettes	22000 tonnes ²

Fournisseur	Adresse	Type de fournisseur	Produit	Volume de vente annuel
KOAD ECO 56	Zone de Keryado 56100 Lorient	Distributeur	Plaquettes, bûches, granulés	200 tonnes de plaquettes et bûches, 500 tonnes de granulés ¹
GIE Bretagne Scieries	ZI Bolin 56460 Le Roc-Saint-André	Plateforme bois-énergie multiproduits	Plaquettes	750 tonnes ¹
SCIC Bois Sud Cornouaille	1 rue nationale 29380 Bannalec	Plateforme locale agricole	Plaquettes	2200 tonnes ¹
SCIC Argoat Bois Energie	56 Rue de la Fontaine - 56300 Pontivy Plateforme à Questembert	Plateforme locale agricole	Plaquettes	2300 tonnes ¹
Ville de Lorient	2 Boulevard Leclerc CS 30010 56315 Lorient Cedex	Collectivité	Plaquettes	1500 tonnes ¹
BELLEC Roger	18 rue de la Poste 56500 NAIZIN	Transformateur-exploitant	Bois bûches	500 à 1000 stères ³
Breizh Bois	12 allée des Mimosas 56400 BRECH	Transformateur	Bois bûches	2000 à 3000 stères ³
Celty-Bois	35 Chemin des Petits Bois 56000 PLUMELIN	Transformateur-exploitant	Bois bûches	3000 à 5000 stères ³
JAN Joël	Fontaine du Vin 56650 INZINZAC-LOCHRIST	Transformateur-exploitant	Bois bûches	Plus de 5000 stères ³
LE BOULER Frères	2 rue du Vieux Chemin 56500 PLUMELIN	Transformateur-exploitant	Bois bûches	3000 à 5000 stères ³
ESAT De Kerlan	Kerlan 56770 PLOURAY	Transformateur	Bois bûches	Moins de 500 stères ³
Jean-Luc PERRON Energie	Bot Braz 56160 LANGOËLAN	Négociant	Bois bûches	Moins de 500 stères ³
Central Pellets Service	Parc d'activités de Kerguilloten 56920 NOYAL-PONTIVY	Négociant	Bois bûches, granulés	Moins de 500 stères ³
Bois Chauff 56	Les 3 Sapins 56500 MOUSTOIR-AC	Négociant	Bois bûches, granulés en palettes	3000 stères ¹
C2 Bois	Kerdehel 56150 BAUD	Transformateur-négociant	Bois bûches	2000 à 5000 stères ³

Fournisseur	Adresse	Type de fournisseur	Produit	Volume de vente annuel
LINA	2 Rue le Faouet 29300 TREMEVEN	Négociant	Bois bûches, granulés	Moins de 500 stères ³
THOMAS Romuald	Keriolard 56690 NOSTANG	Transformateur	Bois bûches	4500 stères
PEYRAT Patrick	BP30 56690 LANDEVANT	Transformateur – exploitant	Bois bûches	Moins de 500 stères ³
ROUSSEL	Kerhiennic 56410 ERDEVEN	Transformateur – négociant	Bois bûches	1000 à 2000 stères ³
Bretagne Multi Energie	44 rue Jacques Anquetil 29000 QUIMPER	Distributeur	Granulés, bois bûches	2300 m ³ de bois bûches et 400 tonnes de granulés ¹

Sources : 1- Données recueillies par téléphone ; 2- Données fournies par Abibois ; 3- Données extraites de l'Annuaire des professionnels bretons du bois de chauffage, Edition 2013, Abibois

1.1.4.2 Bois déchiqueté

Le volume total de vente de plaquettes des entreprises ayant une plateforme dans le Pays de Lorient (ou à proximité immédiate) est estimé à 60 000 tonnes d'après les données recueillies. Cependant, les gros fournisseurs de plaquettes locaux, que sont Bois Energie Ouest Environnement et Nass & Wind – Sylv'Eco possèdent plusieurs plateformes hors du territoire étudié.

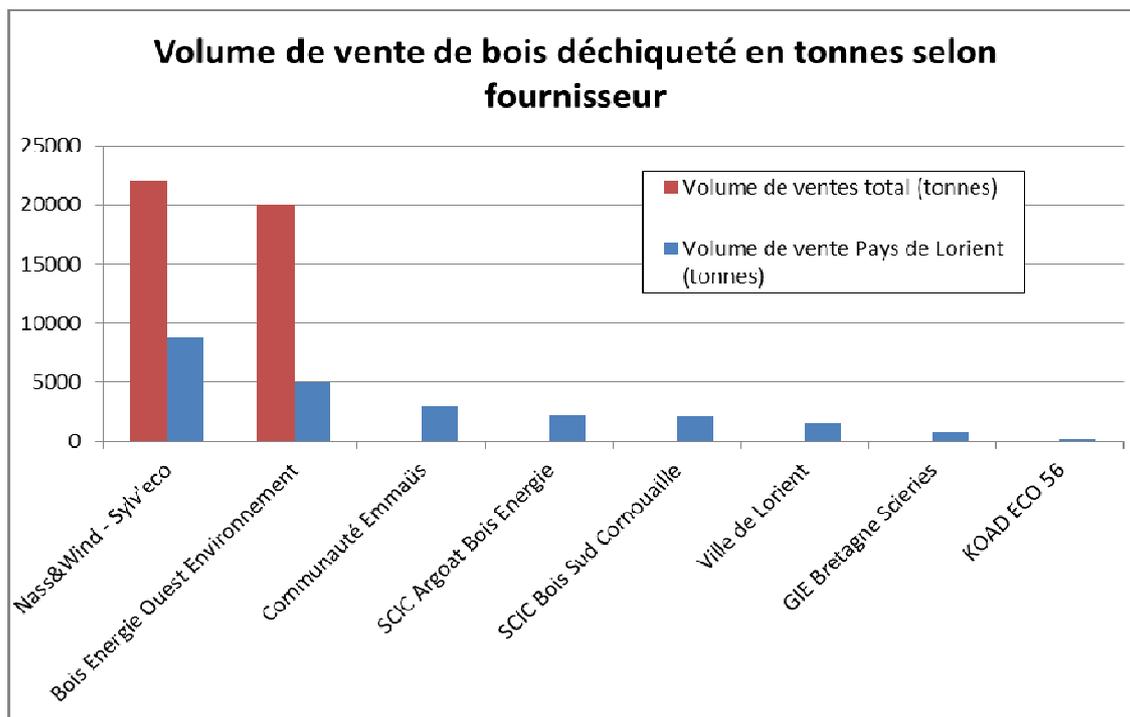
Nous n'avons pas pu obtenir la répartition de leur activité par plateforme.

De manière très simplificatrice :

- Le fournisseur Nass & Wind – Sylv'Eco possède cinq plateformes dont seulement deux dans le Pays de Lorient. Ainsi, nous estimons que 2/5 du volume est vendu au Pays de Lorient, soient 9 000 tonnes.
- Quant au fournisseur Bois Energie Ouest Environnement, il possède quatre plateformes dont une seule dans le Pays de Lorient. Nous prendrons l'hypothèse de 1/4 de son volume annuel de vente pour le Pays de Lorient, soient 5 000 tonnes.

En considérant cette hypothèse, **24 000 tonnes de plaquettes** transitent par les plateformes locales, soit environ 4 fois la consommation de bois déchiqueté du Pays de Lorient.

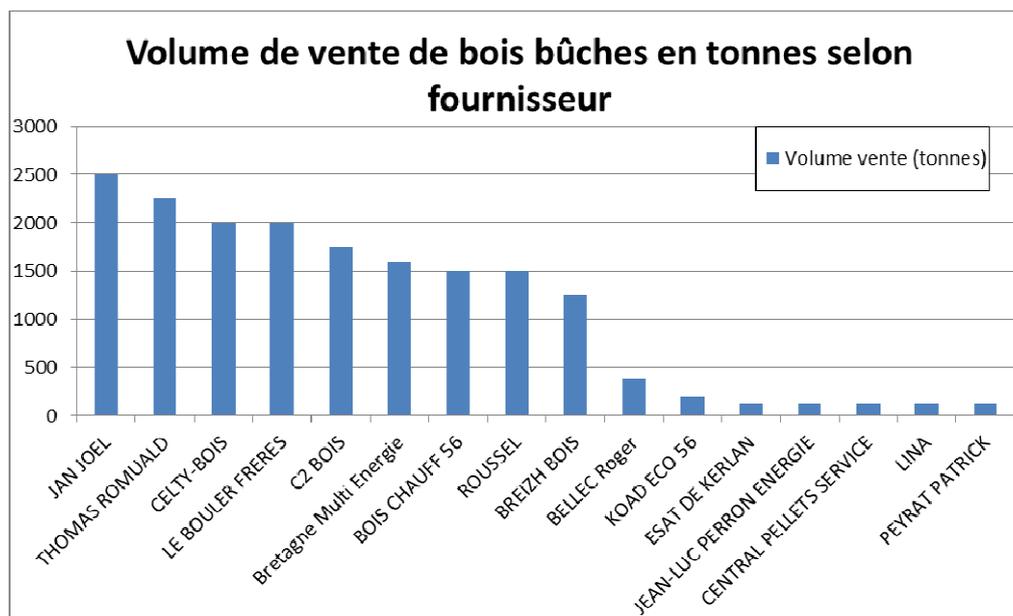
Graphique 6 : Ventes annuelles des principaux fournisseurs de bois déchiqueté dans le Pays de Lorient



1.1.4.3 Bois bûches

Au total, **17 500 tonnes de bois bûches** seraient vendues sur le Pays de Lorient.

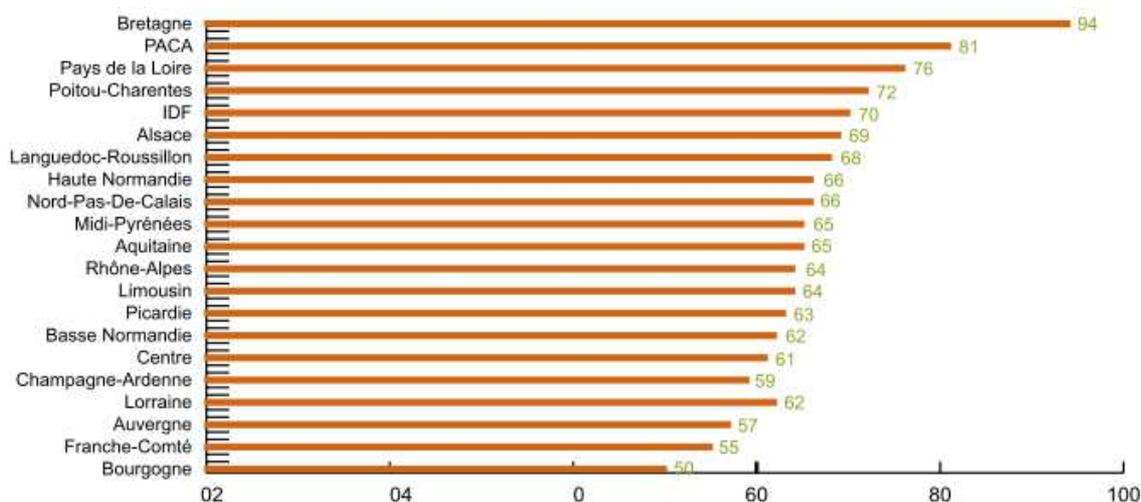
Graphique 7 : Ventes annuelles des principaux fournisseurs de bois bûches dans le Pays de Lorient



Par ailleurs, il semble raisonnable de miser sur un volume autoconsommé ou acheté hors circuits de commercialisation de même volume, soient 17 500 tonnes complémentaires.

Remarque importante : le marché du bois bûche est plutôt tendu dans le Pays de Lorient comme en Bretagne, ce qui explique le prix du bois bûche en Bretagne, le plus élevé en France (cf figure suivante).

Figure 1 : Prix des combustibles bois bûche par région (50cm – haute saison – livré – en €/stère)



Source : Note marché bois de chauffage, 2015 – Abibois.

1.1.4.4 Granulés

En ce qui concerne la ressource en granulés, nous n'avons recueilli que peu de données. De plus, il n'existe pas de listing des fournisseurs de sacs de granulés, très nombreux.

Nous avons pris contact avec les fabricants de granulés suivants :

Tableau 7 : Fabricants de granulés en Bretagne (liste non exhaustive)

Fournisseur	Adresse	Type de fournisseur	Produit	Volume de vente annuel
Coopedom	11 rue Louis Raison 35113 DOMAGNE	Fabricant et distributeur	Granulés	7000 tonnes – possibilité de livrer le Pays de Lorient à hauteur de 1000 à 2000 tonnes
BoisDivers 35	La Belle Etoile 35580 SAINT SENOUX	Transformation et négoce	Granulés	Pas d'information sur ventes annuelles – possibilité de livrer le Pays de Lorient
Bretagne Pellets	parc d'activités les Pierres Blanches Rue Andre Noel, 56430 MAURON	Fabricant et distributeur	Granulés	Prévision de 50 000 tonnes – possibilité de livrer le Pays de Lorient

Sources : données recueillies par téléphone

Le tableau précédent nous permet d'estimer la fabrication de granulés en Bretagne à 60 000 tonnes environ. Si l'on effectue une répartition par habitant de cette ressource régionale, cela représente environ **4 000 tonnes de granulés** disponibles pour le Pays de Lorient.

1.1.4.5 Bilan sur la commercialisation

La collecte de données nous permet d'avancer les résultats suivants :

- Bois déchiqueté :
 - o Estimation du volume vendu dans le Pays de Lorient : 24 000 tonnes. Ce bois est en partie du bois transitant par le territoire du Pays de Lorient mais il n'est pas possible d'estimer exactement quelle proportion est originaire du Pays de Lorient.
- Bois bûches
 - o Volume de ventes transformateurs ayant une plateforme sur le Pays de Lorient ou à proximité immédiate : 17 500 tonnes
 - o Estimation du volume d'autoconsommation et de ventes informelles : 17 500 tonnes
- Granulés : Estimation du volume disponible pour le Pays de Lorient : 4 000 tonnes

Tableau 8 : Quantification de la ressource vendue en bois énergie à proximité du Pays de Lorient

Type de ressource	Dont disponible pour le Pays de Lorient (tonnes)	Source
Bois déchiqueté	24 000	Estimations à partir d'une enquête auprès des fournisseurs
Bois bûches - commercialisé	17 500	Estimations à partir d'une enquête auprès des fournisseurs
Bois bûches – non commercialisé	17 500	Extrapolé (= volume commercialisé)
Granulés	4 000	Estimation à partir du volume sur la région
Total	63 000	

Ainsi, le volume total commercialisé ou échangé en bois énergie pour le Pays de Lorient déterminé par cette méthode est de **63 000 tonnes**. Il s'agit de chiffres actuels, datant de 2013 à 2015.

Ils sont à comparer :

- A la consommation actuelle : 48 000 tonnes. Il en ressort qu'une partie du bois commercialisé localement est exporté. Cette balance commerciale positive résulte d'un excédent disponible en bois déchiqueté (24000 tonnes pour 8000 tonnes consommées). **Le marché local est prêt à une augmentation immédiate importante de la demande en bois déchiqueté** : les producteurs rapportent actuellement avoir du mal à écouler le bois-énergie.
- A la ressource : la ressource disponible est estimée à 64 000 tonnes, en exploitant la totalité du gisement. En réorientant les flux, il semble que le bois disponible sur le Pays de Lorient pourrait suffire à alimenter les volumes commercialisés sur le territoire.

1.1.5 Analyse de l'utilisation potentielle du bois énergie dans une stratégie de développement

Le but du présent chapitre est de confirmer que la structure des consommations du territoire permettrait de consommer les 302 GWh de biomasse disponible à l'horizon 2030.

► Répartition du besoin

La consommation totale en chauffage résidentiel pour le Pays de Lorient est de **936 GWh, principalement imputée aux logements individuels en zone semi-urbaine et rurale.**

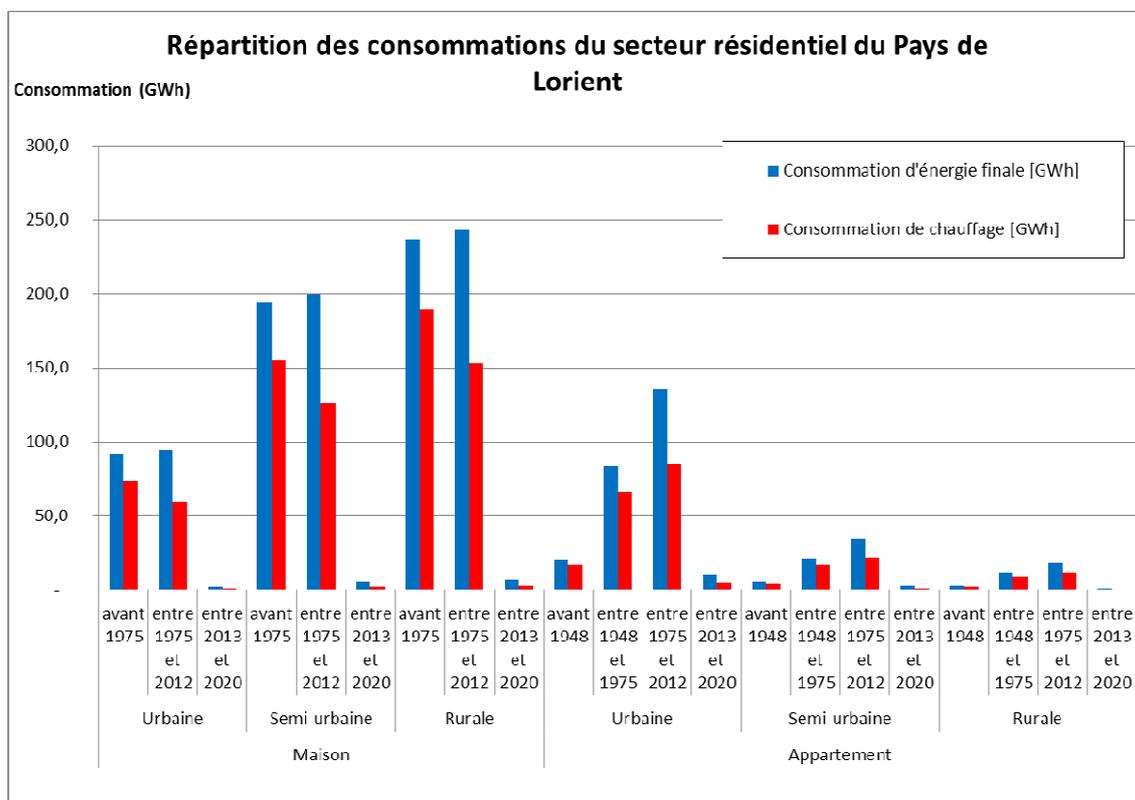
D'après l'étude en phase 1, en ce qui concerne le secteur tertiaire, la consommation due au chauffage représente en moyenne 49% de la consommation totale, soit **329 GWh.**

Au total, la consommation en énergie de chauffage du Pays de Lorient est 1 265 GWh.

La ressource disponible en bois et le parc de production permet actuellement de couvrir 146 GWh, soit un taux de couverture de la chaleur actuel de 11%.

Les résultats de cette étude donnent un modèle de répartition des consommations énergétiques pour le secteur résidentiel suivant le type d'habitation (maison ou appartement), l'année de construction, et la zone (urbaine, semi-urbaine ou rurale).

Graphique 8 : Répartition des consommations en énergie finale pour le secteur résidentiel du Pays de Lorient



► Identification du taux de couverture par cibles

Chaque type de bois énergie possède des usagers privilégiés :

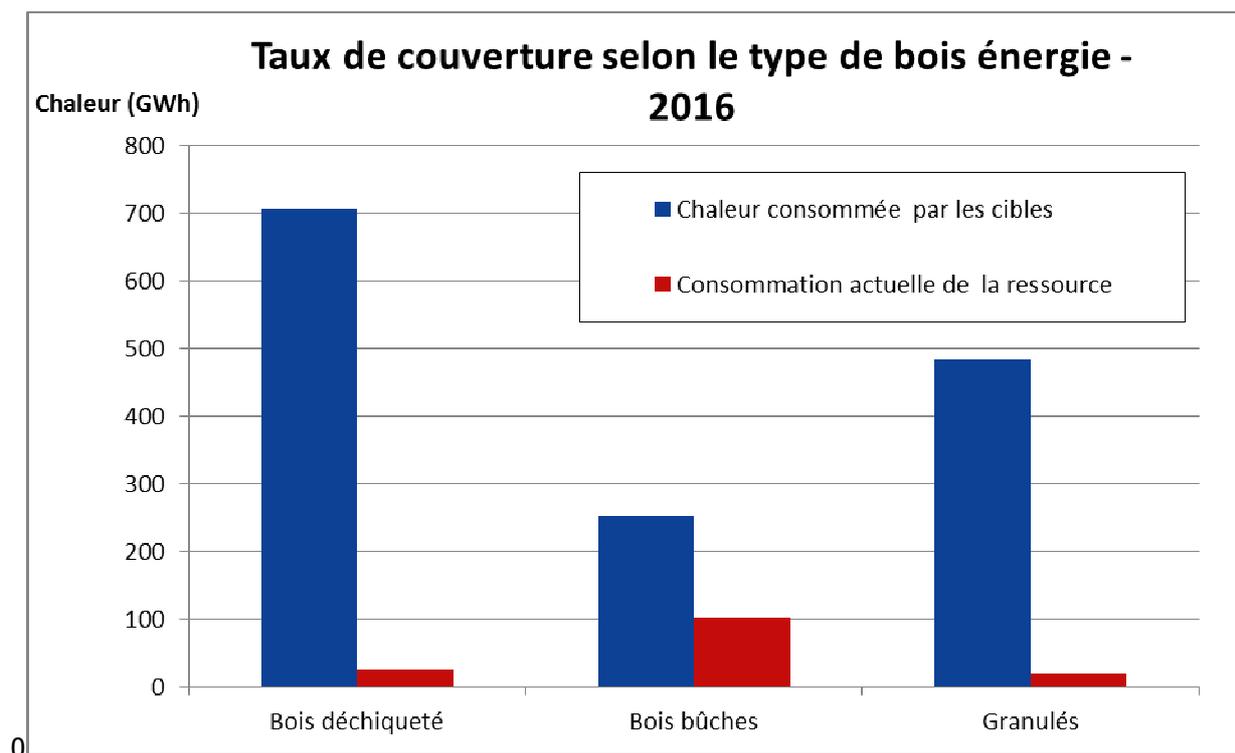
- Bois déchiqueté :
 - Chaufferies collectives pour les logements anciens et à rénover, à l'échelle de grands ensembles ou en réseau de chaleur en zone urbaine
 - Chaufferies collectives pour le secteur tertiaire
 - Ponctuellement : logements individuels en zone rurale, avec éventuellement des besoins complémentaires pour le process agricole
- Bois bûches :
 - Logements individuels en zone semi-urbaine et rurale avec un niveau de besoin annuel intermédiaire et une capacité d'approvisionnement et de stockage (dans ce cas, on estime que la chaleur couvrable est de 40 % du besoin total de chaque logement)
- Granulés :
 - Tous types de logements individuels (dans ce cas, on estime que la chaleur couvrable est de 40 % du besoin total de chaque logement)
 - Chaufferies collectives de petites tailles pour les logements neufs et anciens
 - Petits tertiaires

Nous avons donc segmenté le besoin de chauffage estimé en phase 1 et rappelé au paragraphe précédent en fonction de cette répartition. Nous pouvons les comparer aux chiffres de consommation du chapitre précédent pour déterminer un taux de couverture actuel par rapport au potentiel de développement.

Tableau 9 : Usages privilégiés et taux de couverture selon type de bois énergie en 2016

Type de bois énergie	Cibles privilégiées	Chaleur consommée par ces cibles (GWh)	Consommation actuelle de la ressource (GWh)	Taux de couverture actuel
Bois déchiqueté	Logements individuel en zone rurale Chaufferies collectives pour les logements anciens et à rénover Tertiaire	705	25	3,5%
Bois bûches	Logements individuel en zone semi-urbaine et rurale (40 % de la totalité de la consommation est couvrable)	252	102	40%
Granulés	Logements individuels (40 % de la totalité de la consommation est couvrable) Chaufferies collectives pour les logements neufs et anciens Petits tertiaires	439	18	4%

Graphique 9 : Part de couverture selon le type de bois énergie en 2016



Nota : la chaleur couvrable correspond aux consommations permettant

Il ressort de ces chiffres que le potentiel de développement est très important sur le bois déchiqueté (ou plaquettes) et sur les granulés.

En revanche, le taux de couverture sur le bois bûches est déjà assez important.

► Détermination d'une stratégie par cible

Le développement du bois énergie doit donc essentiellement s'appuyer sur une augmentation du recours au bois déchiqueté et aux granulés.

Pour utiliser les 302 GWh de potentiel à l'horizon 2030, les objectifs en taux de couverture sont déterminés ci-après.

Tableau 10 : Taux de couverture de besoins de chaleur par type de bois énergie – projections

Type de bois énergie	Cibles privilégiées	Chaleur consommée par ces cibles en 2016 (GWh)	Chaleur consommée par ces cibles en 2030 (GWh)	Consommation visée (GWh)	Taux de couverture objectif (2030)
Bois déchiqueté	Logements individuel en zone rurale Chaufferies collectives pour les logements anciens et à rénover Tertiaire	705	402	119	29,6 %
Bois bûches	Logements individuel en zone semi-urbaine et rurale (40 % de la totalité de la consommation est couvrable)	252	144	124	86 %
Granulés	Logements individuels (40 % de la totalité de la consommation est couvrable) Chaufferies collectives pour les logements neufs et anciens Petits tertiaires	439	281	59	21%

Les chiffres de chaleur consommée sont obtenus :

- Pour le bois déchiqueté et le bois bûches, en appliquant une baisse de 43 % des consommations, soit la baisse prévisionnelle des consommations de chauffage pour 2030 dans le scénario volontariste
- Pour les granulés, en appliquant une baisse de 36 % des consommations soit la la baisse prévisionnelle des consommations de chauffage et ECS pour 2030 dans le scénario volontariste

Le taux de couverture possible pour tout type de bois énergie à partir du gisement net estimé à l'horizon 2030 représente l'objectif fixé.

La ressource disponible permet d'envisager un développement massif des chaufferies bois déchiqueté et le développement local d'une filière de production de granulés.

1.2 Projets portés par les acteurs du territoire

Les projets de chaufferie bois se développent en Bretagne et notamment sur le territoire du Pays de Lorient. Ces projets sont portés par des acteurs différents : collectivités, bailleurs sociaux, agriculteurs et industriels.

1.2.1 Chaufferies bois en fonctionnement

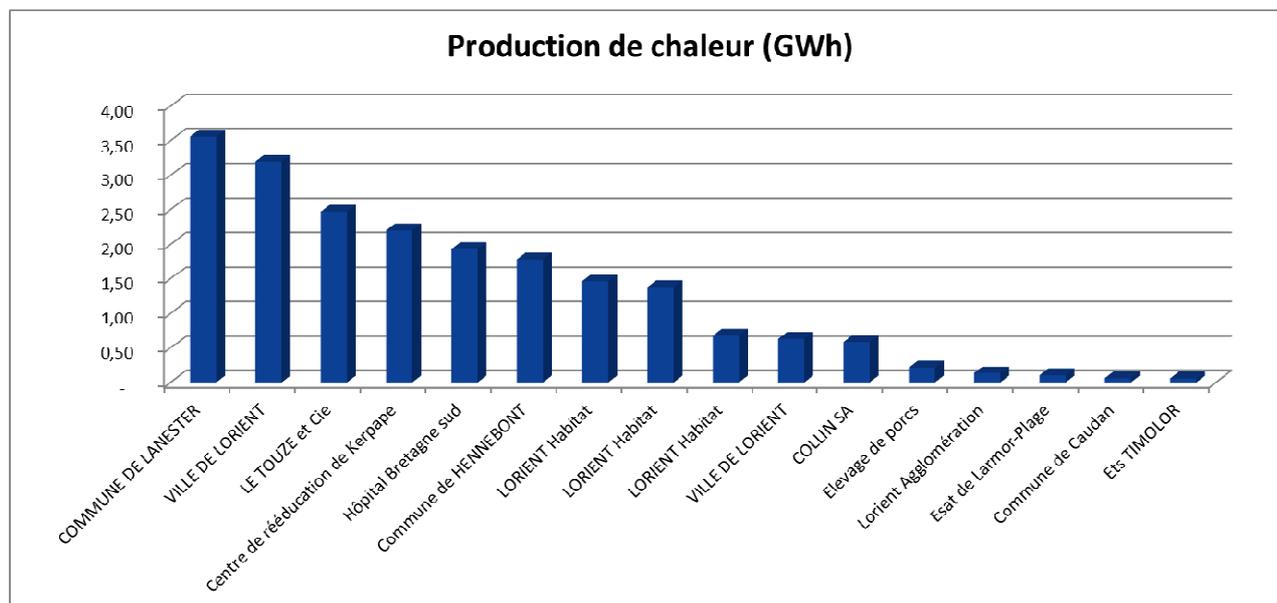
Le tableau suivant liste les chaufferies bois identifiées, actuellement en fonctionnement sur le territoire :

Tableau 11 : Liste des chaufferies bois en fonctionnement dans le Pays de Lorient

Maître d'ouvrage	Commune	Bâtiments	Puissance (kW)	Production de chaleur (MWh/an)
Ville de Lorient	Lorient	Réseau de chaleur	1500	3 195
Ville de Lorient	Lorient	Serres municipales	220	633
Ville de Lanester	Lanester	Réseau de chaleur	1370	3 556
Commune de Caudan	Caudan	Bâtiment public	70	60
Commune d'Hennebont	Hennebont	Réseau de chaleur	600	1 778
Lorient Agglomération	Lorient	Bureaux	150	134
Earl de Restrezerch	Pont-Scorff	Elevage	120	218
Hôpital Bretagne sud	Hennebont	Etablissement de santé	560	1 935
Lorient Habitat	Lorient	Logements collectifs	700	1 380
Lorient Habitat	Lorient	Logements collectifs	600	1 463
Lorient Habitat	Lorient	Logements collectifs	250	677
Esat de Larmor-Plage	Larmor-Plage	Artisanat	70	100
Ets TIMOLOR	Lorient	Artisanat	150	57
LE TOUZE et Cie	Lorient	Industriel	1500	2 470
Centre de rééducation de Kerpape	Plœmeur	Etablissement de santé	700	2 196
Mutualité du Morbihan	Plœmeur	Etablissement de santé	200	403
COLLIN SA	Plouay	Industriel	190	588
TOTAL			8950 kW	20 255 MWh

Source : Listing 2015 de l'AILE et extraction du bilan d'EnR GIP Bretagne Environnement.

Graphique 10 : Production de chaleur des principales installations identifiées sur le Pays de Lorient en GWh/an en 2015



Le réseau de chaleur du Moustoir de la Ville de Lorient dessert plusieurs bâtiments et installations, notamment le centre aquatique, le Grand Théâtre et la tribune présidentielle du stade. D'autres bâtiments sont équipés de chaufferies bois à granulés, l'école Bois Buissonet, la crèche Bouvet, la crèche Elsa Triolet, la Maison Chevassu et l'école Pouloriau.

La Ville de Lanester est également dotée d'un réseau de chaleur d'une longueur de 1 700m qui alimente plus d'une dizaine de bâtiments, parmi lesquels la médiathèque, l'Hôtel de Ville, plusieurs gymnases, et une résidence de 220 logements (bailleur social Bretagne Sud Habitat).

Dans le cadre de la réalisation du complexe aquatique du Kerbihan, la commune d'Hennebont s'est équipée d'un réseau de chaleur qui assure le chauffage de plusieurs bâtiments et d'un mode de production d'eau chaude biénergie fonctionnant à la biomasse et au gaz.

Le bailleur social Cap Lorient Habitat participe aussi au développement de la filière bois énergie dans le Pays de Lorient.

Le centre de rééducation Kerpape à Plœmeur a remplacé sa chaudière fioul par une chaudière bois couplée à une chaudière gaz.

Les industriels Colin et Le Touze sont équipés de chaufferies bois de puissances respectives 190kW et 1 500kW.

Au total, environ 9 000 kW sont installés dans le Pays de Lorient, pour une consommation annuelle de près de 8 500 tonnes de bois déchiqueté. Cela représente environ 34% des 25 055 tonnes de plaquettes disponibles localement.

1.2.2 Projets de chaufferies bois

Plusieurs projets de chaufferies bois sont à l'étude pour la Ville de Lorient.

Des entreprises sont consultées actuellement pour la mise de place d'une chaufferie bois déchiqueté à Kerentrech pour une école maternelle et un gymnase et d'une chaufferie à granulés à Nouvelle Ville, assurant une production de 200 MWh/an chacune. De plus, un réseau va être créé prochainement pour alimenter le bâtiment du Crédit Agricole depuis la chaufferie de la Maison de l'Agglomération.

Une étude de faisabilité a été faite pour la mise en place d'un réseau pour l'école Kersabiec (école et gymnase), pour une production d'environ 700 MWh/an. Une maîtrise d'œuvre sera lancée cette année normalement. En juin sera rendue la décision concernant la création du réseau de Kerjulaude pour alimenter les bâtiments universitaires, plusieurs lycées et d'autres gros consommateurs à proximité.

D'autres projets sont évoqués, comme le raccordement des Services Techniques de Ploemeur à la chaufferie des Serres de Lorient. Pour les trois gros consommateurs restants que sont l'Espace Cosmao Dumanoir, la Chaufferie Bois du Château et la cité Allende, une réflexion est en cours.

La Ville de Lanester réfléchit à la création d'un nouveau réseau pour alimenter la piscine et les bâtiments avoisinants.

La commune de Locmiquélic prévoit la mise en place d'un réseau de chaleur avec chaufferie bois pour alimenter les bâtiments du quartier des écoles, soient l'école Georgeault, les restaurants universitaires, la mairie, la poste, le centre culturel Artimon, la médiathèque et le service enfance jeunesse.

A Groix, la commune réfléchit à la possibilité d'aménager un réseau de chaleur alimentant la mairie, un village vacances et l'EHPAD.

D'autres communes, Calan, Guidel, Plouay sont également sur ces réflexions.

(Source : entretiens menés avec les acteurs du territoire).

1.3 Eléments de faisabilité technico-économique et juridique

1.3.1 Pertinence d'un projet

1.3.1.1 Densité thermique

Si la chaufferie alimente plusieurs bâtiments, il faut prendre en compte le paramètre de la densité thermique. Il s'agit du ratio de l'énergie vendue annuellement (en MWh/an) par rapport à la longueur du réseau (en mètres linéaire :ml).

Si cette densité est trop faible, c'est-à-dire si les bâtiments sont éloignés les uns des autres au regard des besoins énergétiques, cela peut amener le maître d'ouvrage à revoir sa demande.

En moyenne on vise une densité énergétique de 3 MWh/ml, et en dessous de 1 MWh/ml, le projet est difficilement envisageable.

Tableau 12 : Densité énergétique du réseau en fonction de la puissance

Puissance bois (kW)	Densité thermique du réseau (MWh/ml)
Moins de 500	1,5
De 500 à 1 500	3
1 500 à 3 000	3,5
Plus de 3 000	5

Source : Mise en place d'une chaufferie biomasse, ADEME

1.3.1.2 Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance

La densité de construction ne suffit pas pour déterminer la pertinence d'un projet. Il faut également tenir compte de la durée de fonctionnement. Une chaufferie bois représente un coût plus important à l'investissement qu'une chaudière gaz mais le combustible est moins cher. Donc, plus la quantité d'énergie fournie est importante, plus le projet est rentable.

La durée d'utilisation équivalente à pleine puissance est égale au ratio de l'énergie vendue annuellement (en kWh/an) par rapport à la puissance nominale (en kW). Ce ratio doit être le plus élevé possible pour un bon fonctionnement de la chaufferie.

Tableau 13 : Performances et rentabilité en fonction de la durée de fonctionnement à pleine puissance (Source : CEREMA²)

Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance (h/an)	Performance / Rentabilité
5 000	Haute / très rentable
2 500	Courante / rentable
< 2 000	Faible / peu rentable

Plus la chaudière est bien dimensionnée, plus le projet sera rentable par comparaison à une solution conventionnelle (gaz naturel). Mais la notion de foisonnement entre aussi en compte. La consommation doit être la plus lisse possible pour limiter les appels de puissance. Pour cela, il faut privilégier la mixité des usages et tirer profit de l'inertie des réseaux pour équilibrer les consommations dans le temps. Il faut aussi que les bâtiments desservis aient une faible intermittence individuelle.

Si la durée d'utilisation équivalente à pleine puissance est inférieure à 2 000h, la chaudière est dimensionnée pour délivrer une forte puissance, mais sur une faible durée d'utilisation, ce qui a un impact négatif important sur le coût d'investissement et les performances.

1.3.2 Coûts du projet

Une étude portant sur l'évaluation des coûts d'exploitation associés aux chaufferies biomasse a été commanditée par l'ADEME³ en 2009. Cette étude se base sur 90 projets de chaufferies réalisées dans les années 2000 et les coûts unitaires du kW par gamme de puissance sont les suivants :

Tableau 14 : Coût moyen de la chaufferie en fonction de la puissance installée

	Puissance bois installée (MW)	Coût global de la chaleur délivrée (€ TTC/MWh)
Réseaux de chaleur	1 à 10	45 et 70
	< 2	40 et 95
Chaufferies dédiées	-	Coût moyen : 62 € TTC/MWh

² Source : <http://reseaux-chaaleur.cerema.fr>

³ Source : Evaluation des coûts d'exploitation associés aux chaufferies biomasse – Perdurance, Novembre 2010

L'étude menée sur les coûts d'investissement relève, sur ces mêmes projets et en fonction de la puissance installée, un coût d'investissement compris entre 500 et 1000€/kW pour une chaufferie, et entre 700 et 1300€/kW pour un ensemble chaufferie/réseau de chaleur.

Cette étude utilise un échantillon de projets répartis sur plusieurs régions françaises. Ces données donnent un ordre de grandeur du coût d'un projet mais ne constituent pas une base pour une étude de faisabilité.

1.3.1 Montage juridique

Plusieurs systèmes de gestions sont possibles, certains sont présentés page suivante.

Tableau 15 : Synthèse des modes de gestion

Systeme de gestion	Atouts	Faiblesses
<p>Régie à autonomie financière = gestion interne et intégrée à la collectivité ou EPCI</p>	<p>Exploitation des compétences développées sur des projets similaires</p> <p>Maîtrise de la provenance du combustible et développement de la filière bois-énergie de la Ville</p> <p>Absence d'obligation de mise en concurrence pour l'achat de combustible</p> <p>Transparence de gestion</p> <p>Régime fiscal plus intéressant</p> <p>Pas de durée de contrat imposée</p>	<p>Investissement assumé directement par la collectivité ou EPCI</p> <p>Risques d'exploitation assumés par la commune qui assume les surcoûts en cas de réinvestissement ou de problèmes d'exploitation</p> <p>Gestion potentiellement lourde et administrativement encadrée</p>
<p>Société Publique Locale = Société anonyme à capitaux propres entièrement publics, association entre au moins 2 collectivités locales ou EPCI</p>	<p>Pas de procédure de mise en concurrence obligatoire</p> <p>Gestion du service public contrôlé par la collectivité</p> <p>Mise à disposition de la SPL du personnel de la collectivité, de ses compétences et de sa filière bois-énergie</p> <p>Souplesse de la gestion liée à son statut de société (règles de comptabilité privée)</p>	<p>Absence de retour d'expérience</p> <p>Nécessité de trouver une autre collectivité ou EPCI</p> <p>Investissement assumé par les collectivités-EPCI</p> <p>Tout marché passé par la SPL doit respecter les principes de commande publique</p> <p>Soumise à l'impôt sur les sociétés et doit viser la rentabilité de son activité</p> <p>Contrat de délégation de service public obligatoire à durée déterminée</p>
<p>Délégation de service public = la collectivité locale confie l'exploitation de l'activité de service public à un opérateur économique (public, type SPL, mixte, type SEML, ou totalement privé)</p>	<p>Investissement assumé par le concessionnaire et installations rétrocédés à la collectivité à l'issue du contrat de DSP</p> <p>Absence de risques liés à la gestion du service public</p> <p>Souplesse de la gestion par un opérateur privé expérimenté</p> <p>Possibilité d'intégrer des clauses et dispositions particulières dans le contrat de concession</p> <p>Durée limitée de la DSP</p>	<p>Après contractualisation, contrôle du service public limité à la remise du rapport annuel d'exploitation rédigé par le concessionnaire</p> <p>Choix de conception et de réalisation des installations passent uniquement par la rédaction du CDC</p> <p>Le concessionnaire fixe les tarifs de revente de chaleur</p> <p>Procédure de mise en concurrence lourde à mettre en œuvre</p>

Système de gestion	Atouts	Faiblesses
<p>Partenariat public-privé (PPP) = la collectivité locale fait réaliser des prestations de travaux, financement et maintenance d'un équipement dédié à un service public à un opérateur économique</p>	<p>Externalisation de l'investissement et maîtrise d'ouvrage déléguée à un tiers. Installations rejoignent le patrimoine de la collectivité à l'issu du contrat</p> <p>Exploitation des installations peut être assumée par la collectivité si cela n'est pas prévu dans le contrat de PPP</p> <p>Si externalisation de l'exploitation, des clauses et dispositions particulières peuvent être incluses, possibilité d'un contrôle indirect du service public par la collectivité</p>	<p>Les installations sont la propriété de l'opérateur privé</p> <p>Recours au PPP strictement encadré et autorisé uniquement en cas d'urgence, complexité technique et juridique ou d'un bilan coût/avantage favorable</p> <p>Procédure de mise en concurrence lourde à mettre en œuvre</p> <p>Loyers payés par la collectivité élevés</p> <p>Si externalisation de l'exploitation, le contrôle du service public par la collectivité est compliqué</p>

1.4 Indicateurs de retombées économiques

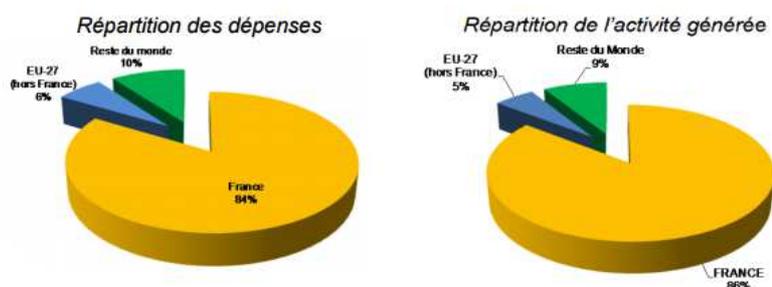
1.4.1 Création d'emplois

En **phase d'investissement**, le volume d'emploi généré dépend fortement de la *nature des travaux* nécessaires à l'installation de la chaudière ainsi qu'à la technologie de chaudière utilisée. De façon générale, il est relativement bien corrélé au montant total des dépenses d'investissement. Le ratio moyen s'établit à 6,1 ETP (équivalent temps plein) générés en phase d'investissement par million d'euros d'investissement (entre 5,5 ETP pour un projet de taille moyenne avec une technologie de chaudière simple et 7,3 ETP pour les plus petits projets).

En **phase d'exploitation**, le volume d'emploi généré est lié pour 80% à l'approvisionnement en biomasse. Il dépend donc fortement du *taux d'utilisation* de la chaudière et de la *nature de l'approvisionnement*. Le ratio le plus pertinent est l'emploi généré par unité de combustible consommé ; il s'établit en moyenne à 2,66 ETP/ktep de combustibles consommés pour les projets étudiés. Il faut noter néanmoins une grande dispersion des valeurs, entre 0,8 ETP/ktep pour un cas d'auto-consommation de co-produits de process et 4,3 ETP/ktep pour le plus petit projet.

1.4.2 Retombées économiques

Au niveau local, les dépenses et emplois générés par les projets de chaudière biomasse sont **importants en phase d'investissement**, avec 84% des dépenses et 86% de l'activité générée, et est **proche de 100% en phase d'exploitation** (hormis les cas d'approvisionnement transfrontalier). Les graphiques ci-dessous présentent le détail de la répartition des dépenses d'investissement par zone géographique et de l'activité générée par zone géographique en phase de construction.



Source : ADEME⁴

⁴ Les répartitions sont présentées en moyenne pondérée sur l'ensemble des projets réalisés en France.

2. Solaire

2.1 Gisement brut

L'ensoleillement du territoire et les données météorologiques servent de base au calcul du productible des installations solaires thermiques et photovoltaïques. Le gisement solaire brut correspond à l'irradiation (kWh/m²/an) reçu sur le territoire.

Les valeurs d'ensoleillement sont issues de la base de données PVGIS⁵, logiciel mis en place par la commission Européenne pour accéder à des données climatiques dans toute l'Europe.

Inclinés à 35°, les panneaux peuvent recevoir un **rayonnement compris entre 1 430 et 1 680 kWh/an par m²**. Ce potentiel moyen par rapport au niveau national permet d'étudier plus en détail l'utilisation de cette ressource.

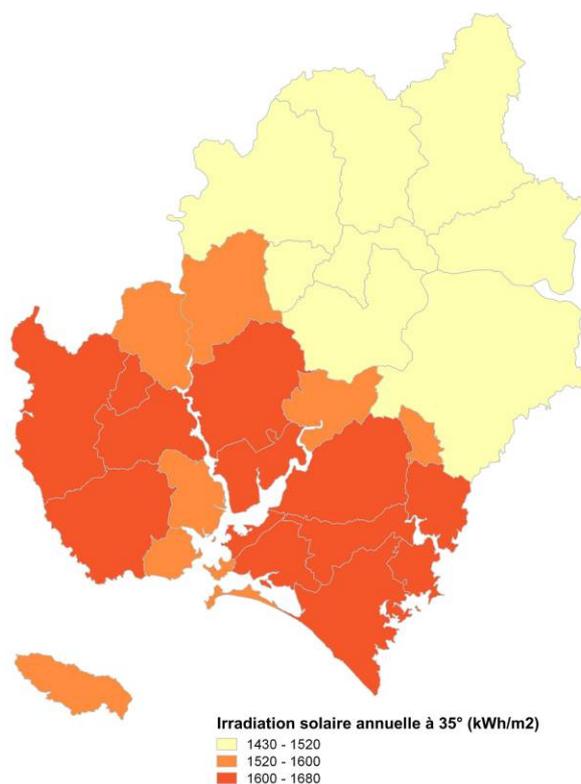


Figure 2 : Ensoleillement moyen annuel du territoire en kWh/m²/an (source : PVGIS)

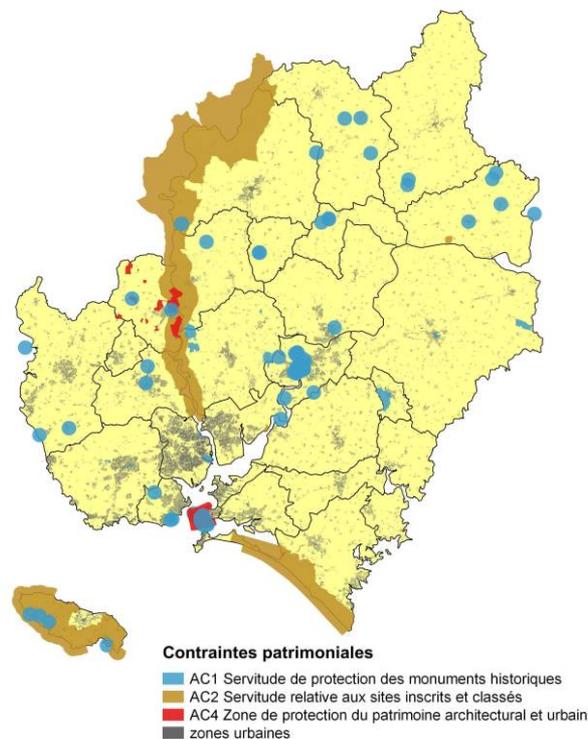
⁵ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=fr&map=europe>

2.2 Gisement net en toiture

Contraintes réglementaires de protection du patrimoine bâti

Pour obtenir le gisement réel de production de chaud en solaire thermique ou d'électricité grâce au photovoltaïque, il est nécessaire d'évaluer les surfaces disponibles en toiture pour l'implantation de panneaux solaires. L'implantation de panneaux solaires est fortement contrainte dans certains secteurs de conservation du patrimoine architectural :

- les secteurs sauvegardés (aucun sur le territoire) ;
- les sites inscrits et classés : les capteurs solaires doivent être parfaitement intégrés au site, leur installation est donc très complexe ;
- les ZPPAUP (Zones de Protection du Patrimoine Architecturale, Urbain et Paysager) : l'implantation de capteurs solaires à l'intérieur d'une ZPPAUP est délicate puisque les capteurs ne doivent pas être visibles du domaine public.
- les monuments historiques : l'implantation d'un champ solaire est possible dans un périmètre de 500 mètres de rayon autour d'un édifice protégé, sous réserve d'étudier précisément les perceptions du champ solaire depuis les édifices et d'effectuer un examen des covisibilités de l'édifice et du champ solaire depuis différents points de vue remarquables.



Ainsi pour l'étude de potentiel solaire du territoire, ont été étudiés seulement les bâtiments où ces contraintes sont absentes.

Inclinaison des toitures

La majorité des surfaces de toitures du parc résidentiel et tertiaire (81%) correspond à des maisons⁶ :

Tableau 16 : Caractéristiques des logements du Pays de Lorient

Type	Surface de toiture brute (m ²)	Part de la surface totale
Maison	8 773 587	81%
Appartement	898 029	5%
Dépendances	528 445	4%
Local commercial ou industriel	933 131	4%
Indéterminé	616 520	6%
Total général	11 749 711	100%

⁶ source : fichier foncier MAJIC (table « bâtiment »)

La caractérisation du revêtement des toitures permet de déduire le type de toiture, inclinée ou terrasse, en prenant les hypothèses suivantes :

Toiture inclinée	Toiture terrasse
Ardoises, Ardoises - autres, Ardoises - béton, Ardoises - tuiles, Ardoises - zinc aluminium, Tuiles, Tuiles - zinc aluminium, Béton - tuiles	Béton, Béton - autres, Zinc aluminium, Zinc aluminium - autres, Autres

Une grande majorité des toitures est inclinée sur le territoire : 97% des surfaces de toitures des maisons et 61% des surfaces de toitures des appartements soit 77% des surfaces totales de toitures.

Typologie de bâtiment	Type de toiture	Surface brute (m ²)	Part de la surface totale de la typologie
Maisons	Inclinée	8 447 203	97%
	Terrasse	279 668	3%
Appartements	Inclinée	544 340	61%
	Terrasse	158 117	18%
	Autre	195 572	22%

Les bâtiments ayant des toits inclinés sont supposés à deux pans, ainsi si l'un des pans se retrouve bien exposé (Sud ± 45°), l'autre pan sera inévitablement mal exposé. La moitié de la toiture est donc prise en compte dans l'étude. Pour les bâtiments à toit terrasse, 70% de la surface est prise en compte.

Compétition d'usages

Afin de tenir compte d'une compétition entre les usages de toiture (terrasses, toitures végétalisées) et de la place nécessaire à l'entretien des panneaux et pour éviter les ombres portées entre eux, la surface disponible retenue pour les panneaux est d'environ 60% de la surface de toiture définie précédemment.

Orientation des toitures

Suivant l'orientation des bâtiments, un facteur de correction a également été appliqué :

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

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

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

Rendement du système

Le rendement moyen d'un capteur solaire thermique a été pris par hypothèse à 30 %, celui d'un capteur solaire photovoltaïque à 10%.

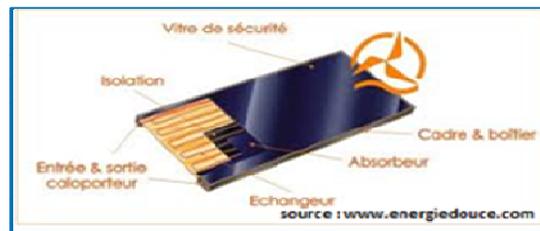
Coefficient de faisabilité à horizon 2030

Enfin, sur l'ensemble des bâtiments ciblés, le gisement net est établi en appliquant un coefficient de faisabilité à horizon 2030 correspondant à la part des bâtiments ciblés qui pourront être équipés d'ici 2030 en prenant en compte les autres contraintes qui pèsent sur les ménages (part de locataires, capacités financières, accès à la technologie, etc.).

Ce coefficient de faisabilité à horizon 2030 a été évalué à 15 % dans le cas du solaire thermique, à 20 % dans le cas du photovoltaïque sur toiture industriel et à 25 % dans le cas du photovoltaïque sur bâtiments résidentiels et tertiaires. On considère donc qu'en 2030, 25 % des toitures résidentielles et tertiaires bien orientées seront équipées de panneaux photovoltaïques, et 15 % de panneaux thermiques, soit 40 % du potentiel de toiture total de ce secteur.

2.2.1 Solaire thermique

Le solaire thermique correspond à la conversion du rayonnement solaire en énergie calorifique. Traditionnellement, ce terme désigne les applications à basse et moyenne température ; les plus répandues dans le secteur du bâtiment sont la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage de locaux.



Cependant, la productivité du solaire thermique est plus élevée en période estivale, lorsque chutent les besoins en chauffage. Pour cette raison, le thermique solaire est utilisé le plus fréquemment pour la production d'eau chaude sanitaire, dont les besoins sont pratiquement constants toute l'année.

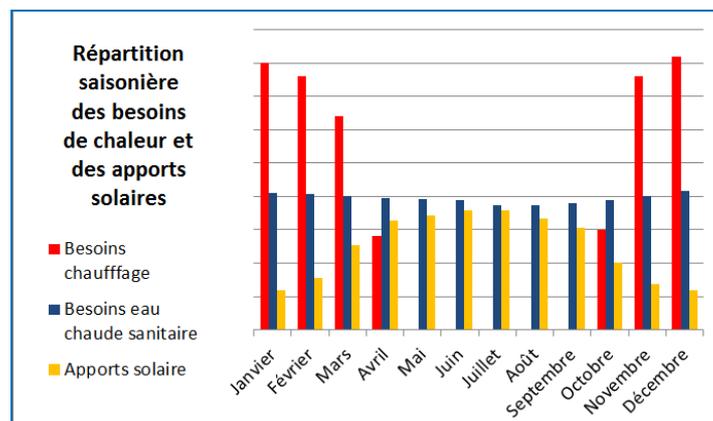


Figure 3 : répartition saisonnière des besoins de chaleur d'un logement et des apports solaires

En revanche, les apports solaires sont plus faibles en hiver qu'en été. Ainsi, sauf à surdimensionner le système, le solaire ne permet pas de couvrir l'intégralité des besoins (notamment en période hivernale). Une hypothèse de couverture de 60% des besoins en eau chaude sanitaire a été prise, elle correspond à un optimum moyen entre coût d'investissements et rendement du système solaire thermique.

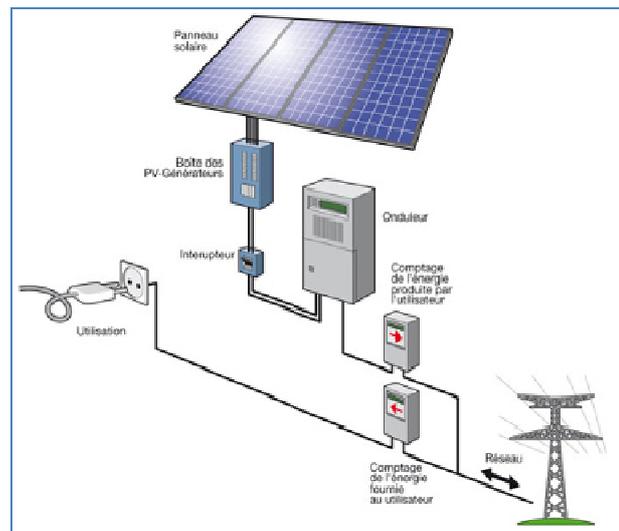
A partir des hypothèses prises on obtient un potentiel net de production de chaud à partir de panneaux solaires thermiques pour chaque bâtiment du territoire. **Le potentiel total est d'environ 25 GWh sur le Pays de Lorient.**

Afin d'évaluer les potentiels de substitution, il est nécessaire de localiser les besoins en eau chaude sanitaire (ECS) qui pourront être couverts. Ces besoins ont été cartographiés à la parcelle à partir de la base de données MAJIC et ne peuvent être mis en parallèle des données de production qui sont établies au bâtiment.

Il est également à noter que cette solution est à envisager pour les projets d'aménagements en cours et futurs sur le territoire.

2.2.2 Solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires PV produisent de l'électricité à l'aide du rayonnement solaire (énergie solaire renouvelable). La performance énergétique d'un système photovoltaïque est influencée par un certain nombre de facteurs, notamment climatiques, technologiques, de conception et de mise en œuvre.



Potentiellement les panneaux solaires photovoltaïques peuvent s'installer partout : en toiture ou en terrasse, en façade, au sol, en écran antibruit, etc. Autant d'endroits possibles tant qu'ils respectent quelques règles de mise en œuvre : orientation favorable et inclinaison optimale (le rendement maximal étant observé lorsque les panneaux sont perpendiculaires au rayonnement solaire direct), sans masques ni ombres portées.

L'électricité produite est sous forme de courant continu. Afin de pouvoir l'injecter dans le réseau, il faut la transformer en courant alternatif et changer sa tension. Des modules appelés onduleurs permettent cette transformation, mais ils représentent un investissement supplémentaire et génèrent de nouvelles pertes énergétiques.

Condition de raccordement des installations de PV :

L'achat de l'électricité photovoltaïque dépend fortement de la puissance installée⁷ et de la date du raccordement. Les tarifs sont également révisés tous les trimestres en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. Pour cette raison il est difficile d'estimer précisément les recettes d'une telle installation raccordée.

A titre d'information, le tableau ci-dessous présente les tarifs d'achat pour le 2^{er} trimestre 2016 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration :

⁷ La puissance installée peut être en première approximation estimée de la manière suivante : 10 m² de panneaux solaires thermiques = 1kWc installé. En réalité ce ratio est différent d'une technologie à l'autre.

Tableau 17 : tarifs d'achat de l'électricité PV pour le 2^{ème} trimestre 2016 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration

Intégration au bâti	
0-9 kWc	24,63 c€/kWh
Intégration simplifiée au bâti	
0-36 kWc	13,27 c€/kWh
36-100 kWc	12,61 c€/kWh
Non intégré au bâti	
<12 MWc	5,80 c€/kWh

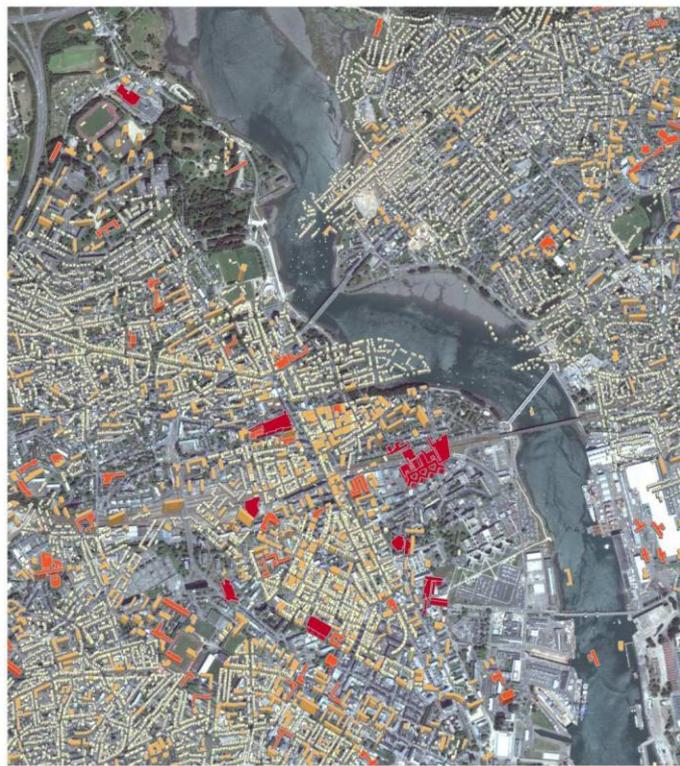
La mise en place d'entités de production photovoltaïque dont la puissance installée dépasse les 100 kWc (ce qui serait le cas dans le cas des installations d'environ 1 000 m² et plus) nécessite une consultation simplifiée qui doit être lancée par l'Etat, et dont il est difficile de garantir l'éligibilité. A noter que ce type de projet subit la concurrence des projets envisagés sur toute la France et en particulier des régions très ensoleillées du sud de la France.

Aujourd'hui la filière photovoltaïque pour les petites installations en France semble être à un tournant de son histoire : jusque-là le producteur revendait au réseau l'ensemble de la production, les tarifs d'achats étaient avantageux et les aides disponibles rendaient acceptables les investissements pour les particuliers. La baisse régulière des tarifs d'achat et l'arrêt des crédits d'impôt depuis le 1er janvier 2014 rendent aujourd'hui ce fonctionnement difficilement rentable pour le propriétaire des panneaux, malgré une baisse du coût de ceux-ci.

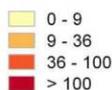
L'exploitation pourrait évoluer vers un fonctionnement privilégiant l'autoconsommation sur site de l'électricité produite. Si les coûts de production de l'électricité photovoltaïque sont aujourd'hui encore élevés et ne permettent pas de concurrencer l'électricité disponible sur le réseau, l'évolution à la hausse de cette dernière devrait rendre cet usage compétitif ; des projets sont en cours sur ce sujet sur le territoire (cf. [3.3.1 Photovoltaïque par autoconsommation](#) - projet « BIEN LA »).

En considérant l'ensemble des toitures disponibles des bâtiments résidentiels et tertiaires sur le Pays de Lorient, le potentiel total est estimé à 459 GWh/an, réparti principalement sur des petites surfaces (puissance < 9kWc) :

Puissance installée (kW)	Nombre de bâtiments	Puissance totale installée (MW)	Production PV (GWh)
1 - 9	82269	239	382
9 - 36	2258	34	54
36 - 100	193	10	16
> 100	22	4	6
Total	84742	287	459



Puissance potentielle par bâtiment (kW)



Comportements des usagers et coefficient de faisabilité

Cependant, pour tenir compte du fait qu'au-delà de 30 m² le particulier ne pourra plus bénéficier du crédit d'impôt et de la TVA réduite sur les travaux, le gisement sur le résidentiel-tertiaire est calculé en prenant une **surface de 30 m² maximum pour chaque installation**. Ceci permet également de conserver une cohérence quant aux capacités financières des particuliers.

Il a également été considéré que 25% des toitures seraient équipées.

Avec ces hypothèses, le gisement net est de 43 GWh produits par an sur les bâtiments résidentiel-tertiaire :

Type de bâtiments	Puissance installée (MW)	Production (GWh)
Résidentiel-tertiaire	27	43

2.2.3 Bâtiments industriels

Les surfaces de toitures industrielles ont été évaluées à partir des surfaces d'emprise au sol des bâtiments industriels (données SIG Audélor). L'espace disponible pour l'installation de panneaux solaires sur une toiture étant conditionné par la présence de divers dispositifs pré-existants (puits de lumière, échangeurs thermiques, accès, cheminement, etc.), des coefficients de masque doivent être appliqués. Ont été retenus pour cette étude les coefficients de masque déterminés par la DGEC dans le cadre des travaux méthodologiques pour l'élaboration des SRCAE :

Tableau 18 : coefficients de masque selon le type de bâtiment, source : fiche thématique « énergies renouvelables solaires », 2009, DGE

Bâtiments	industriels	commerciaux	sportifs	agricoles	serres
Coefficients de masque	0,9	0,9	0,8	1	1

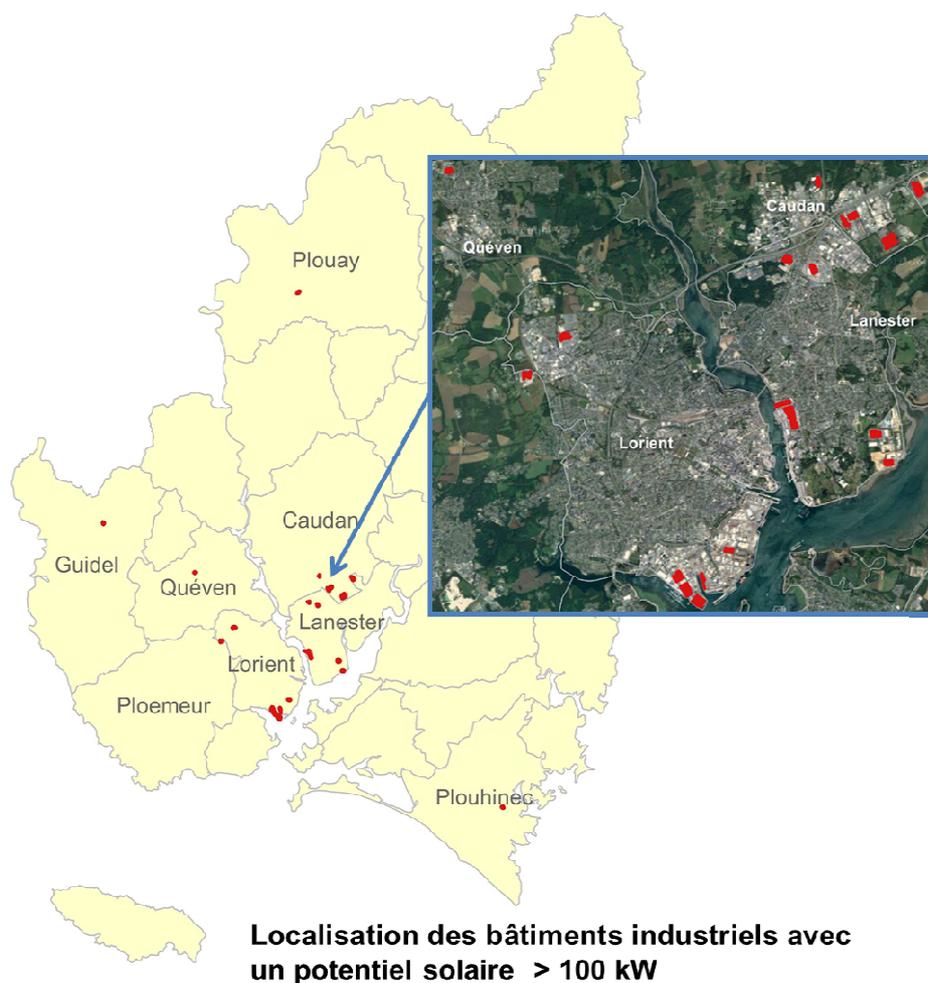
Ainsi en appliquant ces facteurs de correction, ainsi qu'un coefficient de faisabilité à horizon 2030 de 20% des toitures, le gisement solaire sur les bâtiments industriels s'établit à 37 GWh/an pour le photovoltaïque.

Tableau 19 : Potentiel de production solaire des bâtiments industriels du Pays de Lorient

Gamme de puissance	Production PV (GWh)
> 100 kW	7,3
< 100 kW	30

A noter que les projets de plus 100 kW doivent faire l'objet d'un appel d'offres CRE (Commission de régulation de l'énergie) et sont donc en concurrence avec de nombreux projets sur le territoire national, ce qui peut être une contrainte forte pour les projets. Ils représentent cependant pour un petit nombre de bâtiments un potentiel de production à horizon 2030 d'un peu plus de 7 GWh.

La carte ci-dessous indique la localisation des bâtiments industriels avec un potentiel solaire supérieur à 100 kW, dans un but de repérage. Cependant, avant d'être équipés, ces bâtiments nécessiteront un examen approfondi de la structure des toitures.


Figure 4 : Localisation des bâtiments industriels ayant un potentiel solaire supérieur à 100 kW

Tableaux récapitulatifs

Gisements nets thermique et photovoltaïque sur le résidentiel/tertiaire

Technologie	Puissance installée (MW)	Production (GWh)
Solaire PV (électricité)	27	43
Solaire thermique	16	25

Gisement net photovoltaïque sur les bâtiments industriels

Technologie	Puissance installée (MW)	Production (GWh)
Solaire PV (électricité)	27	37

2.3 Projets portés par les acteurs du territoire

2.3.1 Photovoltaïque par autoconsommation

BIEN LA est une initiative lancée par Lorient Agglomération et Aloen pour réunir les acteurs du Pays de Lorient intéressés par le développement de la boucle énergétique locale.

Dans ce cadre, Bretagne Energies Citoyennes (B.E.C.) a fait une proposition de projet pour démontrer par l'exemple la pertinence des installations photovoltaïques en autoconsommation. Celle-ci a été retenue en juin 2014 par le Comité de pilotage de BIEN LA, et la Région a décidé le financement de la phase 1, qui est donc lancée.

La démarche est d'en démontrer la prédictibilité et la pertinence en déclenchant des réalisations sur des sites représentatifs des catégories a priori intéressantes, c'est à dire pour lesquelles une partie significative de la consommation a lieu de jour:

- un site commercial
- un site de locaux tertiaires
- un site industriel
- un site de station de relevage d'eaux usées (en réflexion)

Le premier site défini pour ce projet est le magasin Biocoop situé dans la zone commerciale du Keryado à Lorient. Ce magasin est ouvert toute l'année 6 jours sur 7, et une partie significative de la consommation électrique tient aux chambres froides, d'où une consommation diurne importante, et encore plus en été.

Deux zones semblent exploitables pour l'installation de panneaux photovoltaïques en première approche : en tenant compte des ombrages proches (bâtiment mitoyen, acrotères), des surfaces non utilisables (éclairage naturel, désenfumage), la surface utilisable est estimée à 200 m² :

- zone 1 : environ 150 m² exploitables, orientée sud-ouest, pente 5°,
- zone 2 : environ 50 m² exploitables, orientée sud-est, pente 5°



Cette surface permettrait d'installer une centrale photovoltaïque de 25 à 30 kWc, pour une production annuelle d'environ 26 à 31 MWh.

BEC participe également à une expérimentation déjà engagée par la municipalité de Lorient sur une école primaire. Pour chacun de ces sites, l'action sera menée en 3 phases :

- étude d'opportunité : par des mesures détaillées de consommation, une analyse de celle-ci, une modélisation informatique du fonctionnement de panneaux photovoltaïques en autoconsommation, et une première approche économique, le but est de déterminer les caractéristiques d'un toit permettant la rentabilité de l'installation. Cette phase est coordonnée par BEC.
- étude de faisabilité : il s'agit de fixer les conditions d'implantation du toit envisagé et de vérifier la compatibilité avec la structure du bâtiment, de rédiger le cahier des charges et passer l'appel d'offres pour la fourniture et le montage du toit, enfin d'établir un plan de financement. Cette phase est coordonnée par le gestionnaire du site.
- réalisation et évaluation : le toit photovoltaïque est installé, puis une campagne de mesures sur une année entière permet de valider le fonctionnement et la rentabilité de l'installation. Cette phase est coordonnée par le gestionnaire du site.

2.4 Indicateurs de coûts et de retombées économiques

2.4.1 Indicateurs de coûts

		CAPEX	OPEX	LCOE en €/MWh	
				Valeurs estimées actuelles (Sources : ADEME, Cour des Comptes, CRE, IFRI)	Valeurs projetées à 2050 (Source : ADEME)
Solaire PV	Toiture	2 200 – 4 805 €/kW	2,4% du	170 - 220	84
	Sol	1 550 – 1 680 €/kW	CAPEX	100 - 150	62
Solaire thermique		1 136 – 1 462 €/m ² Ou 3 790 – 4 870€/kW	-	-	-

Pour les installations solaires thermiques et photovoltaïques, les coûts d'investissements (CAPEX) représentent l'achat du matériel, la main d'œuvre pour l'installation, le coût de raccordement de l'installation

au réseau (pour le PV) ou au système de chauffage de la maison (pour le thermique). Les coûts d'exploitation (OPEX) incluent la maintenance, et les frais de fonctionnement éventuels.

Les données CAPEX/OPEX pour le solaire photovoltaïque sont estimées à partir de projets réalisés sur le territoire français. Les LCOE sont issus du rapport ADEME « Vers un mix 100% Renouvelable ». Les projections à 2050 ont été modélisées à l'échelle régionale, il s'agit donc d'une estimation pour la région Bretagne.

Les données d'investissement pour le solaire thermique sont issues du rapport de la Cour des Comptes (données ADEME), et l'estimation en € par kW de puissance installée est réalisée en prenant en compte un ratio de 300W/m² de puissance pour un panneau solaire thermique.

Il faut néanmoins souligner que pour le solaire, la puissance effectivement récupérée par le système dépend de nombreux éléments et que c'est donc surtout la durée d'exposition plus que la puissance qu'il faut considérer.

Ces données donnent un ordre de grandeur du coût d'un projet mais ne constituent pas une base pour une étude de faisabilité.

2.4.2 Création d'emplois

L'arrivée de cette nouvelle activité économique peut être créatrice de richesse, générant chiffre d'affaires et emplois locaux. Le tableau ci-contre explicite la provenance de la main d'œuvre, locale ou non, pour chaque étape d'une opération photovoltaïque.

Figure 5 : Provenance de la main d'œuvre pour les différentes étapes d'un projet photovoltaïque (Source : ADEME)

Etapas d'une opération photovoltaïque	Installations > 250 kW		Installations < 250 kW	
	Echelle du marché actuel	Commentaires	Echelle du marché actuel	Commentaires
Etudes	Régionale ou nationale	Cette étape requiert une bonne compréhension du contexte économique et réglementaire, par définition national ou régional.	Plusieurs niveaux	Très liée à la taille du projet : plus le projet est petit, plus l'échelle est locale (cas de la prestation intégrée de l'installateur).
Montage et conception	Plusieurs niveaux	Cette étape peut nécessiter des experts nationaux voire internationaux, mais également une bonne compréhension locale pour un ancrage social, environnemental et économique.	Plusieurs niveaux	Pas d'expertise internationale requise
Réalisation	Nationale ou internationale	La pose des systèmes nécessite une main d'œuvre qualifiée. Actuellement, quelques entreprises se partagent le marché européen des centrales, déplaçant les techniciens sur toute l'Europe.	Locale ou régionale	Très liée à la taille du projet et au type de bâtiment : plus le projet est petit et le bâtiment sans obligation réglementaire, plus l'échelle est locale.
Exploitation	Locale	Cette étape nécessite une main d'œuvre de proximité, par définition non délocalisable.	Locale	Cette étape nécessite une main d'œuvre de proximité, par définition non délocalisable.

A noter que pour les projets dont la puissance est inférieure à 9 kW, l'ensemble du projet est souvent réalisé par un seul acteur (modèle intégré), la plupart du temps implanté au niveau local. C'est le cas des panneaux installés chez les particuliers ou sur des petits bâtiments, souvent équipés par les acteurs locaux, qu'il s'agisse d'indépendants ou de filiales régionales des grandes entreprises. L'étape la plus intéressante pour les territoires est donc celle de l'exploitation, composée d'une partie d'expertise technique et financière, assurée par l'exploitant, et d'une partie maintenance. Cette dernière intéresse la collectivité au sens large, qui pourrait capter cette richesse, en termes d'emplois et de chiffres d'affaires locaux. Les produits de la vente d'électricité, lorsque cette dernière est réalisée au profit de la collectivité, seront garantis par un suivi attentif de la production.

2.4.3 Produits de taxes

La collectivité peut s'attendre à des retombées économiques directes et indirectes pour le territoire, lors du développement d'un projet photovoltaïque. La production et par conséquent la vente d'électricité photovoltaïque est considérée comme une activité commerciale. Ainsi, l'accueil d'un tel projet participe à la fiscalité directe locale de la collectivité qui perçoit la contribution économique territoriale (CET), composée de la cotisation foncière des entreprises (CFE) et de la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE). De plus, lorsque la puissance des installations est supérieure à 100 kW, les producteurs doivent s'acquitter de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER) d'un montant annuel de **7,21 €/kW**.

Figure 6 : Territorialisation de CET et de l'IFER (Source : ADEME)

	CFE	CVAE	IFER
Communes et EPCI	100%	26,5%	50%
Département		48,5%	50%
Régions		25%	

Le tableau ci-dessus présente la répartition des taxes locales entre les différents niveaux des collectivités. Si la collectivité est propriétaire du bâti ou du terrain d'accueil mis à disposition d'un opérateur, elle perçoit un loyer sur la location de celui-ci. Le bénéfice de la vente d'électricité, particulièrement lorsque la collectivité est propriétaire des installations, doit être pondéré par la notion d'amortissement de l'investissement. Il ne peut à ce titre être considéré comme une retombée isolée. Ces revenus fiscaux et fonciers supplémentaires constituent des retombées économiques directes pour la collectivité, perçus sur la durée d'exploitation de l'installation photovoltaïque soit durant 20 à 30 ans.

3. Eolien

3.1 Eolien terrestre

En 2006, la communauté d’agglomération de Lorient alors nommée Cap Lorient a établi une Zone de Développement Eolien (ZDE) sur les 19 communes qu’elle comportait. Les ZDE ont un statut caduc. Les [schémas régionaux éoliens](#) prennent le relais comme support des zones éoliennes

La ZDE indiquait les secteurs favorables pour l’accueil d’éoliennes d’une taille minimale de l’ordre de 40 mètres. Le zonage proposé intègre ainsi la possibilité d’implanter des machines de taille réduite, d’une puissance de quelques dizaines de kW.

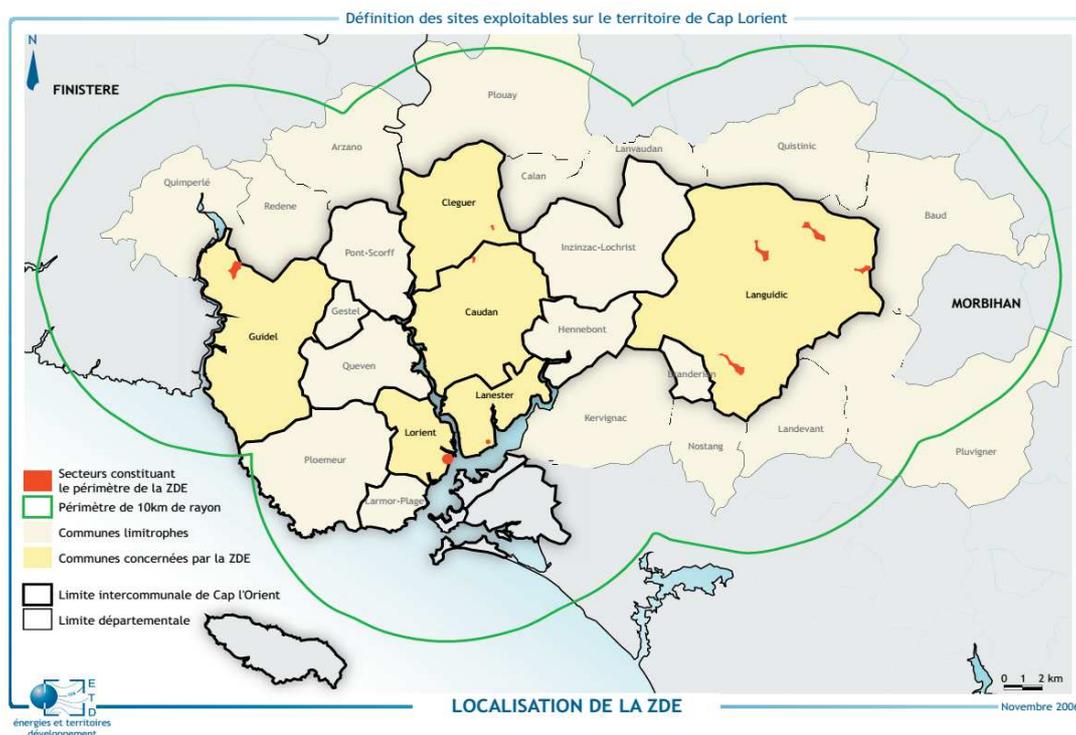


Figure 7 : Localisation de la ZDE établie en 2006 sur 19 communes de l’agglomération

La ZDE était constituée de 9 secteurs non adjacents, localisés sur les communes de Guidel, Cléguer, Caudan, Languidic, Lorient et Lanester. Cette ZDE contenait une puissance éolienne comprise entre 40 kW et 43 MW.

Ainsi le potentiel éolien sur ces 19 communes a déjà été établi, nous étudierons les 11 autres communes du territoire pour en dégager le potentiel restant.

3.1.1 Gisement brut

La société privée EED (Espace éolien développement) a été missionnée, par la Région Bretagne, pour constituer une base de données sur le gisement en vent dans le cadre du schéma régional éolien publié en juillet 2006. Ainsi, la vitesse du vent a été cartographiée sur le territoire de l’agglomération de Lorient. Cette donnée est le résultat de l’interpolation faite sur des mesures ponctuelles.

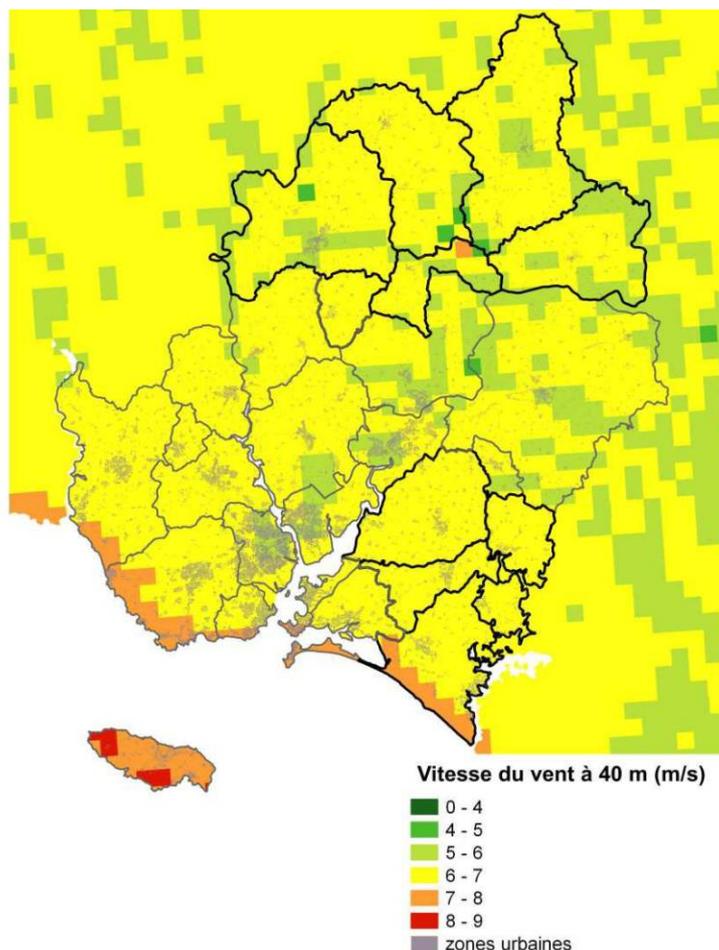


Figure 8 : Vitesse du vent à 40 m sur le territoire (en noir : communes non étudiées dans le cadre de la ZDE)

La cartographie ci-dessus du potentiel éolien du territoire fait apparaître un gisement supérieur au seuil minimum de 4 m/s à 40 mètres au-dessus du sol, cité dans la circulaire d’instructions relatives aux ZDE en tout point du territoire. Ce gisement est à croiser avec les contraintes paysagères et réglementaires pour établir les zones d’implantation potentielles d’éoliennes.

3.1.2 Gisement net

3.1.2.1 Contraintes liées à l’urbanisme et aux servitudes

Une contrainte très importante à l’implantation d’éoliennes est la distance réglementaire de 500m autour des habitations et des monuments classés et inscrits. L’application de cette contrainte réduit fortement les zones d’implantation potentielles sur le territoire.

La présence de servitudes d’utilité publique est également à prendre en compte. Les servitudes de protection des centres et des faisceaux de télécommunication (PT1 et PT2) et de relations aériennes : servitudes de dégagement (T5 - cote limite + 15 m) interdisant l’implantation d’éolienne, ces zones ont été exclues.

Ainsi en appliquant ces critères on obtient les zones d’implantation potentielles suivantes (en orange sur la carte ci-dessous) :

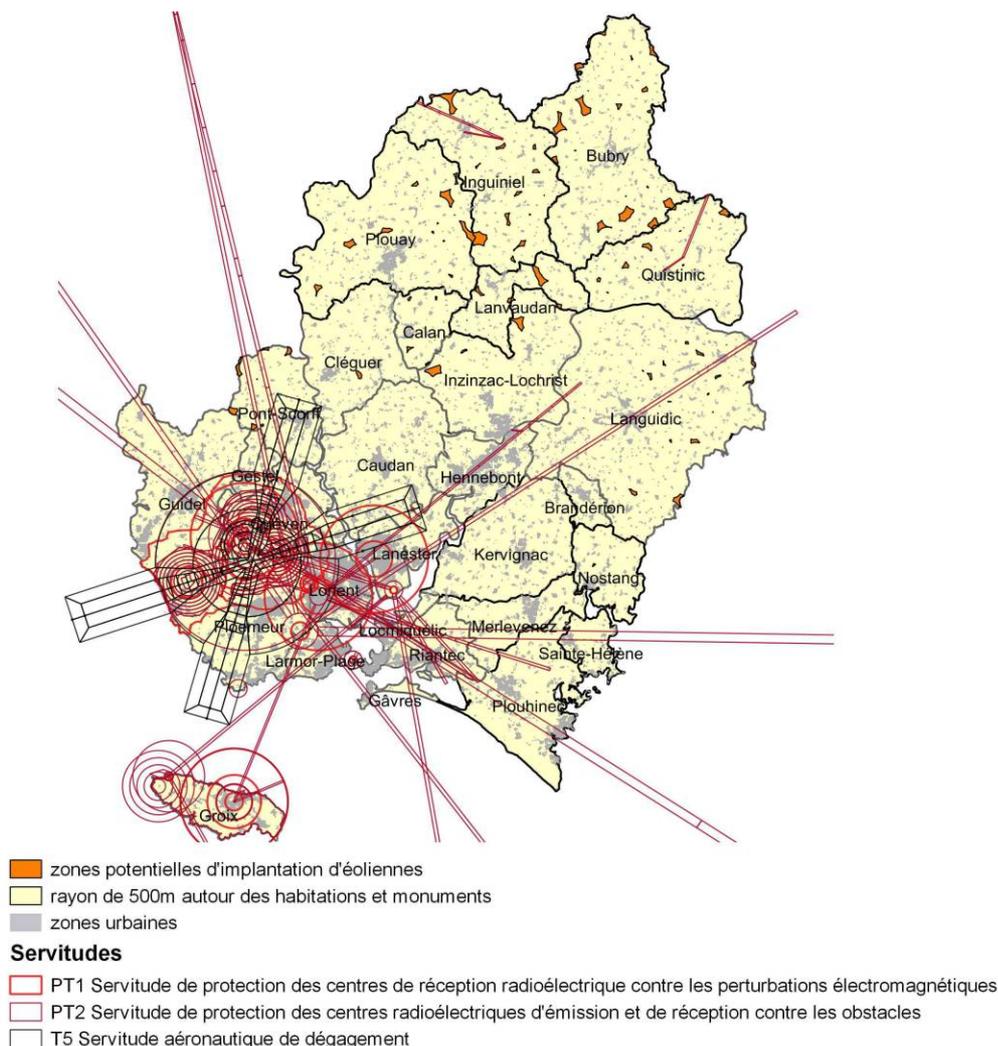


Figure 9 : Prise en compte des contraintes urbanistiques et des servitudes pour l'implantation d'éoliennes

Enfin la proximité avec les lignes électriques aériennes est aussi une contrainte forte, en effet il est imposé une distance d'une fois la hauteur en bout de pales (120 m environ) le long des lignes électriques.

Notons qu'actuellement il existe des contraintes fortes liées à la base aéronavale de Lorient qui pèsent sur l'implantation d'éoliennes sur tout le territoire. Pour développer cette énergie un travail d'assouplissement de cette contrainte sera nécessaire.

Dans ce cas les communes du Nord du Pays de Lorient, Plouay, Inguinél, Bubry, Lanvaudan, pourraient être les plus favorables pour l'implantation d'éoliennes

3.1.2.2 Enjeux environnementaux

Les projets éoliens impliquent bien souvent des modifications de l'environnement assez importantes : lignes enterrées, défrichage, impact paysager ou faunistique important,... Les zones à enjeux environnementaux à prendre en compte sont les suivantes :

- **Forêts domaniales et privées**

Elles constituent un milieu écologiquement riche et sont donc, de ce fait, particulièrement concernées par les différents types de protections et inventaires écologiques (ZNIEFF, Natura 2000...). Elles peuvent également faire l'objet d'un classement dans les documents d'urbanisme en Espace Boisé Classé (EBC) qui interdit le défrichage et par conséquent, l'implantation d'éoliennes. Cependant, hormis ces protections et sauf dans ces cas particuliers, elles ne sont pas strictement incompatibles avec l'installation de parcs éoliens. Le déboisement constitue néanmoins une contrainte technique forte qu'il est important de prendre en considération. De plus, les zones boisées présentent, du point de vue du gisement éolien, des rugosités importantes qui freinent le vent. Ces zones sont donc souvent peu favorables d'un point de vue technique.

- **ZNIEFF (Zone Naturelle d'Intérêt Écologique, Floristique et Faunistique)**

Les ZNIEFF de type 2 sont de vastes ensembles naturels et paysagers cohérents, au patrimoine naturel globalement plus riche que les territoires environnants. Les ZNIEFF de type 1 sont souvent de plus petites tailles, situées à l'intérieur ou non des précédentes, qui se détachent par une concentration d'enjeux forts du patrimoine naturel et hébergeant notamment des espèces déterminantes d'oiseaux ou de chauve-souris.

- **NATURA 2000**

Les zones NATURA 2000 sont issues de la Directive Oiseaux (2 avril 1979) et de la Directive Habitats (21 mai 1992). Elles mettent respectivement en place les ZPS (Zone de Protection Spéciale) et les SIC (Site d'Importance 26/54 Communautaire). Leur but est de préserver, maintenir ou rétablir la diversité biologique par la création d'un réseau de sites cohérents.

Toutefois, à l'exception des espaces protégés au titre de l'environnement (arrêtés de protection de biotope), des forêts domaniales, les autres zones à enjeux environnementaux ne sont pas incompatibles avec l'implantation d'éoliennes sous réserve de la prise en compte des fortes sensibilités identifiées à l'échelle du département. Les sites recensés et reconnus pour l'importance et la qualité de leur patrimoine naturel (faune, flore, habitat) doivent être considérés comme très sensibles. Sur ces sites sensibles, l'installation d'aérogénérateurs fait l'objet de fortes réserves et les diagnostics environnementaux devront être particulièrement détaillés. Les études réalisées devront démontrer la compatibilité des projets avec l'objectif de conservation des espèces et/ou des habitats.

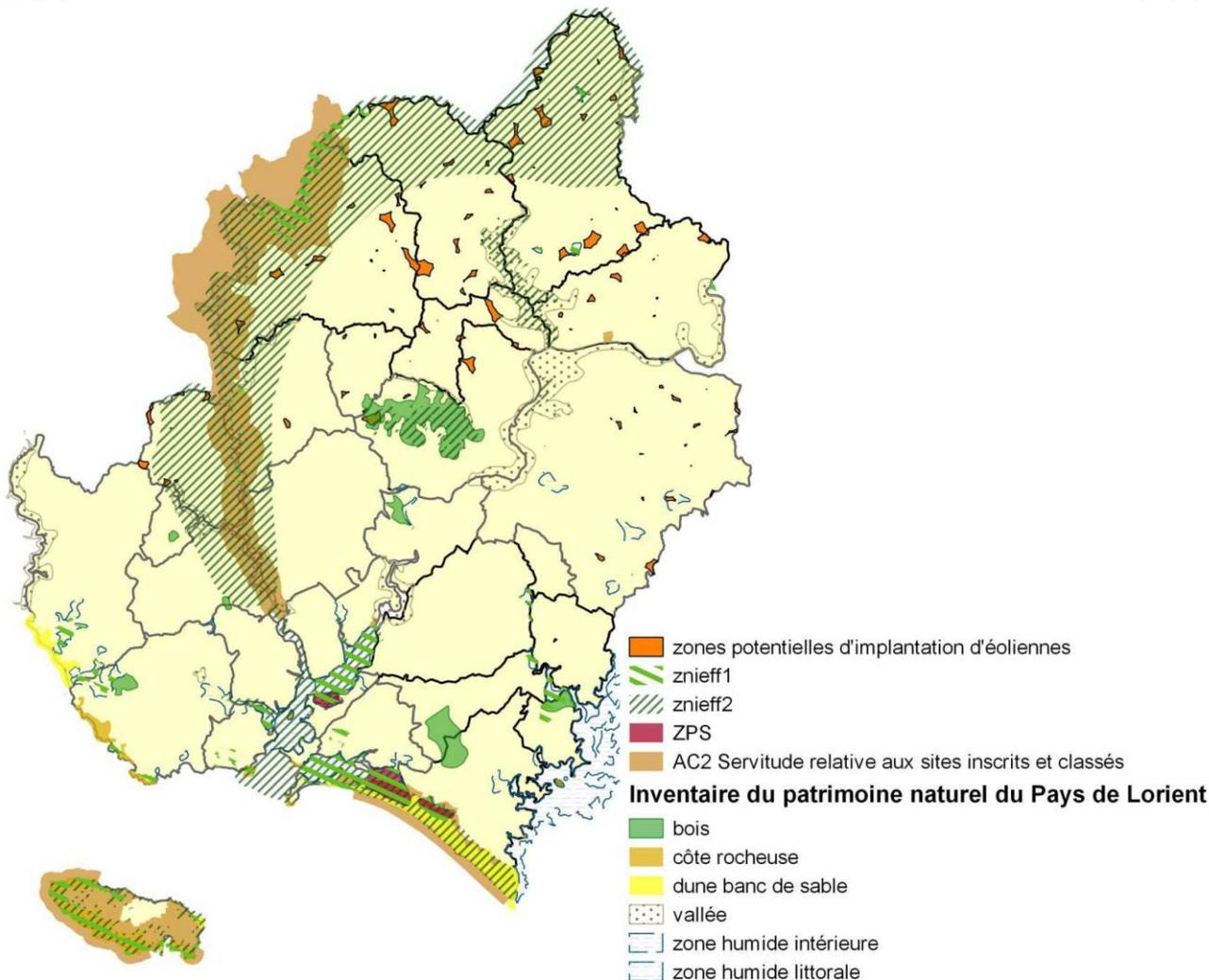


Figure 10 : Enjeux environnementaux et paysagers du territoire

Le Nord-Ouest du territoire, en particulier la commune de Plouay, comporte des enjeux environnementaux importants liés à la présence du Scorff : ses rives sont un site inscrit ce qui interdit toute installation éolienne (servitude AC2, en marron sur la Figure 10). De même sur la commune de Inzinzac-Lochrist, une grande partie des zones potentielles sont au niveau du bois de Trémelin, zone naturelle d'intérêt écologique, faunistique ou floristique (ZNIEFF) de type 2.

En considérant une hypothèse basse d'installation de 6 éoliennes de 2 MW de puissance, avec un facteur de charge de 23%, le potentiel de production de la filière éolienne terrestre s'élève à 24 GWh.

3.2 Eolien offshore

3.2.1 Gisement

Comme le rappelle le SRCAE, la Bretagne est dotée de régimes de vents soutenus, en plus de ressources physiques importantes, de forts gisements de courants et de façades exposées à la houle et dispose donc d'un des potentiels européens les plus considérables pour la production d'énergies marines. Parmi ces énergies, l'éolien offshore apparaît prioritaire, et devrait contribuer considérablement à atteindre les objectifs de part d'énergie renouvelable dans la consommation finale de la région.

L'estimation du potentiel éolien offshore du Pays de Lorient repose principalement sur l'existence d'un appel à projet pour l'installation d'un parc pilote d'éoliennes flottantes sur le site de Groix, qui serait raccordé au réseau d'électricité par un câble traversant la rade de Lorient.

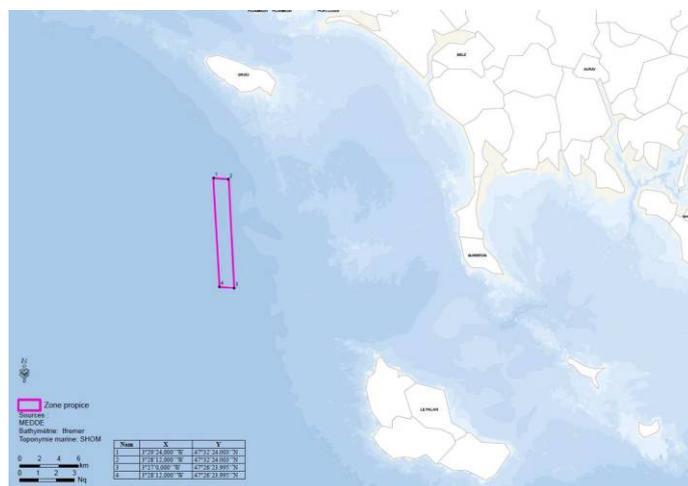
La zone de Groix a été retenue parmi 4 zones jugées favorables en France à l'expérimentation de l'éolien flottant, dans l'objectif d'une future industrialisation de la filière. Le site a été choisi car il est représentatif des conditions de houle de la majorité du marché potentiel mondial et apparaît donc idéal pour valider la technologie de l'éolien flottant et permettre aux industriels de se projeter à l'international.

Figure 11 : Carte des zones favorables à l'éolien en mer (Source : France Energie Eolienne)



3.2.2 Projets portés par les acteurs du territoire

Figure 12 : Carte de la zone sélectionnée pour le développement du parc pilote de Groix (Source : ADEME)



L'appel à projet, lancé par l'ADEME en août 2015, s'est clôturé en avril 2016. En juillet 2016, le consortium porté par Eolfi Offshore France, DCNS, GE-Alstom Wind et Vinci, soutenu par la Région Bretagne, a été désigné lauréat. Ce groupement propose un parc de 4 à 6 machines de puissance nominales 6MW, soit une puissance de 24 à 36 MW et donc une production annuelle potentielle de 107 GWh (dans le cas d'une installation de 6 machines), en tenant compte d'un facteur de charge de 34%. L'objectif de mise en service a été fixé à 2019.

Le parc est prévu pour une durée de démonstration de deux ans, mais pourra fonctionner pendant 15 à 20 ans en cas de succès, comme le précise le cahier des charges de l'appel à projet. Le porteur de projet doit maintenant obtenir les autorisations administratives nécessaires (à savoir concession d'utilisation du domaine public maritime auprès de la Préfecture, autorisation au titre de la protection de l'eau), en passant notamment par une série de consultations et par enquête publique. Le dépôt du dossier d'instruction devrait intervenir début 2017.

Les conditions de mise en œuvre effective de ce potentiel reposent sur l'acceptabilité de la localisation du projet par les différents acteurs usagers (servitudes militaires et aéroportuaires, professionnels de la pêche, riverains).

Ce projet de développement s'inscrit dans le cadre des projets « Démonstrateurs pour la Transition écologique et énergétique » des Investissements d'Avenir, et le lauréat bénéficiera d'aides à l'investissement et au fonctionnement.

3.3 Indicateurs de coûts et de retombées économiques pour le territoire

3.3.1 Indicateurs de coûts

Technologie	CAPEX en €/kW	OPEX	LCOE	
			Valeur actuelle	Projection 2050
Eolien terrestre	<12 m de hauteur	3 000 – 5 000	65 - 70	65
	12-50 m de hauteur	2 750 – 3 900		
	>50 m de hauteur	1 400 – 1 600		

Technologie		CAPEX en €/kW	OPEX	LCOE	
Eolien offshore	Posé	3 000 – 3 900	6% du CAPEX	100 – 160	80
	Flottant		10% du CAPEX	-	110

Les indicateurs de CAPEX et OPEX sur l'éolien terrestre sont estimés à partir de projets réalisés sur le territoire français. Les valeurs de LCOE sont issues des études ADEME et du rapport de la Cour des Comptes.

Pour l'éolien offshore, on constate au global des coûts d'investissement plus élevés, principalement à cause des coûts de raccordement au réseau techniquement plus complexe à réaliser depuis le large mais aussi des coûts des fondations en mer et du recours à des navires spécialisés. On ne fait pas de distinction entre l'éolien posé et l'éolien flottant pour les coûts d'investissements, la filière flottante étant encore en phase de développement (d'où également l'absence de valeur de LCOE actuel). Cependant, l'ADEME donne comme hypothèse des coûts de maintenance plus élevés sur le flottant, probablement à cause de la maintenance des flotteurs et des câbles.

Les LCOE sont indiqués en moyenne sur la filière terrestre, sans distinction de la taille des éoliennes. La faible évolution du LCOE en projection 2050 par rapport aux valeurs actuelles montre que cette filière a déjà atteint un niveau de maturité élevé, et présente des coûts compétitifs.

Ces données donnent un ordre de grandeur du coût d'un projet mais ne constituent pas une base pour une étude de faisabilité.

3.3.2 Création d'emplois

Fabrication des machines, des équipements et des composants, travaux d'installation d'un parc, exploitation et maintenance, études, recherche et développement : l'éolien est générateur d'emplois diversifiés sur toutes les phases d'un projet. Selon l'EWEA (European Wind Energy Association), la filière éolienne permet de créer environ **15 emplois par MW de puissance installée**, tous secteurs confondus.

Selon les chiffres publiés par l'ADEME en 2012, l'éolien représente, en France, près de **8000 emplois directs** sur le segment installation et équipements auxquels s'ajoutent près de **2000 emplois directs** sur la partie vente. Les entreprises locales de génie civil et de génie électrique sont également de plus en plus sollicitées dans la construction des parcs éoliens, puis dans les opérations régulières de maintenance pendant l'exploitation. L'installation et la maintenance sont en effet des activités non délocalisables. L'éolien offre par ailleurs des possibilités de diversification et de reconversion pour certains secteurs de l'industrie traditionnelle. La filière industrielle éolienne française se structure, notamment autour de Windustry France, porté par le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et soutenu par la Banque publique d'investissement (Bpi-France). Cette plateforme rassemble des régions et 300 entreprises qui travaillent ou s'apprentent à travailler dans l'industrie éolienne et a pour objectif de mettre en relation les acteurs de la filière et de soutenir les PME-PMI. Suite aux deux appels d'offres sur l'éolien en mer, les industriels lauréats se sont également engagés à créer des usines de fabrication et d'assemblage en France qui pourraient générer plusieurs milliers d'emplois.

3.3.3 Produits de taxes

L'éolien, comme toute activité économique implantée sur un territoire, génère de la fiscalité locale : Taxes foncières, Contribution économique territoriale et Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux.

► Fiscalité locale

- La Taxe foncière sur les propriétés bâties (TFBPB)

Les éoliennes sont soumises à la TFPB en tant qu'ouvrages en maçonnerie présentant le caractère de véritables constructions (sauf pour les éoliennes de très faible dimension), généralement sur la base du socle en béton sur lequel est ancré le mât (la situation fiscale du mât dépend de ses caractéristiques physiques : en règle générale, il est soit hors du champ d'application soit exonéré).

- La Taxe foncière sur les propriétés non bâties (TFPNB)

Si le socle en béton est soumis à la TFPB, le terrain d'assiette du socle n'est pas imposable à la TFPNB. A noter que les petites éoliennes non considérées comme des ouvrages peuvent y être soumises.

- La Contribution économique territoriale (CET)

Elle est composée de :

- ✓ la *Cotisation foncière des entreprises* (CFE),
- ✓ la *Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises* (CVAE).

La **CET** est, pour les éoliennes (comme pour l'ensemble des entreprises), plafonnée à 3% de leur valeur ajoutée.

Le montant de la **CFE** s'obtient en multipliant sa base par un taux. La base correspond à la valeur locative cadastrale des biens passibles d'une taxe foncière, soit la valeur locative foncière. Un abattement de 30% pour les entreprises industrielles s'applique aux éoliennes. La CVAE est déterminée à la fois par la valeur ajoutée produite et par le chiffre d'affaires réalisé au cours de la période.

- L'Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER)

Elle s'applique aux centrales de production d'électricité. Le montant applicable dépend de la nature de la production et de la puissance installée. En 2014, l'éolien est soumis à une IFER fixée à **7 210 € par MW installé**.

- Taxe professionnelle

Le montant de la taxe professionnelle qui sera perçu par les collectivités repose sur l'évaluation d'une valeur locative de base du parc éolien, sur laquelle s'applique les taux en vigueur localement.

- Les mécanismes de compensation

Ils fonctionnent de façon globale sur l'ensemble des ressources fiscales. Depuis 2011, sont mis en place : une dotation de compensation de la réforme de la TP au profit des communes et EPCI à fiscalité propre qui sera alimentée par l'État ; un fonds national de garantie individuelle des ressources communales et intercommunales (FNGIR) qui est auto-alimenté par versement des communautés en situation excédentaire au bénéfice des communautés en situation déficitaire. Pour le calcul de la fiscalité générée par les parcs éoliens existants, il faut distinguer : les parcs mis en service en 2009 ou avant : les mécanismes de compensation prévus par la loi de finance 2010 s'appliquent ; les parcs mis en service après 2009 : la fiscalité en vigueur s'applique normalement.

► Foncier et développement local

- Les propriétaires fonciers

Les loyers versés par l'exploitant du parc éolien au propriétaire et à l'exploitant des terres occupées, s'élèvent en moyenne à **2 000 € par MW et par an**. Le prix du loyer varie néanmoins d'un site à l'autre. Afin d'encadrer ces accords fonciers, l'APCA, le SER et la FNSEA ont élaboré un protocole d'accord en 2002 (actualisé en 2006). Celui-ci peut servir de référence pour les propriétaires et exploitants concernés.

- D'autres retombées

Participer à l'investissement permet de toucher en direct **une part des recettes liées à la vente de l'électricité**.

Dans le but d'élargir le nombre de bénéficiaires de la présence d'éoliennes, il est possible de **partager le foncier avec l'entité en charge de l'entretien des chemins ruraux** ; l'association foncière locale si elle existe ou la commune. En effet, la présence d'éoliennes génère du trafic (visites, maintenance...) sur les petites routes communales et les chemins ruraux d'accès, existants ou créés spécifiquement.

Par ailleurs, face à l'afflux de curieux, certaines collectivités adoptent une démarche de **mise en valeur touristique** de leur parc : organisation de randonnées, de visites, de festivals ...

3.3.4 Les éoliennes offshore

Pour les parcs éoliens en mer, une taxe au profit des communes et des usages de la mer s'applique. Le montant est assis sur la puissance du parc, soit **14 813 € / MW pour 2014**. Le produit de cette taxe est affecté au Fonds national de compensation de l'énergie éolienne en mer. La première moitié du produit est réparti entre les communes littorales en fonction de leur population et de leur éloignement du parc éolien. La deuxième moitié de la taxe est allouée à 35% à la pêche durable et à 65% aux projets durables sur la façade littorale.

4. Méthanisation

La méthanisation (encore appelée digestion anaérobie) est une technologie basée sur la dégradation par des micro-organismes de la matière organique, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène (réaction en milieu anaérobie, contrairement au compostage qui est une réaction aérobie). Cette dégradation aboutit à la production :

- d'un produit humide riche en matière organique partiellement stabilisée appelé digestat. Il est généralement envisagé le retour au sol du digestat après éventuellement une phase de maturation par compostage ;
- de biogaz, mélange gazeux saturé en eau à la sortie du digesteur et composé d'environ 50 % à 70 % de méthane (CH₄), de 20 % à 50 % de gaz carbonique (CO₂) et de quelques gaz traces (NH₃, N₂, H₂S). Le biogaz a un Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI) de 5 à 7 kWh/Nm³. Cette énergie renouvelable peut être utilisée sous différentes formes : combustion pour la production d'électricité et de chaleur, production d'un carburant, ou injection dans le réseau de gaz naturel après épuration.

Cette filière peut être exploitée pour valoriser les déchets fermentescibles du territoire : déchets agricoles et agro-alimentaires, déchets verts, boues de stations d'épuration et matières de vidange...

4.1 Gisement brut

Le gisement brut correspond à l'énergie récupérable par méthanisation de la biomasse méthanisable disponible sur le territoire. Deux sources de données ont été utilisées pour le quantifier :

- L'étude du Comité départemental dédié aux économies d'énergie en agriculture et aux énergies renouvelables (CDEAR) qui date de 2011 recense l'ensemble des résidus de l'agriculture, de l'agroalimentaire et les déchets de la restauration collective sur le territoire.
- Les données de Direction de l'eau et de l'assainissement de Lorient Agglomération permettent de compléter ce gisement avec les quantités de boues produites par les stations d'épuration de la collectivité.

Le tableau ci-dessous reprend le tonnage en matière sèche évalué par type de biomasse pour le Pays de Lorient :

	Matière sèche (tonnes/an)
Lisiers / fumiers / déjections animales	32 106
Résidus de culture	23 351
Sous-produits animaux	7 056
Déchets fruits légumes et restauration collective	1 055
Autres déchets organiques et déchets verts	4 101
Boues de station d'épuration (STEP) ⁸	3 613
TOTAL	71282

⁸ Moyenne sur les quatre dernières années

Chaque type de biomasse va avoir un potentiel méthanogène spécifique, qui dépendra en outre de la teneur en matière organique du produit. Ce potentiel méthanogène permet de déterminer la production de méthane envisageable.

Dans le cas du territoire du Pays de Lorient, les 71 282 tonnes de matière sèche méthanisable représentent un potentiel de production de méthane de l'ordre de 17.6 millions de Nm³, soit un équivalent de 170 GWh chaque année.

4.2 Gisement net

Chaque gisement envisagé n'est aujourd'hui soit pas totalement libre d'usage, soit pas encore collecté et nécessite donc la mise en place de filière de collecte. Pour passer du gisement brut au gisement net, ces contraintes sont prises en compte :

- Lisiers / fumiers / déjections animales : la ressource est généralement déjà utilisée sous forme d'épandage direct. Néanmoins, étant donné l'intérêt énergétique de la méthanisation et la possibilité d'utiliser le digestat en sortie pour l'épandage, il est considéré que la moitié du gisement disponible peut être orienté vers une unité de méthanisation d'ici 2030.
- Résidus de culture : les résidus de culture sont aujourd'hui laissés au champ ou utilisés comme litière animale (en particulier pour les pailles). Récolter les résidus laissés au champ nécessite de changer les pratiques existantes et de créer de nouvelles filières ; il est considéré pour cette étude que 20% de ce gisement pourra être capté d'ici 2030.
- Sous-produits animaux et déchets : la ressource n'est actuellement a priori pas utilisée, mais l'organisation de la collecte est plus simple à mettre en œuvre que dans le cas des résidus de culture ; il est considéré ici que 50 % du gisement peut être orienté vers une unité de méthanisation d'ici 2030.
- Boues de STEP : les boues de STEP sont déjà en très grande partie utilisés en épandage agricole. Seules les boues de la STEP de Lorient ne sont pas valorisées à 100% faute de lieu de stockage : 75 % de ces boues sont aujourd'hui traitées par compostage. En revanche, de la même façon que pour les déjections animales, la méthanisation représentant un réel intérêt énergétique tout en permettant la production d'un digestat épandable, il est considéré que la moitié des boues de STEP peut être orientée vers une unité de méthanisation d'ici 2030.

Au final, le gisement net correspondant au gisement considéré comme réellement collectable d'ici 2030 est de 28 600 tonnes et permet (en prenant en compte le rendement d'une unité de méthanisation de l'ordre de 85 %) la production de 7,3 millions de Nm³, soit un équivalent de 71 GWh chaque année.

Il est enfin à noter qu'un gisement méthanisable n'est pas circonscrit à son territoire et qu'il est possible qu'une partie de la biomasse repérée soit déjà collectée et envoyée vers une unité de méthanisation extérieure au territoire. C'est pourquoi l'étude de faisabilité précédant la création d'une unité nécessite un recensement précis de la biomasse à collecter de façon à sécuriser le gisement.

Méthanisation	Gisement brut	170	GWh/an
	Gisement net	70.5	GWh/an

4.3 Projets portés par les acteurs du territoire

Des développeurs privés ont conscience du potentiel que représente la méthanisation sur le territoire du Pays de Lorient et recherchent actuellement une parcelle qui permettrait l'installation d'une unité pouvant traiter 20 à 25 000 tonnes par an. Les critères recherchés sont les suivants : 20 000 m² de surface en zone industrielle (classement UI), à proximité du réseau de gaz. La méthanisation est pertinente dans les territoires car elle apporte une réponse à plusieurs problématiques : traitement local des déchets fermentescibles, emploi local, valorisation des ressources locales, indépendance énergétique, maintien de l'agriculture, développement économique, réduction des émissions de CO₂.

4.4 Indicateurs de coûts et de retombées économiques pour le territoire

4.4.1 Indicateurs de coûts

CAPEX	OPEX	LCOE en €/MWh projection 2050 (ADEME)
5 600 – 15 000 €/kW	Très variable, en fonction des intrants et du mode de valorisation du biogaz	50 (cas de la cogénération)

Les coûts d'investissement, estimés à partir de projets réalisés sur le territoire français, montrent une grande disparité. Cela est principalement dû à la taille des projets et au choix de valorisation du biogaz :

- en cogénération : nécessite l'installation d'une unité de cogénération, et un raccordement au réseau électrique
- en réinjection sur le réseau de gaz naturel : nécessite un traitement du biogaz pour le transformer en biométhane et un raccordement au réseau de gaz

De même, les coûts d'exploitation varient en fonction de cette valorisation et de la gestion des intrants.

Ces données donnent un ordre de grandeur du coût d'un projet mais ne constituent pas une base pour une étude de faisabilité.

4.4.2 Création d'emploi

La méthanisation permet la création d'emplois locaux non délocalisables. Par exemple pour la conception et construction de sites, pour le transport, le fonctionnement ainsi que la maintenance. On estime qu'un emploi est directement créé par tranche de 300 kW.

D'après les expériences de méthanisation à la ferme en France, on note un impact positif des projets sur l'emploi agricole.

4.4.3 Tarif de rachat d'électricité produite

La méthanisation en tant que technique de production d'énergie renouvelable, bénéficie d'une obligation d'achat d'électricité produite à partir de biogaz et d'une tarification spécifique avec un contrat de 15 ans.

Le tarif d'achat est fixé par un arrêté du 10/07/2006. Afin qu'une installation de méthanisation soit rentable, l'électricité produite doit être vendue à EDF. Le tarif d'achat comprend :

- un tarif de base fixé selon la puissance de l'installation ;
- une prime à l'efficacité énergétique définie selon le pourcentage de valorisation de l'énergie dans le biogaz ;
- une prime à la méthanisation de 20€/MWh.

4.5 Biogaz de centre d'enfouissement

Concernant la production de biogaz, il est à noter que le centre d'enfouissement de Kermat reçoit depuis 1992 les ordures ménagères collectées sur l'ensemble du territoire de l'agglomération. Plusieurs grandes phases d'exploitation se sont succédé correspondant à l'évolution des politiques volontaristes de gestion des déchets sur notre territoire :

- De 1996 à 2006, 737 000 tonnes d'ordures ménagères brutes ont été enfouies dans l'alvéole K1,
- De 2006 à 2016, 417 000 tonnes d'ordures ménagères stabilisées après tri des emballages et bio-déchets ont été enfouies dans les alvéoles de K2,
- L'alvéole K3 construite en 2016....

Depuis l'extension des consignes de tri, près de 15 000 tonnes de déchets par an sont recyclés par le centre de tri. Les engagements récents pris par la collectivité en matière de valorisation conduisent à envisager une réduction des tonnages enfouis à terme.

Les massifs de déchets de ces différentes alvéoles génèrent par fermentation du biogaz qui est directement capté dans les massifs de déchets par un réseau de drains et brûlé actuellement à l'air libre en torchère.

Ce mode d'élimination du biogaz n'est pas satisfaisant d'un point de vue énergétique. Cependant les techniques de valorisation existantes imposent de disposer d'un gisement de biogaz en quantité et qualité suffisantes pour être viable économiquement.

La composition du biogaz permet d'envisager après traitement une valorisation énergétique selon les deux procédés existants : combustion en moteur pour produire de l'électricité et de la chaleur (cogénération) ou épuration pour injection sur le réseau GRDF.

La quantité et la composition physico-chimique du biogaz produit par le centre d'enfouissement de Kermat permettent d'envisager dès à présent et pendant la durée légale des contrats d'achat d'énergie sa valorisation énergétique (15 ans) : de 9 à 17 GWh d'énergie primaire pourraient ainsi être produits chaque année.

Cogénération		
Production moyenne d'électricité sur la période	4 833 963 kWhéf/an	12 471 625 kWhép/an
Production moyenne de chaleur sur la période	5 562 176 kWhép/an	
Energie produite	électricité + chaleur	
Besoin énergie : Electricité	432 433 kWhéf/an	1 115 677 kWhép/an
Bilan énergétique	16 918 124 kWhép/an	
Epuration		
Production moyenne sur la période	15 079 863 kWhép/an	
Energie produite	Gaz Naturel	
Besoin énergie : Electricité	2 283 522 kWhéf/an	5 891 487 kWhép/an
Bilan énergétique	9 188 376 kWhép/an	

5. Combustibles solides de récupération

5.1 Que sont les combustibles solides de récupération ?

Les combustibles solides de récupération (CSR) sont produits à partir des déchets : ils sont préparés à partir d'ordures ménagères et de déchets industriels banals broyés et peuvent être valorisés énergétiquement par combustion pour produire chaleur et/ou électricité, en substitution de combustibles fossiles.

Ils ne constituent pas à proprement parler une ressource renouvelable mais la fraction des CSR constituée de papier, carton, déchets de bois, peut être considérée comme neutre en émission de CO₂.

En France, les CSR ont le statut de déchet ; les installations de combustion (incinération) doivent par conséquent respecter les prescriptions de la directive 2000/76/CE sur l'incinération des déchets, refondue dans la directive 2010/75/UE relative aux émissions industrielles, ce qui limite les débouchés pour leur utilisation aux cimenteries ou aux unités d'incinération spécifiques essentiellement.

5.2 Caractéristiques des CSR

Le potentiel en termes de valorisation énergétique des CSR dépend très fortement de la proportion des différents types de déchets les constituant. En moyenne, on leur retrouve les caractéristiques suivantes :

- PCI moyen : de 17 à 22 MJ/kg
- Masse volumique : de 150 à 200 Kg/m³
- Conditions de stockage : stockage limité par la loi à quelques jours de fonctionnement
- Ordre de grandeur du coût de l'équipement : inférieur à 1.5 millions d'euros par MW, infrastructure, stockage, unité de combustion, échangeur et autoproduction d'électricité incluse, avec un minimum de 5 MW installés.

Des classes de CSR ont été créées pour réglementer leur utilisation, en fonction du PCI, de la teneur en chlore et de la teneur en mercure. La préparation de CSR nécessite en général diverses étapes qui sont fonction de la nature et de la qualité des déchets utilisés, ainsi que de la qualité souhaitée du CSR. Des spécifications plus complètes sont établies par l'utilisateur du CSR pour assurer que sa combustion se fasse dans les conditions requises par le procédé utilisateur. Outre les trois paramètres de la norme, les spécifications portent également sur la granulométrie, l'humidité, la teneur en cendres, la teneur en polluants (halogènes, métaux lourds, etc.).

Le prix actuel constaté sur le marché cimentier français est inférieur à 10 € la tonne en sortie de centre de tri et hors transport pour les CSR de PCI 20 MJ/Kg. Pour les prochaines années, et notamment au vu des perspectives de développement de l'utilisation de ce type de combustible avec les projets thermiques innovants, aidés par la pression de la loi sur la transition énergétique, ce prix connaîtra vraisemblablement des évolutions à la hausse. Pour information, les cimenteries françaises basées en Asie achètent la même qualité de CSR à un tarif de 40 € la tonne.

5.3 Gisement sur le Pays de Lorient

Une partie des déchets ultimes stabilisés (DUS) du territoire pourraient après préparation produire un CSR. Les premiers tests n'ont pas permis de produire un CSR commercialisable, notamment en raison d'une teneur en chlore trop importante, mais la mise en place de tris spécifiques en amont pourrait résoudre ce problème.

Refus de tri et de compost pourraient également alimenter la filière, tout comme certains encombrants. Au total, ce sont plus de 13 000 tonnes de déchets (10 000 tonnes de DUS, 2 100 tonnes de refus de tri et 900 tonnes de refus de compost) qui pourraient être valorisées chaque année grâce à cette filière. Les premiers tests ont abouti à un PCI relativement faible de 16 MJ/kg, soit 4,4 kWh/kg. En retenant cette valeur, le

gisement de 13 000 tonnes pourrait donc permettre de produire de l'ordre de 57 GWh de chaleur par an, en substitution à des combustibles fossiles ou dans une installation spécifique.

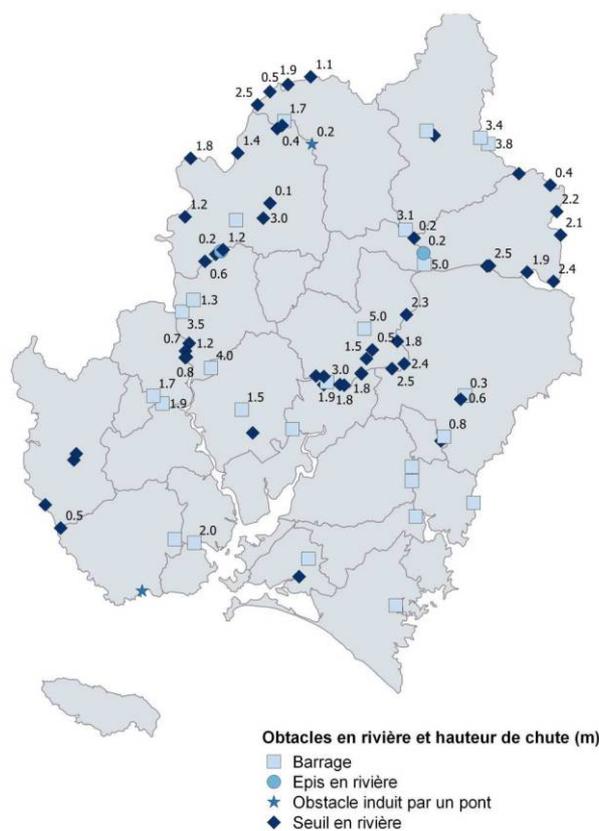
Il faut noter cependant que la valorisation des CSR nécessite des chaufferies d'une puissance minimale importante (plusieurs MW actuellement) en raison des contraintes techniques et environnementales (en particulier liées à la filtration des rejets). La chaleur à valoriser pour de telles puissances est conséquente et les débouchés sont rares. Il n'a pas été identifié pour le moment de tels débouchés sur le territoire du Pays de Lorient.

6. Hydroélectricité

6.1 Gisement brut

Les installations hydroélectriques peuvent être envisagées au niveau des obstacles en rivière du territoire disposant d'une hauteur de chute et d'un débit intéressants. D'après le recensement disponible sur le site de Bretagne Environnement⁹, il existe 126 ouvrages identifiés, dont 50 avec une hauteur de chute connue, non nulle.

Figure 13 : Obstacles en rivières sur le territoire du Pays de Lorient

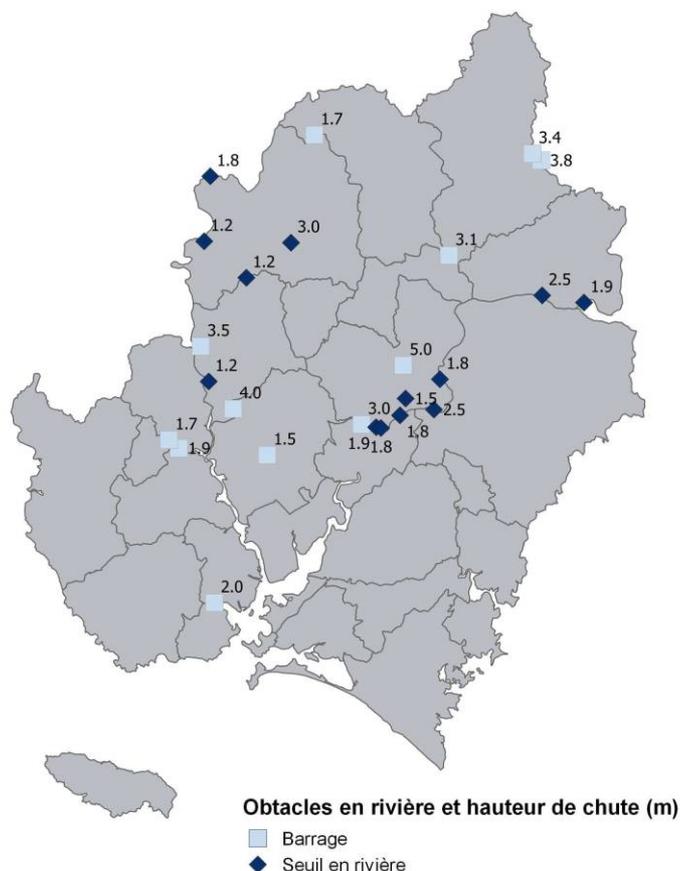


Parmi ceux-ci, seuls 35 ouvrages disposent d'une hauteur de chute supérieure à un mètre (seuil minimal considéré) dont 10 déjà exploités pour produire de l'électricité.

Il est possible de recenser notamment quatre centrales de production situées sur les communes de Quistinic et Inzinzac-Lochrist totalisant une puissance installée d'environ 3 MW, soit pour un productible moyen de 5000h par en pleine puissance, un potentiel de production de 15 GWh.

⁹[http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartographie-dynamique/Referentiel-des-obstacles-a-l-ecoulement/\(categorie\)/30251](http://www.bretagne-environnement.org/Media/Atlas/Cartographie-dynamique/Referentiel-des-obstacles-a-l-ecoulement/(categorie)/30251)

Figure 14 : Obstacles en rivières non exploités et avec chute d'eau supérieure à 1 mètre sur le territoire du Pays de Lorient



6.2 Gisement net

La SEM XSea a étudié la faisabilité d'une installation hydroélectrique sur les obstacles potentiellement intéressants, et 5 obstacles sortent du lot, sur lesquels des installations d'une puissance cumulée d'environ 1 MW pourraient être envisagées.

Sur ces 5 obstacles, 3 d'entre eux (sur le Blavet) répondent aux conditions technico-économiques actuelles et pourraient voir le jour dans les prochaines années. Ils constituent le gisement net de l'hydroélectricité sur le territoire, à savoir 700 kW de puissance cumulée, soit pour productible moyen de 5000 heures équivalent pleine charge par an une production électrique annuelle de l'ordre de 3.5 GWh.

Les deux projets restants, de plus petite puissance, ne seront envisageables qu'à la condition d'une hausse importante du prix de l'énergie.

Le potentiel du Pays de Lorient s'élève donc à environ 19 GWh en prenant en compte les installations existantes.

6.3 Projets portés par les acteurs du territoire

Les 3 projets décrits ci-dessus ont fait l'objet par XSea d'une réponse à l'appel d'offre national sur le petit hydroélectrique.

6.4 Indicateurs de coûts et de retombées économiques

6.4.1 Indicateurs de coûts

CAPEX	OPEX	LCOE actuel (€/MWh)
2000 – 8000 €/kW	1,5% du CAPEX	38 – 150

Ces données sont issues du rapport de l'ADEME et de la Cour des Comptes.

Ces données donnent un ordre de grandeur du coût d'un projet mais ne constituent pas une base pour une étude de faisabilité.

6.4.2 Création d'emplois

La filière française de l'hydroélectricité représente en 2012 plus de 20 000 emplois directs, indirects et induits. Outre les emplois non délocalisables liés à l'exploitation des centrales, ce sont aussi des milliers d'entreprises – souvent des PME locales et des artisans – qui contribuent à la construction, la rénovation ou la maintenance des centrales sur le territoire, dans des domaines extrêmement variés (matériaux et technologies de pointe, automatisme, électricité, télécom, BTP, mécanique, fonderie). Le développement de la filière aura un impact significatif sur l'économie. Ainsi, à l'horizon 2020, selon l'étude SER/BIPE, l'atteinte des objectifs de la PPI générera des investissements et un surplus d'exploitation qui permettront la création de plus de 10 000 emplois directs, indirects et induits supplémentaires.

Nombre d'emplois ETP générés par les investissements et l'exploitation de la filière

Emplois directs et indirects	Exploitation et maintenance	Investissements	Total
2012	10 600	2 900	13 500
2020	11 400	9 700	21 100
2030	12 500	9 200	21 700

	Emplois induits	Total Final
2012	7 200	20 700
2020	9 300	30 300
2030	9 500	31 200

• **Notes :**

- ▶ ETP : équivalent temps plein
- ▶ Les résultats sont arrondis à la centaine

Source : BIPE – modèle DIVA

6.4.3 Produits de taxes

L'ensemble des taxes (Imposition Forfaitaire pour les Entreprises de Réseau, impôts locaux, redevances, impôt sur les sociétés, etc.) payées par les acteurs de la filière alimentent les recettes des pouvoirs publics, à hauteur de plus d'1 milliard d'euros en 2012 (hors TVA). L'hydroélectricité contribue ainsi d'une part à l'équilibre des comptes publics de l'Etat, mais également au développement des territoires, **puisque la**

moitié de ces taxes est perçue par les collectivités territoriales ou à leur profit. Le développement de la filière permettra d'augmenter encore cette source de revenus, qui représentera d'après l'étude du BIPE près de 2 milliards d'euros (hors TVA) à l'horizon 2030. A cela s'ajouteront par ailleurs près de 700 millions d'euros de TVA.

RECETTES PUBLIQUES HORS TVA (MILLIONS D'EUROS)			
	Taxes et impôts (hors TVA, hors IS) à taux constants	Impôt sur les sociétés (sur la base d'un taux de croissance annuel du chiffre d'affaires de 3,6%)	Total fiscalité
2012	721	380	1101
2020	975	505	1480
2030	1199	720	1919

Source : étude BIPE pour le SER – janvier 2013

7. Chaleur fatale

7.1 Principe

La chaleur fatale est le nom donné à la chaleur issue des processus de transformation industrielle.

Pour être économiquement viable et récupérable, la température doit être suffisamment élevée et supérieure à la température du process visé pour l'utilisation. Dans certains cas, la chaleur peut ne pas être réutilisée directement mais servir de source chaude à un procédé thermodynamique de production d'électricité (cycle de Rankine).

Les sources potentielles de chaleur fatale identifiées sont :

- Les utilités : fumées de combustion de tout type de brûleur, compresseurs d'air comprimé et de froid industriel, production d'énergie thermique
- Les process : fours ou process exothermique, tours aéroréfrigérantes, etc.

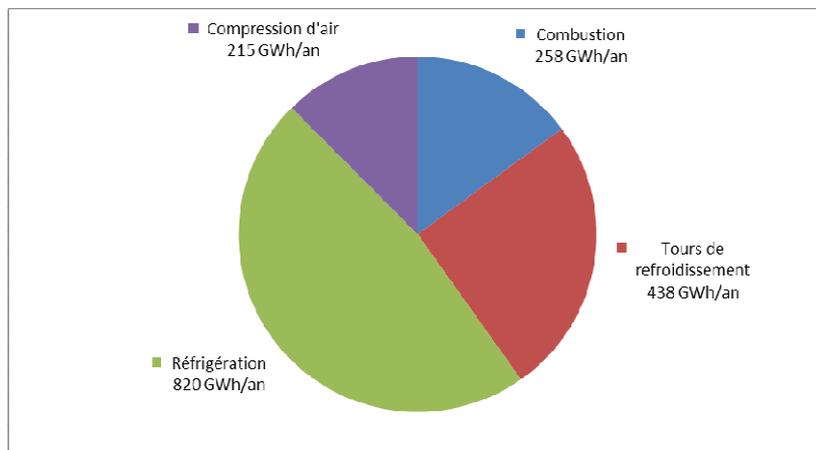
7.2 Gisement brut

Une étude ADEME des potentialités de récupération des chaleurs fatales dans les industries de Bretagne a identifié 505 sites industriels : 318 en procédés des industries agro-alimentaires (IAA) et 187 sites hors IAA.

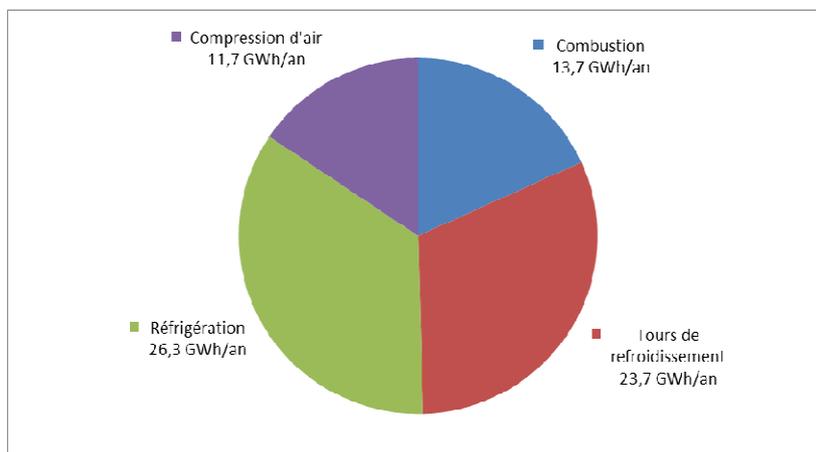
L'étude, basée sur les données ICPE et sur une enquête générale menée auprès des secteurs étudiés et sur des audits auprès de certaines entreprises, a procédé à une estimation des consommations d'énergie et de la quantité de chaleur fatale associée, et a cartographié les principaux gisements de chaleur fatale de cette manière.

Le gisement de chaleur fatale estimé, en Bretagne, est de 1 732 GWh/an, soit environ 18 % de l'énergie finale consommée par les industries de la Région.

Graphique 11 : Gisement brut estimé de chaleur fatale en Bretagne



Graphique 12 : Gisement brut estimé de chaleur fatale sur le territoire du Pays de Lorient



Le Pays de Lorient est d'après cette étude le quatrième gisement brut de chaleur fatale de la région, pour un total de 75 GWh.

Les deux communes les plus concernées sont Lorient et Lanester et concentrent 40 % du gisement brut :

- Lanester : 20,26 GWh/an (dont 3 pour la combustion), avec un incinérateur d'effluents à Guerbet
- Lorient : 10,41 GWh/an (dont 3,22 pour la combustion)

Ce potentiel sera néanmoins à recalculer par site, via des études de faisabilité poussées.

7.3 Gisement net

L'identification des acteurs potentiels peut notamment s'appuyer sur les données des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).

Ce tableau ne présente que les puissances installées en combustion : les déclarations obligatoires au titre des ICPE ne reprennent pas nécessairement la totalité des équipements concernées par le dégagement de chaleur fatale.

Néanmoins, cette approche permet de cibler rapidement des sites présentant de forts besoins en chaleur, susceptibles à la fois de présenter un potentiel de chaleur fatale intéressant, et d'avoir des besoins importants justifiant d'une auto-consommation de la chaleur récupérée.

A ce titre, nous les identifions aujourd'hui comme prioritaires.

Tableau 20 : Identification d'acteurs potentiels sur la base du recensement ICPE des sources de combustion

Acteurs identifiés	Commune	Activité	Puissance (source Combustion déclarée ICPE)	Voisinage
DCNS	Lorient	Armement	31 MW	Centre Ville
Halieutis	Lorient	IAA	1 MW	Industrie et bureaux
Salaison du Guemené	Lorient rue Amiral Favereau	IAA	5,8 MW	Bois du Château
Guerbet	Lanester	Pharmacie	9 MW (incinérateur)	Zones activités, centre commercial
Fonderies de Bretagne	Lanester	Métallurgie	14 MW	Zones activités
Capitaine Houat	Lanester	IAA	5 MW	STX, logement peu denses
Carmeuse France - Sablières d'Armorique	Lanester	Ind. Extractive	5 MW	STX, logement peu denses
Appolia	Languidic	Céramique	hors ICPE ?	Rural, pavillons
Socalys – SPF	Languidic	Abattoir	15 MW	Isolé
Nutrea Nutrition Animale	Languidic	Alimentation animale	15 MW	Isolé
Breizh Enrobés	Kervignac,ZI Porzo	Génie civil	13 MW	Zone activités; peu dense
Cité Marine	Kervignac ZI Porzo	IAA	12 MW	Zone activités; peu dense
Richard Nutrition	Hennebont ZI Kerandré	Alimentation animale	6 MW	Zone activités; peu dense

Acteurs identifiés	Commune	Activité	Puissance (source Combustion déclarée ICPE)	Voisinage
Kervellerin	Cleguer	Chimie	2 MW	Isolé
Solidor – Gpe Pilardière	Hennebont		3 MW	Zone activités
Imerys Ceramics France	Ploemeur	Ind. Extractive	17 MW	Isolé
Mané Fils	Queven	Chimie	5 MW	Zone activités
Minerve	Queven Rue Kerlébert	IAA	4 MW	Centre Leclerc, Pavillons, Mairie, Gymnase
Panavi SA	Guidel ZI 5 chemins	IAA	1 MW	Zone activité peu dense, pavillons
CELTYS	Plouay ZI Restavy	Abattoir	14 MW	Zone activité peu dense

En gras apparaissent les sites dont l'environnement est propice à une revalorisation par réseau de chaleur desservant d'autres usages locaux.

Les sites **en vert** présentent l'essentiel du potentiel de récupération.

Nota :

Le site de Minerve est en cessation d'activités : malgré une situation idéale pour la mise en place d'un réseau de chaleur pour des bâtiments de la mairie, le site est un exemple intéressant du caractère risqué d'un investissement dont la pérennité dépend de la bonne santé de l'entreprise industrielle.

Deux sites se distinguent par une activité dense, stable sur l'année, avec des process peu nombreux et très consommateurs :

- Guerbet : chaleur récupérable sur incinérateur 13 GWh (estimation basée sur les consommations de gaz des incinérateurs, son rendement, et une valorisation de l'ordre de 50 %).
- Fonderies de Bretagne : chaleur récupérable 9 GWh d'après étude ALOEN.

Ces deux sites sont situés sur la même zone géographique.

Sans présager de la faisabilité technique, économique et industrielle de projets de récupération sur ces deux sites, **nous proposons comme objectif de récupération de chaleur fatale le chiffre de 22 GWh correspondant à la valorisation de la chaleur fatale sur ces deux sites.**

Cette valorisation pourra passer par ordre de priorité par :

- Récupération pour le process local (production de vapeur, etc.)
- Production d'électricité en autoconsommation
- Alimentation d'un réseau de chaleur destiné aux utilisateurs locaux (zones commerciales, logements, etc.)

7.4 Projets portés par les acteurs du territoire

Actuellement, il n'y a pas de dispositifs de récupération de chaleur sur les réseaux d'eaux usées dans le Pays de Lorient.

Une pré-étude a été menée par ALOEN sur le potentiel pour l'industriel GUERBET, à Lanester.

Celle-ci n'a à ce jour pas abouti.

Nos échanges avec cet industriel ressortent notamment les problématiques suivantes :

- La revente d'énergie ne fait pas partie du métier des industriels. Ils se méfient de cette démarche pour des raisons d'obligation de continuité de service, de responsabilité et d'assurance notamment.
- Les modèles économiques en jeu sont potentiellement très différents des leurs, et les temps de retour sur investissement assez nettement supérieurs aux temps de retour des investissements productifs.
- La sensibilité aux problématiques énergétiques et environnementales a fortement évolué au sein des entreprises industrielles ces dernières années, sous l'effet conjugué des obligations réglementaires, de la pression financière sur les coûts de revient, et de la vulgarisation de ces thèmes auprès du grand public.

Sur ce site industriel comme sur d'autres, les projets de valorisation de chaleur fatale semblent néanmoins envisageables à moyen terme sur le territoire. Ils seront sans doute plus orientés vers la valorisation interne des calories pour le process que vers la revente de la chaleur à un réseau.

7.5 Indicateurs de coûts et de retombées économiques

Les projets de valorisation de la chaleur fatale sont des projets extrêmement modulables et variés. A ce jour il est difficile d'indiquer des chiffres relatifs à des coûts d'installation ou à des retombées économiques sur le territoire, si ce n'est à travers des études de cas.

8. Thalassohermie et aquathermie

8.1 Sur eaux de surface

8.1.1 Le principe de la thalassohermie

La thalassohermie ou l'aquathermie de surface consiste à utiliser la chaleur de l'eau de mer ou des rivières, dont la température est faible mais bien plus stable que la température extérieure, comme source tempérée d'une pompe à chaleur pour produire de l'énergie (chaleur, froid ou les deux).

Elle correspond à la géothermie très basse énergie.

Les premiers projets voient le jour en France, notamment en Normandie et dans le Sud de la France.

Des contacts pris auprès notamment de l'entreprise EDF Optimal Solutions, Contractant général sur ces sujets, ont permis d'identifier les éléments techniques suivants :

- Les projets fonctionnent avec une boucle d'eau tempérée ;
- Température de la source : supérieure à 8°C (à confirmer sur le Scorff)
- Rejet de l'eau avec un delta de température limité (4 K)
- Usages : optimisation du système en cas de production simultanée de chaleur et de froid.

Les facteurs clefs de succès sont essentiellement :

- Présence de chaufferies collectives ;
- Besoins de chauffage limités à une température de 60°C (neuf ou rénovation lourde)
- Taille critique : 2 à 3 MW
- Renouvellement de l'eau à surveiller.

Concrètement, les projets qui voient le jour en Méditerranée sont ceux bénéficiant de l'environnement le plus favorable :

- Proximité d'une eau de surface de température très tempérée, avec un puisage facilité par l'absence de marées ;
- Projets de construction neuve d'envergure (supérieurs à 50 000 m²), dimensionnés pour du chauffage basse température, de l'eau chaude collective et du rafraîchissement ;
- Besoins en climatisation importants valorisant le système toute l'année.

Le Pays de Lorient ne présente pas nécessairement les mêmes caractéristiques, mais certaines zones peuvent néanmoins s'avérer intéressantes, notamment dans une logique de mise en place d'installations pilotes.

8.1.2 Gisement

Les éléments ci-avant permettent de cartographier les zones potentielles de développement de projets thalassothermiques.

**Figure 15 : Les zones à potentiel aquathermique :
Pôle urbain : Keroman, Bassin à Flots, Scorff
Hennebont - Pont Scorff**

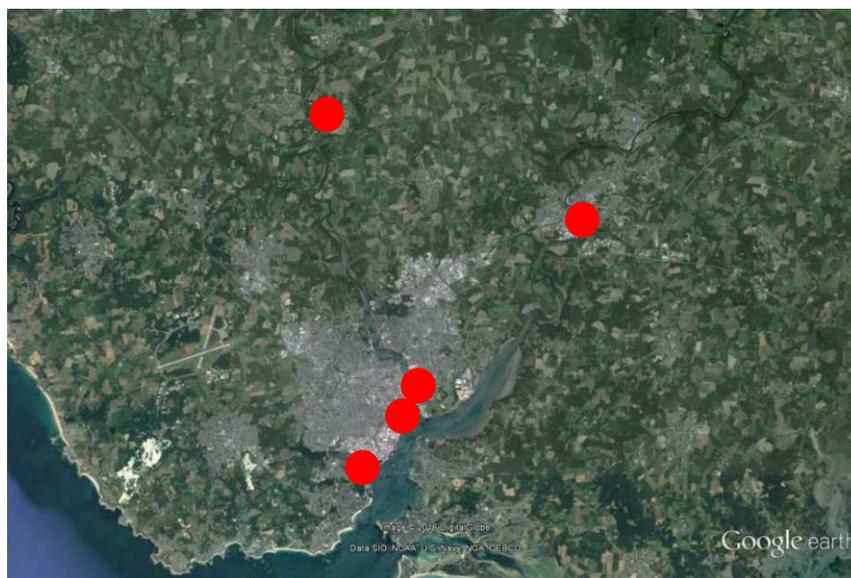


Tableau 21 : Synthèse des sites potentiels

	Commune	Puisage	Utilisateurs potentiels identifiés	Usages	Substitution estimée (à confirmer par étude)	Consommation électrique	Ratio utilisé pour l'estimation	Puissance estimée	Débit de l'échange
1	Lorient	Bassin à flots	Lorient Habitat, CCI, Palais des Congrès	Chauffage - ECS	7,2 GWh gaz	1,8 GWh él.	Superficie à raccorder : 1000 équivalents logements réhabilités (60 000 m ²)	3,8 MW	750 m3/h
2	Lorient	Scorff	CHBS - DCNS - Logements potentiels	Chauffage - Climatisation - ECS	5,5 GWh gaz, 350MWh électricité	1,5 GWh él.	300 logements neufs, 1,5 MW chauffage et climatisation DCNS et CHBS	3,0 MW	590 m3/h
3	Lorient	Keroman	Port	Chauffage - Froid process - ECS de process	5,5 GWh gaz, 350 MWh électricité	1,5 GWh él.	3 MW froid, 3 MW chaud	3,0 MW	590 m3/h
-	Lanester	Scorff	Piscine + équipements municipaux	Chauffage - ECS - climatisation	1,9 GWh gaz, 130 MWh électricité	0,5 GWh él.	0,5 MW froid, 1 MW chaud	1,0 MW	200 m3/h

	Commune	Puisage	Utilisateurs potentiels identifiés	Usages	Substitution estimée (à confirmer par étude)	Consommation électrique	Ratio utilisé pour l'estimation	Puissance estimée	Débit de l'échange
4	Pont Scorff	Scorff	Union coopérative agricole	Chauffage - Froid process - ECS de process	1,9 GWh gaz, 600 MWh électricité	0,5 GWh él.	1 MW froid, 3 MW chaud	3,0 MW	590 m3/h
5	Hennebont	Blavet	Centre ville	Chauffage - ECS	1,9 GWh gaz	1,5 GWh él.	Superficie à raccorder : 800 équivalents logements réhabilités (50 000 m ²)	3,0 MW	590 m3/h
Total potentiel hors Lanester					23 GWh (22 GWh gaz, 1 GWh électricité)	6,8 GWh él.	Bilan net	15,8 MW	3110 m3/h

Le site de Lanester est écarté du potentiel net car le projet retenu pour cette zone est la création d'un petit réseau de chaleur alimenté par chaufferie bois. En considérant que l'ensemble des autres sites pourront être équipés d'ici 2030, le **potentiel en puissance installée atteint 15.8 MW**.

8.1.3 Projets portés par les acteurs du territoire

Une installation existe sur le territoire, à la Cité de la Voile Eric Tabarly (Lorient Agglomération).

L'installation est essentiellement utilisée en froid, mais ne présente pas l'équilibre économique du fait de son faible taux d'utilisation sur l'année.

8.2 Aquathermie sur eaux usées

8.2.1 Le principe de l'aquathermie sur eaux usées

La récupération de chaleur sur eaux usées consiste à utiliser un réseau d'eaux usées comme source tempérée pour une pompe à chaleur.

L'installation peut ensuite alimenter un bâtiment collectif ou un petit réseau de chaleur.

Plusieurs principes existent :

- Echange indirect par l'intermédiaire de tubes d'échanges intégrés à la paroi des canalisations d'eaux usées. Ce principe présente l'intérêt d'éviter de recourir à un échangeur sur eaux usées mais pose actuellement plus de problèmes quant à la fiabilité des rendements ;
- Echange direct Eaux-Usées/Frigorigènes par échangeur dédié dans ce cas, la maîtrise du transfert de chaleur est plus traditionnelle, mais la complexité est la robustesse de l'échangeur et du système d'auto-nettoyage mis en place.



Source – Ecosource.info

Des projets sont en cours et portés par les grands industriels de l'eau (Veolia, Suez Environnement).

Les moyennes de delta de températures sont faibles. Les résultats présentés par Veolia sur le site de Lorient s'appuient sur un delta de température de l'ordre de 2 K.

Une étude d'opportunité a été menée par Veolia sur le territoire de Lorient.

Par ailleurs, d'autres projets existent, et visent à une utilisation directe de la chaleur par échange thermique direct avec une source à chauffer, sans recours à une pompe à chaleur. On parle de récupération sur eaux usées « en pied d'immeuble ».

Dans ce cas, un échangeur simple entre les eaux usées et l'eau potable destinée à la production d'eau chaude sanitaire (ECS) permet de réduire très sensiblement la quantité de chaleur nécessaire à cette production.

8.2.2 Gisement

Afin de déterminer la puissance récupérable, nous nous sommes basés sur les plans des réseaux d'eaux usées des villes de Lorient, Hennebont, Lanester et Ploemeur. Lorient Agglomération nous a également fourni les volumes mensuels en entrée et sortie de station d'épuration ainsi que ceux aux postes de relevages les plus importants pour l'année 2015.

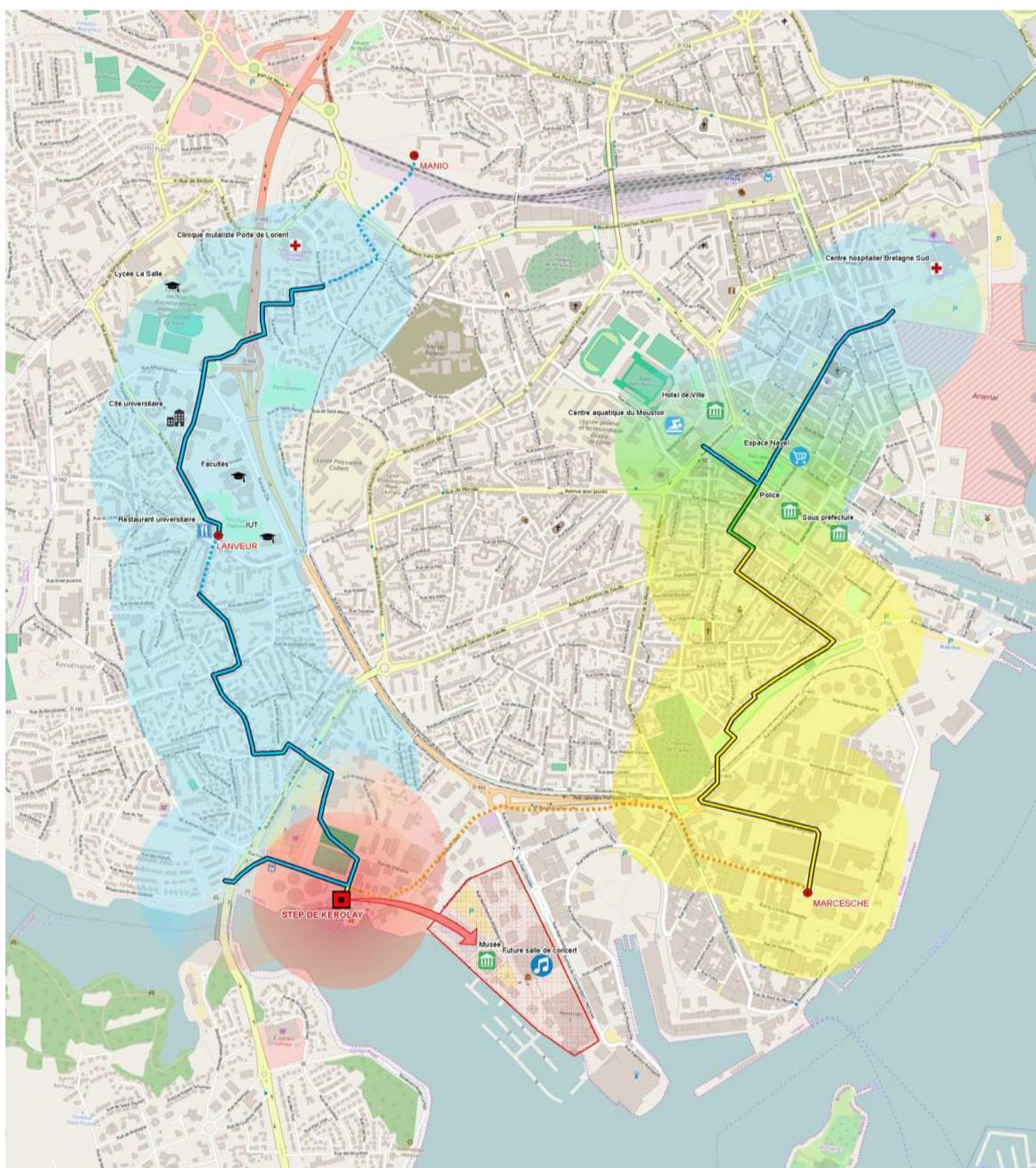
A partir des volumes, nous avons estimé des débits, qui nous ont permis de déterminer une puissance disponible.

Pour la ville de Lorient, nous avons utilisé une étude réalisée par Veolia.

La puissance maximale récupérable sera dans la zone de la STEP, où les débits sont les plus importants.

8.2.2.1 Ville de Lorient

Figure 16 : Carte des puissances disponibles par récupération de chaleur sur les eaux usées pour la Ville de Lorient



Légende	
Puissance thermique récupérable	
—	400 kW à 800 kW
—	800 kW à 1.2 MW
—	1.2 MW à 1.6 MW
—	1.6 MW à 2 MW
—	2 MW à 3 MW
.....	Canalisation de refoulement
●	Postes de refoulement principaux
■	STEP KEROLAY

Source : Les eaux usées donnent de l'énergie à votre ville – Energido – Veolia

D'après l'étude de Veolia, les puissances thermiques récupérables varient de 400kW à 3 MW autour de la STEP. Plusieurs bâtiments sont éligibles à la récupération de chaleur sur les eaux usées, notamment à proximité de la STEP, où se trouvent le Centre Géant.

8.2.2.2 Ville d'Hennebont

Tableau 22 : Débits et puissances thermiques récupérables sur le réseau d'eaux usées à Hennebont

	Postes de relevages			
	STEP LA BECQUERIE	TY-MOR	LANGROIX	LEGRAND
Débits moyens (m ³ /h)	140 m ³ /h	73 m ³ /h	72 m ³ /h	29 m ³ /h
Puissance thermique récupérable (kW)	210 – 580 kW (330 kW en moyenne)	170 kW en moyenne	170 kW en moyenne	70 kW en moyenne

Les débits les plus importants sont au niveau de la station d'épuration. Il est possible de récupérer à ce niveau entre 210 et 580 kW.

Figure 17 : Réseau d'eaux usées d'Hennebont



Les réseaux en marron sont les réseaux gravitaires et ceux en orange sont les réseaux de relevage. Les points verts de la carte représentent les stations de relevage, et la STEP apparaît en rouge.

8.2.2.3 Ville de Lanester

Tableau 23 : Débits et puissances thermiques récupérables sur le réseau d'eaux usées à Lanester

	Postes de relevages				
	STEP	LE ZULIO	KERFREHOUR	CAPITAINE HOUAT	KERDAVID
Débits moyens (m ³ /h)	150 m ³ /h	128 m ³ /h	50 m ³ /h	11 m ³ /h	4 m ³ /h
Puissance thermique récupérable (kW)	215 – 990 kW (350 kW en moyenne)	190 – 700 kW (300 kW en moyenne)	35 – 250 kW (115 kW en moyenne)	1 – 70 kW (25 kW en moyenne)	7 – 30 kW (10 kW en moyenne)

Figure 18 : Réseau d'eaux usées de Lanester



La STEP de Lanester se trouve à proximité de la zone commerciale de Kerrous, entourée en bleu sur la carte, qui pourrait servir de débouchés.

8.2.2.4 Ville de Ploemeur

Tableau 24 : Débits et puissances thermiques récupérables sur le réseau d'eaux usées à Ploemeur

	Postes de relevages				
	STEP	KERDOULAN	LE RHUN	ST MATHURIN	LE STOLE
Débits moyens (m ³ /h)	130 m ³ /h	47 m ³ /h	29 m ³ /h	20 m ³ /h	19 m ³ /h
Puissance thermique récupérable (kW)	200 – 800 kW (300 kW en moyenne)	80 – 270 kW (110 kW en moyenne)	35 – 450 kW (65 kW en moyenne)	25 – 150 kW (45 kW en moyenne)	20 – 150 kW (45 kW en moyenne)

Figure 19 : Réseau d'eaux usées de Ploemeur



La convergence des réseaux Le Rhun, Kerdoulan et le Stole se trouve à proximité du groupe scolaire Lomener Kerroch (Elementaire et maternelle, école publique).

Il n'y a pas de consommateurs potentiels à proximité de la STEP.

8.2.2.5 Récupération sur Eaux usées en Pied d’Immeuble

Cette solution peut permettre l’utilisation de matériel non spécifique aux eaux usées et nécessite des systèmes dédiés de filtrations et d’auto nettoyage des échangeurs sur eaux usées.

Cette solution capte la chaleur des eaux usées directement à la sortie de l’immeuble, grâce à un échangeur de chaleur installé dans une fosse dédiée à cette utilisation.

Les eaux usées arrivent dans une cuve centrale. Le filtre retient les plus grosses particules dans la cuve et une pompe déverse quotidiennement les résidus accumulés dans la cuve vers le collecteur. Le niveau d’eau dans la fosse est maintenu suffisamment haut pour qu’il y ait déversement du trop-plein dans le tube intermédiaire puis vers le collecteur.

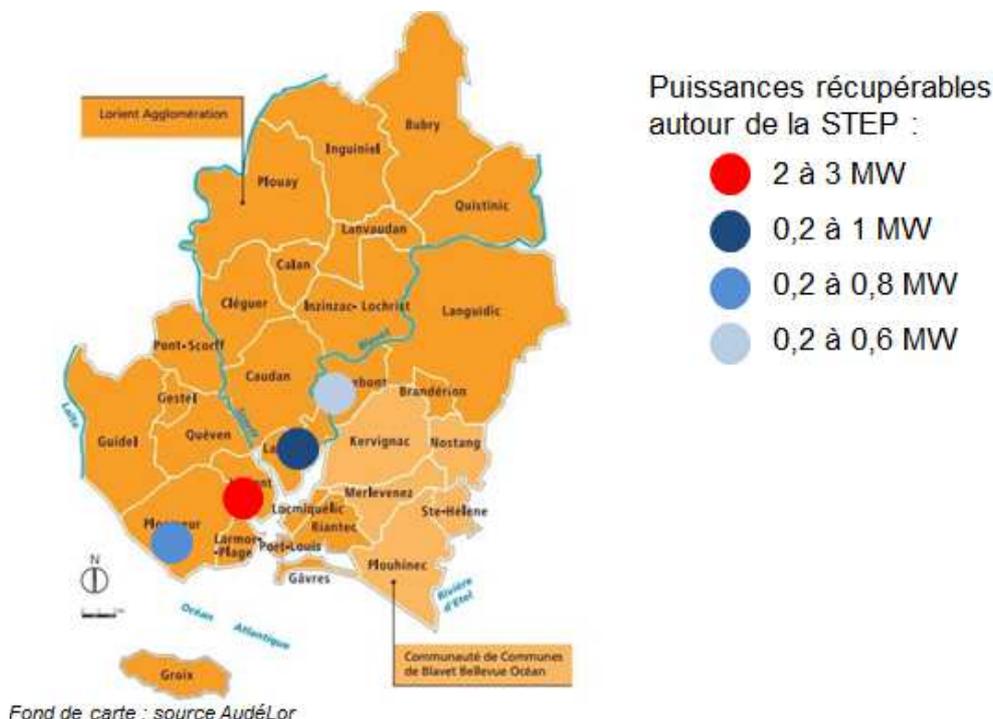
Facteurs clefs de succès :

- Taille critique de l’installation : supérieure à 20 logements
- Evacuation séparée des eaux grises et des eaux vannes
- Production d’ECS centralisée conséquente (50 kW).

Cette solution permet des gains conséquents, notamment pour les bâtiments neufs pour lesquels la production d’eau chaude sanitaire devient le poste prioritaire.

8.2.3 Bilan

Figure 20 : Puissances maximales récupérables pour les communes de Lorient, Lanester, Hennebont et Ploemeur



En considérant le maximum récupérable le plus important du territoire au niveau de la commune de Lorient, le potentiel de production de chaleur de l’aquathermie sur eaux usées s’élève à environ 8 GWh (en considérant 2600 heures de fonctionnement).

8.2.4 Projets portés par les acteurs du territoire

Actuellement, il n’y a pas de dispositifs de récupération de chaleur sur les réseaux d’eaux usées dans le Pays de Lorient.

8.3 Indicateurs de coûts et de retombées économiques

A ce jour, il apparaît difficile d’indiquer des coûts d’investissement et de production relatifs à la thalassothermie et à l’aquathermie, du fait d’un manque de données et de projets. On peut estimer pour l’instant que l’électricité nécessaire au fonctionnement de ces projets sera achetée aux grands électriciens. Les seules entreprises aujourd’hui opérationnelles ne sont pas locales, et pour l’instant les projets sont trop peu nombreux pour miser sur le développement d’un pôle d’excellence local.

9. Géothermie

9.1 Le principe de la géothermie

La géothermie consiste à utiliser la chaleur du sol, pour se chauffer ou produire de l'énergie. On peut caractériser différents types de gisements de géothermie. On distingue notamment :

- **La géothermie haute énergie** (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- **La géothermie moyenne énergie** (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.
- **La géothermie basse énergie** (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- **La géothermie très basse énergie** (température inférieure à 30°C) : elle concerne les nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permet la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment ou PAC).

Les trois premiers types de géothermie demandent des contextes géologiques bien particuliers (recours à la nappe du Dogger en région parisienne par exemple). Par ailleurs, ils nécessitent des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur (réseau de chaleur ou production d'électricité).

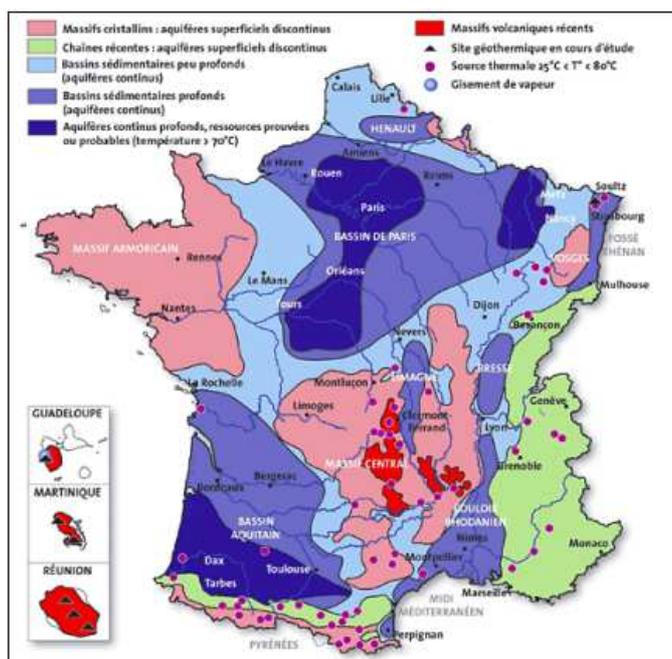
9.2 Gisement brut

9.2.1 Le sous-sol du Pays de Lorient

Le territoire lorientais, comme l'ensemble de la région bretonne, se caractérise par un socle métamorphique où les aquifères sont superficiels et très discontinus. Ce terrain altéré n'est pas propice au développement de la géothermie sur nappe, et n'est pas favorable aux installations de type basse, moyenne ou haute énergie. C'est ce que relève le SRCAE : « La Bretagne ne dispose pas de ressource pour le développement de la géothermie profonde, ce qui ne rend pas possible l'évolution de la filière telle qu'on le constate en Ile-de-France par exemple avec la présence d'aquifères de 56 à 85°C. En Bretagne, avec une ressource présentant une température inférieure à 30°C, seule la géothermie de surface et l'utilisation de pompe à chaleur (PAC) à air ou à eau sont susceptibles de connaître un développement significatif. » Par ailleurs, le SRCAE met en avant le contexte spécifique régional de fragilisation de l'approvisionnement et de maîtrise de la consommation électrique, pour mettre en question la pertinence du choix des PAC électriques pour la géothermie du fait de leur appel de puissance. Néanmoins, Les forages de l'ordre de 80 à 100 mètres de profondeur destinés à exploiter la très basse énergie se multiplient : on compte plusieurs centaines de déclarations par an.¹⁰

¹⁰ Bretagne Environnement, Chiffres et cartes clés : Le sous-sol (2008)

Figure 21 : Le cadre géologique des ressources thermiques en France (BRGM)



Pour le territoire du Pays de Lorient, nous nous intéresserons donc au gisement « très basse énergie », et à la valorisation de la chaleur du sous-sol, principalement. Elle semble être la plus pertinente en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.). Seule cette forme de géothermie est donc détaillée dans ce rapport.

9.2.2 La géothermie très basse énergie

La géothermie « très basse énergie », dite aussi de « minime importance » (régime défini par le code minier) nécessite la mise en œuvre de pompes à chaleur (PAC) qui prélèvent cette énergie à basse température pour l’augmenter à une température suffisante pour le chauffage. Les applications possibles restent variées : chauffage et rafraîchissement des logements individuels, collectifs ou tertiaires, usage industriel, etc.

On recense différentes techniques pour exploiter la géothermie très basse énergie :

- La géothermie sur nappe, qui consiste à pomper l’eau de la nappe souterraine pour en extraire les calories dans la pompe à chaleur, puis à la réinjecter dans la nappe ;
- La géothermie sur sondes sèches, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit fermé), puis à en extraire la chaleur ;
 - Les capteurs horizontaux, qui consistent à prélever la chaleur à partir d’un fluide circulant dans un réseau de tuyaux enterrés horizontalement à la surface (1 m de profondeur) ;
 - Les pieux géothermiques, au fonctionnement similaire aux sondes verticales et qui intègrent les fondations d’une structure bâtie.

Figure 22 : Sondes géothermiques verticales
 (Source : BRGM)

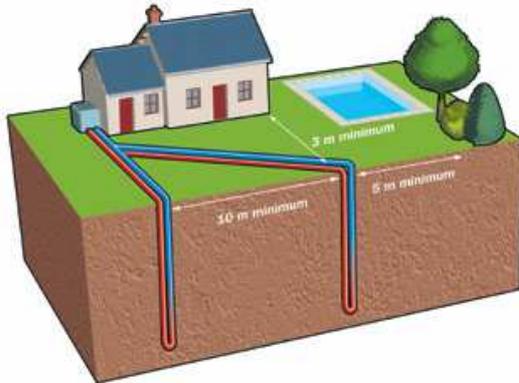
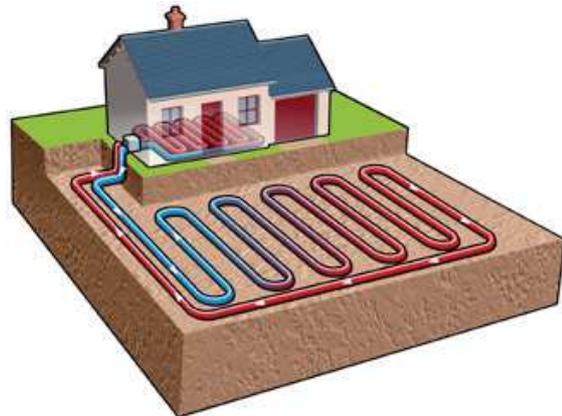


Figure 23 : Capteurs horizontaux
 (Source : BRGM)



Notons que le forage d'eau nécessite un aquifère productif et avec un débit constant. La détection de ces aquifères nécessite des forages pour évaluer le potentiel de la zone. Ce potentiel, difficilement évaluable sans données de forage, ne sera donc pas étudié dans cette étude.

Parmi les 3 autres solutions, les **sondes géothermiques verticales apparaissent comme les échangeurs thermiques présentant les caractéristiques optimales** (tableau comparatif des technologies en Annexe 2) :

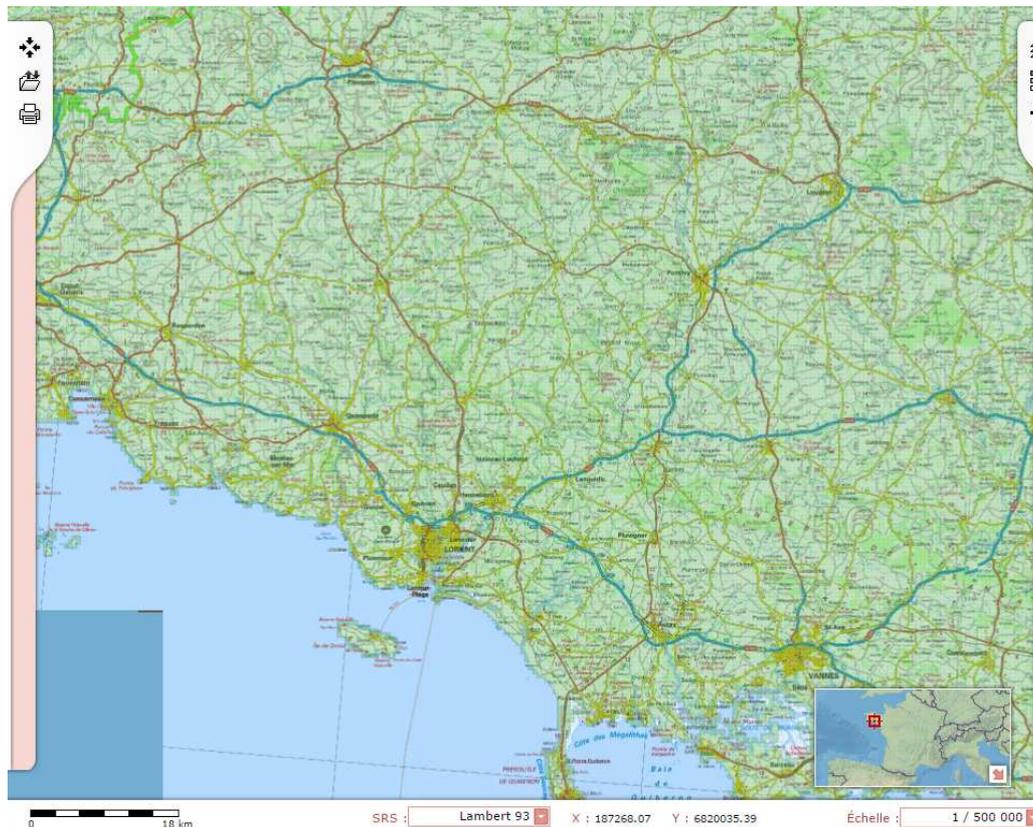
- elles peuvent trouver leur application aussi bien sur du bâtiment individuel que collectif ou tertiaire,
- elles peuvent-être implantées dans presque tous types de terrains et
- elles nécessitent un espace d'implantation bien plus limité que les capteurs horizontaux et permettent une jouissance totale de la parcelle.
- leur rendement n'est pas affecté par les conditions climatiques.

Nous n'étudierons pas dans le cadre de cette étude les pieux géothermiques, qui doivent être mis en place avec les fondations de projets d'infrastructures, et ne peuvent être intégrés à du bâti existant. Dans le cadre d'un projet de développement, il peut néanmoins être intéressant de réaliser une étude de faisabilité.

D'un point de vue réglementaire, le nouveau code minier définit les activités ou installations de géothermie dite "de minime importance" qui n'ont pas d'incidence significative sur l'environnement et il en élargit le périmètre. Le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 qui définit et réglemente les activités de géothermie dite "de minime importance" simplifie le cadre réglementaire qui leur est applicable en substituant au régime d'autorisation en vigueur une déclaration de travaux effectuée par voie dématérialisée. Un zonage a été publié pour apprécier l'éligibilité à ce statut de géothermie de minime importance, il comporte :

- des zones ne présentant pas de risques, dites « vertes » ;
- des zones dans lesquelles, en l'absence de connaissances suffisantes des risques ou compte-tenu de risques déjà identifiés, il doit être joint à la déclaration l'attestation d'un expert agréé, qui garantit l'absence de risques graves du projet ;
- des zones à risque significatif dans lesquelles les ouvrages de géothermie ne pourront pas être considérés de minime importance, dites zones « rouges ». Dans ces zones, un projet ne pourra être réalisé qu'après autorisation complète de l'installation au titre du code Minier.

Figure 24 : Carte du zonage règlementaire de la géothermie de minime importance
 (Source : géothermie-perspectives)



Le territoire du Pays se situe en zone verte, sans risque identifié, et est donc éligible à la géothermie de minime importance.

9.2.3 Estimation du gisement brut

Le potentiel géothermique du sol dépend notamment de sa nature géologique, qui impacte sa conductivité thermique. Pour connaître cette information, il serait nécessaire de réaliser des tests de réponses thermiques (TRT). Cependant, selon les données bibliographiques (BRGM, BURGEAP), on peut estimer sur le territoire du pays de Lorient une puissance d'extraction de 45 W par mètre linéaire de sonde verticale¹¹.

On peut donc estimer qu'une sonde de 200 mètres peut fournir une puissance thermique de 9 000 W ou 9 kW. Le calcul suivant permet d'estimer la productivité d'une sonde verticale, en considérant la performance de la PAC :

Psol, puissance thermique récupérable dans le sol par mètre linéaire de sonde = 45 W/ml

L, longueur de la sonde = 200 ml (pour des raisons de réglementation, il est souvent choisi de ne pas forer au-delà de 200m de profondeur)

Psonde, puissance thermique fournie par une sonde : $P_{sol} \times L = 9 \text{ kW}$

COP, coefficient de performance global annuel = 3,1

Pth, puissance thermique fournie au bâtiment en sortie de PAC = $P_{sonde} / (1-1/COP) = 13 \text{ kW}$

¹¹ Il s'agit d'une hypothèse moyenne, considérant un sous-sol moyennement saturé

Sachant qu'il est recommandé d'espacer les sondes de 10 mètres, cela nous permet de faire l'hypothèse qu'il est possible d'installer 13kW de puissance sur 100 m² de terrain.

Tableau 25 : Préconisation de distances à respecter pour l'implantation de sondes géothermiques verticales

Désignation	Distance préconisée
Espacement des SGV	entre 6 et 10 m (selon l'exploitation et la profondeur des SGV)
Fondations	3 m
Réseau hydraulique en charge	3 m
Réseau hydraulique gravitaire	1,5 m
Limite de propriété	5 m
Arbres	5 m

9.3 Gisement net

On peut qualifier de gisement net toutes les installations qu'il serait possible de réaliser sur les bâtiments existants et toutes les installations que l'on pourrait réaliser chaque année sur les constructions neuves, en excluant donc toute installation non réalisable compte tenu des contraintes réglementaires et techniques.

Il est primordial de noter que lorsqu'on considère un potentiel géothermique en très basse énergie, il faut tenir compte du taux d'adéquation entre la ressource géothermale et les besoins thermiques de surface, puisque chaque installation doit nécessairement alimenter un bâtiment. Outre les besoins et la typologie des bâtiments, il convient également de tenir compte des contraintes liées aux enjeux des risques naturels (mouvement de terrain, zone d'aléa d'inondation, vulnérabilité de la ressource en eau).

- Cadre réglementaire

Le Code Minier prévoit un régime déclaratif pour les opérations de géothermie de minime importance qui respectent les conditions suivantes :

- température de gisement : < 150°C (Gite géothermique basse température) ;
- profondeur : > 10 m et < 200 m ;
- puissance extraite : < 500 kW ;

Au-delà de ces valeurs, la demande d'autorisation s'impose.

Par ailleurs, il est interdit de forer dans le périmètre rapproché d'un captage en eau potable.

- Contraintes techniques et risques

Outre les aspects géologiques, liés à l'implantation d'une sonde géothermique, qui implique de connaître ou d'estimer la nature et la structure des roches du sous-sol, il faut également veiller à la protection de la ressource en eau et aux risques de mouvement de terrain et d'inondation.

Figure 25 : Carte des emprises des plans de prévention des risques inondations et littoraux

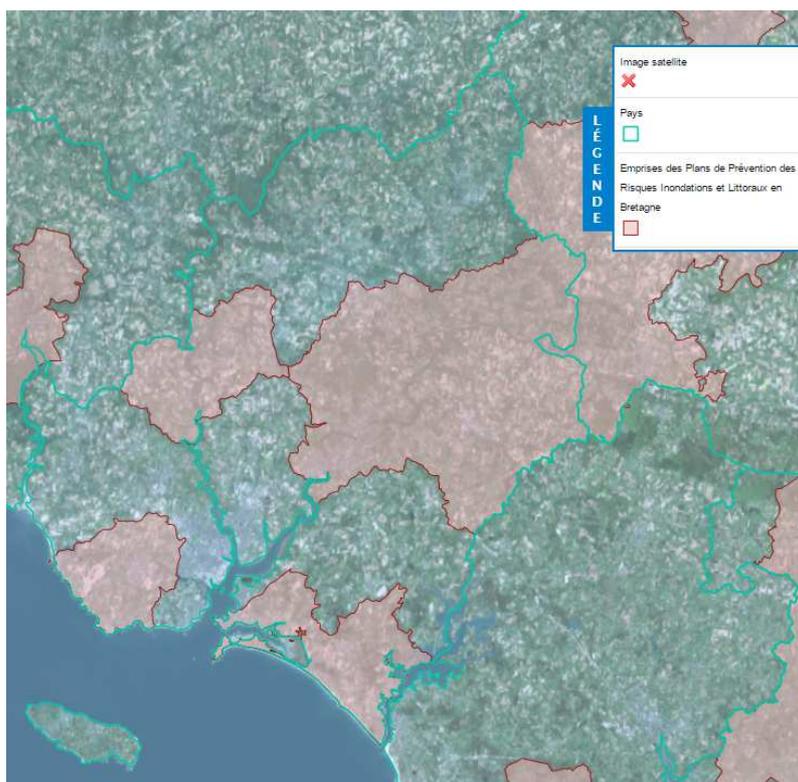
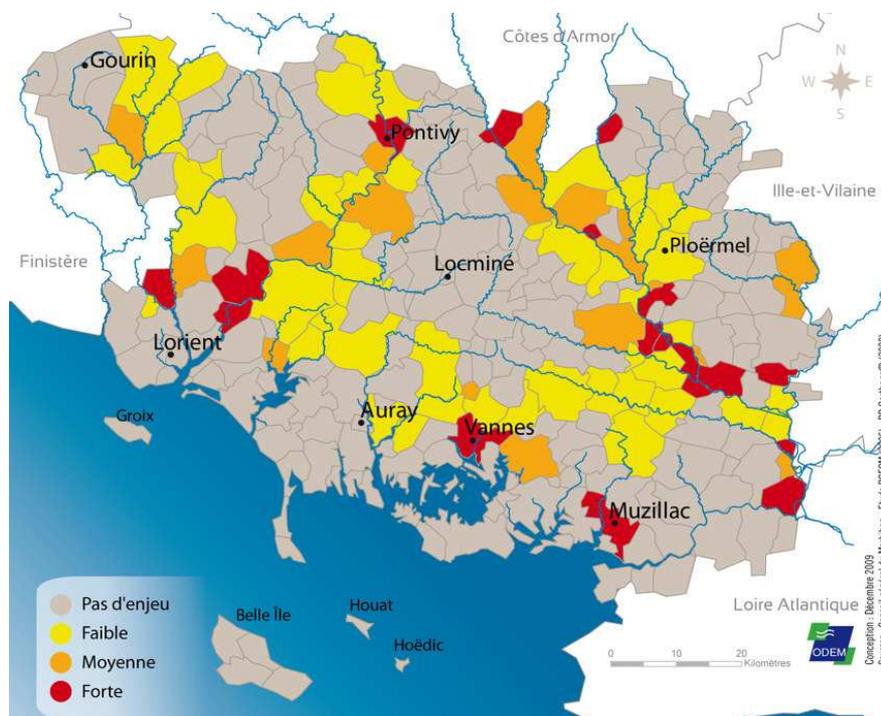


Figure 26 : Carte du diagnostic de vulnérabilité aux inondations par commune dans le Morbihan (Source : CSEM Morbihan)



Une partie du territoire est située dans l’emprise des plans de prévention des risques inondations et littoraux, avec une vulnérabilité jugée forte dans les communes de Pont-Scorff, Inzinzac-Lochrist et Hennebont. Le plan de prévention des risques naturels, réalisé par l’Etat, est un document qui réglemente

l'utilisation des sols en fonction des risques naturels auxquels ils sont soumis, mais n'induit pas nécessairement une interdiction de construire. A noter qu'aucun plan de prévention des risques de mouvements de terrain n'a été prescrit sur le territoire du pays.

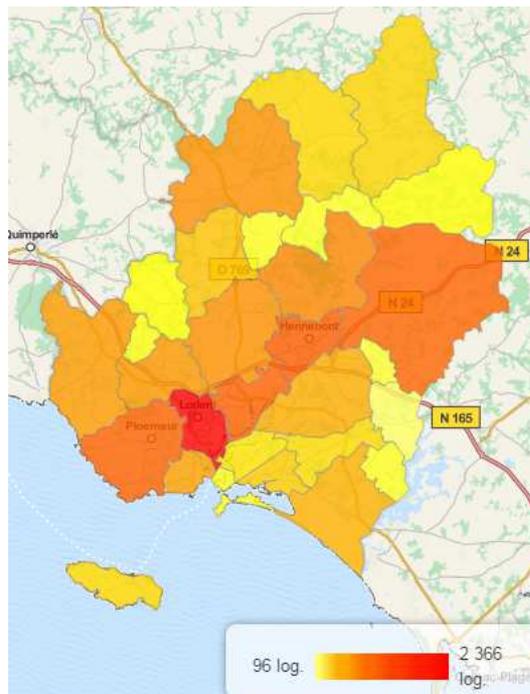
En matière de protection des ressources en eau potable et de vulnérabilité des ressources, le SDAGE de la Bretagne recense une aire prioritaire d'alimentation des captages d'eau potable : c'est la zone Denizio à Languidic.

Enfin, il est important de rappeler le contexte des capacités limitées du réseau électrique local, qui peut être impacté par l'appel de puissance des PAC. C'est un aspect à prendre en compte dans les hypothèses de potentiel, et à étudier dans le cadre d'une étude de faisabilité.

- Besoins thermiques

Pour estimer le gisement net de la géothermie de minime importance, il convient d'évaluer les besoins thermiques des utilisateurs, à savoir les usages en chauffage et eau chaude sanitaire du bâti résidentiel et tertiaire. On se concentrera sur les bâtiments à énergie aisément substituable, disposant d'un chauffage central ou d'une chaudière au gaz ou au fioul. En effet, les bâtiments équipés de chauffage électrique nécessiteraient des travaux importants et coûteux pour substituer l'électricité à la géothermie.

Figure 27 : Carte du nombre de logements chauffés au fioul



A horizon 2030, on peut identifier un gisement net prioritaire en considérant les bâtiments résidentiels équipés d'une chaudière au fioul : cette source d'énergie peut connaître des fortes augmentations de prix, et en considérant un rythme de changement de chaudière de 15 ans, il semblerait avantageux d'opter pour des sondes géothermiques au moment du renouvellement d'équipement. Nous appliquerons au nombre de bâtiments ciblés un coefficient de pondération de 10% afin d'obtenir une évaluation du gisement net. Ce coefficient de « faisabilité » est une hypothèse qui permet de traduire :

- Les contraintes techniques empêchant l'installation de sondes géothermiques ;
- Le rythme de renouvellement des chaudières ;
- Les capacités financières des propriétaires ;

- Les difficultés d'accès à la technologie ;
- La concurrence avec le bois-énergie.

On peut estimer que pour chauffer une maison de 120 m² habitables, une sonde géothermique d'environ 100 m de profondeur est suffisante. On considère donc que pour chauffer une maison équipée d'une chaudière au fioul une sonde pourra être installée, le dimensionnement restant à réaliser à partir d'une étude de faisabilité. Dès lors on peut considérer par commune :

Commune	Nombre de logements chauffés au fioul ou gaz propane	Consommation totale de ces logements en MWh (2008)	Gisement net d'installations de géothermie très basse énergie à réaliser	Gisement net de consommation d'énergie couverte par la géothermie en MWh en 2030
Branderion	139	2248	13,9	224,8
Bubry	515	7017	51,5	701,7
Calan	155	2586	15,5	258,6
Caudan	864	15042	86,4	1504,2
Cleguer	534	8730	53,4	873
Gavres	410	3610	41	361
Gestel	214	3467	21,4	346,7
Groix	806	6341	80,6	634,1
Guidel	941	15408	94,1	1540,8
Hennebont	1283	20487	128,3	2048,7
Inguinél	488	6684	48,8	668,4
Inzinzac Lochrist	922	15102	92,2	1510,2
Kervignac	684	11621	68,4	1162,1
Lanester	1244	19075	124,4	1907,5
Languidic	1345	23565	134,5	2356,5
Lanvaudan	182	2780	18,2	278
Larmor Plage	765	12527	76,5	1252,7
Locmiquelic	358	5489	35,8	548,9
Lorient	2717	38049	271,7	3804,9
Merlevenez	510	7859	51	785,9
Nostang	174	2551	17,4	255,1
Ploemeur	1506	23524	150,6	2352,4
Plouay	852	13843	85,2	1384,3
Plouhinec	842	11339	84,2	1133,9
Pont Scorff	303	5356	30,3	535,6
Port Louis	187	3101	18,7	310,1
Queven	775	14259	77,5	1425,9
Quistinic	354	4695	35,4	469,5
Riantec	545	9113	54,5	911,3
Sainte-Hélène	249	3693	24,9	369,3
TOTAL PAYS	20863	319161	2086,3	31916,1

On a donc un gisement net prioritaire de 2 086 installations de sondes couvrant une consommation de 32 GWh sur le Pays.

A plus long terme, selon la stratégie retenue dans le SRADDET, on pourrait élargir le gisement net aux équipements de chauffage au gaz naturel, au gaz propane, et au charbon, ce qui nous donnerait les chiffres suivants (en conservant l'hypothèse d'un coefficient de « faisabilité » de 10%) :

Commune	Nombre de logements chauffés au fioul ou gaz (bouteille et naturel)	Consommation totale de ces logements en MWh (2008)	Gisement net d'installations de géothermie très basse énergie à réaliser	Gisement net de consommation d'énergie couverte par la géothermie en MWh en 2050
Branderion	234	3572	23,4	357,2
Bubry	519	7114	51,9	711,4
Calan	155	2586	15,5	258,6
Caudan	1648	25249	164,8	2524,9
Cleguer	720	11349	72	1134,9
Gavres	414	3649	41,4	364,9
Gestel	481	7279	48,1	727,9
Groix	806	6360	80,6	636
Guidel	2066	28928	206,6	2892,8
Hennebont	4647	56685	464,7	5668,5
Inguiniel	499	6797	49,9	679,7
Inzinzac Lochrist	1565	23608	156,5	2360,8
Kervignac	958	15369	95,8	1536,9
Lanester	7596	96177	759,6	9617,7
Languidic	1728	28756	172,8	2875,6
Lanvaudan	182	2780	18,2	278
Larmor Plage	3195	42585	319,5	4258,5
Locmiquelic	1326	18489	132,6	1848,9
Lorient	25243	277395	2524,3	27739,5
Merlevenez	529	8065	52,9	806,5
Nostang	179	2628	17,9	262,8
Ploemeur	4797	66896	479,7	6689,6
Plouay	1346	19985	134,6	1998,5
Plouhinec	1414	18341	141,4	1834,1
Pont Scorff	574	9568	57,4	956,8
Port Louis	1290	17960	129	1796
Queven	1793	29182	179,3	2918,2
Quistinic	355	4710	35,5	471
Riantec	1538	23751	153,8	2375,1
Sainte-Hélène	254	3742	25,4	374,2
TOTAL PAYS	68051	869555	6805,1	86955,5

En tenant compte du gisement élargi aux équipements de chauffage au gaz naturel, on obtient une couverture des besoins thermiques à hauteur de 87 GWh par les sondes géothermiques.

On peut enfin s'intéresser aux constructions neuves, qui représentent environ 1000 maisons par an (basé sur une moyenne 2000 – 2010). Sur ces constructions, le choix de la géothermie pourra être une solution avantageuse : si on applique un coefficient de faisabilité plus favorable (20%), on peut envisager un gisement net de 200 sondes verticales par an, soit 2 800 sondes verticales à horizon 2030.

9.4 Indicateurs de coûts et de retombées économiques

9.4.1 Indicateurs de coût

Le coût d'investissement par mètre linéaire de sonde peut être compris entre 30 et 80€. Les coûts d'investissement peuvent être conséquents en fonction de la qualité du terrain et du dimensionnement choisi, mais ils incluent les coûts de forage et ce sont des installations qui demandent un entretien modéré. Quoi qu'il en soit, tout projet de géothermie de minime importance demande la réalisation d'études de faisabilité par des bureaux d'études.

La bibliographie permet de donner quelques éléments d'ordre de grandeur :

	CAPEX	OPEX
Valeur	1 500 – 2600 €/kW	6 % du CAPEX (3,3% pour la PAC)
Hypothèses	Coût du forage et main d'œuvre Coût de la PAC (puissance 8kW) et des échangeurs, raccordement et main d'œuvre	Coût annuel fixe de maintenance selon contrat d'entretien Coût énergétique de fonctionnement de la PAC
Sources	BRGM, Evaluation du potentiel géothermique très basse énergie sur le territoire de Nantes Métropole AFPG, Géothermie assistée par pompe à chaleur, étude technico-économique	BRGM, Evaluation du potentiel géothermique très basse énergie sur le territoire de Nantes Métropole AFPG, Géothermie assistée par pompe à chaleur, étude technico-économique

9.4.2 Retombées économiques pour le territoire

En matière de retombées économique de la géothermie très basse énergie, celles-ci sont difficiles à évaluer. On peut estimer un développement de la filière locale d'installation et de maintenance des pompes à chaleur, et des entreprises de forage. Cela peut générer des emplois supplémentaires, de la taxe professionnelle et autres impôts locaux si les entreprises sont installées sur le territoire.

10. Capacité d'intégration des ENR sur les réseaux

10.1 Réseaux de chaleur : potentiel de développement

Le sujet de l'intégration des ENR sur les réseaux de chaleur est un sujet important dans les agglomérations équipées de réseaux de chaleur importants ne recourant pas aux énergies renouvelables. Ce n'est pas le cas pour le Pays de Lorient, où les réseaux de chaleur ne sont pas nombreux, et sont déjà des réseaux approvisionnés par combustion de biomasse.

Le potentiel d'intégration des EnR est donc éventuellement un potentiel d'extension ou de développement de nouveaux réseaux de chaleur.

Le gisement net en chaleur pour les réseaux de chaleur (chaleur substituable) a été évalué par IRIS sur le territoire grâce à l'outil EQUITEE. La carte ci-dessous présente les résultats obtenus : on observe que les densités énergétiques intéressantes à l'échelle d'un quartier sont très localisées sur Lorient et Lanester. Seuls 3 IRIS ont un gisement net en chaleur supérieur à 5 000 MWh. En-dessous de 1300 MWh de gisement, les réseaux envisageables sont davantage des réseaux techniques entre quelques bâtiments.

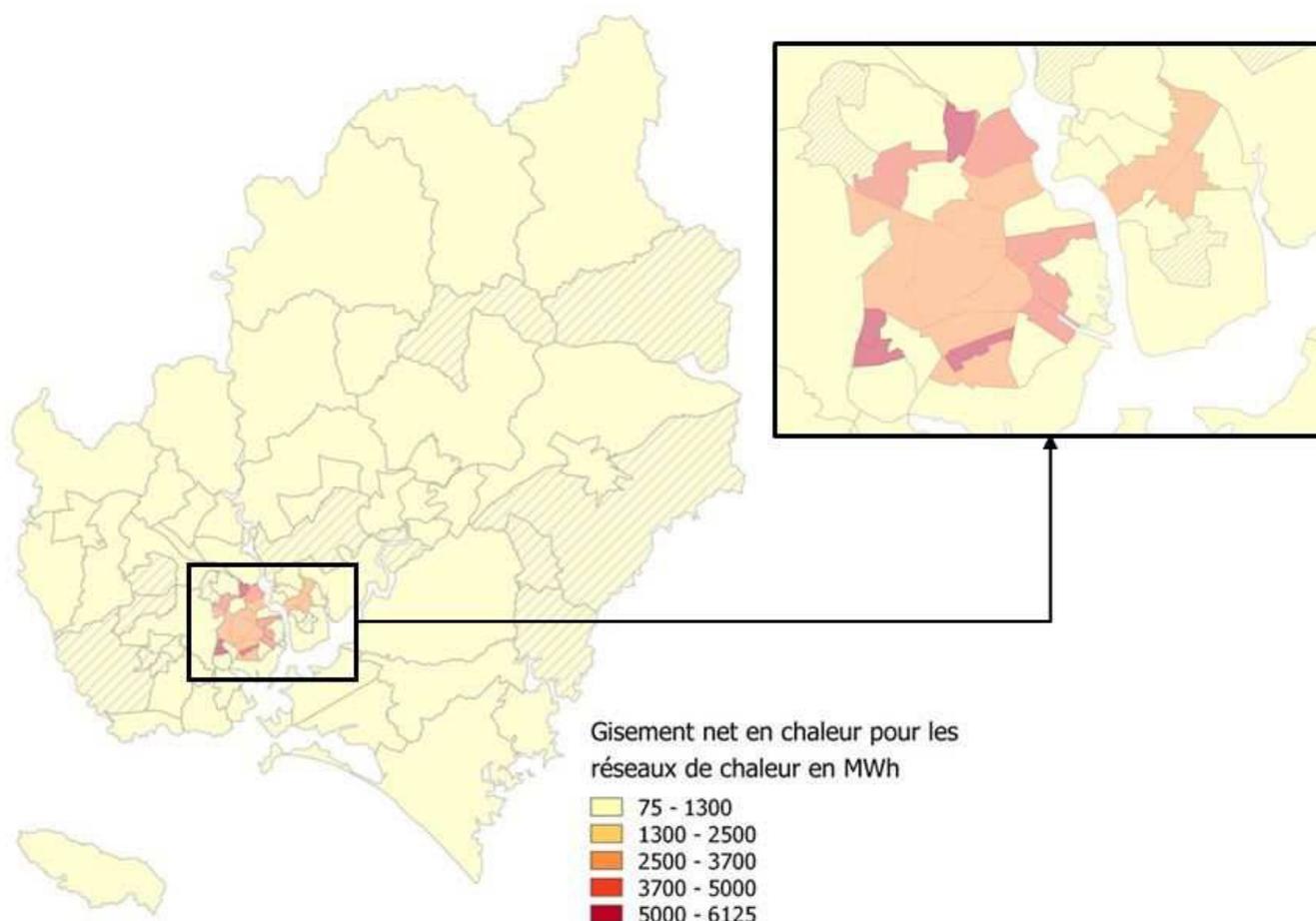


Figure 28 : Gisement net en chaleur pour les réseaux de chaleur par IRIS

La faible densité relative du tissu urbain et les choix techniques déjà effectués sur les premiers réseaux de chaleur du Pays de Lorient sont favorables à une multiplication des chaufferies biomasse hors réseaux antérieurs, de faible et moyenne puissance, au détriment de projets de réseaux de chaleur de grande ampleur.

Les projets biomasse à l'étude concernent fréquemment des puissances installées comprises entre 200 kW et 4 MW.

Cette approche est même privilégiée à l'extension des réseaux de chaleur existant. Le meilleur exemple est le choix par la Ville de Lanester de créer une chaufferie bois indépendante pour la zone de la piscine, de la salle Jean Vilar et de la salle de Musique. La possibilité d'étendre le réseau principal de la ville n'a pas été retenu.

10.2 Réseau électrique

Afin de caractériser la capacité d'intégration des EnR électriques sur le réseau de distribution, AEC a développé une méthode novatrice en utilisant les ressources logicielles libres dans le domaine des systèmes d'information géographique.

10.2.1 Capacité d'injection : Principe de la modélisation

Le module de potentiel d'injection solaire a pour but de déterminer à partir de données SIG le potentiel en puissance, le coût voire d'autres informations, pour raccorder des producteurs solaires à l'aide d'un nouveau départ BT sur un transformateur HTA/BT existant. Il prend en compte les contraintes en tension sur le réseau et les limitations en puissance des transformateurs.

Le module calcule les distances entre un point de raccordement et un transformateur en passant par le réseau routier pour simuler au mieux les travaux réels.

Les données sont indicatives en raison des hypothèses de travail détaillées plus tard.

Pour établir ces cartes, le bureau d'étude AEC a utilisé les données suivantes :

- Des données SIG sur les transformateurs HTA/BT fournies par Morbihan Energies sur la base des données transmises par Enedis, ex-ERDF.
- Des données SIG sur le réseau routier : nous utilisons les données libres téléchargeables sur le portail du projet OpenStreetMap. Ces données construites de manière collaborative sont de bonne qualité en Europe grâce à une communauté de contributeurs importante.
- Des caractéristiques des transformateurs : puissance installée, chute de tension maximale. Ces données sont issues des données de contrôle fournies par Enedis, ex-ERDF dans le cadre du contrôle de concession. Une donnée supplémentaire qui pourrait être utile serait la puissance des producteurs existants raccordés au transformateur.

Le calcul est effectué sur un maillage de points d'un pas de 40 m, ce qui constitue un quadrillage suffisamment fin pour le croisement à venir avec les autres données issues de l'étude. Pour chacun des points de ce damier, on modélise l'injection à partir de ce point par création d'un départ BT (basse tension) sur l'un des postes HTA/BT le plus proche. Il s'agit a priori du cas le plus courant pour la mise en place d'installations photovoltaïques relativement impactantes, comme une toiture photovoltaïque d'envergure.

Le calcul des puissances injectables est effectué en prenant en compte deux critères :

- La surtension créée par le producteur sur le départ BT qui lui est dédié, qui doit rester dans des limites acceptables. Ce critère est dépendant de la distance et de la longueur de câble créée.
- La surtension générée au sein même des enroulements du transformateur par le courant en provenance du producteur et des consommateurs. Ce critère est dépendant des caractéristiques du transformateur.

10.2.1.1 Contrainte 1 : calcul des distances et surtension sur le départ BT

Pour chaque point du maillage, on détermine les 2 (voire 3) transformateurs les plus proches à vol d'oiseau. Cette hypothèse est raisonnable : sur un échantillon de 4000 points de maillage, et de 50 transformateurs,

le transformateur le plus proche d'un point était systématiquement parmi les 2 transformateurs les plus proches à vol d'oiseau. Ce choix est fait pour limiter la complexité du calcul.

Pour ce point, un algorithme va alors calculer le chemin le plus court jusqu'au transformateur en passant par le réseau routier (et non seulement à vol d'oiseau).



Figure 29 : Schéma de principe du calcul de distance par la route.

La surtension créée est directement fonction des caractéristiques du câble (résistivité et section) et se calcule selon une formule du type :

$$\Delta U (\text{ligne}) = K_{\text{ligne}} * L * P_{\text{injectés}}$$

Où :

- K_{ligne} est un coefficient fonction de la résistivité, de la section et de la tension parcourue
- L la longueur du départ
- $P_{\text{injectée}}$ la puissance de l'installation de production EnR.

10.2.1.2 Contrainte 2 : surtension créée dans le générateur

Au niveau des enroulements, on peut déduire de la chute de tension du transformateur la puissance appelée sur le transformateur. Cette relation est de la forme :

$$P_{\text{transité}} = \Delta U * (a + b * \ln(\Delta U))$$

Dans ce cas de figure, on compte positivement la puissance entrante dans le transformateur (injection) et négativement la puissance soutirée.

Les coefficients a et b sont fonctions de la puissance du transformateur. Pour chaque transformateur, on peut linéariser cette relation pour calculer la chute de tension pour une puissance transitée donnée :

$$P_{\text{transité}} = \frac{\Delta U (\text{transformateur})}{K_{\text{transfo}}}$$

10.2.1.3 Contrainte totale

Dans le cas où la surtension maximale acceptable est de 2,5 % (il s'agit d'un critère de Enedis, ex-ERDF), la puissance injectée maximale est de la forme :

$$P_{\text{injectés}} = \frac{2.5\% + \Delta U (\text{Max transformateur}) * 20\%}{K_{\text{ligne}} * L + K_{\text{transfo}}}$$

Où $\Delta U (\text{Max transformateur})$ est la chute de tension maximale du transformateur, transmise par le concessionnaire.

10.2.2 Capacité d'injection : Résultats et perspectives

La carte fournie au sein de la cartoθήque (voir ANNEXE 2) montre les potentiels d'injection pour chacun des points de la carte au pas de 40 m. Les cartes font bien apparaître un fort effet distance sur les capacités d'injection. Celle-ci chute rapidement avec l'éloignement au poste de transformation. On observe donc des contextes ruraux où il semble indispensable de créer un poste de transformation pour implanter un projet EnR significatif. On observe aussi qu'une grande partie du territoire, en contexte urbain, péri-urbain et même rural, présente des capacités d'injection importante, supérieure à 50 kVA, ce qui laisse des marges intéressantes pour l'implantation d'unités de production photovoltaïque.

Dans la suite de l'étude, cette capacité d'injection sera exploitée pour caractériser finement les équipements d'énergies renouvelables électriques injectant leur production sur le réseau tels que les toitures photovoltaïques. Des coûts de raccordement seront notamment calculés pour chaque toiture potentielle sur le territoire.

Dans le cadre d'échange avec certains acteurs du territoire, des éléments ont d'ores et déjà été fournis sur les coûts de raccordement pour des projets hydroélectriques sur Le Blavet sur la base du réseau électrique environnant et des capacités d'injection sur les postes de transformation.

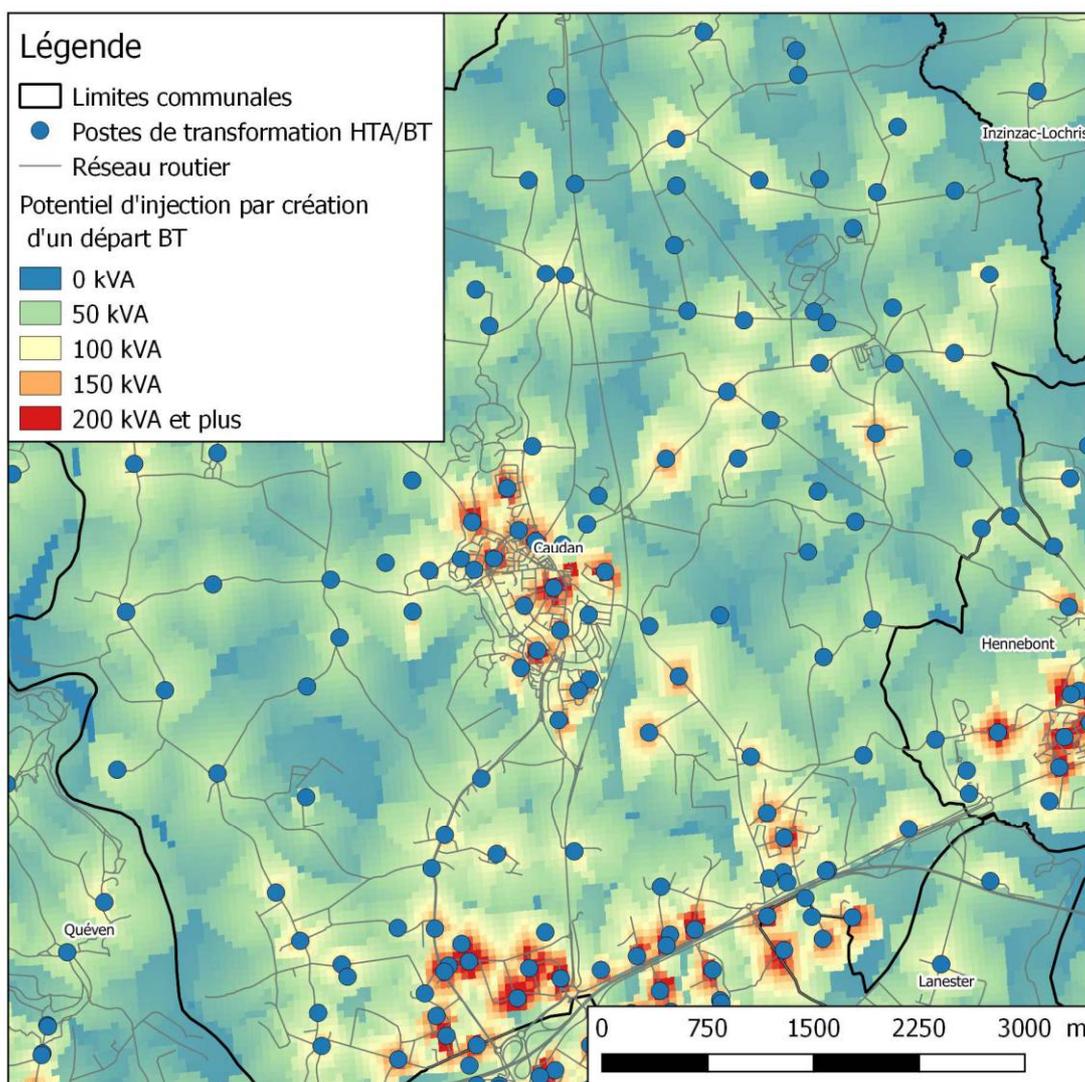


Figure 30 : Illustration des potentiels d'injection, des postes de transformation et du réseau routier

10.3 Réseau gaz

Les données disponibles ne permettent pas à ce jour de déterminer les capacités d'intégration d'un gaz renouvelable dans le réseau du territoire.

11. Choix énergétiques pour les zones d'activités du territoire

A partir des potentiels de développement des énergies renouvelables établis précédemment, un travail de sélection des énergies renouvelables pertinentes pour la desserte énergétique des zones d'activités du territoire a été établi.

Les zones d'activités étudiées sont les suivantes :

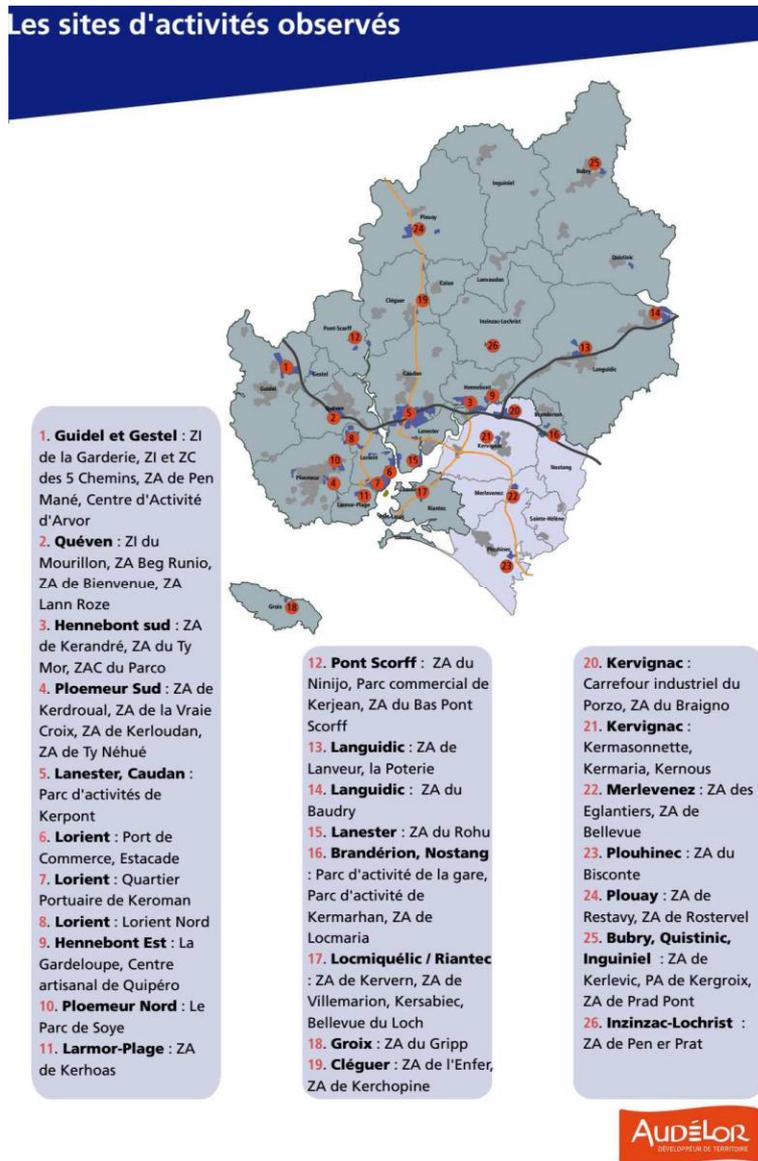


Figure 31 : Sites d'activités étudiés

11.1 Besoins énergétiques

Les besoins énergétiques des zones d'activités du Pays de Lorient ont été calculés à partir des surfaces des bâtiments et des typologies d'activités recensées par Audelor. Pour chaque grande typologie d'activités, un ratio de consommation de chauffage et d'électricité a été appliqué :

Tableau 26 : Ratios de consommations appliqués aux bâtiments tertiaires et industriels
(source : Equitée et RT 2012)

	chauffage (kWhEF/m ²)	électricité (kWhEF/m ²)
Bureaux, Administration	130	121
Cafés, Hôtels, Restaurants	160	99
Commerces	110	88
Enseignement, Recherche	155	110
Santé, Action sociale	90	44
Services collectifs	150	110
Transports	150	110
Autres activités industrielles (Construction, Production)	170	216

11.2 Potentiel des ENR par zone

Pour chaque zone d'activités les différentes solutions d'approvisionnement en énergies renouvelables ont été étudiées. Tous les résultats sont présentés dans le Tableau 27 en fin de paragraphe.

11.2.1 Solaire

Le potentiel solaire a été calculé à partir de l'ensoleillement du territoire et des surfaces de toitures des bâtiments, en prenant les mêmes hypothèses que celles énoncées [en 3.1 Solaire –Gisement brut](#)) :

- une irradiation comprise entre 1 430 et 1 680 kWh/an en fonction de la localisation et des masques solaires liés au relief ;
- une surface utile correspondant à 40% de la surface brute des bâtiments ;
- un coefficient d'orientation du bâtiment compris entre 0,9 et 1 ;
- un coefficient d'ombrage de 0,9 ;
- un rendement des systèmes PV de 10%.

Ainsi le potentiel photovoltaïque le plus important est celui du parc d'activités de Kerpont (Lanester, Caudan) avec 29 GWh sur l'ensemble des bâtiments, soit environ 38% des besoins en électricité des bâtiments de la zone.

Le port de commerce de Lorient représente également un potentiel important avec 7,8 GWh soit 41% des besoins électriques environ.

11.2.2 Bois Energie

Afin d'établir le potentiel d'approvisionnement des zones d'activités en bois énergie, le nombre de tonnes de plaquettes forestières nécessaire au chauffage de chaque zone d'activités a été estimé sur la base des hypothèses suivantes :

C – consommation énergétique efficace annuelle pour le chauffage et l'ECS

PC – pouvoir calorifique moyens des plaquettes forestières : 3 000 kWh/t ¹²

¹² Le pouvoir calorifique des plaquettes forestières dépend majoritairement de son humidité. La valeur prise ici est une moyenne souvent donnée dans la littérature pour une humidité de 40%.

R – rendement moyen des installations de combustion : 80 %

Nt – nombre de tonnes de plaquettes consommées chaque année : $Nt = C \times 10^3 / PC / R$

11.2.3 Géothermie

Afin d'établir le potentiel d'approvisionnement par géothermie sur sonde, le nombre moyen de sondes géothermiques verticales (SGV) à installer et la surface nécessaire associée ont été calculés avec les hypothèses suivantes :

- Energie extraite: 75 kWh par mètre linéaire de SGV
- Ecartement : 10 m entre chaque SGV
- Surface utile par SGV : 100 m²

La surface nécessaire a été comparée à la surface restante par zone d'activités, celle-ci correspondant aux surfaces des parcelles à laquelle est soustraite la surface des bâtiments présents sur la parcelle.

Ainsi pour toutes les ZA l'installation de sondes pour la couverture intégrale des besoins de chaud est possible excepté pour la ZAC Keroman à Lorient et la Zone d'Activités de La Vraie Croix à Ploemeur avec respectivement une surface disponible permettant de couvrir 84% et 55% des besoins de chaud.

Tableau 27 : Potentiel EnR par zone d'activités

Commune	Nom de la zone d'activités	Données	Besoins		Solaire			Bois Energie	Géothermie			
		surface des bâtiments (m ²)	besoins calculés en chauffage (MWh)	besoins calculés en électricité (MWh)	puissance solaire installable (kWh)	production PV potentielle (MWh)	couverture des besoins d'électricité par le PV (%)	Plaquettes forestières nécessaires pour couvrir les besoins de chaud (t)	surfaces restantes (m ²)	Nombre de sondes à installer pour couvrir les besoins de chaud	surface nécessaire aux sondes (m ²)	surface suffisante ?
Brandérion	Parc d'Activité de la gare	2 860	462	487	103	155	32%	192	39 143	31	3 093	<i>oui</i>
Bubry	Zone d'activité de Kerlevig	2 244	334	377	81	113	30%	139	14 960	22	2 236	<i>oui</i>
Caudan	Zone Commerciale de Bellevue	38 116	4 969	4 906	1 369	2 125	43%	2 070	106 372	333	33 292	<i>oui</i>
Cléguer	ZA de Kerchopine	7 679	925	829	276	402	48%	385	38 633	62	6 196	<i>oui</i>
Cléguer	ZA de l'Enfer	4 001	680	864	144	199	23%	283	28 762	46	4 557	<i>oui</i>
Gestel	Centre d'Activités d'Arvor	13 039	2 192	2 686	468	736	27%	913	38 369	147	14 686	<i>oui</i>
Groix	ZA du Gripp	3 555	543	440	128	179	41%	226	20 548	36	3 635	<i>oui</i>
Guidel	ZA de Pen-Mane I	9 925	1 364	1 369	356	559	41%	568	70 125	91	9 140	<i>oui</i>
Guidel	ZI de la Garderie	15 167	2 430	2 487	545	857	34%	1 012	51 065	163	16 278	<i>oui</i>
Guidel	ZI des Cinq Chemins	44 160	7 162	8 774	1 586	2 477	28%	2 984	138 774	480	47 989	<i>oui</i>
Guidel	Zone Artisanale de Bienvenue	5 744	727	897	206	323	36%	303	60 105	49	4 869	<i>oui</i>

Guidel	Zone d'Activités de Pen-Mane II	7 891	1 311	1 635	283	444	27%	546	23 380	88	8 782	<i>oui</i>
Guidel	Zone d'Activités de Pen-Mane III	4 468	736	831	160	248	30%	307	20 667	49	4 931	<i>oui</i>
Guidel	Zone Industrielle des 5 Chemins II	3 632	545	400	130	204	51%	227	18 828	37	3 650	<i>oui</i>
Hennebont	ZAC du Parco	26 737	3 873	4 085	960	1 439	35%	1 614	203 646	260	25 950	<i>oui</i>
Hennebont	Zone commerciale de Kergroix	9 019	1 049	1 743	324	500	29%	437	20 609	70	7 032	<i>oui</i>
Hennebont	Zone commerciale de la Gardeloupe	23 536	2 858	6 213	845	1 265	20%	1 191	56 964	191	19 148	<i>oui</i>
Hennebont	Zone commerciale du Quimpero	3 907	546	646	140	207	32%	227	8 376	37	3 657	<i>oui</i>
Hennebont	Zone Industrielle de Kerandre	30 411	4 141	5 050	1 092	1 649	33%	1 725	96 632	277	27 745	<i>oui</i>
Hennebont	Zone Industrielle de Ty-Mor	20 632	3 333	3 805	741	1 125	30%	1 389	55 748	223	22 335	<i>oui</i>
Inguiniel	ZA de Prad Pont	654	111	141	23	33	23%	46	4 448	7	745	<i>oui</i>
Inzinzac-Lochrist	ZA de Pen Ar Prat	2 272	341	250	82	115	46%	142	9 943	23	2 284	<i>oui</i>
Kervignac	ZA de Kermaria	2 240	359	338	80	120	36%	150	6 522	24	2 408	<i>oui</i>
Kervignac	ZA de Kermasonette	16 567	2 574	2 833	595	897	32%	1 073	55 780	172	17 249	<i>oui</i>
Kervignac	ZA de Kernours	2 589	393	445	93	140	32%	164	11 867	26	2 634	<i>oui</i>
Kervignac	ZA du Baigno	4 776	743	703	172	259	37%	309	26 395	50	4 976	<i>oui</i>
Kervignac	ZA du Porzo	46 197	7 437	8 541	1 659	2 505	29%	3 099	271 961	498	49 826	<i>oui</i>
Lanester	ZA de Lann Gazec	16 265	2 357	2 195	584	929	42%	982	35 788	158	15 790	<i>oui</i>

Lanester	ZA du Rohu	49 131	7 952	9 446	1 764	2 785	29%	3 313	181 419	533	53 281	<i>oui</i>
Lanester/ Caudan	Pôle d'activité de Kerpont	515 280	69 743	76 741	18 504	28 974	38%	29 060	2 799 154	4 673	467 290	<i>oui</i>
Languidic	ZA de La Poterie	6 090	1 027	1 270	219	307	24%	428	26 029	69	6 879	<i>oui</i>
Languidic	ZA de Lanveur	24 472	3 352	3 461	879	1 231	36%	1 397	97 379	225	22 457	<i>oui</i>
Languidic	ZA du Baudry	34 112	5 799	7 368	1 225	1 725	23%	2 416	266 520	389	38 855	<i>oui</i>
Larmor-Plage	ZA de Kerhoas	22 477	3 135	4 374	807	1 220	28%	1 306	50 948	210	21 007	<i>oui</i>
Locmiquélic	ZA de Kervern	6 214	952	993	223	350	35%	397	16 077	64	6 379	<i>oui</i>
Lorient	Base des Sous-Marins	6 996	1 044	758	251	383	50%	435	7 251	70	6 996	<i>oui</i>
Lorient	Estacade	2 015	325	341	72	109	32%	135	10 221	22	2 176	<i>oui</i>
Lorient	Port de commerce	143 395	20 015	19 073	5 149	7 785	41%	8 340	229 336	1 341	134 106	<i>oui</i>
Lorient	ZAC Keroman	6 701	821	806	241	363	45%	342	4 623	55	5 501	84%
Lorient	Zone Commerciale de Keryado K2	33 912	4 082	7 442	1 218	1 821	24%	1 701	81 866	274	27 352	<i>oui</i>
Lorient	Zone Commerciale du Bourgneuf	16 369	1 719	1 610	588	891	55%	716	15 755	115	11 517	<i>oui</i>
Lorient	Zone Commerciale du Pleneno	12 214	1 508	1 660	439	663	40%	628	11 280	101	10 103	<i>oui</i>
Lorient	Zone d'activité de la Cardonniere	9 832	1 466	1 537	353	525	34%	611	34 040	98	9 823	<i>oui</i>
Lorient	Zone industrielle de Kerolay	27 209	3 662	4 001	977	1 480	37%	1 526	39 946	245	24 535	<i>oui</i>
Lorient	Zone Industrielle de Keryado	103 834	13 872	13 301	3 729	5 593	42%	5 780	163 672	929	92 945	<i>oui</i>

Merlevenez	Parc d'activité de Bellevue I et II	13 325	1 935	2 367	479	748	32%	806	59 437	130	12 965	<i>oui</i>
Merlevenez	ZA Les Eglantiers	6 320	804	1 043	227	360	34%	335	24 393	54	5 389	<i>oui</i>
Nostang	Parc d'Activité de Kermarhan	10 003	1 500	1 100	359	542	49%	625	79 068	101	10 053	<i>oui</i>
Nostang	ZA de Locmaria	300	51	65	11	17	26%	21	2 230	3	342	<i>oui</i>
Ploemeur	Parc d'Activité de Kerdroual	17 333	2 394	2 509	622	959	38%	997	43 470	160	16 039	<i>oui</i>
Ploemeur	Parc d'Activité de Kerdroual III	5 194	803	953	187	293	31%	335	15 838	54	5 380	<i>oui</i>
Ploemeur	Parc d'Activité de Kerloudan	4 254	683	778	153	244	31%	285	14 018	46	4 577	<i>oui</i>
Ploemeur	Parc d'Activité du Divit	2 809	454	484	101	156	32%	189	4 413	30	3 044	<i>oui</i>
Ploemeur	Parc d'Activité du Gaillec	21 107	3 525	4 113	758	1 133	28%	1 469	41 196	236	23 619	<i>oui</i>
Ploemeur	Parc Technologique de Soye	751	124	139	27	42	30%	52	6 914	8	833	<i>oui</i>
Ploemeur	Zone d'Activités de La Vraie Croix	12 216	1 844	1 916	439	678	35%	768	6 770	124	12 353	55%
Ploemeur	Zone d'Activités de St-Mathurin	596	101	129	21	32	25%	42	2 060	7	679	<i>oui</i>
Plouay	Parc d'activités économiques de Restavy	39 426	6 302	7 226	1 416	1 979	27%	2 626	200 517	422	42 228	<i>oui</i>
Plouay	ZA de Rostervel	8 882	1 347	1 500	319	448	30%	561	30 807	90	9 024	<i>oui</i>
Plouhinec	ZA du Bisconte	28 605	4 587	5 401	1 027	1 610	30%	1 911	72 919	307	30 732	<i>oui</i>
Pont-Scorff	Parc Commercial de Kerjean	5 652	733	1 691	203	280	17%	305	20 750	49	4 910	<i>oui</i>
Pont-Scorff	Zone activité de Lorco	14 873	2 528	3 213	534	756	24%	1 053	24 905	169	16 941	<i>oui</i>

Pont-Scorff	Zone d'activité du Nenijo	3 437	526 048	594 066	123	178 231	30%	219	10 212	35	3 525	<i>oui</i>
Quéven	Zone Artisanale de Beg-Runio	17 652	2 310 170	2 329 379	634	995 604	43%	963	41 935	155	15 479	<i>oui</i>
Quéven	Zone Artisanale de Bienvenue	8 527	945 205	1 110 871	306	487 555	44%	394	57 322	63	6 333	<i>oui</i>
Quéven	Zone d'Activités de Lann-Roze	13 635	1 499 858	1 199 887	490	767 504	64%	625	49 099	100	10 049	<i>oui</i>
Quéven	Zone Industrielle du Mourillon	48 025	6 244 224	7 484 667	1 725	2 705 060	36%	2 602	143 442	418	41 837	<i>oui</i>
Quistinic	Parc d'activité de Kergroix	2 637	438 651	518 645	95	128 630	25%	183	16 024	29	2 939	<i>oui</i>
Riantec	ZA de Bellevue du Loch	10 691	1 277 217	2 614 163	384	593 711	23%	532	18 903	86	8 558	<i>oui</i>
Riantec	ZA de Kersabiec	8 299	1 037 420	2 788 584	298	467 162	17%	432	36 385	70	6 951	<i>oui</i>
Riantec	ZA de Villemarion	2 810	434 953	380 395	101	158 172	42%	181	12 523	29	2 914	<i>oui</i>

CONCLUSION

Les EnR représentent aujourd’hui 156 GWh/an de production d’énergie finale soit 95% de la production d’énergie totale sur le territoire et à peine 4% de la consommation.

L’étude des différents gisements EnR&R sur le territoire du Pays de Lorient a permis de dégager, pour chaque filière de production, une évaluation du potentiel de production à horizon 2030 et le taux de couverture des besoins énergétiques.

Ainsi, selon les hypothèses retenues dans notre étude, les EnR&R pourraient représenter **714 GWh à horizon 2030 et couvrir 22.7% de la consommation du territoire** contre à peine 4 % actuellement, à condition d’accroître les efforts de maîtrise de l’énergie sur l’ensemble des secteurs consommateurs, et en particulier sur le bâtiment.

La part des EnR&R pourrait même être supérieure dans des conditions de prix des énergies fossiles et de l’électricité réseau plus hautes et en levant un certain nombre de contraintes, en particulier réglementaires.

Filière	Potentiel 2030 (GWh)	Part de la consommation (scénario tendanciel) couverte par les EnR&R	Part de la consommation (scénario LTECV) couverte par les EnR&R
Bois-énergie	302	7,5%	9,6%
Solaire PV	80	2,0%	2,6%
Solaire thermique	25	0,6%	0,8%
Eolien terrestre	24	0,6%	0,8%
Eolien offshore	107	2,6%	3,4%
Méthanisation	71	1,8%	2,3%
Hydroélectricité	19	0,5%	0,6%
Thalassothermie & Aquathermie	23	0,6%	0,7%
Aquathermie sur eaux usées	8	0,2%	0,3%
Chaleur fatale	22	0,5%	0,7%
Géothermie	32	0,8%	1,0%

ANNEXES

Réf : CICEB00160152 / RICEB00368-02	
MADE / SPL / MCN	
02/09/2016	Annexes

bgp200/7

Annexe 1. Production de boues de STEP par an

Cette annexe contient 1 page.

Réf : CICELB00160152 / RICELB00368-02	
MADE / SPL / MCN	
02/09/2016	Annexes

PRODUCTION DE BOUE EN KG de MS par an et par STEP

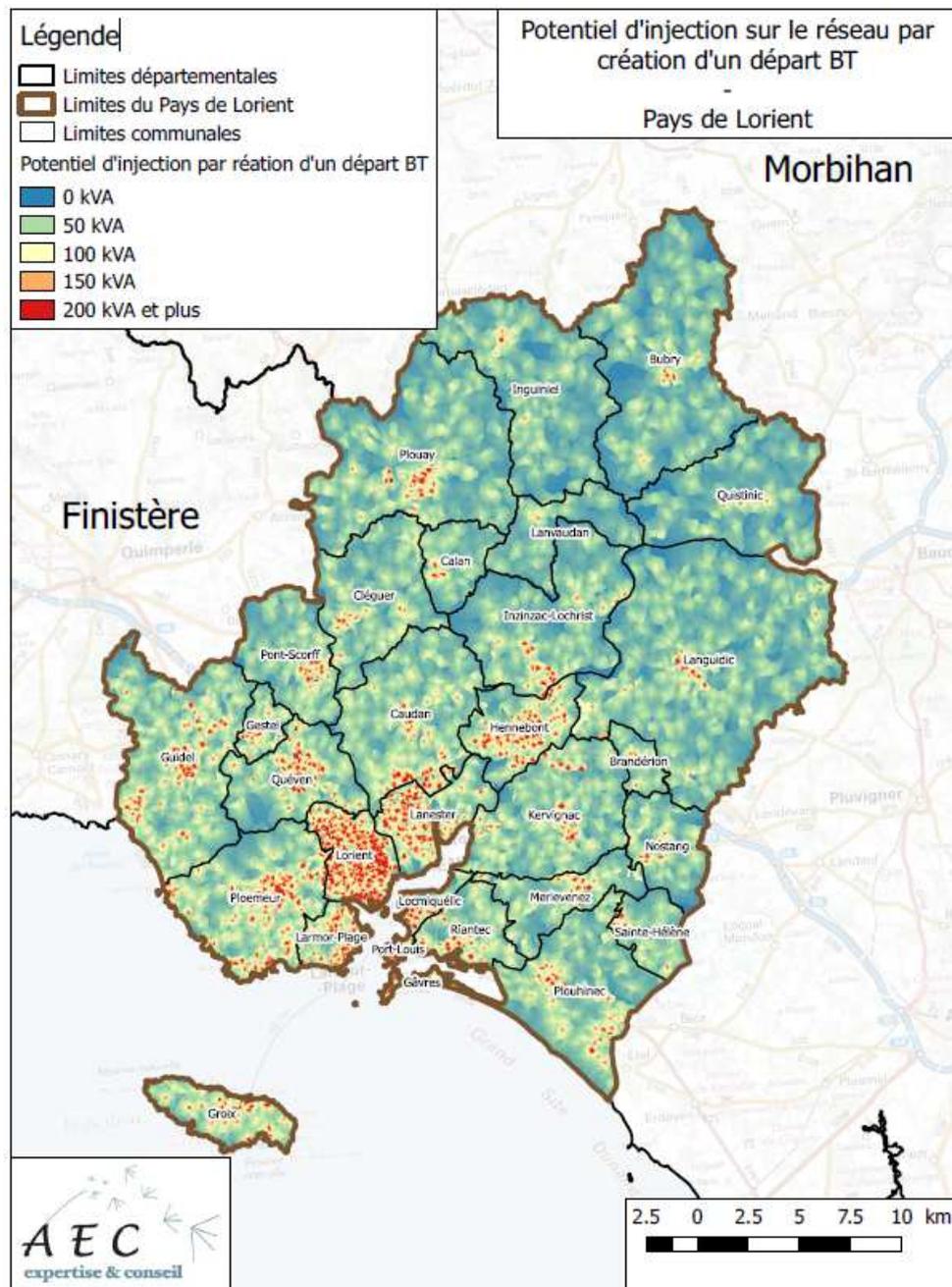
ANNEE	CAUDAN	CLEGUER	GUIDEL	HENNEBONT	LANESTER	PONT-SCORFF	LANGUIDIC	PLOUAY	INGUINIEL	BUBRY	PLOEMEUR	LORIENT	GROIX		PORT-LOUIS	QVN
													GRIPP	LOCMARIA		
2012	48 000	18 497	190 000	352 100	468 393	48 300	30 100				342 000	1 839 600	32 500	7 100	159 807	196 952
2013	43 464	14 858	175 857	306 218	479 140	36 633	44 072		2,90	8,80	218 700	1 715 200	49 300	6 340	168 125	171 823
2014	51 600	17 600	227 500	316 700	553 854	44 300	47 157	90	4,25	7,70	252 000	1 848 000	28 000	10 600	201 100	155 600
2015	47 279	17 643	182 868	320 070	576 681	35 524	49 022	85	2,80	6,72	302 799	1 589 500	23 800	11 900	196 446	180 156

	TOTAL
ANNEE	
2012	3 733 349
2013	3 429 742
2014	3 754 113
2015	3 533 782

Annexe 2. Tableau comparatif des technologies

Caractéristiques des échangeurs géothermiques très basse énergie (Source BRGM)				
Type d'échangeur géothermique	Principe Conditions d'implantation Profondeur moyenne	Paramètres dimensionnement Puissance extraction Coût investissement	Réglementation et procédures administratives liées au sous-sol	Avantages / inconvénients
SONDES GEOTHERMIQUES VERTICALES Applications : Individuel, collectif, tertiaire	Principe : Prélèvement de la chaleur dans le sol à partir d'un réseau de tuyaux (en polyéthylène) dans lequel circule un fluide frigorigène ou de l'eau glycolée (selon la technologie de PAC utilisée), enterré horizontalement dans le jardin Conditions d'implantation : Sol meuble ou reconstitué. Espace demandé ~2 fois la surface à chauffer. Proscrit dans les terrains en pente. Attention aux racines d'arbres et à l'écrasement des tuyaux Profondeur moyenne (m) : 0.80 - 1.50	Paramètres de dimensionnement du sous-sol : Nature du sol (conductivité thermique qui va influencer la puissance d'extraction par m ² de sol en W/m ²), diamètre des tubes PE (20 - 32 mm), espacement des tubes (0.30 - 0.75 m) Puissance d'extraction (W/m) : 3.3 - 21.1 W/m ¹⁾ Coût d'investissement (€) : 30 - 45 €/ml ²⁾	Déclaration à la DRIRE - Ingénieur en chef des mines si : Profondeur < 10 m + gîte géothermique à basse température de minime importance (débit calorifique maximum calculé par référence à 20 °C < 200 th/h et profondeur < 100 m) Références : Code minier : Art. 102 + 131 Décret no78-498 du 28 mars 1978 modifié : Art. 17	Avantages : Coût d'investissement selon les cas (nature du sol, coût du décapage) Inconvénient : COP influencé par les conditions climatiques (température extérieure, pluies) et ne bénéficiant pas du gradient géothermique. Nécessite une grande surface de pose. Jouissance de la parcelle limitée
CAPTEURS HORIZONTAUX Applications : Individuel	Principe : Prélèvement de la chaleur par conduction dans le sous-sol à partir d'un échangeur thermique vertical dans lequel circule, en circuit fermé, un liquide caloporteur de qualité alimentaire. Conditions d'implantation : Tous types de sous-sol avec présence ou absence d'eau souterraine. Espace demandé sur le terrain pour une sondes (0,120 - 0,180 m) et espace recommandé entre 2 sonde 10 m Profondeur moyenne (m) : 80 - 100 ³⁾	Paramètres de dimensionnement du sous-sol : Conductivité thermique des terrains qui va influencer la puissance d'extraction en W/m de sonde, présence d'eau souterraine, écoulement souterrain, diamètre des tubes (25 - 32 mm), conductivité thermique du laithier de scellement. Ratios de dimensionnement utilisés pour prédimensionnement : 50 W/m (terrains saturés); 30 W/m (terrains secs). Pour les champs de sondes, le dimensionnement sera réalisé par un bureau d'étude et validé in-situ par un ou plusieurs tests de réponse thermique. Puissance d'extraction (W/m) : 20 - 85 W/m ⁴⁾ Coût d'investissement (€) : 30 - 80 €/ml de sonde posée (inclus travaux de forage) ⁵⁾	Déclaration à la DRIRE - Ingénieur en chef des mines si : Profondeur de l'ouvrage (puits, forage) dépasse 10 m Ou Débit calorifique prélevé (calculé par référence à 20 °C) est < 200 th/h (232.5 kW) Références : Code minier : Art. 102 + 131 Décret no78-498 du 28 mars 1978 modifié : Art. 17 Demande d'autorisation à la Préfecture : Pour les travaux de recherche et d'exploitation de gîtes géothermiques Si profondeur est > 100 m ou débit calorifique prélevé (calculé par référence à 20 °C) est > 200 th/h (232.5 kW) Si l'ouvrage est situé dans une zone de protection d'une source d'eau minérale naturelle déclarée d'intérêt public Si l'ouvrage est de nature à détruire les frayères ou les zones d'alimentation de la faune piscicole Références : Code minier : Art. 83 et Art. 98 à 102 Code environnement : Art. R214-1 (5.1.2.0) Décret no78-498 du 28 mars 1978 modifié : Art. 17 Code santé publique : Art. L.1322-4 Code environnement : Art. L.214-1 à L.214-6 et R214-1 (3.1.5.0)	Avantages : Technique simple et sûre (pas besoin d'eau souterraine). Rendements élevés (température d'entrée dans la PAC stable) et bénéficiant du gradient géothermique). Nécessite un espace d'implantation réduit (zones urbaines). Jouissance totale de la parcelle. Entretien pluri-annuel minimum. Inconvénients : Coût d'investissement élevé en fonction de la profondeur totale forée et du type de terrain (tubage à l'avancement)

Annexe 3. Carte du potentiel d'injection sur le réseau par création d'un départ BT



Annexe 4. Matrices AFOM des filières ENR



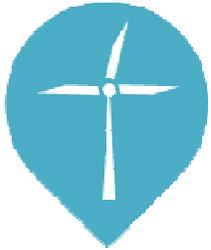
SOLAIRE PV

ATOUTS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Energie inépuisable, disponible localement et sans conflit d'usage • Technologie mûre • Prix des installations à la baisse • Diverses applications : raccordement à un réseau ou autoconsommation, petit système pour secteur résidentiel ou moyenne puissance sur toit de ferme, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> • Taux d'ensoleillement moyen sur le territoire • Energie intermittente et fluctuante, qui a un impact sur l'équilibre offre-demande sur le réseau • Faible rentabilité • Impact environnemental de la fabrication des panneaux • Contraintes foncières et inclinaison des toits • Contraintes réglementaires et d'urbanisme •
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Appel d'offre trimestriel de la CRE • Projet d'ordonnance sur l'auto-consommation d'électricité 	<ul style="list-style-type: none"> • Manque de visibilité lié au changement des tarifs tous les trimestres • Tension coût de la matière première (silicium pur)



SOLAIRE THERMIQUE

ATOUTS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Energie solaire gratuite : avantageux par rapport aux combustibles fossiles • Energie sans nuisance • Installation simple 	<ul style="list-style-type: none"> • Taux d'ensoleillement moyen sur le territoire • Energie intermittente et nécessité d'un système d'appoint • Faible rentabilité
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Substitution des systèmes de chauffage à combustible fossile • Eligible au fonds chaleur pour les projets collectifs • Obligation pour les maisons individuelles RT 2012 d'avoir recours à une source d'énergie renouvelable • Aides aux particuliers qui se multiplient : éco PTZ, crédit d'impôt TE... 	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositifs de soutien public parfois instables • Concurrence avec les systèmes thermodynamiques, le bois énergie et le solaire PV



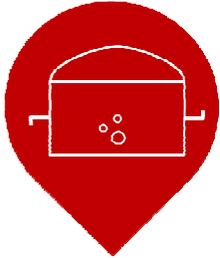
EOLIEN TERRESTRE

<p>ATOUPS</p>	<p>FAIBLESSES</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Energie localement disponible, prévisible et gérable • Vent plus fort en période hivernale, lors des pics de consommation • Technologie mûre et économique • Exploitation possible des terrains où les éoliennes sont implantées 	<ul style="list-style-type: none"> • Impact acoustique et paysager • Energie intermittente • Incompatible avec le milieu urbain
<p>OPPORTUNITES</p>	<p>MENACES</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Des projets (notamment citoyens) sont déjà en place en région Bretagne • Structuration économique de la filière éolienne 	<ul style="list-style-type: none"> • Acceptabilité • Seuil minimal de 4m/s à 40m au-dessus du sol inscrit dans le décret • Contraintes réglementaires, environnementales, d'urbanisme et de servitudes d'utilité publique • Présence de la base aéronavale de Lorient • Instabilité du cadre régional en matière de planification des zones de développement éolien



EOLIEN OFFSHORE

ATOUTS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Régimes de vents soutenus sur les côtes du Pays de Lorient : entre 7,5 et 8,5 m/s à 100 mètres • Facteur de charge élevé d'environ 34% : une production plus importante que l'éolien terrestre 	<ul style="list-style-type: none"> • Energie intermittente • Des coûts d'investissement encore élevés notamment à cause du raccordement
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Un domaine public maritime conséquent de près de 700km² dont une bonne partie exploitable en éolien posé ou flottant • Appel d'offres ADEME pour le développement d'un parc flottant pilote au large de Groix • Meilleure acceptabilité par rapport à l'éolien terrestre, notamment pour l'éolien flottant, plus éloigné des côtes 	<ul style="list-style-type: none"> • Enjeux d'acceptabilité relatifs aux conflits d'usage sur les zones d'implantation (pêche, transport maritime) • Potentiel de développement limité par les appels d'offres publics • Contraintes réglementaires et techniques fortes (difficultés de raccordement entre autres) • Structuration économique de la filière



METHANISATION

ATOUTS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Diverses valorisations possibles (électricité, chaleur, biogaz, biocarburant) • Différentes sources de déchets valorisables : lisiers et fumiers ; sous-produits animaux ; résidus de culture ; déchets de restauration et autres déchets organiques ; boues de stations d'épuration • Réduction de la quantité de déchets ultimes • Création de synergies sur le territoire 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût du génie civil important • Demande du foncier • Distance aux lieux de consommation d'énergie et des réseaux de distribution • Manque de connaissance des potentiels porteurs de projets à la ferme
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Complément de rémunération et tarif d'obligation d'achat mis en place • Appel à projet national 1 500 méthaniseurs dans le cadre de la loi TEPCV • Eligible au Fonds Chaleur de l'ADEME 	<ul style="list-style-type: none"> • Contraintes réglementaires pour injection sur réseau d'électricité et de gaz, et suivant les déchets utilisés • Contraintes techniques suivant la teneur en matière sèche et température de réaction • Partenariats à mettre en place • Demande la mise en place d'une filière de collecte des déchets pas toujours présente • Sécurité de l'approvisionnement en déchets



HYDROELECTRICITE

Petit hydroélectrique

ATOUS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Potentiel de développement du pico, micro et petit (<10 MW) hydroélectrique sur le territoire • Potentiel de valorisation des seuils existants (par exemple les anciens moulins) • Grande durée de vie des installations 	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de potentiel en grand hydroélectrique • Production impactée par des contraintes non maîtrisables (situation météorologique) • Impact environnemental possible sur la continuité écologique notamment • Durée de chantier d'installation longue
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Pas d'autorisation préfectorale nécessaire pour les ouvrages d'une puissance inférieure à 150kW • Ambition gouvernementale : appels d'offres Petite hydroélectricité 2016 	<ul style="list-style-type: none"> • Contraintes environnementales et réglementaires fortes (continuité écologique, trame verte et bleue) • Compétition d'usages (débits réservés, déficits hydriques) • Difficultés liées au mode de gestion par concession (renouvellement) pour les installations de taille plus importante • Les prix de l'énergie qui peuvent limiter le développement de petites installations



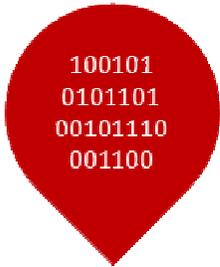
THALASSOTHERMIE
AQUATHERMIE

ATOUTS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilité : énergie thermique de la mer et phréatique illimitée (mer), et gratuite et non intermittente • Eaux de surfaces présentes en grande quantité sur le territoire (littoral, rade, Blavet, Scorff) • Applications diversifiées : chaleur, froid, individuels, collectifs, tertiaire... • Rendements très élevés en cas de production simultanée de chaud et de froid 	<ul style="list-style-type: none"> • PAC électrique peut créer des appels de puissance sur le réseau • Taille critique importante • Contraintes d'implantation importantes (taille du bassin, profondeur, etc.) : peu de sites identifiés • Rentabilité difficile sans refroidissement ou ECS en complément de l'usage chauffage • Manque de sensibilisation à la technologie (très peu de projets en France)
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Intégration de la PAC dans une vision globalisée de l'énergie à l'échelle du bâtiment • Remplacement des chaudières gaz et fioul et approvisionnement des nouveaux bâtiments avec chauffage central • Développement sur réseaux de chaleur • 	<ul style="list-style-type: none"> • Concurrence du bois-énergie, en particulier sur les zones pré-identifiées • Contraintes techniques sur les zones inondables • Contrainte réglementaire • Faiblesse du marché français des PAC



AQUATHERMIE SUR EAUX USEES

ATOUTS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Réutilisation circulaire de l'énergie • Applications diversifiées : chaleur, froid, individuels, collectifs, tertiaire... • Rendements très élevés en cas de production simultanée de chaud et de froid • Installations simples en pied d'immeubles 	<ul style="list-style-type: none"> • PAC électrique peut créer des appels de puissance sur le réseau • Taille critique importante • Nombre de sites potentiels limités • Rentabilité difficile sans refroidissement ou ECS en complément de l'usage chauffage • Manque de sensibilisation à la technologie (très peu de projets en France)
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Intégration de la PAC dans une vision globalisée de l'énergie à l'échelle du bâtiment • Remplacement des chaudières gaz et fioul et approvisionnement des nouveaux bâtiments avec chauffage central • Développement sur réseaux de chaleur • Récupération sur pied d'immeubles en cas de chaufferie collective avec production d'ECS (cas rare) 	<ul style="list-style-type: none"> • Concurrence du bois-énergie, en particulier sur les zones pré-identifiées • Faiblesse du marché français des PAC • Tendance lourde à la production d'ECS individuelle



CHALEUR FATALE

<p style="text-align: center;">ATOUPS</p>	<p style="text-align: center;">FAIBLESSES</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Economies pour les utilisateurs : énergie gratuit car déjà payée • Applications diversifiées : chaleur, production d'électricité... 	<ul style="list-style-type: none"> • Tissu industriel peu dense • Distance entre les installations potentielles et les centres urbains potentiellement consommateurs • Coûts d'investissement peuvent être élevés (fonction de la technologie) • Complexité à mettre en œuvre • Manque de connaissances des industriels et prescripteurs
<p style="text-align: center;">OPPORTUNITES</p>	<p style="text-align: center;">MENACES</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Campagne de réduction des coûts de production • Développement de ZAC • Développement ou complément sur réseaux de chaleur • Eligibilité au fonds chaleur en cas de réseau de chaleur 	<ul style="list-style-type: none"> • Faible coût du gaz • Autres investissements productifs aux temps de retour sur investissement plus intéressants • Délocalisation ou réduction de la production



GEOthermie
sonde verticale

ATOUPS	FAIBLESSES
<ul style="list-style-type: none"> • Energie du sol peu limitée, non intermittente et gratuite • Energie disponible de manière assez homogène sur le territoire • Applications diversifiées : chaleur, froid, usage individuel, collectif, tertiaire... • Faible emprise au sol et rendements élevés 	<ul style="list-style-type: none"> • PAC électrique peut créer des appels de puissance sur le réseau • Coûts d'investissement peuvent être élevés (fonction de la profondeur et du terrain) • Techniquement complexe à mettre en œuvre • Risque géologique pour le maître d'œuvre • Manque de connaissance des maîtres d'ouvrages et prescripteurs
OPPORTUNITES	MENACES
<ul style="list-style-type: none"> • Intégration de la PAC dans une vision globalisée de l'énergie à l'échelle du bâtiment • Remplacement des chaudières gaz et fioul et approvisionnement des nouveaux bâtiments avec chauffage central • Développement/complément de réseaux de chaleur • Fondations thermoactives pour les nouveaux bâtiments • Eligibilité au fonds chaleur de l'ADEME 	<ul style="list-style-type: none"> • Concurrence du bois-énergie • Contraintes techniques sur les zones inondables et sujettes aux mouvements de terrains • Contrainte réglementaire sur les zones de captage d'eau potable • Faiblesse du marché français des PAC

