

Schéma de
Cohérence
Territoriale des
Vosges
Centrales



ETUDE DE PLANIFICATION ENERGETIQUE

Phase II bis : Compléments d'étude par filière
Eolien - Solaire photovoltaïque & thermique - Biogaz -
Hydroélectricité - Chaleur fatale industrielle - Aquathermie



SCOT
Schéma de Cohérence Territoriale
SYNDICAT MIXTE
DU SCOT DES
VOSGES CENTRALES

Rédaction :



Chapitres concernant les potentiels en chaleur fatale industrielle & solaire thermique

A. Allard, D. Yassin, F. Benkhelifa, EXPLICIT

fbenkhelifa@explicit.fr



Chapitres concernant les potentiels solaire photovoltaïque, éolien & méthanisation

L. Botet, E. Jullian-Trémoureux, E. Vanuxem, AL Berthod, TRACTEBEL

lucile.botet@tractebel.engie.com



Chapitre concernant les potentiels hydroélectriques

M. Thomas, ARCHAMBAULT Conseil

matthias.thomas@suez.com



Chapitres concernant les potentiels aquathermiques

L. Millair, SAFEGE Ingénierie Conseil

laurent.millair@safège.fr



Suivi de la publication :

J. Gröndahl, SCoT des Vosges Centrales

jacques.grondahl@scot-vosges-centrales.fr

Etude financée dans le cadre du programme

Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte du SCoT des Vosges Centrales.



Table des matières

Préambule : contexte, objet général et périmètre de l'étude.....	9
1 Potentiel éolien	14
1.1 Rappel du cahier des charges.....	14
1.2 Contexte réglementaire et tarifaire	14
1.2.1 Démarches administratives	14
1.2.2 Dispositif de soutien financier	16
1.3 Etude du potentiel éolien sur le territoire	17
1.3.1 Les contraintes techniques.....	17
1.3.2 Les contraintes environnementales et paysagères	20
1.3.3 Synthèse des contraintes.....	22
1.3.4 Le raccordement électrique.....	24
1.4 Identification des sites propices	25
1.4.1 Synthèse	25
1.4.2 Sites identifiés	26
1.5 Synthèse du potentiel.....	30
2 Potentiel solaire photovoltaïque.....	32
2.1 Introduction & analyse de la zone d'étude	32
2.1.1 Rappel du cahier des charges	32
2.1.2 Définitions	32
2.1.3 Description de la zone d'étude.....	33
2.2 Etat des lieux & description des différentes technologies	35
2.2.1 Etat des lieux du solaire sur les Vosges Centrales	35
2.2.2 Technologies du solaire photovoltaïque	36
2.3 Etude du potentiel solaire sur le territoire.....	38
2.3.1 Méthodologie de l'étude de potentiel.....	39
2.3.2 Etape 1 : Identification des systèmes PV à intégrer au potentiel	39
2.3.3 Etape 2 : identification des zones d'exclusion.....	43
2.3.4 Etape 3 : critères de rentabilité	45
2.3.5 Etape 4 : Evaluation du potentiel solaire.....	52

2.4	Sélection des sites à étudier.....	53
2.4.1	Sélection des sites : méthodologie.....	53
2.4.2	Etude des friches industrielles.....	54
2.4.3	Etude des anciens terrains militaires.....	54
2.4.4	Sites sélectionnés.....	55
2.5	Etudes de pré-faisabilité.....	55
2.5.1	Etude de pré-faisabilité du site Vincey.....	55
2.5.2	Etude de pré-faisabilité du Secteur Pré Droué Chavelot.....	62
2.5.3	Etude de pré-faisabilité de l'école Durkheim.....	69
2.5.4	Etude de pré-faisabilité de la mairie de Deyvillers.....	75
2.5.5	Etude de pré-faisabilité de l'école maternelle d'Archettes.....	82
2.6	Contraintes administratives et règlementaires	89
2.6.1	Contraintes administratives.....	89
2.6.2	Contexte règlementaire.....	89
2.7	Synthèse du potentiel.....	92
2.7.1	Synthèse	92
2.7.2	Proposition de plan d'actions	93
3	Potentiel solaire thermique	96
3.1	Etat des lieux	96
3.2	Potentils de solaire thermique par secteur.....	96
3.2.1	Potentiel de solaire thermique dans le résidentiel	96
3.2.2	Potentiel solaire thermique dans le tertiaire.....	97
3.2.1	Contexte économique de développement.....	98
3.3	Synthèse du potentiel.....	99
4	Potentiel méthanogène.....	102
4.1	Introduction & méthodologie	102
4.1.1	Rappel du cahier des charges	102
4.1.2	Méthodologie.....	102
4.1.3	Références et données d'entrée.....	104

4.2	Etat des lieux et enjeux.....	105
4.2.1	Principe du procédé.....	105
4.2.2	Filière française et perspectives	105
4.2.3	Soutien public	106
4.2.4	Des enjeux environnementaux.....	107
4.2.5	Des enjeux économiques.....	107
4.2.6	Des enjeux sociaux	107
4.3	Description de la zone d'étude	108
4.3.1	Périmètre du projet	108
4.3.2	Principales caractéristiques de la zone d'étude.....	109
4.3.3	Etat des lieux de la méthanisation sur le territoire.....	109
4.4	Etude du gisement méthanisable	110
4.4.1	Agriculture	110
4.4.2	Elevage	110
4.4.3	Cultures	113
4.4.4	Industries Agro-Alimentaires	116
4.4.5	Résidus de l'assainissement.....	118
4.4.6	Résultats totaux	123
4.4.7	Ouverture sur d'autres gisements.....	125
4.5	Montage d'un projet de méthanisation.....	128
4.5.1	Réglementation	128
4.5.2	Rachat de l'électricité produite par cogénération	133
4.5.3	Rachat du biométhane.....	135
4.5.4	Critères de rentabilité	137
4.6	Sélection des zones à privilégier	153
4.6.1	Zones à privilégier pour l'injection biométhane	153
4.6.2	Zones à privilégier pour la cogénération	157
4.7	Synthèse du potentiel.....	160
4.7.1	Gisement	160
4.7.2	Recommandations.....	161

5	Potentiel hydroélectrique	164
5.1	Rappel du cahier des charges.....	164
5.2	Point sur la réglementation	164
5.3	Construction de nouvelles centrales hydroélectriques.....	167
5.4	Equipement d'ouvrages existants.....	169
5.4.1	Principes	169
5.4.2	Méthodologie.....	170
5.4.3	Cas particulier : le réservoir de Bouzey.....	185
5.5	Optimisation et modernisation de centrales existantes	186
5.5.1	Centrales existantes.....	186
5.5.2	Optimisation de la production existante ?	190
5.6	Installation d'hydroliennes fluviales.....	192
5.6.1	Avantages et inconvénients.....	193
5.6.2	Retour d'expériences nationales.....	194
5.6.3	Cours d'eau équipables.....	200
5.7	Synthèse du potentiel.....	207
6	Potentiel en chaleur fatale industrielle.....	210
6.1	Rappel du cahier des charges.....	210
6.2	La chaleur fatale.....	210
6.2.1	Périmètre d'étude de la chaleur fatale.....	210
6.2.2	Données utilisées	210
6.2.3	Différents gisements indentifiables.....	211
6.2.4	ICPE du territoire.....	211
6.3	Calcul du gisement brut (ou théorique)	213
6.3.1	Méthodologie de calcul	213
6.3.2	Résultats et cartographies des gisements sur le territoire	214
6.4	Zones potentielles de desserte par des réseaux de chaleur.....	216
6.4.1	Méthodologie du zonage	216
6.4.2	Résultats et cartographies.....	218

6.5	Analyse du potentiel par site	219
6.5.1	Biofely/Lucart/Papeterie des Vosges Laval-sur-Vologne, Arches	220
6.5.2	SITPA/Cogestar/Munskja Arches	221
6.5.3	Michelin et la Green Valley Golbey	223
6.5.4	Mailles vertes des Vosges Saint-Nabord.....	225
6.5.5	Les abattoirs et Egger Panneaux Rambervillers.....	227
6.5.6	SRE Charmes et Trane Charmes Charmes.....	229
6.5.7	Thentorey Eloyes.....	230
6.6	Synthèse du potentiel.....	231
6.6.1	Orientations du territoire.....	231
6.6.2	Moyens à mettre en œuvre.....	231
7	Potentiel aquathermie de faible profondeur	234
7.1	Rappel du cahier des charges.....	234
7.2	Principes du procédé	234
7.2.1	La géothermie très basse température.....	234
7.2.2	Principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur.....	234
7.2.3	Pompe à chaleur sur eau de nappe.....	235
7.2.4	Pompe à chaleur sur le sous-sol	235
7.2.5	Remarque sur les autres types de géothermie.....	237
7.2.6	Remarque concernant les « réseaux de chaleur »	237
7.3	Contextes géologique et hydrogéologique et zones à enjeux potentiels ...	238
7.3.1	Cadre géologique.....	238
7.3.2	Cadre hydrogéologique.....	245
7.3.3	Synthèse des contextes géologiques et hydrogéologiques	250
7.3.4	Définition des zones à enjeux potentiels	252
7.4	Approche sommaire du temps de retour sur investissement	254
7.4.1	Hypothèse définies pour chaque classe d'enjeux potentiels.....	254
7.4.2	Estimation du cout d'investissement et de maintenance	255
7.5	Synthèse du potentiel.....	256
7.5.1	Besoins de la filière et proposition de plan d'actions	259
7.5.2	Conclusion	260

8	Annexes	262
8.1	Annexe photovoltaïque.....	262
8.1.1	Etude de pré-faisabilité de l'école de Louis Blanc (Vittel).....	262
8.1.2	Etude de pré-faisabilité de l'école Tarpenet (Plombières)	269
8.2	Annexes méthanisation.....	276
8.2.1	Gisement méthanogène des industries agro-alimentaires	276
8.2.2	Réglementation liée à la méthanisation.....	278
8.3	Annexes hydroélectricité	283
8.3.1	Annexe 1 : Principe d'une PCH.....	283
8.3.1	Eléments méthodologiques pour les calculs sur les ouvrages existants.....	287
8.3.2	Annexe 2 : Caractéristiques du barrage de Bouzey	292
8.4	Annexe Aquathermie.....	293
8.4.1	Programme d'un projet géothermique sur nappe	293
8.4.2	Etape 1 : étude préalable sommaire	295
8.4.3	Etapas 2 à 5 : étude de faisabilité.....	298
8.4.4	Etape 6 : faisabilité réglementaire	304
8.4.5	Etape 7 : suivi technique des travaux	310
8.4.6	Généralités concernant la conception des forages	311
8.4.7	Installations de surface.....	316
8.4.8	Contraintes à prendre en compte	319
8.4.9	Evaluation des coûts et des délais.....	323

Préambule : contexte, objet général et périmètre de l'étude

Fin 2013, les énergies renouvelables constituaient un des axes de développement du Plan Climat du SCoT des Vosges Centrales de troisième importance, derrière la maîtrise de la demande énergétique dans les bâtiments et la problématique des transports associée à celle de l'urbanisme.

Une première réunion technique s'était tenue en 2011 pour faire le point sur le potentiel du territoire¹. Il s'en est suivi diverses actions de communication (cycle de conférences², série de reportages vidéo³, guide de retour d'expériences⁴) et des études de pré-faisabilité sur certains projets communaux.

Le débat national sur la transition énergétique de 2013 et un voyage d'étude sur la planification énergétique territoriale en Suisse a influencé progressivement le positionnement du Syndicat sur la problématique de la transition énergétique et des *Energies Renouvelables et de Récupération (EnR&R)*. Sur la base des premiers résultats de la présente étude et des actions menées au travers du Plan Climat, l'ensemble des intercommunalités des Vosges Centrales se sont engagées en 2015 dans le programme *Territoire à Energie Positive pour la Croissance Verte* avec la volonté de construire une stratégie de transition énergétique visant l'autonomie énergétique à l'horizon 2050, dont les grandes orientations seraient traduites dans le futur SCoT en cours de révision.

C'est donc avec l'appui de l'Etat qu'a été financé ce complément d'étude à la phase 2 menée en régie par l'équipe technique du SCoT. Il s'inscrit dans la continuité du travail déjà initié et vise à approfondir la faisabilité technique et économique de certaines filières. Cette expertise contribuera à l'élaboration de la stratégie énergétique du territoire à court et moyen terme à travers la définition d'un *schéma structurant des EnR&R* et d'une feuille de route qui alimentera le futur Plan Climat-Air-Energie Territorial révisé.

¹ http://www.SCoT-vosges-centrales.fr/fichiers/page/GT_EnR_2011_11_15.pdf

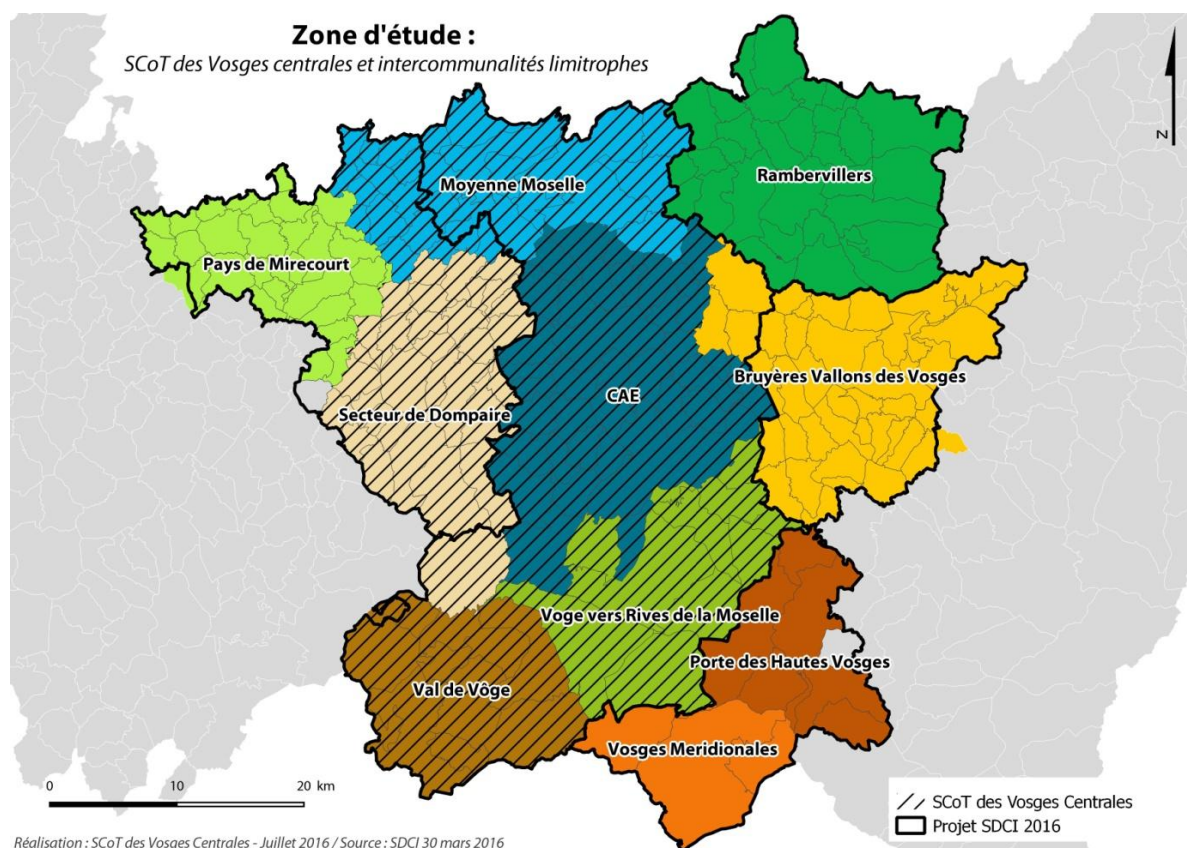
² <http://www.SCoT-vosges-centrales.fr/page/Animations-Conferences-Energies-renouvelables-92.html>

³ <http://www.SCoT-vosges-centrales.fr/page/Reportage-Energies-renouvelables-243.html>

⁴ <http://www.SCoT-vosges-centrales.fr/info/EnR%20-%20Retour%20d'exp%C3%A9riences%20de%20territoires%20pilotes-49.html>

Comme évoqué, le présent rapport complète la phase 2 de l'étude de planification énergétique territoriale initiée en régie, dont l'ensemble des phases sont rappelées ci-dessous :

- ✓ **Phase 1 : Caractérisation du profil énergétique du territoire et déclinaison des objectifs nationaux et régionaux de développement des EnR&R au niveau du SCoT**
sur la base de l'analyse des consommations, des productions d'énergie du territoire, des contraintes de réseau de distribution et du contexte socio-économique, l'état d'avancement du SCoT est mis en relief au regard des objectifs énergétiques de rang supérieur.
- ✓ **Phase 2 : Identification et quantification des potentialités du territoire en EnR&R – Analyse des moteurs et freins de chaque filière**
pour chaque EnR&R, les marges de développement offertes par le territoire sont évaluées et contrastées par les atouts et contraintes en terme de réglementation et de critères socio-économiques.
- ✓ **Phase 3 : Elaboration d'une stratégie de développement des EnR&R : au niveau du SCoT et par intercommunalité**
la stratégie doit s'appuyer sur de grands objectifs à intégrer dans le futur schéma, avec un zonage des priorités de développement et la portée à connaissance d'actions privilégiées à mettre en œuvre de façon mutualisée au niveau du SCoT et des intercommunalités.
- ✓ **Phase 4 : Précision du plan d'actions multipartenarial & test de la démarche de planification énergétique au niveau intercommunal et communal**
l'objectif est de valider un plan d'actions par intercommunalité et de décliner la planification énergétique au niveau de communes pilotes.



Par méconnaissance du périmètre élargi du SCoT des Vosges Centrales au moment de la rédaction du cahier des charges en raison du nouveau Schéma Départemental de Coopération Intercommunale des Vosges⁵, il a été décidé d'élargir le périmètre d'étude à l'ensemble des intercommunalités limitrophes au périmètre du SCoT de 2015.

Les données présentées dans ce rapport portent ainsi sur un périmètre constitué de :

- **La nouvelle Communauté d'Agglomération d'Epinal**, regroupement de l'ancienne CAE, de la CC Val de Vêge, de la CC Vêge vers les Rives de la Moselle et d'une partie de la CC de la Moyenne Moselle et les communes de Sercoeur, Dompierre et Padoux et Charmois-l'Orgueilleux ;
- **La nouvelle Communauté de Mirecourt-Dompierre**, regroupement des CC de Dompierre, Mirecourt et d'une partie de la CC de la Moyenne Moselle ;
- **La Communauté de communes de Rambervillers** ;
- **La Communauté de communes de Bruyères Vallons des Vosges** avec retrait d'Autmonzey, Sercoeur, Padoux et Dompierre ;
- **La nouvelle Communauté de communes de la Porte des Vosges Méridionales**, regroupement de la CC de la Porte des Hautes Vosges et de la CC des Vosges méridionales avec extension à la commune de Saint-Amé.

Ce périmètre compte 237 communes.

⁵ On parle dans le document du « périmètre d'étude », « périmètre SCoT », du « territoire », voire « du SCoT ».

I. POTENTIEL TERRITORIAL EN ÉNERGIE ÉOLIENNE

1.1 _____ p. 14

RAPPEL DU CAHIER DES CHARGES

1.2 _____ p. 14

CONTEXTE REGLEMENTAIRE & TARIFAIRE

1.3 _____ p. 17

ETUDE DU POTENTIEL EOLIEN TERRITORIAL

1.4 _____ p. 25

IDENTIFICATION DES SITES PROPICES

1.5 _____ p. 30

SYNTHÈSE DU POTENTIEL

1 Potentiel éolien

1.1 Rappel du cahier des charges

Le Syndicat Mixte des Vosges Centrales a travaillé à l'identification du potentiel éolien. La mission de Tractebel a pour but de :

- Etendre l'étude des contraintes sur le futur périmètre du SCoT des Vosges Centrales
- Chiffrer les potentialités du développement éolien
- Recenser les contraintes de succès et de rentabilité des zones identifiées

1.2 Contexte réglementaire et tarifaire

1.2.1 Démarches administratives

L'installation d'un parc éolien est soumise à plusieurs réglementations en particulier au titre de code de l'énergie, du code de l'urbanisme et du code de l'environnement. Les porteurs de projet éoliens terrestres doivent réaliser plusieurs démarches administratives pour la réalisation de leurs parcs.

1.2.1.1 Au titre du code de l'environnement

- **Installations classées pour la protection de l'environnement**

Pour réaliser son parc, le porteur de projet doit obtenir l'autorisation d'exploiter au titre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Deux régimes d'installations classées sont applicables aux éoliennes : les régimes de déclaration et d'autorisation. La procédure concernant les ICPE soumis à déclaration est fixée par l'article R. 512-47 du code de l'environnement. La procédure à suivre pour les demandes d'autorisation est fixée par l'article R. 512-3 du code de l'environnement. Le dossier de demande d'autorisation d'exploiter comprend notamment une étude d'impact (*son contenu est détaillé dans l'article R. 512-8*), une étude de dangers et une enquête publique.

- **Problématiques radars**

Par ailleurs, les opérateurs radar (Météo-France et la Défense) et l'aviation civile formulent chacun un avis sur le projet de parc éolien. Ces avis sont nécessaires pour accorder l'autorisation d'exploiter.

L'implantation d'éoliennes à proximité de radars météorologiques est encadrée par l'arrêté du 6 novembre 2014, entré en vigueur au premier janvier 2015.

- **Déroptions espèces protégées**

Dès lors que le fonctionnement du parc éolien conduit à atteindre au bon état de conservation d'une espèce protégée, il convient d'effectuer une demande de dérogation à l'article L.411-1 du code de l'environnement.

1.2.1.2 Au titre du code de l'urbanisme

- **Permis de Construire**

Les éoliennes dont la hauteur du mât est supérieure à 12m sont soumises a permis de construire.

1.2.1.3 Au titre du code de l'énergie

Les parcs éoliens, dont la puissance nominale est supérieure à 30 MW, sont soumis au régime d'autorisation d'exploiter des installations de production d'électricité en application de l'article L311-1 du code de l'énergie. Le producteur doit réaliser une demande de raccordement vis-à-vis du gestionnaire du réseau public auquel le producteur souhaite raccorder son installation de production (gestionnaire du réseau de distribution local ou gestionnaire du réseau de transport).

1.2.1.4 Au titre du code forestier

- **Autorisation de défrichement**

Le porteur de projet éolien peut-être soumis à l'obtention d'une autorisation de défrichement au titre du code forestier (articles L 311-1 et suivants).

1.2.1.5 Autorisation unique

Dans le cadre de la simplification des procédures administratives et de la modernisation du droit de l'environnement, une expérimentation visant à regrouper autour de la procédure d'autorisation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), les autres autorisations éventuellement nécessaires : permis de construire, autorisation de défrichement, dérogation au titre des espèces protégées, autorisation au titre du code de l'énergie. Cette autorisation unique a été mise en place à titre expérimental depuis le 1er juin 2014, par l'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 et le décret 2014-540, pour une durée de trois ans pour les parcs éoliens, les installations de méthanisation et de production d'électricité ou de biométhane à partir du biogaz dans certaines régions de France. Cette ordonnance a été consolidée au 7 septembre 2015 par loi sur la transition énergétique (loi n° 2015-992) étendant cette expérimentation à toutes les régions de France. Les projets de méthanisation sont donc concernés par l'autorisation unique.

Les procédures concernées par l'autorisation unique sont :

- Autorisation d'exploiter au titre des ICPE
- Permis de construire
- Autorisation de défrichement
- Autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie
- Approbation de projet d'ouvrage privé de raccordement au titre du code de l'énergie
- Dérogation « espèces protégées » au titre du 4° de l'article L. 411-2 du code de l'environnement.

Cette autorisation permet le dépôt simultané des différentes procédures à l'obtention de l'autorisation d'exploiter une ICPE.

Le nombre de dossier à déposer en préfecture sera conforme aux dispositions du Code de l'environnement et des demandes des administrations.

1.2.2 Dispositif de soutien financier

1.2.2.1 Obligation d'achat

Afin de développer la filière éolienne, l'Etat a mis en place depuis 2000 un dispositif incitatif : l'obligation d'achat. EDF et, si les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution dans leur zone de desserte, les entreprises locales de distribution, doivent acheter l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne aux exploitants qui en font la demande, à un tarif d'achat fixé par arrêté. Le surcoût occasionné pour ces acheteurs obligés leur est compensé et est répercuté sur les clients finaux par une contribution proportionnelle à l'électricité qu'ils consomment (CSPE).

L'article L. 314-1 du code de l'énergie fixe les dispositions dans lesquelles les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables peuvent bénéficier de l'obligation d'achat.

Le Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat précise les conditions d'attribution des tarifs d'achat.

1.2.2.2 Le tarif d'achat pour l'éolien terrestre

Pour l'éolien terrestre, l'arrêté du 17 juin 2014 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre. Il s'agit d'un tarif fixe d'achat garanti pendant une durée donnée. Dans les conditions de 2008, pour l'éolien terrestre, les contrats sont souscrits pour 15 ans, le tarif a été fixé en 2008 à 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis entre 2,8 et 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites. Ce tarif est actualisé chaque année en fonction d'un indice des coûts horaires du travail et d'un indice des prix à la production.

La Commission européenne, par une décision du 27 mars 2014, a validé ce dispositif en jugeant que le régime français octroyant un soutien à la production d'électricité à partir d'éoliennes terrestres était compatible avec les règles de l'Union Européenne en matière d'aides d'État.

1.2.2.3 Le complément de rémunération

A partir du 1^{er} janvier 2017, l'électricité produite par les **parcs éoliens français** ne sera plus revendue uniquement auprès d'EDF mais sur le marché de gros.

Cette mise en libre concurrence sera assortie d'un **complément de rémunération**, une prime délivrée par l'État. Cette aide publique permettra de fixer un prix garanti et de lever les incertitudes des investisseurs. Cette prime est calculée comme la différence entre un tarif « de référence » fixé chaque année par filière (assimilable aux tarifs d'achat) et le prix

de marché. Proportionnelle au volume d'électricité vendue, elle vise ainsi à sécuriser l'entrée sur le marché des exploitants d'énergies renouvelables en leur assurant un niveau de rentabilité « normale ».

Pour les parcs éoliens à plus de six mâts de puissance unitaire de 3 MW maximum, si les exploitants souhaitent toucher un complément de rémunération, ils devront être sélectionnés par appels d'offres (les premiers devraient avoir lieu début 2018).

Les mécanismes de ce complément de rémunération sont toujours en discussion.

1.3 Etude du potentiel éolien sur le territoire

Les parcs éoliens sont soumis à de nombreuses contraintes techniques et environnementales empêchant ou limitant leur installation.

1.3.1 Les contraintes techniques

1.3.1.1 Les contraintes aéronautiques et militaires

Le territoire est très contraint par de fortes restrictions liées aux activités notamment militaires.

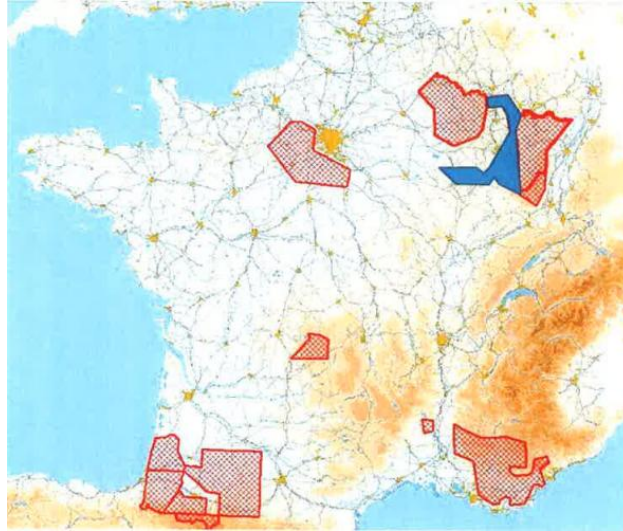
- Les contraintes aéronautiques civiles :

Autour des aérodromes, la DGAC peut imposer des restrictions de hauteur des éoliennes, notamment dans les zones d'approche :

- L'aérodrome de Mirecourt et son VOR (Visual Omni Range) autour duquel un rayon de protection de 15km est demandé.
- L'aérodrome de Golbey

- Les contraintes militaires :

- Zone Voltac d'entraînement des hélicoptères militaires interdisant toutes constructions d'éoliennes. Il semble que les dernières discussions avec le Ministère aient abouti à l'abandon de la zone Voltac 4.

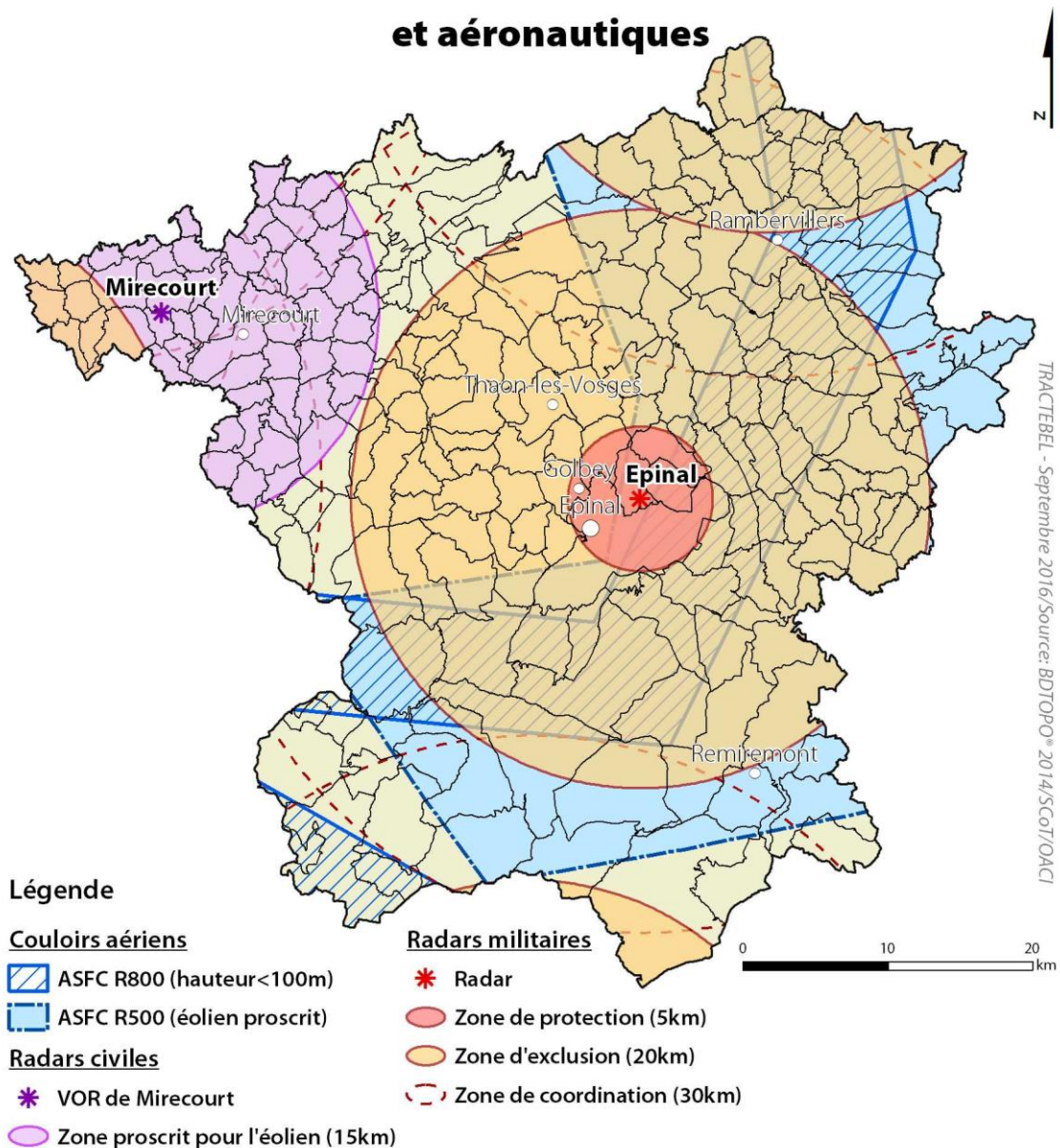


Carte : suppression de la zone Voltac 4 en bleu.

Source : support présentation de la DIRCAM lors d'une rencontre avec FEE en Novembre 2015

- Zones de vols à très grande vitesse, et basse ou très basse altitudes autour de l'aérodrome de Mirecourt (R87) et de Épinal (R164 A1) interdisant toutes constructions d'obstacles
- Les radars militaires d'Epinal, Lunéville, Luxeuil, Morville autour desquels sont respectés :
 - Un rayon de 5km de protection
 - Un rayon de 20km d'exclusion
 - Un rayon de 30 km de coordination
- Les couloirs aériens de très basse altitude RTBA : il s'agit des couloirs R164B et R152 imposant des hauteurs d'obstacle.

Potentiel éolien : contraintes militaires et aéronautiques



Carte des contraintes aéronautiques sur le territoire

1.3.1.2 Les distances aux habitations

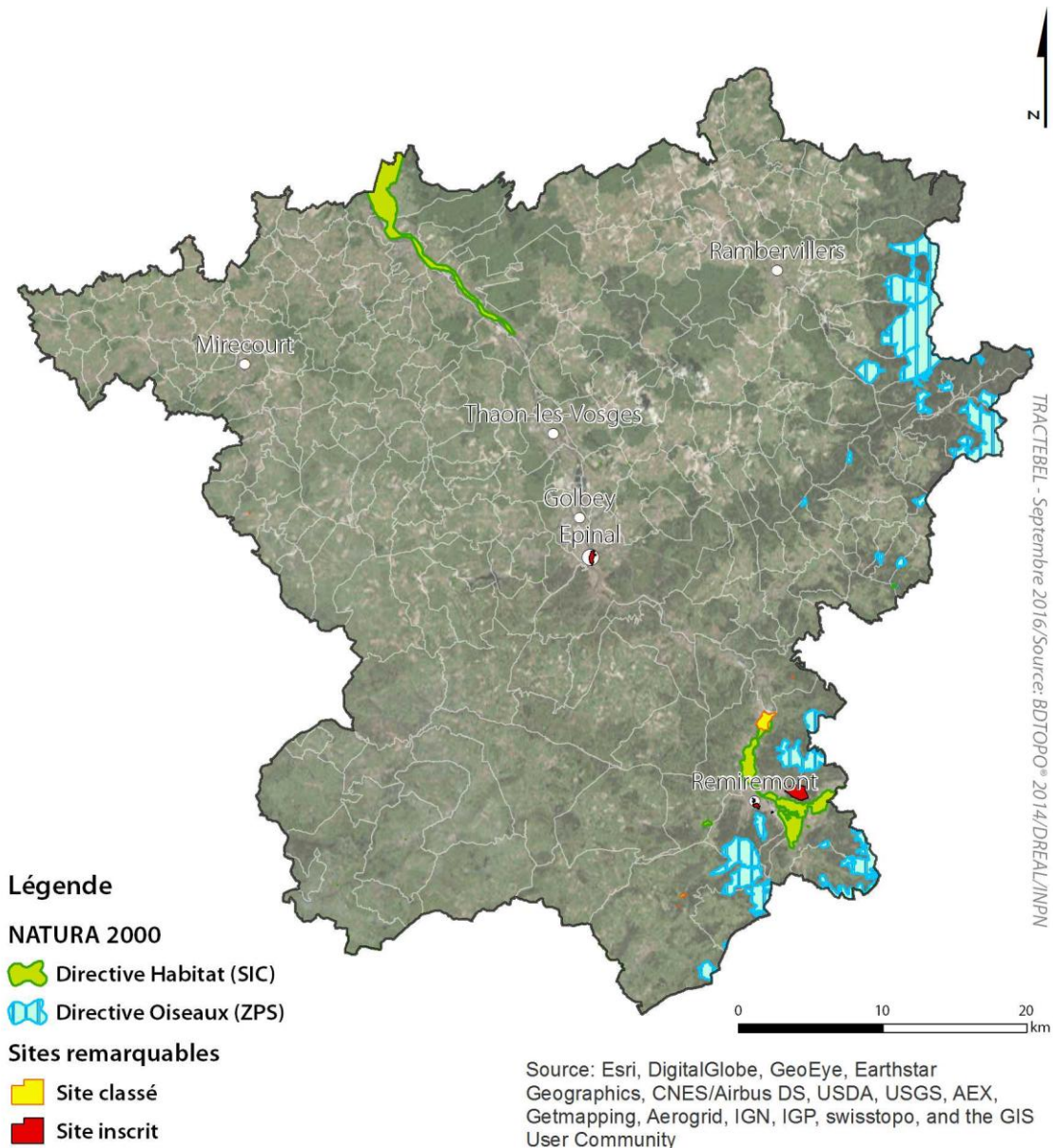
L'installation est implantée de telle sorte que les aérogénérateurs sont situés à une distance minimale de 500 mètres de toute construction à usage d'habitation, de tout immeuble habité ou de toute zone destinée à l'habitation telle que définie dans les documents d'urbanisme opposables en vigueur au 13 juillet 2010.

1.3.2 Les contraintes environnementales et paysagères

Les contraintes environnementales rédhibitoires, excluant toute installation d'éolienne, portent sur :

- Natura 2000 Directives Oiseaux et Habitats,
- Sites classés et Sites Inscrits,
- Zones Importantes pour la Protection des Oiseaux (ZICO),
- Protection de 500m autour des Monuments Historiques classés et inscrits.

Potentiel éolien : contraintes environnementales fortes



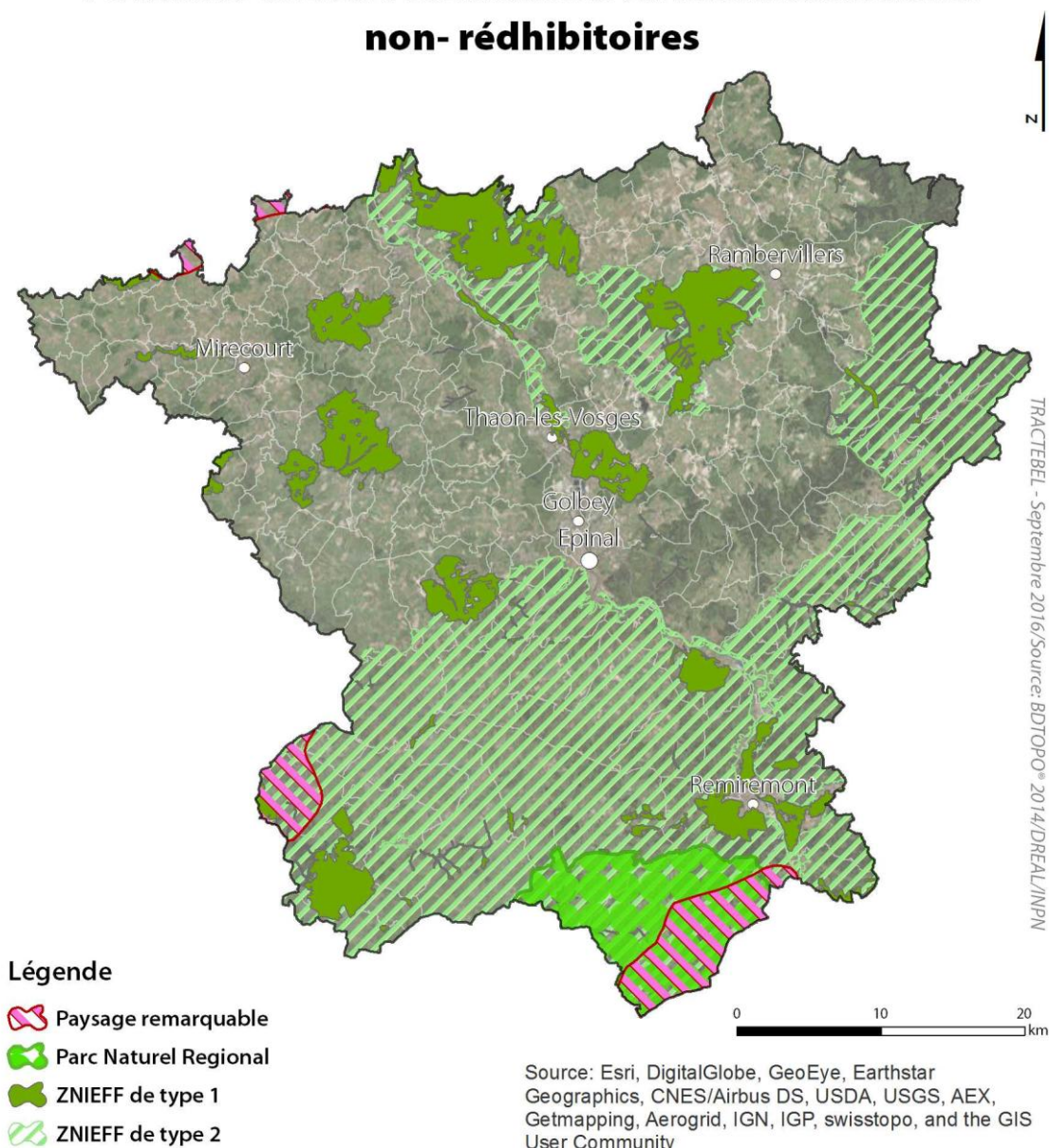
Carte des contraintes environnementales fortes sur le territoire

NB : les Monuments Historiques ne sont pas représentés sur cette carte

Les contraintes fortes sont peu nombreuses sur le territoire et localisés autour de Remiremont: Confluence Moselle-Moselotte, Massif forestier de Longegoutte et de Rambervilliers : forêt domaniale.

Sur le territoire sont également identifiées des Zones Naturelles d'intérêt Ecologique, Faunistiques et Floristiques ZNIEFF 1 et 2. Le Schéma Régional Eolien recense également des paysages remarquables à valoriser. Ces zones n'interdisent pas l'implantation d'éolienne mais démontrent une sensibilité qu'il faudra veiller à étudier dans le cadre de l'Etude d'Impact sur l'Environnement.

Potentiel éolien : contraintes environnementales non-rédhibitoires

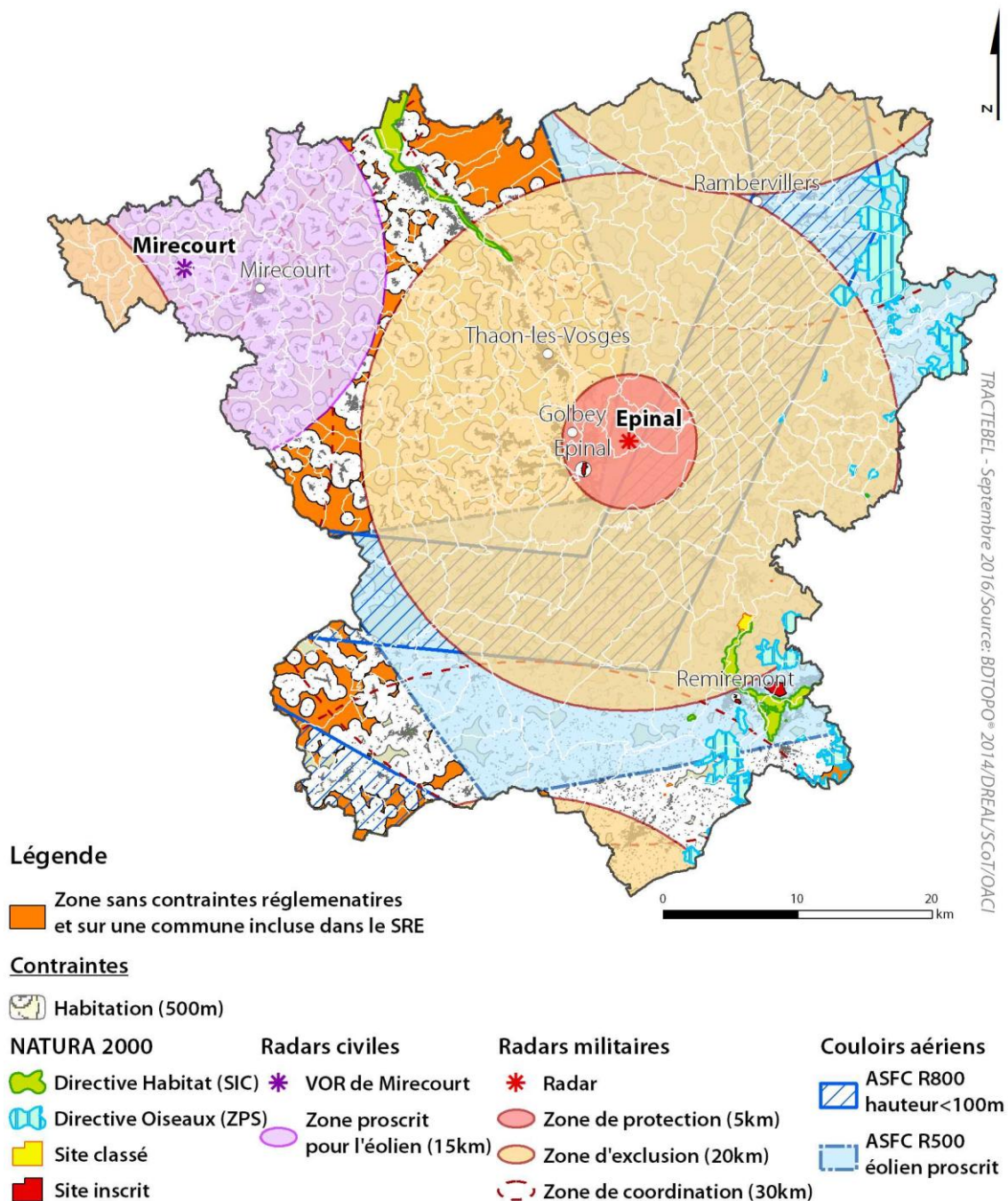


Carte des contraintes non-rédhibitoires sur le territoire

1.3.3 Synthèse des contraintes

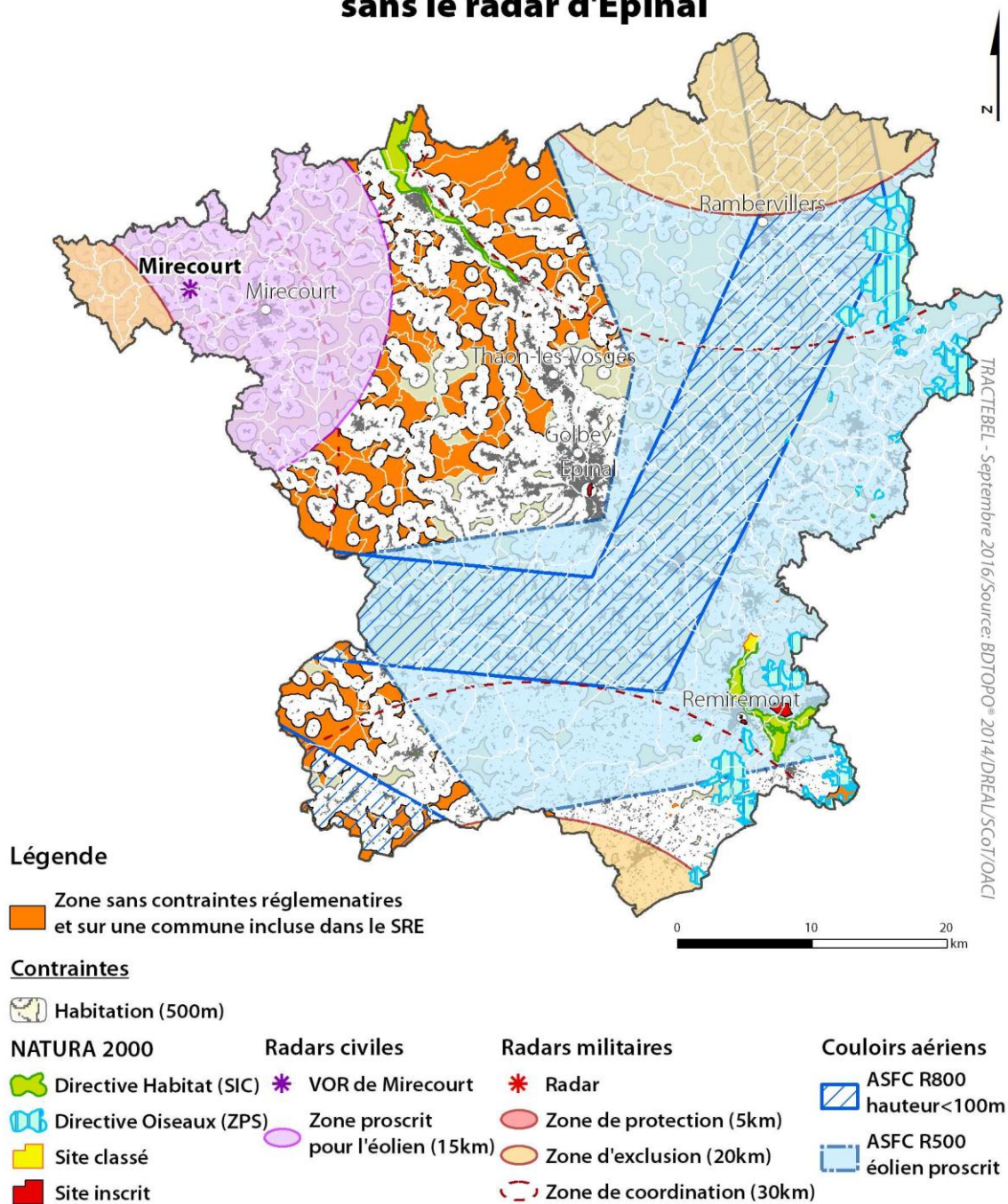
Deux scénarios ont été étudiés : un premier considérant l'ensemble des contraintes rédhibitoires définies ci-dessus et un deuxième scénario prenant l'hypothèse de la suppression du radar militaire d'Epinal.

Potentiel éolien : synthèse des contraintes



Synthèse des contraintes avec prise en compte du radar d'Epinal

Potentiel éolien : synthèse des contraintes sans le radar d'Epinal

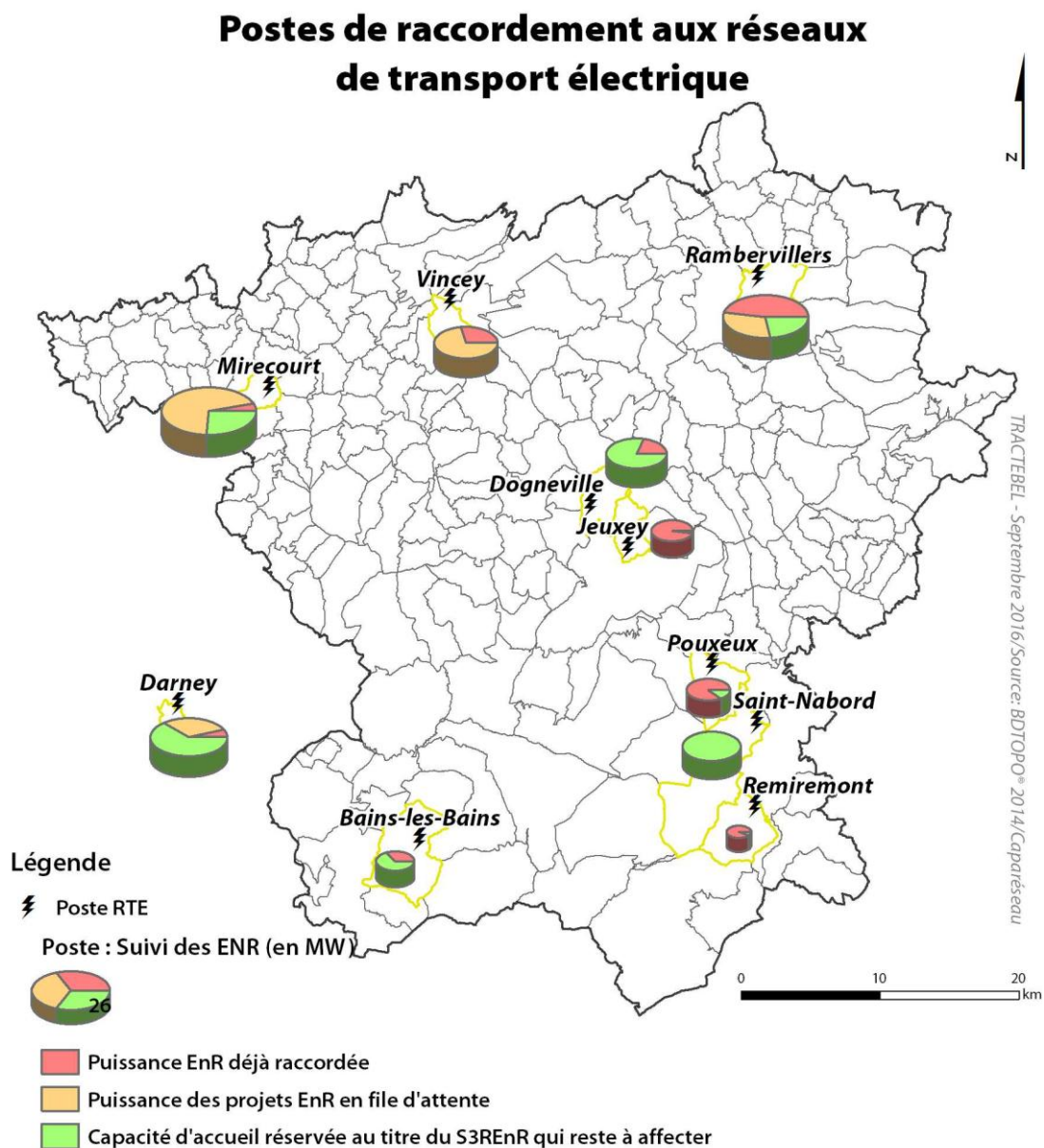


Synthèse des contraintes sans prise en compte du radar d'Epinal

1.3.4 Le raccordement électrique

Le raccordement électrique est à considérer dans l'identification des sites potentiels éoliens. En effet après l'investissement dans la turbine éolienne le coût du raccordement au réseau électrique est le deuxième poste d'investissement pour un parc éolien.

On va donc rechercher la proximité de postes sources électriques et vérifier leur capacité de raccordement.



Nom du poste source RTE	Puissance EnR déjà raccordée (MW)	Puissance des projets EnR en file d'attente (MW)	Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR (MW)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MW)	Capacité de transformation HTB/HTA restante disponible pour l'injection sur le réseau public de distribution (MW)
BAINS-LES-BAINS	2.2	0.0	4.0	4.0	37.0
DARNEY	1,2	8,4	15	15	38,5
DOGNEVILLE	2.9	0.1	12.0	12.0	96.8
JEUXEY	7.0	0.0	6.0	0.2	67.3
MIRECOURT	1.4	26.2	36.0	9.8	40.0
POUXEUX	6.9	0.0	1.0	1.0	63.7
RAMBERVILLERS	14.5	9.2	16.0	6.8	57.1
REMIREMONT	2.3	0.2	1.0	0.8	69.0
SAINT NABORD	0.1	0.0	14.0	14.0	20.5
VINCEY	4.8	12.0	12.0	0.0	54.7

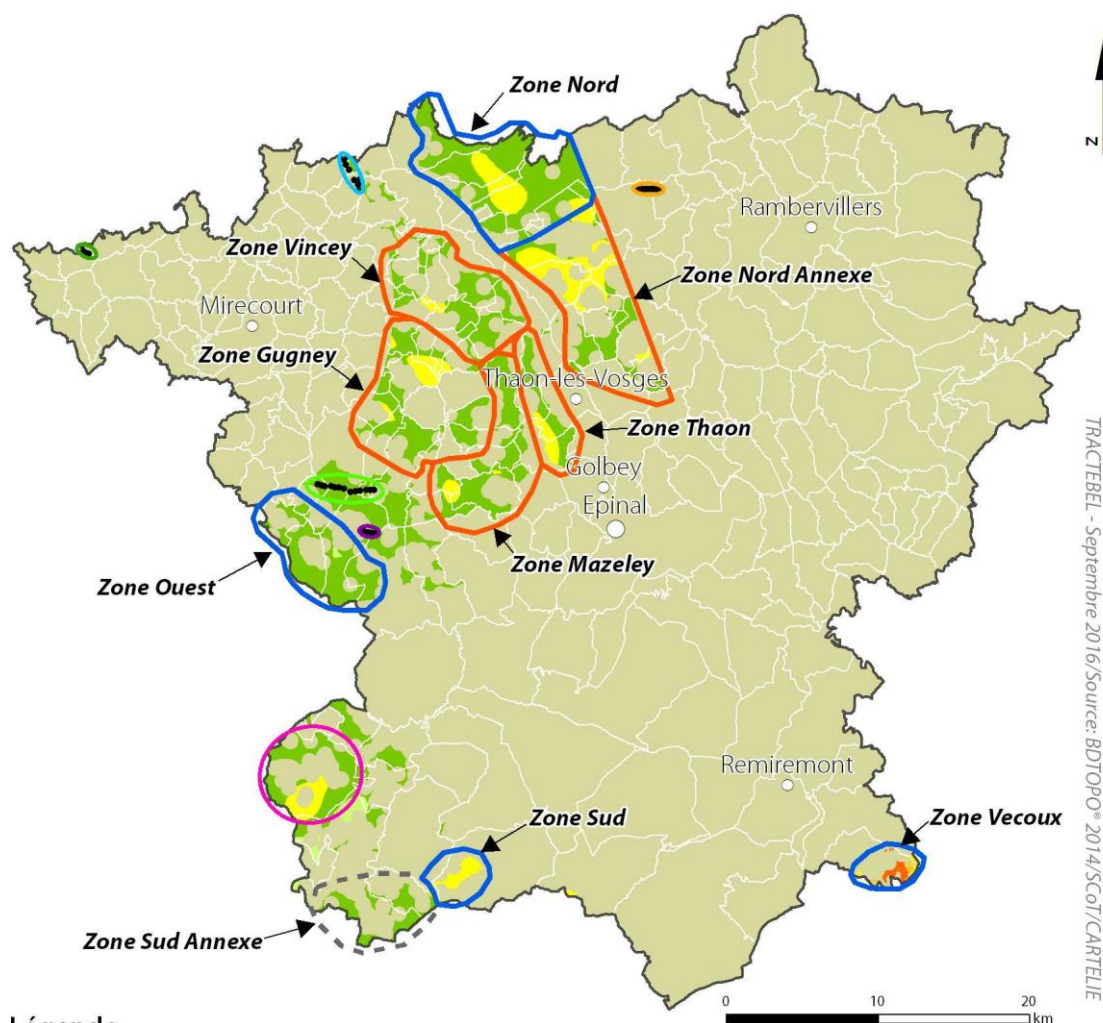
1.4 Identification des sites propices

1.4.1 Synthèse

La carte ci-dessous présente les zones potentielles identifiées selon les 2 hypothèses :




1. Maintien du radar d'Epinal
2. Suppression du radar d'Epinal

Zones potentielles éoliennes



Légende



Zones potentielles éoliennes

-  Sous zone de coordination du radar militaire
-  Sous contrainte d'exclusion du radar d'Epinal
-  Sous couloir aérien

Projets éoliens en cours

-  Eolienne existante
-  Projet en développement
-  PC accordé
-  PC accordé avec contentieux
-  Projet en instruction
-  PC refusé
- Eolienne (localisation)

Vitesse moyenne du vent à 40m de hauteur (en m/s)

-  4.6 - 5.1
-  5.1 - 5.3
-  5.3 - 5.5
-  5.5 - 5.7
-  5.7 - 5.9
-  5.9 - 6.7

Carte des zones potentielles identifiées et projets en cours

1.4.2 Sites identifiés

Pour le travail de dimensionnement des zones potentielles, nous considérons une éolienne de marque Nordex de la gamme N117/2400. Développées pour les régions à faible gisement éolien, son diamètre de 117m et une surface de balayage du rotor de 10 715 m², elle fait partie des éoliennes adaptées aux vents des Vosges Centrales. Sa puissance nominale est de 2400 kW.

Ci-dessous nous présentons les zones potentielles selon les indicateurs suivants :

- Statut de la zone par rapport aux contraintes militaires
- Nom de la zone
- Communes concernées
- Nombre d'éoliennes possible
- Puissance nominale du parc considéré
- Production envisagée
- Capacité du poste source RTE le plus proche
- Distance au poste
- Description – points d'attention particulier

Statut de la zone	Zones	Communes	Nombres d'éoliennes	Puissance nominale (MW)	Production envisagée (MWh/an)
Parc construit	Parc Rehaingourt-Orthoncourt	Orthoncourt Rehaingourt	2 éoliennes	6,4	11 520
PC accordé	Centrale Eolienne entre Pays de Madon et Moselle	Damas-et-Bettegney Dompierre Gelvécourt-et-Adompt Les Ableuvenettes Madonne-et-Lamerey	13 éoliennes	39	81 900
Projet en cours d'instruction	Parc Eolien des Mirabelles	Avrainville Hergugney	6 éoliennes	12	25 200
Projet en développement	Projet H2AIR	Gruey-lès-Surance	8 éoliennes	16	33 600

Parcs éoliens existants et en développement

- 15 éoliennes pour une puissance nominale de 45,4 MW
- 14 éoliennes en instruction et en développement pour une puissance nominale de 28 MW

Dans la zone de coordination du radar d'Epinal

Statut de la zone	Zones	Communes	Nombres d'éoliennes	Puissance nominale (MW)	Production envisagée (MWh/an)	Capacité du poste RTE le plus proche	distance du centre de la zone au poste électrique R1	Description - Points d'attention
Dans la zone de coordination du radar d'Epinal	Zone Nord	Chamagne	20 éoliennes possibles	48	144 000	Vincey : 0 MW Bayon : 7,6 MW	4,4 XX	Dans la zone de coordination du radar de Luneville zone boisée
		Charmes						
		Damas-aux-Bois						
		Essegney						
		Moriville						
		Portieux						
Dans la zone de coordination du radar d'Epinal	Zone Ouest	Zincourt	10 éoliennes possibles	24	72 000	Darney : 15 MW	12,7	en partie sous contrainte de coordination du radar de Morville en partie boisée
		Pierrefitte						
		Ville-sur-Ilлон						
		Harol						
Dans la zone de coordination du radar d'Epinal	zone Sud	Légéville-et-Bonfays	5 éoliennes possibles	12	36 000	Bains-les-Bains : 4 MW	4,5	sous contrainte de coordination du radar de XX zone boisée Capacité restante sur Poste Bains-les-Bains = 4MW
		Le Clerjus						
Sous le couloir aérien	Zone Sud - annexe	Fontenoy-le-Château	8 éoliennes possibles	19,2	57 600	Bains-les-Bains : 4 MW	7,2	sous contrainte de coordination du radar de XX Hauteur d'éoliennes limité à 100 m -> contrainte forte du fait du gisement éolien
		Trémonzey						
Dans la zone de coordination du radar d'Epinal	Zone Vecoux	Vecoux	4 éoliennes possibles	9,6	28 800	Remiremont : 0,8MW	8,3	fortes contraintes environnementales et paysagères à attendre

- La puissance totale brute de ces zones est d'environ 112 MW

Dans la zone d'exclusion du radar d'Epinal

Statut de la zone	Zones	Communes	Nombres d'éoliennes	Puissance nominale (MW)	Production envisagée (MWh/an)	Capacité du poste RTE le plus proche	distance du centre de la zone au poste électrique R1	Description - Points d'attention
Dans la zone d'exclusion du radar d'Epinal	Zone Gugney	Derbamont	8 éoliennes possibles	19,2	57 600	Mirecourt : 10 MW	11,6	zone boisée
		Gugney-aux-Aulx						
		Madegney						
		Regney						
		Saint-Vallier						
		Vaubexy						
Dans la zone d'exclusion du radar d'Epinal	zone Mazeley	Fomerey	30 éoliennes possibles	72	216 000	Dogneville : 12 MW	8,3	Parcelles cultivées ; petite partie boisée
		Frizon						
		Gigney						
		Mazeley						
		Uxegney						
		Darnieulles						
		Gorhey						
		Hennecourt						
Dans la zone d'exclusion du radar d'Epinal	Zone Nord - annexe	Hadigny-les-Verrières	10 éoliennes possibles	24	72 000	Vincey : 0 MW	9,9	en partie boisée
		Bayecourt						
		Domèvre-sur-Durbion						
		Pallegney						
		Vaxoncourt						
		Châtel-sur-Moselle						
Dans la zone d'exclusion du radar d'Epinal	Zone Thaon	Domèvre-sur-Avière	15 éoliennes possibles	36	108 000	Dogneville : 12 MW	5,5	zone boisée
		Igney						
		Oncourt						
		Thaon-les-Vosges						
Dans la zone d'exclusion du radar d'Epinal	zone vincey	Bettegney-Saint-Brice	18 éoliennes possibles	43,2	129 600	Vincey : 0 MW	4,4	parcelles cultivées et en partie (faible) boisée
		Florémont						
		Nomexy						
		Ubexy						
		Vincey						
		Frizon						

- La puissance totale brute de ces zones est d'environ 194 MW

1.5 Synthèse du potentiel

Avec la présence du radar d'Epinal, les zones potentielles représenteraient :

- Environ 110 MW
- Soit la production électrique de 338 GWh/an

En prenant l'hypothèse que le radar d'Epinal soit supprimé, les potentialités éoliennes s'élèveraient à :

- Environ 300 MW
- Soit la production électrique de 920 GWh/an

Il s'agit d'un potentiel brut MAXIMAL qui doit être précisé par un travail fin sur :

- Une validation par **l'Armée** de la suppression du VOLTAC et des conditions d'implantations des éoliennes dans la zone de coordination des radars ;
- Les **contraintes environnementales** définies par une Etude d'Impact sur l'Environnement ;
- Les **contraintes paysagères** : une hiérarchisation des zones en fonction de l'impact paysager seraient pertinent.

Enfin après levée de ces contraintes rédhibitoires, il faudra vérifier :

- Les **contraintes réseau** : le SR3ENR indique des capacités limitées de raccordement des ENR sur le territoire : une réévaluation des capacités réseau sera à envisager.
- Le potentiel éolien
- Le foncier disponible

II. POTENTIEL TERRITORIAL EN SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

2.1 _____ p. 32

INTRODUCTION & ANALYSE
DE LA ZONE D'ÉTUDE

2.2 _____ p. 35

ÉTAT DES LIEUX & DESCRIPTION DES
DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES

2.3 _____ p. 38

ÉTUDE DU POTENTIEL SOLAIRE TERRITORIAL

2.4 _____ p. 53

SÉLECTION DES SITES À ÉTUDIER

2.5 _____ p. 55

ÉTUDE DE PRE-FAISABILITÉ

2.6 _____ p. 89

CONTRAINTES ADMINISTRATIVES &
RÉGLEMENTAIRES

2.7 _____ p. 92

SYNTHÈSE DU POTENTIEL

2 Potentiel solaire photovoltaïque

2.1 Introduction & analyse de la zone d'étude

2.1.1 Rappel du cahier des charges

Le présent chapitre concerne spécifiquement le **développement du solaire photovoltaïque** au sein du territoire étudié. L'objectif de ce rapport est de compléter l'étude de potentiel menée en régie en apportant les éléments suivants :

- Une analyse technico-économique du dimensionnement optimal de systèmes solaires en toiture ;
- Une cartographie des toitures et des surfaces au sol les plus pertinentes pour l'implantation de systèmes solaires (systèmes en toiture et centrales au sol) ;
- Une évaluation de manière fine du potentiel solaire du territoire (GWh/an) ;
- Une sélection de 5 sites prioritaires pour l'implantation de systèmes solaires ;
- Des études de pré-faisabilité pour les 5 sites sélectionnés.

Cette étude permettra au Syndicat Mixte d'optimiser les actions de développement des centrales solaires photovoltaïques au sein du territoire des Vosges Centrales en ayant une vision claire des sites à enjeux et des projets susceptibles d'être développés à court terme.

2.1.2 Définitions

Le potentiel solaire étudié au sein de cette étude sera le **potentiel brut**, défini par la partie du gisement potentiellement exploitable, tenant compte **des contraintes fortes de faisabilité technico-économiques** liées à la réalisation du système et des **contraintes fortes environnementales et paysagères** pouvant limiter son exploitabilité effective. Le facteur temps n'est pas considéré au sein de cette étude.

2.1.3 Description de la zone d'étude

2.1.3.1 Principales caractéristiques de la zone d'étude

Les principales caractéristiques du territoire étudié sont les suivantes :

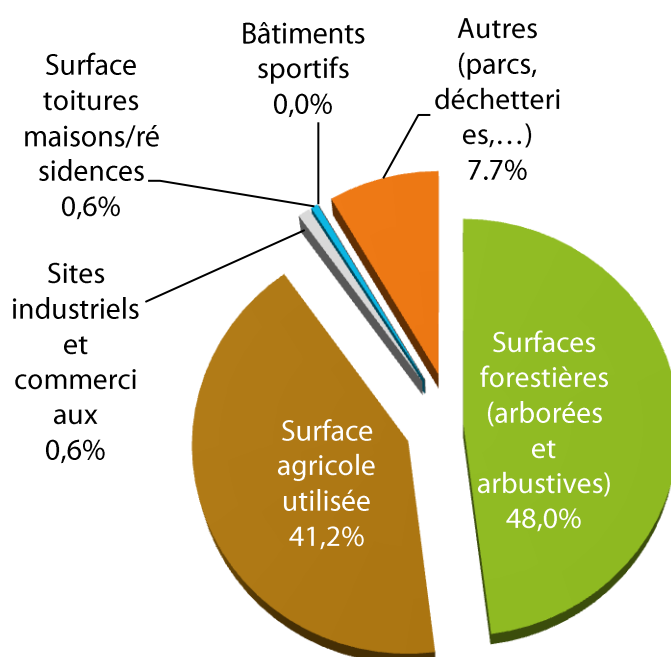
- Surface totale : 2 469 km² ;
- Territoire situé dans les contreforts des Vosges ;
- Territoire très rural : 77% des communes ont moins de 1000 habitants ;
- Un territoire peu industrialisé

La répartition des surfaces au sol du territoire par usage est présentée ci-après :

Surface	Surface (km ²)
Surfaces forestières (toutes sortes de surfaces arborées et arbustives)	1 234.7 km²
Superficie agricole utilisée (données 2010)	1 018 km²
Sites industriels et sites commerciaux, santé	13.7 km² (environ 60 sites de plus de 1000 m²)
Toitures des maisons/résidences	14.18 km²
Serres	0,04 km²
Bâtiments sportifs	0,1 km²
Autres (parcs, déchetteries,...)	189km²

Répartition de la surface au sol du territoire par usage

Source : documents SIG et « Extrait BASOL 88 » transmis par le Syndicat Mixte du SCoT des Vosges Centrales



2.1.3.2 Zones disponibles ou mobilisables à court terme

Le territoire dispose de 359 ha de surfaces au sol situées au sein de sites en activités disponibles ou mobilisables à court terme, répertoriées au sein du tableau ci-dessous :

Nom de la zone	Surface disponible (ha)	Surface disponible à court terme (ha)
AGGLOMERATION SPINALIENNE		
Pôle TGV-Epinal		3
Jeuxy		17
Parc du Saut le Cerf/zone de la Voivre	15	
ZAC de Razimont (ZA Malgré Moi)		20
ZA Les Hauts Cailloux-Golbey		12
SILLON LORRAIN/VALLEE MOSELLE		
ZA Ubexy (Ouest RN 57 à court terme)		12
ZA Vincey		90
ZAC Epinal-Nomexy	33	
Innova 3000-Thaon les Vosges	20	20
Charmes ZI route de Chamagne (RD9)	4	
Charmes ZI Plaine de Socourt (RD157)	7	
Charmes Hermitage		5
Essegney	3	4
Secteur Pré Droué Chavelot	10	10
Secteur de la CNIM	10	
Zone commerciale Ouest Epinal	5	4
Les Forges-Uxegney		5
Uxegney-Darnieulles	13	
Longchamp		10
Arches	4	
Bains les Bains (La Verrière)		4
Les Voivres (Les Bouleaux)	9	
Xertigny (La Rochère et Xertipôle Les Buissons)	5	5
TOTAL	138	221

Par ailleurs, le territoire possède 65 friches industrielles. Les friches industrielles sont des sites particulièrement intéressants pour l'implantation de projets solaires dans la mesure où cela permet de revaloriser le site et évite l'implantation sur un terrain agricole, une zone forestière ou un espace naturel protégé.

2.2 Etat des lieux & description des différentes technologies

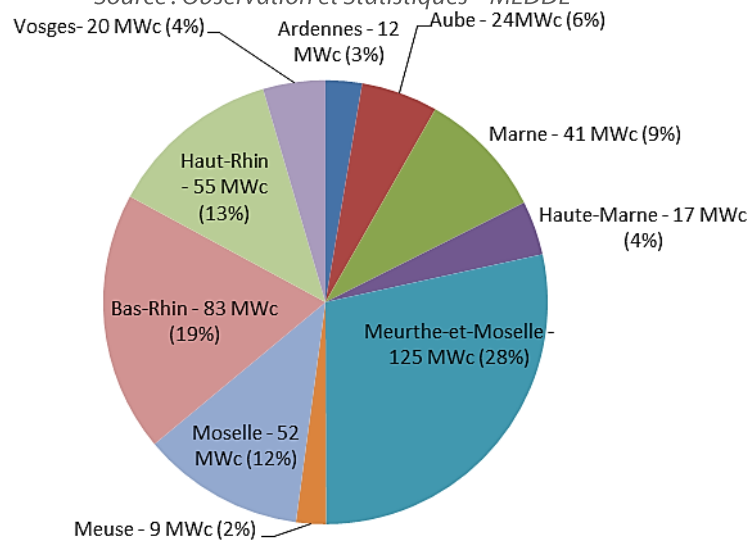
2.2.1 Etat des lieux du solaire sur les Vosges Centrales

A l'échelle de la Région, la région Alsace Champagne-Ardenne Lorraine semble mettre de côté l'énergie solaire (438 MWc installés, soit 6,2% de la capacité solaire installée en France) au profit d'autres énergies comme l'éolien.

Si l'on concentre l'étude sur le département des Vosges, les statistiques du Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer mettent en relief la faible capacité solaire photovoltaïque installée au sein de ce département : 4% de la capacité installée (soit 20 MWc) en Alsace Champagne-Ardenne Lorraine se situe dans les Vosges.

Répartition de la capacité solaire installée par département (région Lorraine- mars 2016)

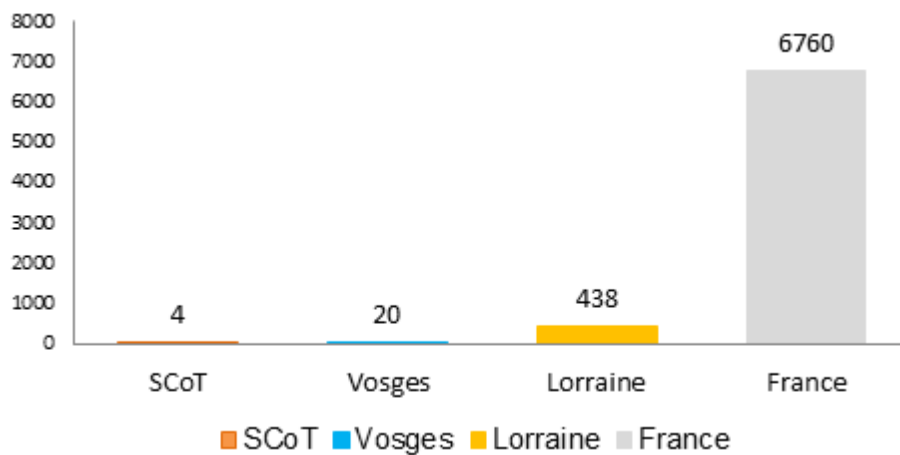
Source : Observation et Statistiques – MEDDE



Plus spécifiquement, le territoire des Vosges Centrale possède une capacité solaire installée d'environ **4,04 MWc (321 installations)**.

Capacité solaire installée (MWc) - mars 2016

Source : Observation et Statistiques – MEDDE



La plupart des systèmes installés sont des systèmes PV de petite puissance (< 10 kWc) en toiture de maisons individuelles ou de bâtiments industriels/tertiaires. Deux projets d'envergure ont été installés ces 2 dernières années :

- Un projet à Anglemont, d'une puissance de 250 kWc
- Un projet à Ville-Sur-Illon, d'une puissance de 137 kWc.

Environ 1 MWc de projets solaires sont actuellement en attente de raccordement.

En conclusion : le développement du solaire photovoltaïque est peu rapide en Lorraine et plus spécifiquement sur le territoire des Vosges Centrales. Malgré des tarifs de rachat mis en place par le Gouvernement ces dernières années, l'ensoleillement peu attractif de la zone (limitant ainsi les rentabilités élevées) a freiné le développement de la filière.

2.2.2 Technologies du solaire photovoltaïque

2.2.2.1 Différents types de modules solaires

Les technologies des cellules solaires peuvent être divisées en trois groupes : les cellules au silicium cristallin (poly-cristallines ou mono-cristallines), les cellules amorphes (à couche mince principalement), dans lequel des cellules sous forme de couches de quelques micromètres d'épaisseurs sont généralement déposées sur le verre du module, et les cellules nanostructurées, encore en stade de Recherche et Développement.

Les grandes caractéristiques de ces différentes technologies sont présentées ci-dessous :

	Prix	Résistance à la température	Efficacité	Remarque
TECHNOLOGIE SILICIUM CRISTALLIN				
Monocristallin	+++	-	17-24%	A base de cristaux de silicium encapsulés dans une enveloppe plastique
Polycristallin	++	-	12-16%	À base de polycristaux obtenus par fusion des rebuts du silicium de qualité électronique
TECHNOLOGIE COUCHES MINCES				
CIGS (Cuivre - Gallium-Indium Selenide) – CIS (Cuivre Indium Selenide)	+	++	11-13%	Matières premières peu abondantes (indium)
CdTE (Tellure de cadmium)	+	++	12-14%	Rareté du matériaux + toxique
Silicium amorphe	-	++	5-7%	Bandes souples : parfaite intégration architecturale. Plus sensibles sous éclairement diffus.

Les cellules solaires au silicium cristallin dominent actuellement le marché avec une part de plus de 90% et sont celles qui permettent d'obtenir de meilleures rentabilités, et plus particulièrement les cellules poly-cristallines. Ainsi, **l'utilisation de modules poly-cristallins seront privilégiés dans le reste de l'étude.**

2.2.2.2 Différents types de systèmes

Il existe plusieurs typologies de systèmes solaires photovoltaïques :

- Les centrales solaires au sol : sur structure fixe ou avec trackers afin de suivre la course du soleil et ainsi maximiser la production du système
- Les systèmes en toiture :
 - En surimposition : la surimposition est la solution la plus classique et la plus commune. Les panneaux sont posés à une dizaine de centimètres de la toiture sur des rails de fixation. Cette solution permet une bonne ventilation des panneaux, de façon à obtenir le meilleur rendement possible. La surimposition est adaptable à toutes les toitures ayant une pente suffisante (10°)
 - En intégré bâti : Dans ce cas, les panneaux solaires sont **incorporés** au toit et doivent assurer la **fonction d'étanchéité**.
 - L'**intégration simplifiée** au toit est une nuance de l'intégration au bâti. Pour ce type de montage, la fonction d'étanchéité n'est pas obligatoire et les panneaux ne sont pas obligés de respecter le plan de la toiture (degré d'inclinaison de la toiture par rapport aux panneaux). Associés à d'autres composants (isolant étanche), les modules assurent l'étanchéité de la toiture
- Les ombrières (de parking par exemple)
- En façade (cependant ce type de système ne sera pas considéré dans les études dans la mesure où l'orientation non optimal des modules solaires réduit considérablement la production d'énergie et donc l'intérêt économique du système).

L'ensemble de ces systèmes peuvent avoir une capacité installée de quelques kWc à quelques MWc.



Centrales
au sol

Bâtiments industriels &
agriculture

Maisons individuelles

Autres exemples de systèmes PV connectés au réseau

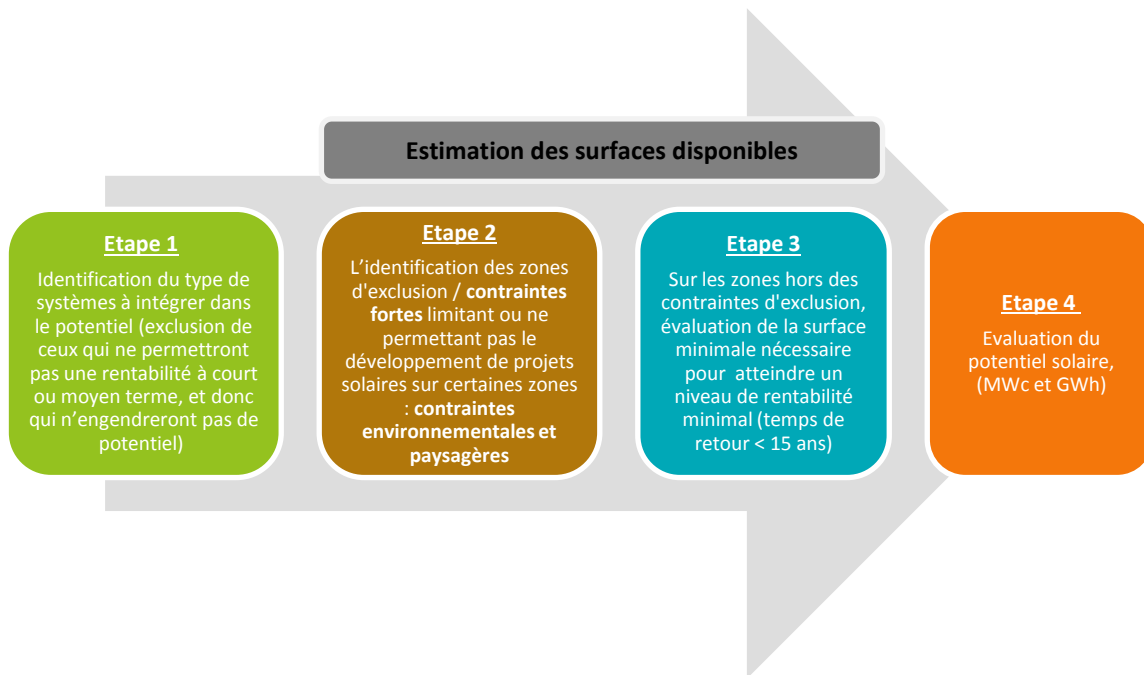
2.3 Etude du potentiel solaire sur le territoire

Cette étude a comme principal objectif d'être un **outil d'aide à la décision** pour le Syndicat Mixte en permettant, **pour chaque type de système PV** qui sera ciblé par Tractebel :

- D'identifier les sites les plus favorables à l'implantation de solaire PV (caractéristiques indispensables à la rentabilité du projet, localisation de ces sites)
- D'évaluer la puissance globale solaire implantable sur le territoire (MWc)
- D'évaluer la production solaire annuelle théorique relative à cette puissance installée (GWh).

2.3.1 Méthodologie de l'étude de potentiel

Quatre étapes ont composé l'étude de potentiel réalisée par Tractebel :



2.3.2 Etape 1 : Identification des systèmes PV à intégrer au potentiel

2.3.2.1 Les mécanismes de rachat de l'électricité solaire

Il est important d'étudier dès le début de la mission les différents mécanismes de rachat de l'électricité solaire dans la mesure où le tarif de rachat va conditionner la rentabilité d'un projet. Cette étude, réalisée au tout début de projet par Tractebel, a ainsi permis :

- D'affiner les systèmes à privilégier (puissance, type de support, type d'intégration...);
- D'évaluer, *in fine*, le potentiel solaire des Vosges Centrales.

2.3.2.1.1 Tarifs de rachat

Le kilowattheure d'électricité photovoltaïque est vendu par le producteur à un tarif fixé par arrêté dans le cadre de l'obligation d'achat. Le producteur photovoltaïque injecte de l'électricité sur le réseau ; l'acheteur est obligé d'acheter l'énergie photovoltaïque à un prix fixé par la loi. Ce mécanisme permet d'aboutir à une rentabilité normale des capitaux investis sur la durée de vie des installations.

En France, c'est la loi du 10 février 2000 qui instaure le principe de l'obligation d'achat, transcrit actuellement dans les articles du code de l'énergie L314-1 et suivants. Les arrêtés tarifaires fixent quant à eux le niveau de tarif d'achat et les conditions d'éligibilité.

Les tarifs applicables pour les installations sur toiture dépendent de la puissance crête et du degré d'intégration au bâti des installations. Ils sont indexés chaque trimestre selon le volume de projets entrés en file d'attente au trimestre précédent. Les tarifs de rachat sont présentés ci-dessous :

Type de l'installation et puissance totale	Puissance	Tarifs de vente de l'électricité photovoltaïque pour la période du 1 octobre 2016 au 31 décembre 2016
Intégration au bâti	0-9 kWc	23,93 cts€/kWh
Intégration simplifiée au bâti	0-36 kWc	12,47 cts€/kWh
	36-100 kWc	11,89 cts€/kWh
Sans intégration, ou hors critères ci-dessus, ou au sol	0-12 MWc	5,51 c€/kWh

Source : Ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer

Pour les installations supérieures à 100 kWc, l'alternative est de déposer un dossier de candidature aux appels d'offres photovoltaïques dont les procédures sont précisées dans un article dédié ou de vendre dans le cadre d'un contrat de gré à gré négocié avec un acheteur (l'acheteur est l'organisme soumis à l'obligation d'acheter l'énergie photovoltaïque produite sur le territoire national. Seul EDF et les Entreprises Locales de Distribution (régies locales) sont soumises à l'obligation d'achat).

2.3.2.1.2 Les Appels d'Offres (AO) CRE

Le mécanisme d'AO consiste à répondre à un cahier des charges élaboré avec les acteurs de la filière et prévoyant notamment des exigences environnementales et industrielles fortes. Aujourd'hui 3 typologies d'Appel d'Offres sont mis en place :

- L'appel d'offres sur bâtiment de 100 kWc à 8 MW
- L'appel d'offres au sol ou ombrières pour des installations de 500 kWc à 17 MWc
- L'appel d'offres en autoconsommation pour des installations de 100 kWc à 500 kWc.

L'un des critères déterminants pour qu'un projet candidat soit lauréat consiste à proposer un tarif de rachat suffisamment élevé pour assurer une rentabilité du projet mais suffisamment bas pour être compétitif vis-à-vis des autres projets candidats à l'appel d'offre.

- **AO sur bâtiment**

Le nouveau cahier des charges des appels d'offres sur bâtiment de 100 kWc à 8 MWc a été publié le 9 septembre 2016. Il remplace les appels d'offres simplifiés, et porte sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking de puissance comprise entre 100 kWc et 8 MWc ».

Cet appel d'offres est séparé en 2 lots distincts :

- **Famille 1** : Installations supérieures à 100 kWc et inférieures à 500 kWc, pouvant bénéficier d'un contrat d'achat. Les systèmes sur bâtiments, serres et hangars agricoles et ombrières de parking sont éligibles.
- **Famille 2** : Installations de 500 kWc à 8 MWc, pouvant bénéficier d'un contrat de complément de rémunération. Les systèmes sur ombrières de parking ne sont pas éligibles et doivent candidater à l'appel d'offres au sol (AO CRE4).

Notons que la puissance cumulée dans un rayon de 250 m répondant à la même période de candidature ne doit pas dépasser la puissance autorisée pour la famille (seuil de 500 kWc pour la famille 1, 8 MWc pour la famille 2). Par ailleurs, seules sont éligibles les installations déjà autorisées au niveau de l'urbanisme.

- **Appel d'offres au sol et ombrières de 500 kWc à 17 MWc**

Le nouveau cahier des charges des appels d'offres au sol et sur ombrières de parking de 500 kWc à 17 MWc a été publié le 24 août 2016. Cet appel d'offres est composé de 3 familles :

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

Le cahier des charges présage d'une **issue peu favorable pour un projet solaire au sol sur le territoire des Vosges Centrales**. En effet, 70% de la note attribuée portera sur le prix de rachat proposé par le pétitionnaire. Dès lors, tout projet au taux d'ensoleillement relativement faible (tout du moins par rapport aux projets proposés dans le sud de la France) paraît peu compétitif. Cependant, des solutions existent pour maximiser la rentabilité de tels projets ; Tractebel les détaillera ci-après.

- **Appel d'offres en autoconsommation sur bâtiment de 100 kWc à 500 kWc**

Une alternative à l'injection au réseau consiste à consommer l'électricité produite par la centrale par un consommateur local : c'est l'autoconsommation.

Un appel d'offres, ouvert le 2 août 2016 a été lancé, portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables situées en France métropolitaine continentale, dont au moins 50% de la production est autoconsommée et dont la puissance est comprise entre 100 et 500 kW. Cet appel d'offres vise à expérimenter l'autoconsommation pour tous types de technologies

renouvelables (photovoltaïque, petit hydro, éolien...). Il s'adresse "aux consommateurs des secteurs industriels, tertiaires et agricoles », en particulier aux centres commerciaux.

La part d'électricité produite qui sera injectée sur le réseau sera valorisée sur le marché et bénéficiera d'un complément de rémunération qui fera l'objet d'un contrat conclu avec EDF pour dix ans. Son niveau sera fixé en fonction du prix proposé par le candidat dans son offre, de l'énergie autoconsommée et de la puissance maximale annuelle injectée sur le réseau.

Deux tranches de 20 MW chacune sont ouvertes, avec comme date de limite de dépôt des offres le 30 septembre 2016 pour la première et le 2 février 2017 pour la deuxième.

Cependant, compte tenu de l'investissement plus important pour un système en autoconsommation que pour un système classique (il faudra ajouter le prix des batteries, du régulateur de charge, des compteurs spécifiques, etc.), et de la faible irradiation au niveau du territoire, Tractebel ne considère pas comme pertinent économiquement ce type de solutions à court terme. L'autoconsommation n'est ainsi pas étudiée dans le cadre de cette mission et le potentiel associé à ce type de système est considéré comme relativement faible dans les conditions actuelles.

2.3.2.2 Conclusion : Systèmes PV à intégrer dans le potentiel PV des Vosges Centrales

Les systèmes à privilégier sur le territoire des Vosges Centrales afin de bénéficier de tarifs de rachats les plus intéressants et qui seront donc compris dans l'étude du potentiel sont :

- **Systèmes en toiture** : Pour bénéficier de tarifs de rachat :
 - Les systèmes intégrés au bâti d'une puissance allant jusqu'à 9 kWc ;
 - Les systèmes intégrés simplifiés au bâti, d'une puissance allant jusqu'à 100 kWc (privilégier néanmoins les systèmes jusqu'à 36 kWc).



- **Centrales solaires au sol** : pour les centrales d'une puissance > 500 kWc concernés par les AO : afin de permettre aux systèmes implantés dans les Vosges Centrales d'être compétitifs et d'être lauréats, Tractebel conseille des centrales intégrant des solutions techniques qui vont permettre d'atteindre des Temps de Retour sur Investissement intéressants :
 - Centrales solaires en 1500 V,
 - Utilisation de modules standards polycristallins,
 - Pour les centrales au sol : architecture en sous-champs standardisés permettant de réduire les frais d'études ;

- Utilisation de trackers solaires simple axe, permettant de maximiser de 22% la production PV,
- Peu/pas de besoin de terrassement ;



- **Ombrières solaires** : d'une puissance allant de 100 kWc à 10 MWc. Systèmes particulièrement intéressants pour couvrir les parkings de zones commerciales ou industrielles et les zones maraîchères.



2.3.3 Etape 2 : identification des zones d'exclusion

2.3.3.1 Zones d'exclusion

Une fois les mécanismes de rachats étudiés ciblant la typologie de systèmes solaires à privilégier, il est nécessaire d'identifier les zones permettant l'implantation d'installations solaires ainsi que les zones d'exclusion. Cela permettra d'estimer de manière précise le potentiel solaire du territoire.

Pour cela, pour chaque zone du territoire :

- L'impact présagé d'un éventuel système solaire sur la faune, la flore et le paysage est étudié: le potentiel sera jugé nul pour les zones où l'impact d'un système solaire sera jugé non négligeable. Cet impact est influencé par l'utilisation initiale du sol, l'état de la faune et de la flore locale (espèces protégées) et la gestion de la future zone après mise en place du système PV
- Si cet impact est jugé minime sur des zones industrialisées, polluées ou militaires, l'impact peut être important sur les espaces naturels protégés Natura 2000 et ZICO, ainsi que sur les zones APPB, sites classés, sites inscrits. Ces zones sont ainsi exclues du potentiel solaire
- Sont étudiées les zones agricoles: les surfaces dédiées à la production alimentaire de grande ampleur (ex: champs) sont exclues du potentiel solaire, afin de limiter la concurrence entre production d'énergie et production alimentaire. De même, les zones agro-forestières sont exclues du potentiel, dans la mesure où ces espaces sont majoritairement ombragés du fait de la présence régulière d'arbres ;

- Les zones ou espaces ne permettant pas structurellement d'implanter un système solaire sont également exclus du potentiel :
 - Zones humides ou inondables ;
 - Point d'eau (lac, étang, rivière...) ;
 - Routes (hors parking) ;
 - Réseaux énergétiques (canalisations de gaz ...) ;
 - Espaces forestiers (principe de non déforestation).

Nota 1 : Les ZNIEFF et les parcs naturels ne sont pas des zones d'exclusion. Cependant, lors de la phase de sélection des sites, les systèmes PV à privilégier seront au maximum situés hors de ces zones à contraintes.

Nota 2 : Seules les surfaces agricoles suivantes seront incluses au potentiel :

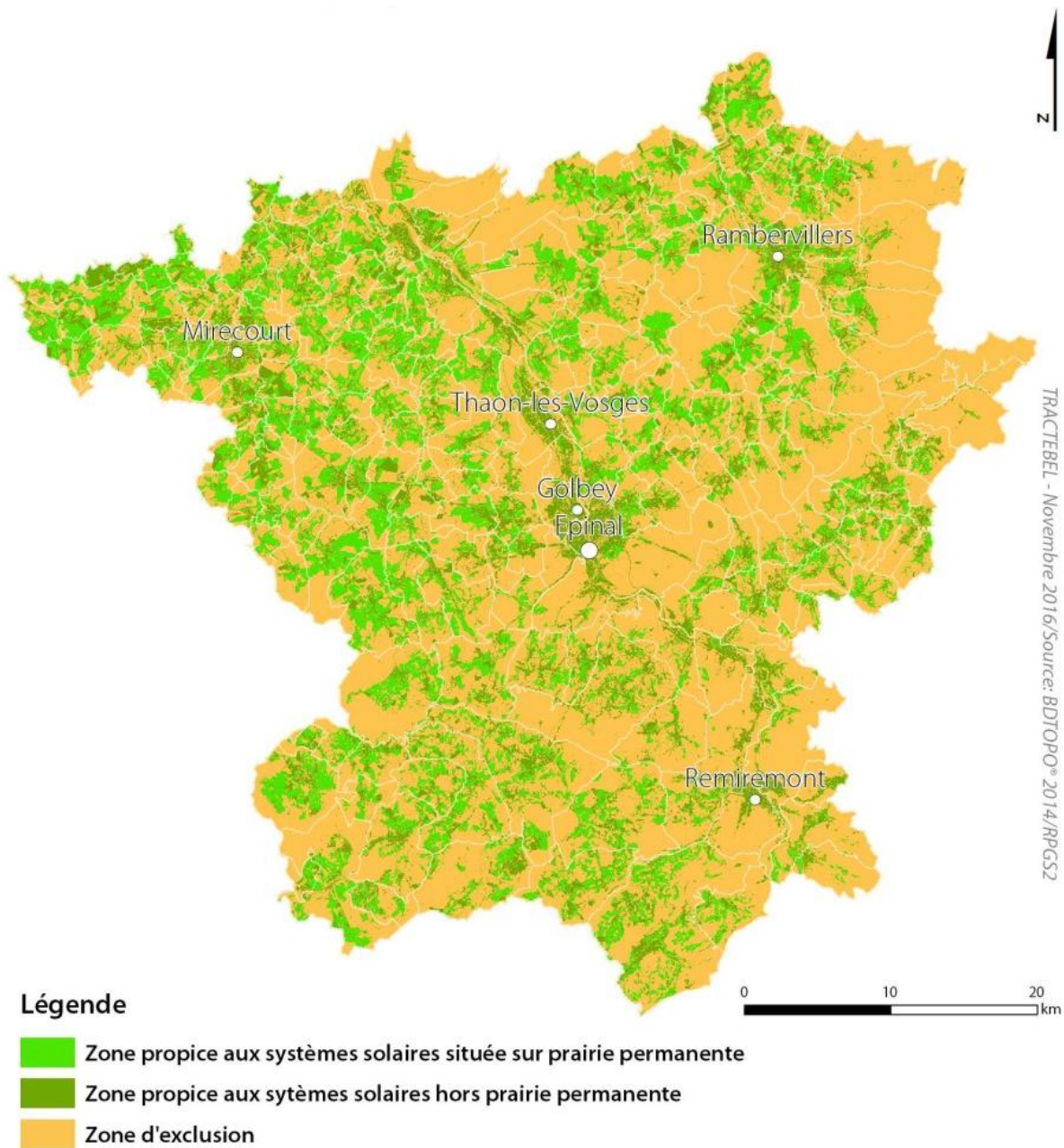
- *Zones pâturées : les systèmes solaires au sol vont permettre le développement de la flore sous les modules PV et ne limiteront pas la zone de pâturage des moutons, qui pourront également trouver un intérêt à l'ombrage produit par les centrales ;*
- *Zones maraîchères : les systèmes solaires en ombrières vont pouvoir être érigées au-dessus de la zone de culture. Un calepinage pertinent permettra de produire de l'ombre tout en laissant des zones ensoleillées nécessaires à la croissance des plantes situées sous la structure.*

2.3.3.2 Cartographie

La cartographie ci-dessous présente l'ensemble des zones possédant des contraintes limitant de manière forte le développement du solaire (zones d'exclusion listées précédemment : zones humides ou inondables, routes, points d'eau, réseaux énergétiques, espaces naturels protégés Natura 2000 et ZICO, espaces forestiers, zones APPB, sites classés, sites inscrit + les routes, zones agricoles dédiées à l'agriculture de grande ampleur, zones agrio-forestières). Les zones restantes où l'implantation d'un système solaire pourrait être envisagée, sont représentées en vert sur la carte.

Les surfaces des terrains par usage ont été transmises par le Client à Tractebel, facilitant le travail cartographique présenté ci-dessous :

Cartographie des zones propices aux systèmes solaires PV



La surface propice excluant les contraintes est de **644 km²**.

2.3.4 Etape 3 : critères de rentabilité

Une fois les zones d'exclusion cartographiées, il s'agit d'**affiner les zones/surfaces où l'implantation d'un système solaire est réellement pertinente économiquement**. Ne seront considérées comme pertinentes économiquement que les zones/surfaces permettant d'atteindre des temps de retour sur investissement < 15 ans. Les types de paramètres qui vont influencer la rentabilité d'un système solaire sont les suivants :

- Les paramètres techniques ;
- Les paramètres économiques.

2.3.4.1 Paramètres techniques

Les paramètres techniques qui influenceront la rentabilité d'un système PV sont les suivants :

Paramètre	Considération dans l'étude
<u>Irradiation solaire localement :</u> plus l'irradiation localement est importante et meilleur sera le productible	Paramètre fixé : irradiation solaire moyenne du territoire : 1384 kWh/m ² /an sur une surface inclinée à 34° (irradiation quasiment similaire sur l'ensemble du territoire (entre 3,52 et 3,70 kWh/m ² /jour en moyenne annuelle – <i>source : PVgis</i>)
<u>Ombrage :</u> des ombrages sur les modules solaires vont avoir un impact très important sur la productivité du système.	Paramètre fixé : aucun ombrage
<u>Inclinaison</u> du support : l'inclinaison optimale du système dépend de la latitude du site	Ne pouvant réaliser un screening bâtiment par bâtiment de l'inclinaison et de l'orientation de leur toiture, le paramètre est fixé : Irradiation optimale considérée : 34° pour les Vosges
<u>L'orientation :</u> l'inclinaison optimale dans l'hémisphère Nord est plein sud (0°)	Ne pouvant réaliser un screening bâtiment par bâtiment de l'inclinaison et de l'orientation de leur toiture, le paramètre est fixé : plein sud
<u>Surface disponible</u> (dégressivité du prix des équipements)	Variable.
Dimensionnement et choix techniques/technologiques des équipements de la centrale	Voir paragraphe 6.2.2.Conclusion : les systèmes PV à intégrer dans le potentiel PV des Vosges Centrales.
A la topographie du sol	Paramètre fixé : considéré comme ne nécessitant pas de travaux de terrassement lourds.
<u>Proximité avec le réseau électrique :</u> les zones situées à moins de 5 kilomètres seront privilégiées	Paramètre fixé : système solaire considéré comme étant à une distance maximale de 5 km du réseau électrique.

Nous pouvons donc conclure que le seul paramètre variable qui va influencer la rentabilité d'un projet solaire est la **surface disponible pour l'implantation d'un système (surface de la toiture ou surface de la zone au sol)**. L'étude de rentabilité va ainsi permettre d'évaluer la surface minimale nécessaire à l'obtention d'une rentabilité intéressante (<15 ans).

2.3.4.2 Paramètres économiques

Les paramètres économiques qui vont influencer la rentabilité d'un projet sont fixés comme suit. Ils respectent la réalité du marché solaire actuel.

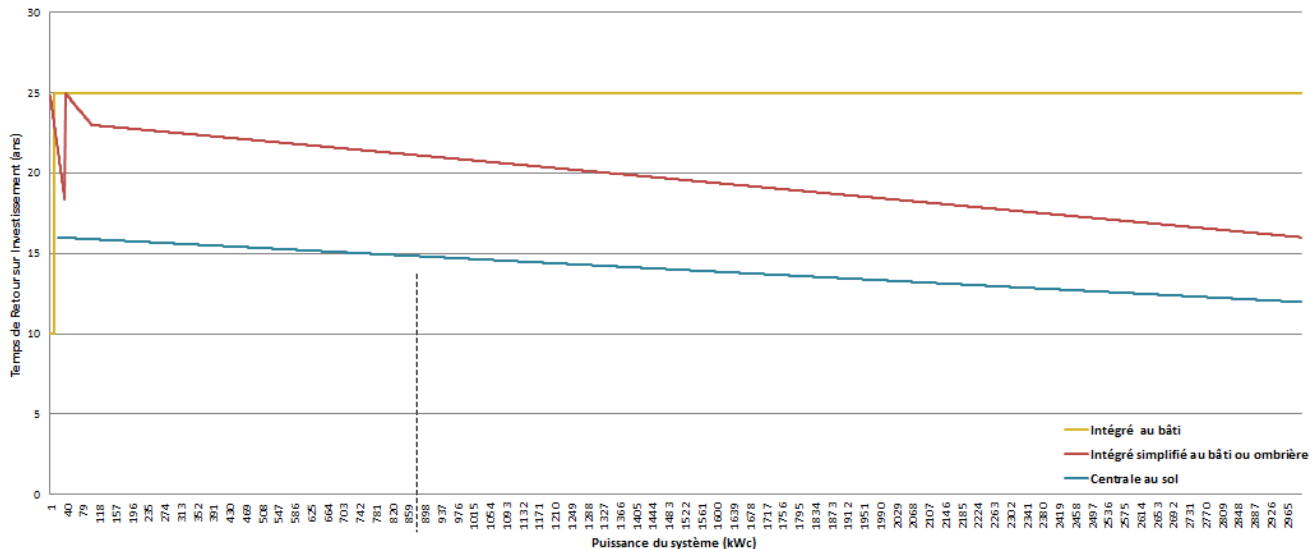
- CAPEX :
 - Modules PV : Dégressif de 0,57 à 0,45 €/Wc jusqu'à 3 MWc, fixe au-delà
 - Câblage et structure : Dégressif de 0,63 à 0,32 €/Wc jusqu'à 3 MWc, fixe au-delà
 - Onduleur : Dégressif de 0,26 à 0,2 €/Wc jusqu'à 3 MWc, fixe au-delà
- Installation : 15% CAPEX totaux
- Transport : 15% CAPEX
- OPEX : 1% CAPEX /an
- Tarifs de rachat de l'électricité produite :

Puissance du système	Installations intégrées au bâti	Installations intégrées simplifiées au bâti	Ombrière	Centrale au sol
0-9 kWc	23,93 c€/kWh (Tarif de rachat)	12,47 c€/kWh (Tarif de rachat)	Hyp : 12,47 c€/kWh	Hyp : 12,47 c€/kWh
9-36 kWc	Non considéré car pas de tarif de rachat applicable et puissance faible	12,47 c€/kWh (Tarif de rachat)	Hyp : 12,47 c€/kWh	Hyp : 12,47 c€/kWh
36-100 kWc	Non considéré car pas de tarif de rachat applicable et puissance faible	11,89 c€/kWh (Tarif de rachat)	Hyp : 11,89 c€/kWh	Hyp : 11,89 c€/kWh
100 – 250 kWc	Non considéré car pas de tarif de rachat applicable et puissance faible	Hyp : 12,61 c€/kWh (AO simplifié)	Hyp : 12,61 c€/kWh (AO)	Hyp : 12,61 c€/kWh
> 250 kWc	Non considéré car moins pertinents économiquement que les installations intégrées simplifiées	Hyp : 12 c€/kWh (AO)	Hyp : 12 c€/kWh (AO)	Hyp : 12 c€/kWh (AO)

2.3.4.3 Résultats des études

Les résultats des études sont présentés au sein du graphe ci-dessous :

Rentabilité des systèmes PV en fonction de leur nature et puissance



Conclusions :

- **Pour les systèmes en toiture :**

- Les installations intégrées au bâti (de 0 – 9 kWc) sont celles présentant le meilleur temps de retour sur investissement (10 ans) grâce à des tarifs de rachat préférentiels
- Les autres types d'installations (intégré au bâti > 9 kWc ou intégré simplifié au bâti de 0 à 100 kW) ne sont pas rentables à court ou moyen terme. Il faudrait un prix maximum du système de **1,12 €/Wc** pour atteindre des taux de rentabilité ≤ 15 ans sur le territoire des Vosges

- **Pour les centrales au sol :**

- seules les installations d'une puissance > 761 kWc pourront être rentables à moyen ou court terme (temps de retour sur investissement < 15 ans), soit une surface au sol nécessaire d'environ 14 000 m² (tenant compte de la surface au sol nécessaire pour les espaces inter-rangées, des zones d'exploitation). Cela est permis grâce à des CAPEX au Wc dégressifs (facteurs d'échelle) et à une production solaire maximisée grâce aux trackers solaires
- Les calculs ont été réalisés en considérant une orientation et inclinaison optimales des systèmes solaires. Lorsque l'on fait varier ces deux paramètres, il apparaît que les systèmes en toiture intégrés au bâti (de 0-9 kWc) conservent une rentabilité acceptable (<15 ans) si les toitures :
 - Sont orientées sud-est à sud-ouest
 - Ont une inclinaison comprise entre 25 et 45°

En synthèse, seules les installations suivantes seront considérées dans le potentiel solaire des Vosges :

- Les installations intégrées au bâti (de 0 – 9 kWc) dont l'inclinaison est comprise entre 25 et 45° et l'orientation sud-est à sud-ouest
- Les centrales au sol d'une puissance > 761 kWc (soit une surface au sol nécessaire supérieure à 14 000 m²) avec trackers.

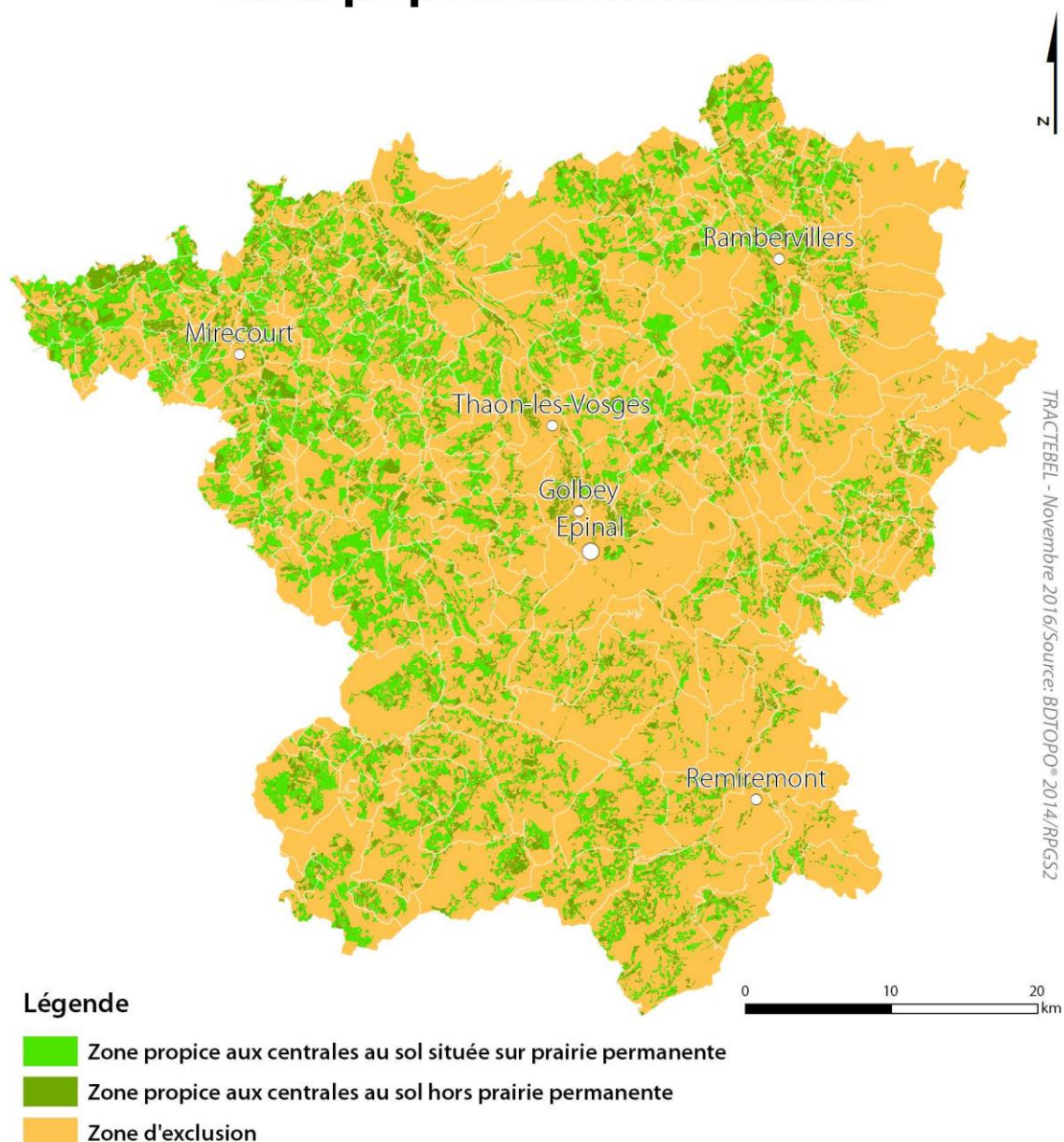
2.3.4.4 Cartographie

Tenant compte des éléments de rentabilité ci-dessus, les cartographies ci-dessous présentent les zones possédant une surface minimale pour permettre une implantation économiquement viable de systèmes solaires.

2.3.4.4.1 Centrales solaires au sol

Les zones possédant une surface au sol minimale de 14 000 m² et situées hors zones d'exclusion sont présentées au sein de la cartographie ci-dessous. Une zone tampon de 10 mètres avec les routes, habitations, bâtiments tertiaires et industriels a été considérée.

Zones propices aux centrales au sol



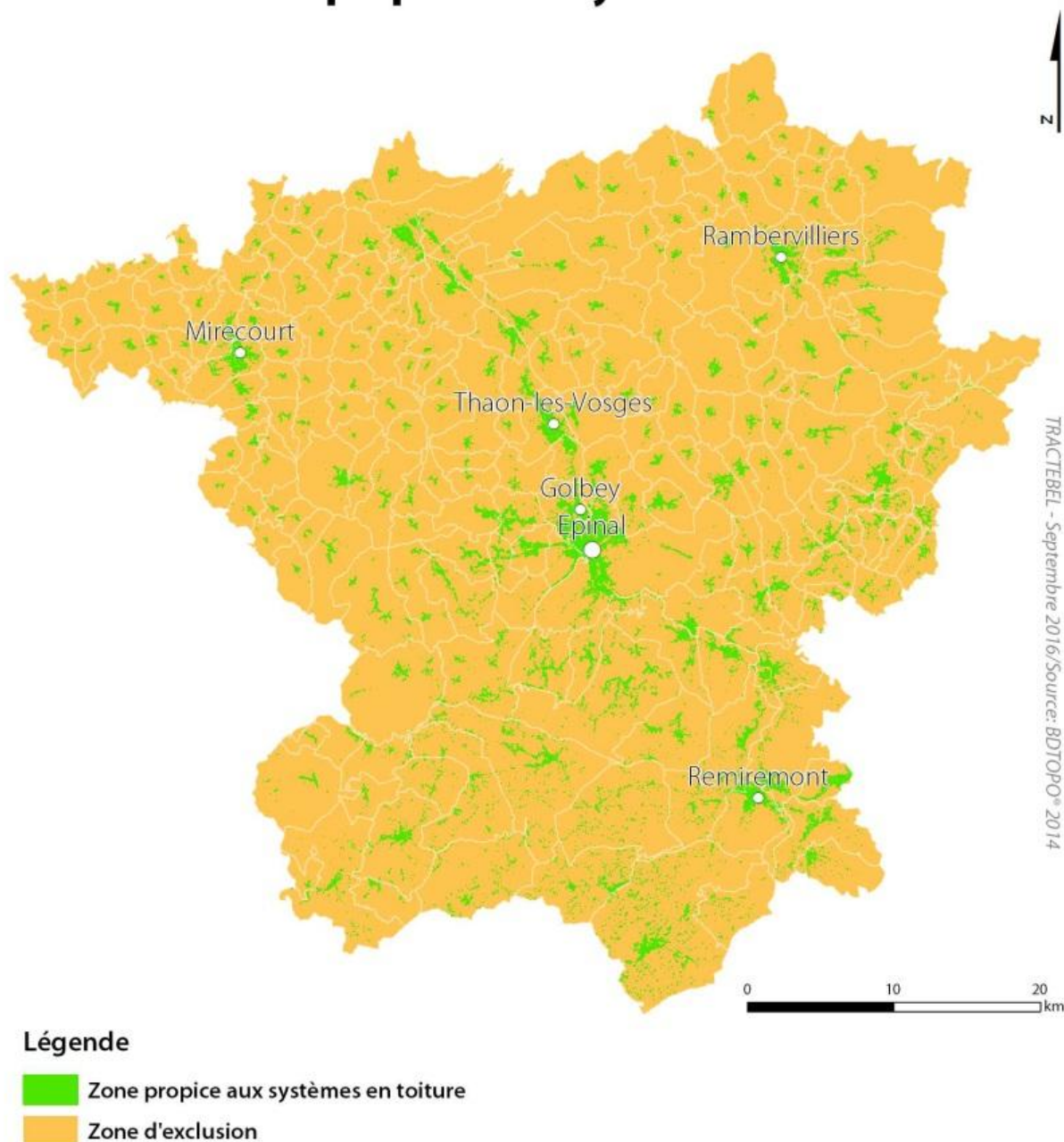
Zones propices économiquement à l'implantation de centrales solaires au sol

La surface propice économiquement (et hors zones d'exclusion) à l'implantation de centrales solaires au sol (> 14 000 m²) est de **631 km² dont 417 km² situées sur des prairies permanentes.**

2.3.4.4.2 Systèmes en toiture

Il n'existe pas de surface minimale de toiture pour l'implantation économiquement viable de systèmes solaires. La cartographie présente ainsi les toitures potentielles, situées hors zones d'exclusion (sans analyse fine de l'orientation et de l'inclinaison de chaque toiture).

Zones propices aux systèmes en toiture



La surface des toitures propices économiquement (et hors zones d'exclusion) à l'implantation de systèmes solaires est de **14.18 km²**.

2.3.5 Etape 4 : Evaluation du potentiel solaire

L'étude du potentiel solaire brut maximal a tenu compte :

- De la **capacité de raccordement totale d'après RTE** : 3,14 GW (dont 111 MW déjà réservée aux ENR au titre du S3REnR + *source: capareseau.fr*). Pour tenir compte des besoins des autres filières, l'hypothèse retenue est que seul un cinquième de cette capacité est effectivement disponible pour le PV, soit **628 MWc**. Les capacités déjà installées et en attente de raccordement (5 MWc au total) sont également déduites du potentiel solaire estimé
- Des **contraintes environnementales et paysagères** évoquées ci-dessus (**zones d'exclusion**) limitant les zones potentielles d'implantation de solaire
- De l'**aspect économique** : n'ont été inclus dans le potentiel que les zones d'une surface minimale permettant un temps de retour sur investissement < 15 ans
- D'une surface de toitures considérée comme **constante** pour les 5 prochaines années
- D'un **taux d'exploitabilité technique des surfaces au sol de 17%** (estimation Tractebel) : 17% des surfaces au sol de plus de 14 000 m² et situées hors zones d'exclusion :
 - Ont un terrain ne nécessitant que peu de travaux de terrassement
 - Ont un besoin de défrichement limité
 - Appartiennent au même exploitant
- D'un **taux d'exploitabilité technique des toitures de 25%** (estimation Tractebel) : 25% des toitures :
 - Ont une orientation sud-est à sud-ouest et une inclinaison comprise entre 25 et 45 °
 - N'ont aucun ombrage
 - Et ont la capacité de supporter le poids du système
- Les pâturages (prairies permanentes) sont les seules surfaces agricoles prises en compte au sein de ce potentiel (les surfaces maraîchères ne sont pas propices au solaire du fait de la non rentabilité des ombrières solaires sur le territoire). En première approche, il est considéré que 50% des zones de pâturage > 14 000 m² peuvent accueillir du solaire PV (distance maximale de 5 km du réseau électrique, topologie du terrain favorable, zone faiblement arborée).

Le potentiel est réparti comme suit entre les différents produits :

Type de surface	Surface totale sur le territoire (m ²)	Surface potentielle brute (m ²)	%	Capacité PV potentielle brute (MWc)
Maisons/résidences	13 119 350	323 000	2,4	51
Immeubles	1 060 650	19 000	1,8	3
Mairie et préfectures	50 000	3 166	6,3	0,5
Sites/bâtiments industriels	12 592 426	637 500	5	43,5
Bâtiments commerciaux	1 127 426	17 100	1,5	2,7
Bâtiments sportifs	100 000	11 400	11,4	1,8
Gares	5 000	296	6,3	0,05
Pâturage	520 000 000	7 820 000*	1,9	525,4
TOTAL				628 MWc

*Surface limitée par la capacité de raccordement maximale totale d'après RTE (628 MWc).

Il est intéressant de conclure que le potentiel solaire brut théorique des Vosges Centrales est aujourd'hui limité par la capacité de raccordement maximale au réseau électrique national, qui borne ce potentiel solaire à **628 MWc**, générant une production estimée de **876 GWh/an**. Si cette contrainte n'est pas considérée, le potentiel solaire s'avère être très important, de l'ordre de **10.5 GWc** (soit une production d'électricité de l'ordre de **14.6 TWh/an**). Ce potentiel serait majoritairement situé au niveau des pâturages permanents.

2.4 Sélection des sites à étudier

Une fois le potentiel solaire estimé, cinq sites vont être étudiés par Tractebel et vont ainsi faire l'objet d'une étude de faisabilité :

- 2 centrales au sol
- 3 systèmes solaires en toiture (intégrés au bâti, d'une puissance comprise entre 0 et 9 kWc).

2.4.1 Sélection des sites : méthodologie

La sélection de ces sites a suivi les principes méthodologiques suivants :

- Site non implanté dans une zone d'exclusion
- Privilégier l'implantation :
 - De centrales au sol dans des secteurs déjà artificialisés (friches industrielles et commerciales, anciennes décharges, terrains pollués, carrières, anciens terrains militaires...),
 - Dans des secteurs à faible impact paysager et patrimonial (hors AVAP, PSMV)
 - Sur la toiture de bâtiments communaux (en intégré bâti), vitrine permettant de communiquer sur l'implication du territoire en matière de transition énergétique

- Limiter au maximum :
 - La consommation des espaces agricoles : En effet, la circulaire du 18 décembre 2009 relative au développement et au contrôle des centrales photovoltaïques au sol précise que les zones agricoles n'ont a priori pas vocation à accueillir de tels équipements. Elles peuvent par contre être envisagées dans des secteurs classés « zone naturelle » dans les documents d'urbanisme sous réserve que le règlement y autorise ce type d'installations, et qu'elles ne portent pas atteinte à la préservation des milieux naturels et des paysages (la circulaire évoquée insiste également sur la concertation nécessaire dans le cas de projets importants, et notamment la consultation de la commission départementale de la nature, des paysages et des sites)
 - Les implantations au sein des secteurs à enjeux environnementaux et paysagers et notamment les ZNIEFF, APPB,...

Bien que des systèmes solaires PV pourraient théoriquement être implantés sur ce type d'espace (espaces agricoles, forestiers,...) sous réserves de démarches spécifiques (voir paragraphe 2.8), les sites sectionnés par Tractebel ne sont pas localisés sur ces zones, considérées comme moins pertinentes.

2.4.2 Etude des friches industrielles

L'ensemble des friches industrielles situées dans les Vosges Centrales (65) a été étudié par Tractebel. Les conclusions sont les suivantes :

- La majorité (95%) des sites ne possèdent pas la surface au sol nécessaire à l'implantation d'une centrale (> 14 000 m²)
- Quelques sites ont été réhabilités et de nouvelles activités y sont développées (2)
- Un site semble favorable à l'implantation d'une centrale solaire: la MANUFACTURE VOSGIENNE DE MEUBLES. Cependant, la zone potentielle est légèrement boisée, excluant ce site pour l'implantation d'une centrale solaire.

2.4.3 Etude des anciens terrains militaires

Tractebel a étudié le potentiel solaire sur l'ensemble des anciens terrains militaires du territoire des Vosges Centrales.

Quatre (4) terrains sont présents sur ce périmètre : à Auzainvilliers, Contrexéville, Damblain et place d'Epinal/Golbey. Cependant il semble que l'ensemble de ces sites aient été réhabilités suite au programme de l'EPFL (*source* : « *Reconversion du patrimoine désaffecté en Lorraine* », EPF Lorraine), excluant ces zones pour l'implantation de centrales photovoltaïques.

2.4.4 Sites sélectionnés

Tractebel a sélectionné les deux sites suivants pour la réalisation d'une centrale solaire au sol :

- Site n°1 : Zone disponible dans la ZA Vincey
- Site n°2 : Secteur Pré Droué Chavelot.

Tractebel a sélectionné les trois sites suivants pour une implantation PV en toiture :

- L'école Durkheim (Epinal)
- La mairie de Deyvillers
- L'école maternelle d'Archettes.

2.5 Etudes de pré-faisabilité

2.5.1 Etude de pré-faisabilité du site Vincey

2.5.1.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée de la centrale photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de l'implantation générale de la centrale, des équipements et de son fonctionnement.

Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture de la centrale
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée :
 - Le champ photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïques
 - Trackers solaires
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - Les postes de conversion
 - Les postes de transformation
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée à la centrale.

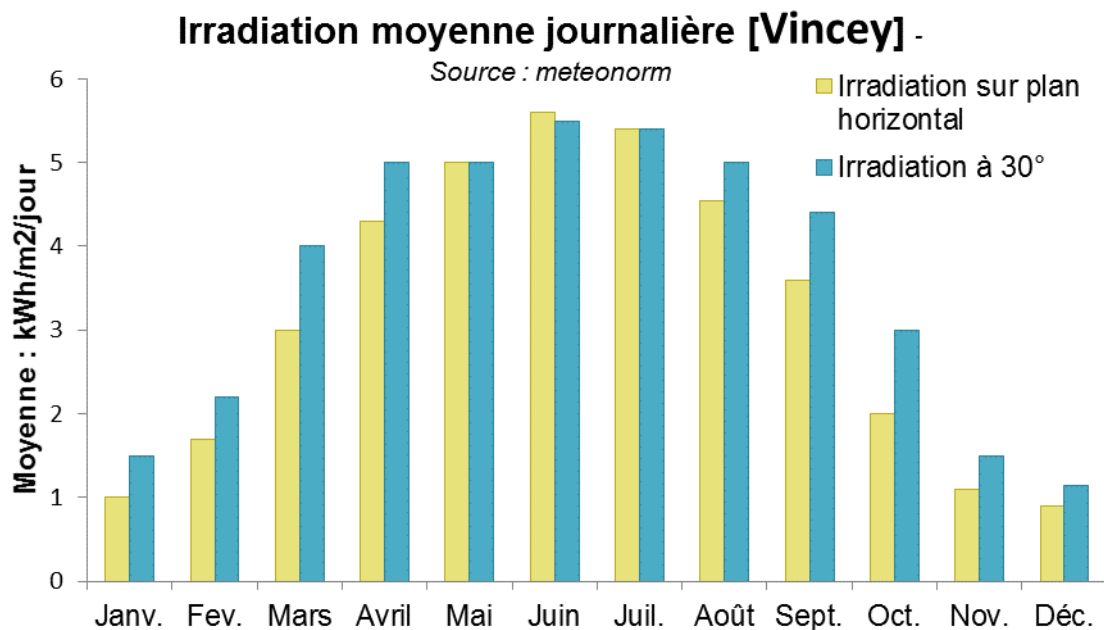
2.5.1.2 Description générale du site

- Localisation : Vincey (2 300 habitants)
- Zone d'Activités
- Altitude : 272 m
- Surface totale : environ 200 000 m²
- Surface disponible pour une centrale solaire : environ 30 000 m²
- Surface sélectionnée : 20 000 m²
- La surface du terrain est relativement plane
- A proximité immédiate d'un poste source 400 kV.



2.5.1.3 Irradiation solaire

L'irradiation solaire reçue au niveau du site est la suivante :



2.5.1.4 Description technique de la centrale photovoltaïque

La centrale est implantée sur la surface sélectionnée en jaune sur le plan ci-dessus.

2.5.1.4.1 Architecture de la centrale

Le site se compose d'un (1) sous-champ photovoltaïque de 1,056 MWc comportant un poste de conversion et un poste de transformation (point de livraison) et d'une zone d'exploitation comprenant notamment le poste de garde et le poste de contrôle commande. La zone d'exploitation serait située au sud-ouest de la zone ciblée.

La centrale photovoltaïque est composée de 4 224 modules photovoltaïques de 250 Wc en Silicium Poly cristallin pour une puissance totale de 1 056 kWc. 96 chaînes en parallèle de 44 modules en série composent la centrale. Des boîtes de regroupement à deux niveaux permettent de relier ces chaînes entre elles, de réaliser leur monitoring et d'assurer leur protection :

- Des boîtes de jonction (niveau 1) - 12 boîtes de jonction au total ;
- Des boîtes parallèles (niveau 2) – 3 boîtes parallèles au total.

Les boîtes de regroupement permettent également de réduire la longueur totale de câbles de courant continu, de diminuer les pertes ohmiques dans les câbles DC et donc d'améliorer l'efficacité de la production électrique de l'ensemble de la centrale.

Le courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. La centrale possède un (1) onduleur solaire centralisé de 1000 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DCmaximale 1500 V, est connecté côté basse tension via des câbles de courant alternatif au transformateur élévateur de 1 000 kVA qui élève la tension à la tension du réseau (63 kV).

La centrale est raccordée via des câbles de 63 kV au poste de livraison présent au Nord-Est du site (à moins d'un kilomètre).

2.5.1.4.2 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

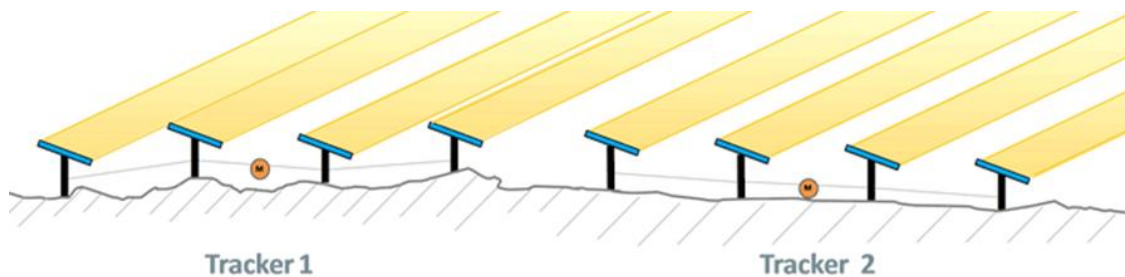
Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (Pm)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (Vmpp)	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (Isc)	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (Impp)	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

• Les trackers

Les trackers solaires qui seront utilisés dans le cadre de ce projet auront les caractéristiques suivantes :

- Tracker 1 axe, pilotés par suivi astronomique avec une précision d'1°
- Structure résistante en acier galvanisé à chaud
- Sans graissage, arceaux en structures aluminium et composite
- 7 trackers pour l'ensemble de la centrale
- 22 modules par table, soit 192 tables au total
- 1 moteur par tracker, sans maintenance, avec une consommation énergétique quasiment nulle (< 1% de la production de la centrale solaire).



Présentation d'un système de trackers simple axe classique (source : Exosun)

• Onduleurs

L'onduleur est un dispositif électronique permettant de transformer la tension continue (DC) produite par les modules photovoltaïques (PV), en tension alternative (AC) avec son circuit de commande et de protection. Il est capable d'accepter le courant et la tension maximum du champ photovoltaïque.

Grâce à l'utilisation de trackers et à l'inexistence d'ombrages attendu sur les modules PV, l'utilisation **d'un seul onduleur centralisé** avec un seul tracker MPP (Maximum Power Point) est convenable.

Le choix de n'utiliser qu'un seul onduleur centralisé et non de plusieurs onduleurs de plus petite puissance est justifié par les faits suivants :

- L'utilisation d'un onduleur centralisé va permettre de limiter au maximum les CAPEX et va réduire au maximum les frais d'exploitation de la centrale
- L'utilisation d'un seul onduleur va permettre de maximiser le rendement de la centrale (les rendements d'onduleurs de plus petite capacité sont moins bons que ceux de grande puissance)

Cependant, en cas de panne, c'est toute l'installation qui est stoppée jusqu'à ce que l'onduleur central soit réparé ou remplacé.

L'onduleur envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 1 MWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (900~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues, donc de réduire le nombre de boîtes de raccordement, la longueur des câbles, de tranchées, et donc de maximiser la rentabilité de la centrale (moins de CAPEX, plus de productible) ;
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur.

L'onduleur sera installé dans un poste de conversion (shelter). Sa durée de vie est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum. Une fiche technique d'onduleur est présentée en annexe à titre d'exemple. Les onduleurs choisis seront du même type ou équivalent.

• Transformateur

Le transformateur élévateur a pour fonction d'élever la tension de sortie de l'onduleur et de transmettre l'électricité produite vers le poste EDF.

Le transformateur sera de type sec d'une capacité de 1000 kVA et sera situé dans le poste de livraison.

2.5.1.4.3 Positionnement du champ photovoltaïque

Les modules montés sur trackers seront orientés plein sud. Les trackers permettront d'incliner les modules solaires en fonction de la course du soleil, afin de maximiser de plus de 20% la production solaire par rapport à une structure fixe.

Un espace inter-rangée d'environ 1,2 m sera nécessaire pour minimiser les ombres portées.

2.5.1.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire du Poste De livraison (PDL) délivrant un niveau de tension HTA (63 kV).

Ce Poste de Livraison sera raccordé au réseau électrique public dans le cadre d'un contrat de vente d'énergie.

2.5.1.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'une centrale solaire au sol, même avec trackers, sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec un camion-citerne dédié et de l'eau filtrée puis adoucie
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

2.5.1.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiances) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- D'une disposition optimale des panneaux solaires grâce aux trackers
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

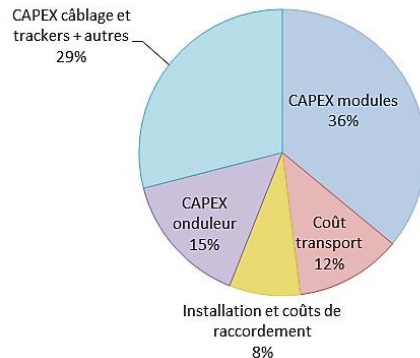
On obtient les résultats suivants :

- Le productible de la centrale est estimé à environ **1,5 GWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 85%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes. Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

2.5.1.5 Calcul de rentabilité

La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

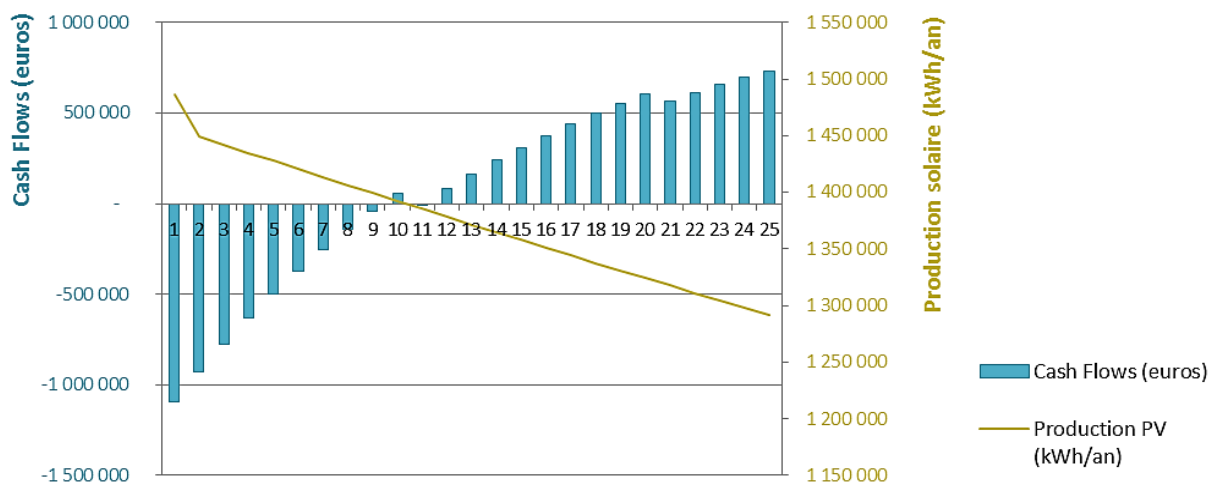
- CAPEX : 1,25 €/Wc, soit 1 319 k€



- OPEX : 10 k€/an
- Productible PV (1^{ère} année) : 1,5 GWh/an
- Baisse du productible : 0,5%/an
- Taux de disponibilité : 98%
- Taux d'inflation : 0,2%/an
- Tarif de rachat de l'électricité produite : 12,6 c€/kWh
- Changement de l'onduleur année 11

Le temps de retour sur investissement calculé est de **12 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de 0,09 €/kWh. L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :

Evolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an)



2.5.1.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec un terrain favorable à l'implantation d'une centrale PV (proche d'un poste source, surface relativement plane, sans ombrage). Le temps de retour sur investissement est relativement court (12 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera

de préciser techniquement les trackers utilisés, de sélectionner les principaux équipements électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX, et de préciser la possibilité de raccordement d'une telle centrale au poste de livraison auprès d'ErDF.

2.5.2 Etude de pré-faisabilité du Secteur Pré Droué Chavelot

2.5.2.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée de la centrale photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de l'implantation générale de la centrale, des équipements et de son fonctionnement.

Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture de la centrale
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée
- Le champ photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïques
 - Trackers solaires
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - Les postes de conversion
 - Les postes de transformation
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée à la centrale.

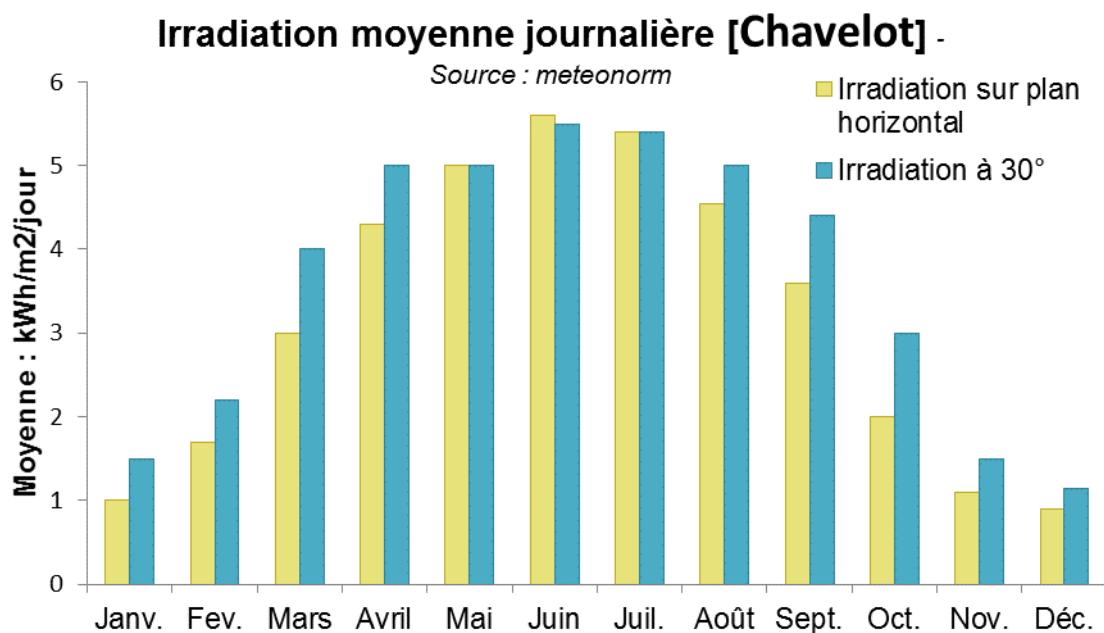
2.5.2.2 Description générale du site

- Localisation : Chavelot (1 472 habitants)
- Zone d'Activités
- Surface totale : environ 100 000 m²
- Altitude : 330 m
- Surface disponible pour une centrale solaire : environ 24 000 m²
- Surface sélectionnée : 20 000 m²
- La surface du terrain est relativement plane
- A proximité d'un poste source 63 kV (Golbey).



2.5.2.3 Irradiation solaire

L'irradiation solaire reçue au niveau du site est la suivante :



2.5.2.4 Description technique de la centrale photovoltaïque

La centrale est implantée sur la surface sélectionnée en jaune sur le plan ci-dessus.

2.5.2.4.1 Architecture de la centrale

Le site se compose d'un (1) sous-champ photovoltaïque de 1,056 MWc comportant un poste de conversion et un poste de transformation (point de livraison) et d'une zone d'exploitation comprenant notamment le poste de garde et le poste de contrôle commande. La zone d'exploitation serait située au sud-ouest de la zone ciblée.

La centrale photovoltaïque est composée de 4 224 modules photovoltaïques de 250 Wc en Silicium Poly cristallin pour une puissance totale de 1 056 kWc. 96 chaînes en parallèle de 44 modules en série composent la centrale. Des boîtes de regroupement à deux niveaux permettent de relier ces chaînes entres-elles, de réaliser leur monitoring et d'assurer leur protection :

- Des boîtes de jonction (niveau 1) - 12 boîtes de jonction au total
- Des boîtes parallèles (niveau 2) – 3 boîtes parallèles au total

Les boîtes de regroupement permettent également de réduire la longueur totale de câbles de courant continu, de diminuer les pertes ohmiques dans les câbles DC et donc d'améliorer l'efficacité de la production électrique de l'ensemble de la centrale.

Le courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. La centrale possède un (1) onduleur solaire centralisé de 1000 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DCmaximale 1500 V, est connecté côté basse tension via des câbles de courant alternatif au transformateur élévateur de 1 000 kVA qui élève la tension à la tension du réseau (63 kV).

La centrale est raccordée via des câbles de 63 kV au poste de livraison présent au Nord-Est du site (à moins d'un kilomètre).

2.5.2.4.2 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (Pm)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (Vmpp)	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (Isc)	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (Impp)	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

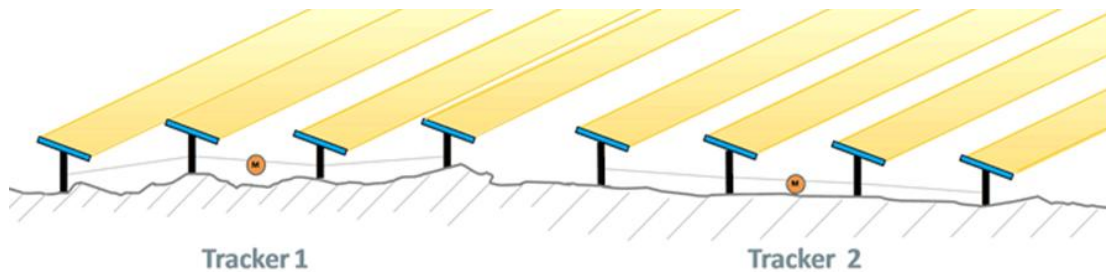
Caractéristiques des modules solaires

• Les trackers

Les trackers solaires qui seront utilisés dans le cadre de ce projet auront les caractéristiques suivantes :

- Tracker 1 axe, pilotés par suivi astronomique avec une précision d'1°
- Structure résistante en acier galvanisé à chaud
- Sans graissage, arceaux en structures aluminium et composite
- 7 trackers pour l'ensemble de la centrale
- 22 modules par table, soit 192 tables au total
- 1 moteur par tracker, sans maintenance, avec une consommation énergétique quasiment nulle (< 1% de la production de la centrale solaire).

Présentation d'un système de trackers simple axe classique (source : Exosun)



• Onduleurs

L'onduleur est un dispositif électronique permettant de transformer la tension continue (DC) produite par les modules photovoltaïques (PV), en tension alternative (AC) avec son circuit de commande et de protection. Il est capable d'accepter le courant et la tension maximum du champ photovoltaïque.

Grâce à l'utilisation de trackers et à l'inexistence d'ombrages attendu sur les modules PV, l'utilisation **d'un seul onduleur centralisé** avec un seul tracker MPP (Maximum Power Point) est convenable.

Le choix de n'utiliser qu'un seul onduleur centralisé et non de plusieurs onduleurs de plus petite puissance est justifié par les faits suivants :

- L'utilisation d'un onduleur centralisé va permettre de limiter au maximum les CAPEX et va réduire au maximum les frais d'exploitation de la centrale
- L'utilisation d'un seul onduleur va permettre de maximiser le rendement de la centrale (les rendements d'onduleurs de plus petite capacité sont moins bons que ceux de grande puissance)

Cependant, en cas de panne, c'est toute l'installation qui est stoppée jusqu'à ce que l'onduleur central soit réparé ou remplacé.

L'onduleur envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 1 MWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (900~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues, donc de réduire le nombre de boîtes de raccordement, la longueur des câbles, de tranchées, et donc de maximiser la rentabilité de la centrale (moins de CAPEX, plus de productible)
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale.

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur. L'onduleur sera installé dans un poste de conversion (shelter). Sa durée de vie est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum. Une fiche technique d'onduleur est présentée en annexe à titre d'exemple. Les onduleurs choisis seront du même type ou équivalent.

• **Transformateur**

Le transformateur élévateur a pour fonction d'élever la tension de sortie de l'onduleur et de transmettre l'électricité produite vers le poste EDF.

Le transformateur sera de type sec d'une capacité de 1000 kVA et sera situé dans le poste de livraison.

2.5.2.4.3 Positionnement du champ photovoltaïque

Les modules montés sur trackers seront orientés plein sud. Les trackers permettent d'incliner les modules solaires en fonction de la course du soleil, afin de maximiser de plus de 20% la production solaire par rapport à une structure fixe.

Un espace inter-rangée d'environ 1,2 m sera nécessaire pour minimiser les ombres portées.

2.5.2.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire du Poste De livraison (PDL) délivrant un niveau de tension HTA (63 kV).

Ce Poste de Livraison sera raccordé au réseau électrique public dans le cadre d'un contrat de vente d'énergie.

2.5.2.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'une centrale solaire au sol, même avec trackers, sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec un camion-citerne dédié et de l'eau filtrée puis adoucie
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective.

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

2.5.2.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiation) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- D'une disposition optimale des panneaux solaires grâce aux trackers
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

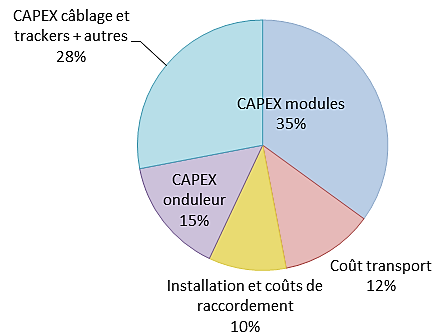
On obtient les résultats suivants :

- Le productible de la centrale est estimé à environ **1,5 GWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 85%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes. Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

2.5.2.5 Calcul de rentabilité

La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

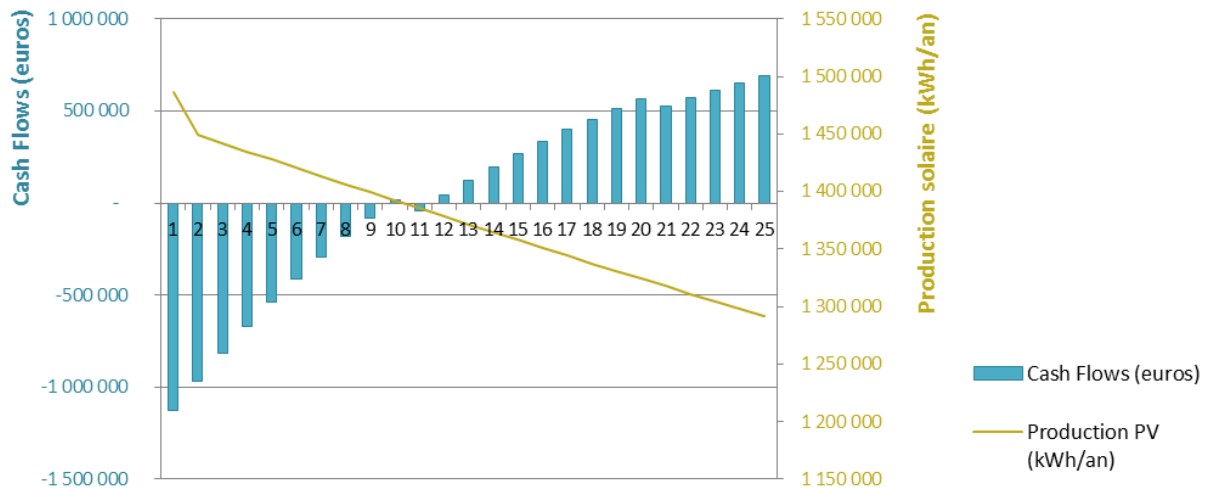
- CAPEX : 1,28 €/Wc, soit 1 351 k€



- OPEX : 10 k€ /an
- Productible PV (1^{ère} année) : 1,5 GWh/an
- Baisse du productible : 0,5%/an
- Taux de disponibilité : 98%
- Taux d'inflation : 0,2%/an
- Tarif de rachat de l'électricité produite : 12,6 c€/kWh
- Changement de l'onduleur année 11

Le temps de retour sur investissement calculé est de **12 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de 0,09 €/kWh. L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :

Evolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an)



2.5.2.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec un terrain favorable à l'implantation d'une centrale PV (proche d'un poste source, surface relativement plane, sans ombrage). Le temps de retour sur investissement est relativement court (12 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera de préciser techniquement les trackers utilisés, de sélectionner les principaux équipements

électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX, et de préciser la possibilité de raccordement d'une telle centrale au poste de livraison auprès d'ErDF.

2.5.3 Etude de pré-faisabilité de l'école Durkheim

2.5.3.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée le système photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de son implantation générale, des équipements et de son fonctionnement.

Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture du système
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée
- Le système photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïques
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - L'onduleur
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée à la centrale.

2.5.3.2 Description générale du site

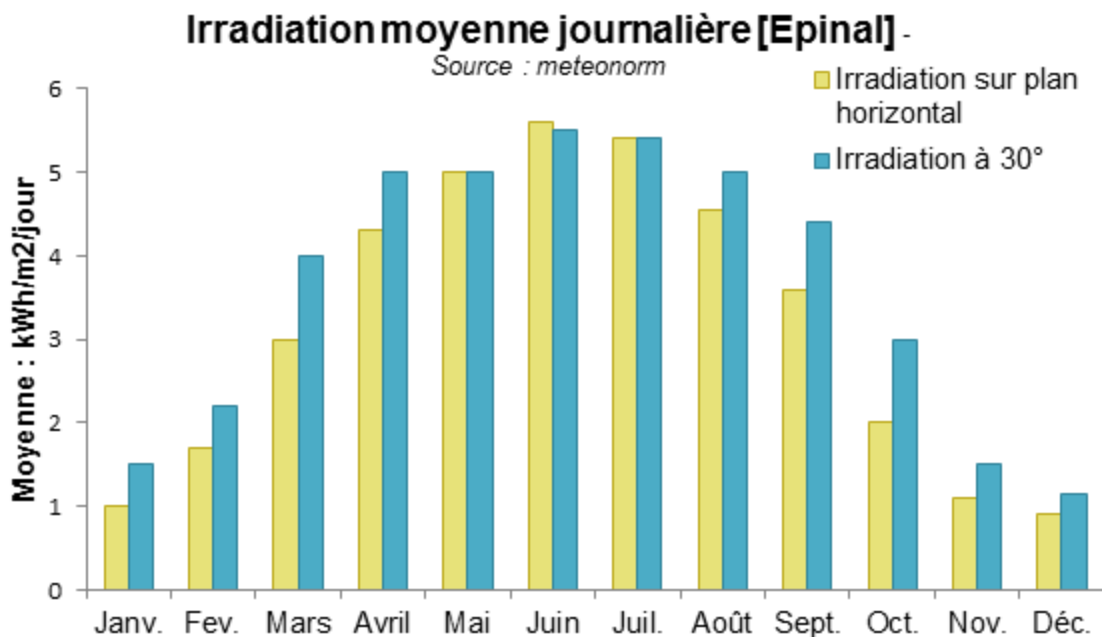
Le site possède les caractéristiques suivantes :

- Ecole Durkheim
- Adresse : 4 Rue Emile Durkheim, 88000 Épinal ;
- Altitude : 384 m
- Surface de toiture disponible pour un système PV : environ 200 m²
- Surface de toiture effectivement utilisée par le système PV : 57,6 m²
- Orientation : Sud-Est
- Inclinaison estimée : 30 °
- Aucun ombrage.



2.5.3.3 Irradiation du site

L'irradiation solaire du site est la suivante :



2.5.3.4 Description technique du système photovoltaïque

Le système est implanté sur la surface sélectionnée en jaune sur le plan ci-dessus.

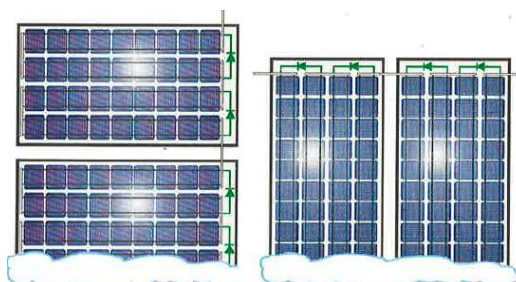
2.5.3.4.1 Architecture de la centrale

Le système se compose de 36 modules photovoltaïques en silicium polycristallin de 250 Wc unitaire pour une puissance totale de 9 kWc.

La toiture sélectionnée n'est pas concernée par des ombrages de proximité (aucun arbre ni bâtiment de plus haute hauteur n'engendrera des ombres portées). Les seuls ombrages pouvant survenir sont ceux liés à l'accumulation de neige.

Dans les régions à fort taux d'enneigement, les pertes liées à la neige peuvent être fortement réduites par un plan de câblage approprié des modules. Il faut ici tenir compte avant tout de l'orientation des branches de cellules connectées en série et du nombre de diodes bypass qui y sont associées. Si des modules standards sont déposés horizontalement, le nombre de branches de cellules affectées par l'ombrage lors du glissement de la neige sera nettement inférieur, c'est pourquoi cette disposition est privilégiée. Elle permettra de maximiser la production du système solaire annuelle.

Disposition horizontale favorable



Les ombrages étant considérés comme peu fréquents, un montage en série est privilégié (montage plus simple et moins coûteux). Par ailleurs, l'utilisation de systèmes en 1500 V permet ce type de montage.

Le courant en courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire de chaîne qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. Le système possède un (1) onduleur solaire de 9 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DC maximale 1500 V, est connecté via des câbles basse tension au point de livraison présent au sein de l'école.

2.5.3.4.2 Schéma de calepinage

Dimensions du système :

- Longueur du système : 19,3 m (12 modules en format paysage)
- Largeur du système : 3 m (3 rangées de 12 modules)
- Espace horizontal entre les modules : 0 m
- Espace vertical entre les modules : 0 m

Les rangées de modules seront en série et reliées à l'onduleur de chaînes.

2.5.3.4.3 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (Pm)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (Vmpp)	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (Isc)	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (Impp)	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

• Structure

Le mode d'intégration privilégié est **l'intégration au bâti**. Dans le cas de ce type de montage, les modules se trouvent dans le même plan que le revêtement de toiture habituel et le remplacent partiellement : les composants du toit sont remplacés par les composants du système photovoltaïque. Celui-ci fait alors partie de l'enveloppe du bâtiment et il assume, outre la production d'électricité, des fonctions d'étanchéité, de protection contre les intempéries, l'isolation thermique, l'insonorisation ou la protection solaire.

Ainsi, les modules auront comme orientation : Sud-Est ; et comme inclinaison 30°.

La structure sera de type métallique et comportera :

- Un écran de sous-toiture
- La fixation au toit
- Les rails porteurs métalliques
- La fixation des modules.

Conformément à une règle fondamentale de toutes les normes de la construction, la structure du système solaire intégré au bâti devra être stable, et ses fixations devront être dimensionnées de telle sorte que le système ne se soulève pas, ne bascule pas, ne glisse pas sous l'effet des charges supposées sur le lieu d'utilisation. Ainsi, le nombre de fixations au toit ainsi que la résistance des rails porteurs (précisés en phase d'Avant-Projet) devront être définis en fonction des caractéristiques du toit de l'école (forme géométrique, pente, type de couverture) et de la disposition des modules. Il s'agira également de vérifier que la construction de la toiture pourra absorber les charges supplémentaires.

• Onduleurs

L'onduleur de chaînes envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 9 kWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (800~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques

- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale.

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur.

L'onduleur sera installé au sein du bâtiment, de préférence dans un local sec, frais et si possible à proximité du compteur. Attention à ne pas positionner les onduleurs sur des parois en bois.

La durée de vie de l'onduleur est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum.

2.5.3.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire de l'onduleur qui sera connecté au point de livraison situé dans l'école.

2.5.3.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'un système intégré au bâti sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec de l'eau filtrée puis adoucie ;
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective.

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

2.5.3.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiance) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- De la disposition du système (orientation Sud-Est et inclinaison 30°)
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

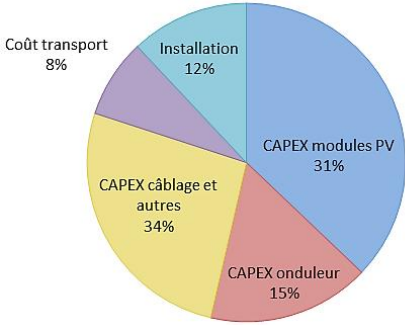
On obtient les résultats suivants :

- Le productible du système PV est estimé à environ **9,98 MWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 84%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes.

Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

2.5.3.5 Calcul de rentabilité

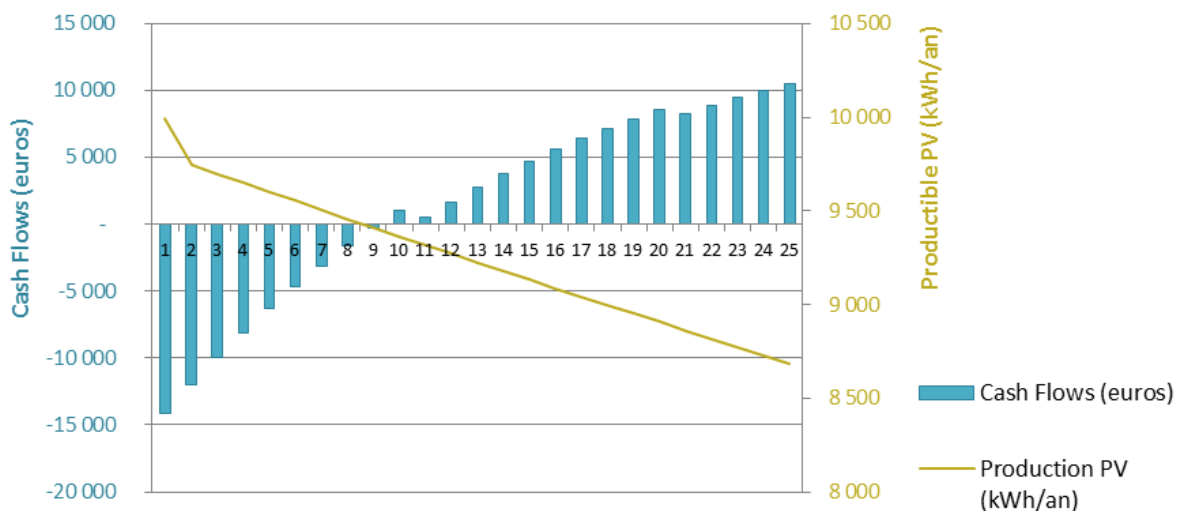
La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

- CAPEX : 1,84 €/Wc, soit 16,7 k€
- 
- OPEX : 132 €/an
 - Productible PV (1^{ère} année) : 9,98 MWh/an
 - Baisse du productible : 0,5%/an
 - Taux de disponibilité : 98%
 - Taux d'inflation : 0,2%/an
 - Tarif de rachat de l'électricité produite : 24,63 c€/kWh
 - Changement de l'onduleur année 11

Le temps de retour sur investissement calculé est de **10 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de **0,167 €/kWh**.

L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :

Evolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an)



2.5.3.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec une surface de toit favorable à l'implantation d'une centrale PV (inclinaison pertinente, orientation optimale, sans ombrage). Le temps de retour sur investissement est relativement court (10 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera de préciser techniquement la capacité de la toiture à supporter le poids du système et vérifier la faisabilité technique de l'implantation du système et de sélectionner les principaux équipements électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX.

2.5.4 Etude de pré-faisabilité de la mairie de Deyvillers

2.5.4.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée le système photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de son implantation générale, des équipements et de son fonctionnement.

Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture du système
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée
- Le système photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïque
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - L'onduleur
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée à la centrale.

2.5.4.2 Description générale du site

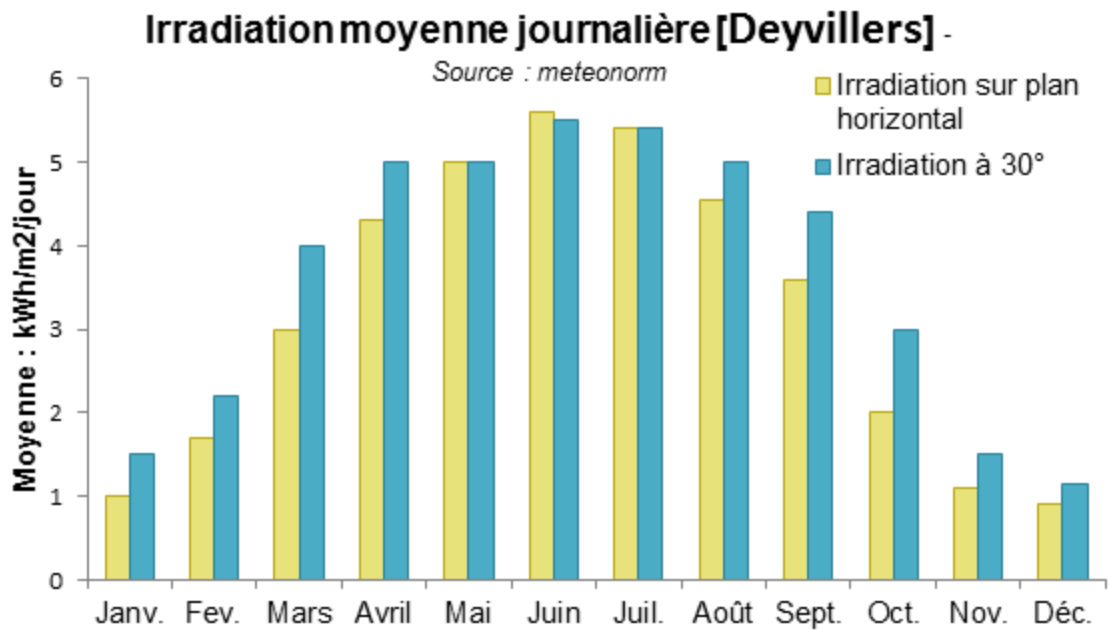
Le site possède les caractéristiques suivantes :

- La mairie de Deyvillers
- Adresse : 2 Rue de Lorraine, 88000 Deyvillers
- Altitude : 390 m
- Surface de toiture disponible pour un système PV : environ 60 m² d'un tenant
- Surface de toiture effectivement utilisée par le système PV : 57,6 m²
- Orientation : Sud-Ouest
- Inclinaison estimée : 25 °
- Aucun ombrage



2.5.4.3 Irradiation du site

L'irradiation solaire du site est la suivante :



2.5.4.4 Description technique du système photovoltaïque

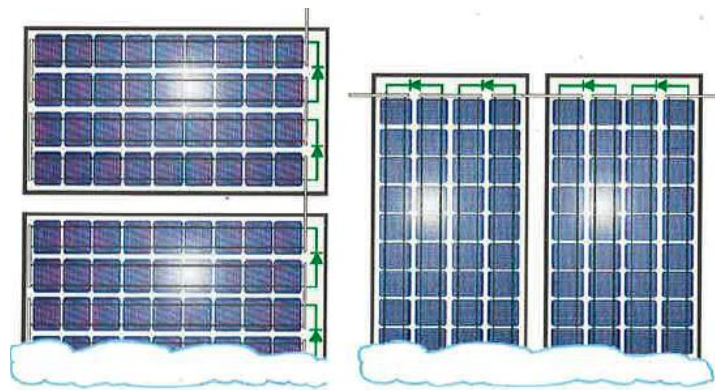
Le système est implanté sur la surface sélectionnée en jaune sur le plan ci-dessus.

2.5.4.4.1 Architecture de la centrale

Le système se compose de 36 modules photovoltaïques en silicium polycristallin de 250 Wc unitaire pour une puissance totale de 9 kWc.

La toiture sélectionnée n'est que peu concernée par des ombrages de proximité (aucun arbre ni bâtiment de plus haute hauteur n'engendrera des ombres portées). Les seuls ombrages pouvant survenir sont ceux liés à l'accumulation de neige.

Dans les régions à fort taux d'enneigement, les pertes liées à la neige peuvent être fortement réduites par un plan de câblage approprié des modules. Il faut ici tenir compte ayant tout de l'orientation des branches de cellules connectées en série et du nombre de diodes bypass qui y sont associées. Si des modules standards sont déposés horizontalement, le nombre de branches de cellules affectées par l'ombrage lors du glissement de la neige sera nettement inférieur, c'est pourquoi cette disposition est privilégiée. Elle permettra de maximiser la production du système solaire annuelle.



Disposition horizontale favorable

Les ombrages étant considérés comme peu fréquents, un montage en série est privilégié (montage plus simple et moins coûteux). Par ailleurs, l'utilisation de systèmes en 1500 V permet ce type de montage.

Le courant en courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire de chaîne qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. Le système possède un (1) onduleur solaire de 9 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DC maximale 1500 V, est connecté via des câbles basse tension au point de livraison présent au sein de l'école.

2.5.4.4.2 Schéma de calepinage

Dimensions du système :

- Longueur du système : 14,4 m (9 modules en format paysage)
- Largeur du système : 4 m (4 rangées de 9 modules)
- Espace horizontal entre les modules : 0 m
- Espace vertical entre les modules : 0 m.

Les rangées de modules seront en série et reliées à l'onduleur de chaînes.

2.5.4.4.3 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (Pm)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (Vmpp)	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (Isc)	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (Impp)	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

• Structure

Le mode d'intégration privilégié est **l'intégration au bâti**. Dans le cas de ce type de montage, les modules se trouvent dans le même plan que le revêtement de toiture habituel et le remplacent partiellement : les composants du toit sont remplacés par les composants du système photovoltaïque. Celui-ci fait alors partie de l'enveloppe du bâtiment et il assume, outre la production d'électricité, des fonctions d'étanchéité, de protection contre les intempéries, l'isolation thermique, l'insonorisation ou la protection solaire.

Ainsi, les modules auront comme orientation : Sud-Ouest ; et comme inclinaison 25°.

La structure sera de type métallique et comportera :

- Un écran de sous-toiture
- La fixation au toit
- Les rails porteurs métalliques
- La fixation des modules.

Conformément à une règle fondamentale de toutes les normes de la construction, la structure du système solaire intégré au bâti devra être stable, et ses fixations devront être dimensionnées de telle sorte que le système ne se soulève pas, ne bascule pas, ne glisse

pas sous l'effet des charges supposées sur le lieu d'utilisation. Ainsi, le nombre de fixations au toit ainsi que la résistance des rails porteurs (précisés en phase d'Avant-Projet) devront être définis en fonction des caractéristiques du toit de l'école (forme géométrique, pente, type de couverture) et de la disposition des modules. Il s'agira également de vérifier que la construction de la toiture pourra absorber les charges supplémentaires.

- **Onduleurs**

L'onduleur de chaînes envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 9 kWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (800~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale.

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur.

L'onduleur sera installé au sein du bâtiment, de préférence dans un local sec, frais et si possible à proximité du compteur. Attention à ne pas positionner les onduleurs sur des parois en bois.

La durée de vie de l'onduleur est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum.

2.5.4.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire de l'onduleur qui sera connecté au point de livraison situé dans la mairie.

2.5.4.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'un système intégré au bâti sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec de l'eau filtrée puis adoucie ;
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective.

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

2.5.4.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiance) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- De la disposition du système (orientation Sud-Ouest et inclinaison 25°)
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

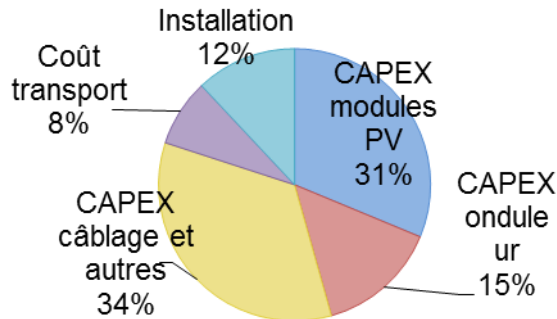
On obtient les résultats suivants :

- Le productible du système PV est estimé à environ **9,88 MWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 84%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes. Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

2.5.4.5 Calcul de rentabilité

La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

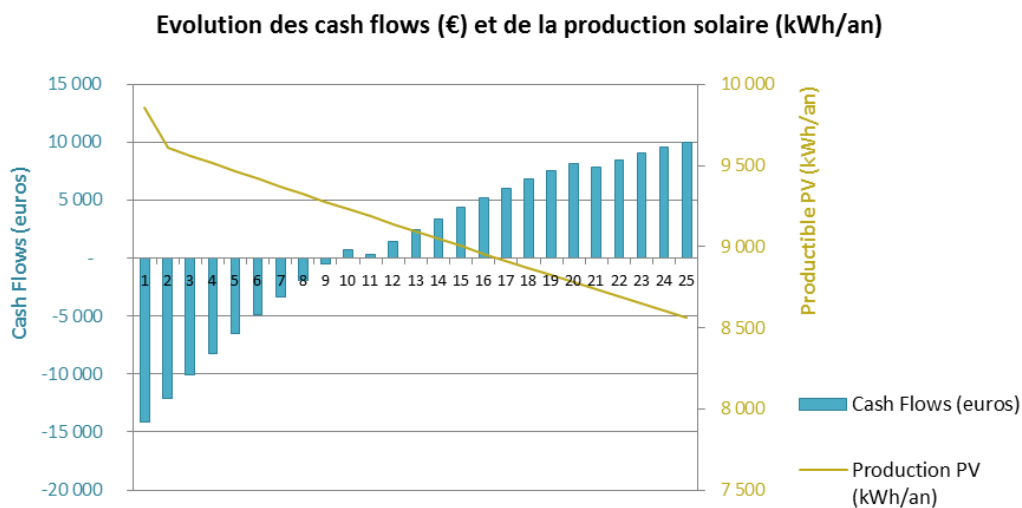
- CAPEX : 1,84 €/Wc, soit 16,7 k€



- OPEX : 132 €/an
- Productible PV (1^{ère} année) : 9,88 MWh/an
- Baisse du productible : 0,5%/an
- Taux de disponibilité : 98%
- Taux d'inflation : 0,2%/an
- Tarif de rachat de l'électricité produite : 24,63 c€/kWh
- Changement de l'onduleur année 11

Le temps de retour sur investissement calculé est de **10 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de 0,17 €/kWh.

L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :



2.5.4.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec une surface de toit favorable à l'implantation d'une centrale PV (inclinaison pertinente, orientation optimale, pas d'ombrages). Le temps de retour sur investissement est relativement court (10 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera de préciser techniquement la capacité de la toiture à supporter le poids du système et vérifier la faisabilité technique de l'implantation du système et de sélectionner les principaux équipements électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX.

2.5.5 Etude de pré-faisabilité de l'école maternelle d'Archettes

2.5.5.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée le système photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de son implantation générale, des équipements et de son fonctionnement.

Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture du système
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée
- Le système photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïques
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - L'onduleur
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée au système.

2.5.5.2 Description générale du site

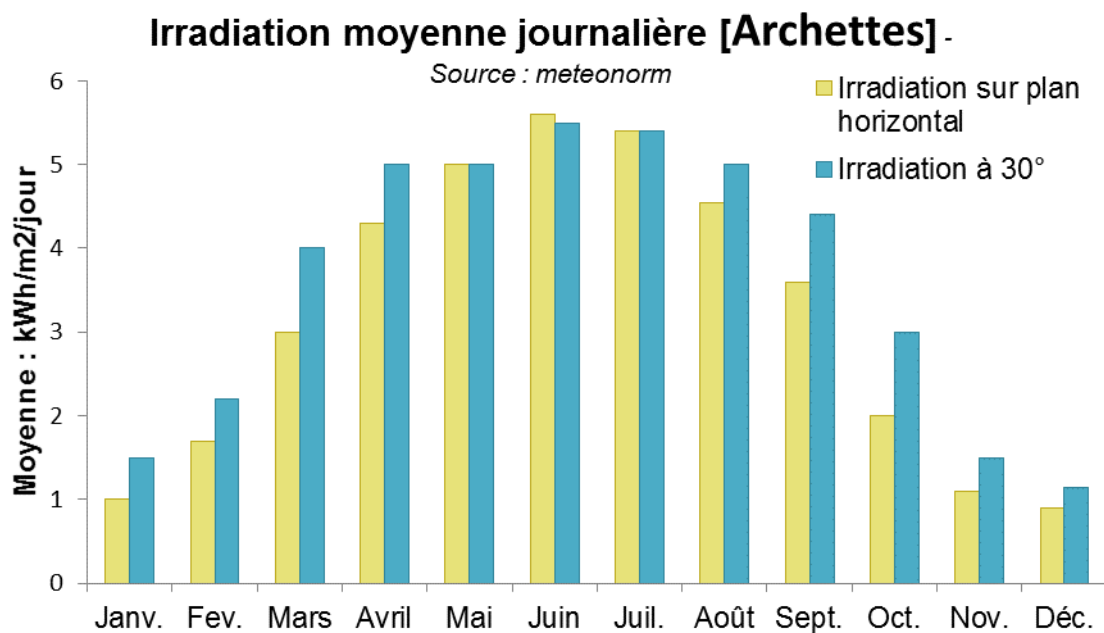
Le site possède les caractéristiques suivantes :

- L'école maternelle d'Archettes
- Adresse : Rue du 22 septembre, 88380 Archettes
- Surface de toiture disponible pour un système PV : environ 150 m²
- Surface de toiture effectivement utilisée par le système PV : 57,6 m²
- Orientation : Sud Est
- Inclinaison : 35 °
- Aucun ombrage.



2.5.5.3 Irradiation du site

L'irradiation solaire du site est la suivante :



2.5.5.4 Description technique du système photovoltaïque

Le système est implanté sur la surface sélectionnée en rouge sur le plan ci-dessus.

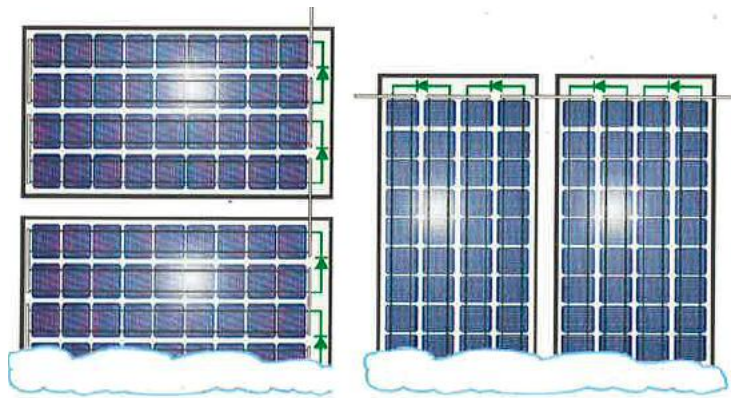
2.5.5.4.1 Architecture de la centrale

Le système se compose de 36 modules photovoltaïques en silicium polycristallin de 250 Wc unitaire pour une puissance totale de 9 kWc.

La toiture sélectionnée est concernée par des ombrages de proximité : quelques arbres se situent au sud de la toiture pouvant engendrer des ombrages sur le système en début et

fin de journée. Il conviendra ainsi de positionner le système solaire bien en hauteur de la toiture afin de limiter ces ombres portées (qui restent limitées). Par ailleurs, des ombrages peuvent également survenir lors de chutes de neige.

Dans les régions à fort taux d'enneigement, les pertes liées à la neige peuvent être fortement réduites par un plan de câblage approprié des modules. Il faut ici tenir compte avant tout de l'orientation des branches de cellules connectées en série et du nombre de diodes bypass qui y sont associées. Si des modules standard sont déposés horizontalement, le nombre de branches de cellules affectées par l'ombrage lors du glissement de la neige sera nettement inférieur, c'est pourquoi cette disposition est privilégiée. Elle permettra de maximiser la production du système solaire annuelle.



Disposition horizontale favorable

Les ombrages étant considérés comme peu fréquents, un montage en série est privilégié (montage plus simple et moins coûteux). Par ailleurs, l'utilisation de systèmes en 1500 V permet ce type de montage.

Le courant en courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire de chaîne qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. Le système possède un (1) onduleur solaire de 9 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DC maximale 1500 V, est connecté via des câbles basse tension au point de livraison présent au sein de l'école.

2.5.5.4.2 Schéma de calepinage

Dimensions du système :

- Longueur du système : 19,3 m (12 modules en format paysage)
- Largeur du système : 3 m (3 rangées de 12 modules)
- Espace horizontal entre les modules : 0 m
- Espace vertical entre les modules : 0 m.

Les rangées de modules seront en série et reliées à l'onduleur de chaînes.

2.5.5.4.3 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (Pm)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (Vmpp)	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (Isc)	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (Impp)	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

Caractéristiques des modules solaires

• Structure

Le mode d'intégration privilégié est **l'intégration au bâti**. Dans le cas de ce type de montage, les modules se trouvent dans le même plan que le revêtement de toiture habituel et le remplacent partiellement : les composants du toit sont remplacés par les composants du système photovoltaïque. Celui-ci fait alors partie de l'enveloppe du bâtiment et il assume, outre la production d'électricité, des fonctions d'étanchéité, de protection contre les intempéries, l'isolation thermique, l'insonorisation ou la protection solaire.

Ainsi, les modules auront comme orientation : Sud-Est ; et comme inclinaison 35°.

La structure sera de type métallique et comportera :

- Un écran de sous-toiture
- La fixation au toit
- Les rails porteurs métalliques
- La fixation des modules.

Conformément à une règle fondamentale de toutes les normes de la construction, la structure du système solaire intégré au bâti devra être stable, et ses fixations devront être dimensionnées de telle sorte que le système ne se soulève pas, ne bascule pas, ne glisse pas sous l'effet des charges supposées sur le lieu d'utilisation. Ainsi, le nombre de fixations au toit ainsi que la résistance des rails porteurs (précisés en phase d'Avant-Projet) devront être définis en fonction des caractéristiques du toit de l'école (forme géométrique, pente, type de couverture) et de la disposition des modules. Il s'agira également de vérifier que la construction de la toiture pourra absorber les charges supplémentaires.

- **Onduleurs**

L'onduleur de chaînes envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 9 kWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (800~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur.

L'onduleur sera installé au sein du bâtiment, de préférence dans un local sec, frais et si possible à proximité du compteur. Attention à ne pas positionner les onduleurs sur des parois en bois.

La durée de vie de l'onduleur est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum.

2.5.5.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire de l'onduleur qui sera connecté au point de livraison situé dans l'école.

2.5.5.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'un système intégré au bâti sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec de l'eau filtrée puis adoucie ;
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

2.5.5.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiance) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- De la disposition du système (orientation Sud-Est et inclinaison 35°)
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

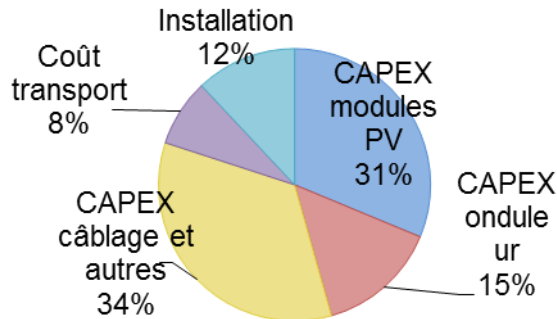
On obtient les résultats suivants :

- Le productible du système PV est estimé à environ **10,35 MWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 85%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes. Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

2.5.5.5 Calcul de rentabilité

La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

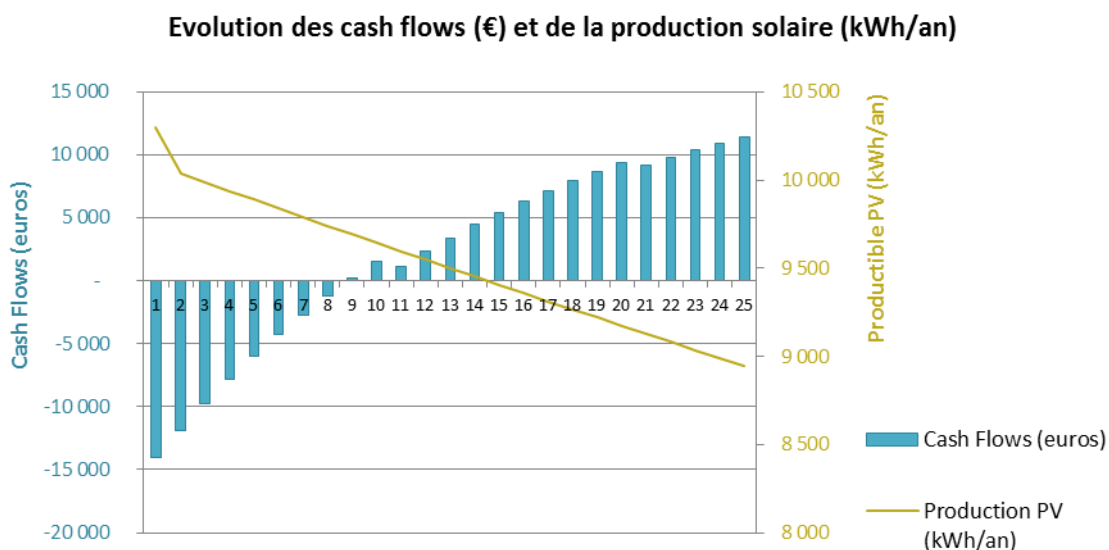
- CAPEX : 1,84 €/Wc, soit 16,7 k€



- OPEX : 132 €/an
- Productible PV (1^{ère} année) : 10,35 MWh/an
- Baisse du productible : 0,5%/an
- Taux de disponibilité : 98%
- Taux d'inflation : 0,2%/an
- Tarif de rachat de l'électricité produite : 24,63 c€/kWh
- Changement de l'onduleur année 11.

Le temps de retour sur investissement calculé est de **10 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de **0,12 €/kWh**.

L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :



2.5.5.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec une surface de toit favorable à l'implantation d'une centrale PV (inclinaison pertinente, orientation optimale, sans ombrage). Le temps de retour sur investissement est relativement court (10 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera de préciser techniquement la capacité de la toiture à supporter le poids du système et vérifier la faisabilité technique de l'implantation du système et de sélectionner les principaux équipements électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX.

2.6 Contraintes administratives et réglementaires

Les contraintes administratives et financières ont été identifiées afin de permettre une réussite du montage des dossiers.

2.6.1 Contraintes administratives

L'exploitant d'un système solaire, s'il est considéré comme une entreprise d'un point de vue fiscal, doit tenir une comptabilité de ses recettes et de ses dépenses et conserver toutes les pièces justificatives pendant 10 ans. A la fin de chaque année, l'exploitant réalisera un simple calcul «recettes-dépenses». Il obtiendra alors le résultat annuel indiquant si la production solaire a dégagé des bénéfices ou entraîné des pertes. Tous les paiements qui sont en relation économique directe avec l'exploitation du système doivent être comptabilisés. Le calcul «recettes-dépenses» doit également être présenté au centre des impôts.

2.6.2 Contexte réglementaire

2.6.2.1 Création de bâtiments d'activités neufs avec panneaux photovoltaïques (agricoles, industriels, commerciaux...)

Si projet > 5000 m² de Surface Hors Œuvre Brute (SHOB) dans une commune dépourvue de document d'urbanisme, alors une étude d'impact doit être réalisée et le projet fera l'objet d'une enquête publique conformément aux articles suivants :

➔ *Articles L. 122-1, R. 122.1, R. 122-16 du code de l'environnement*

Lorsqu'un document d'urbanisme existe, son règlement s'applique pour l'implantation et la configuration du bâtiment projeté.

Un permis de construire est à solliciter dans le cas de pose de panneaux sur immeuble protégé au titre des monuments historiques.

Pour les installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), l'implantation de panneaux photovoltaïques doit, avant sa réalisation, être portée à la connaissance du préfet par le titulaire de l'autorisation ou du récépissé de déclaration avec tous les éléments d'appréciation.

➔ *Articles R. 512-33 et R. 512-54 du code de l'environnement*

2.6.2.2 Installation de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments existants

Les procédures liées plus spécifiquement au code de l'urbanisme sont les suivantes :

- 1^{ère} étape : prise de connaissance auprès de la mairie des éventuelles contraintes urbanistiques du site photovoltaïque. Il est prudent de vérifier préalablement auprès des autorités municipales que le site n'est pas réglementé par un plan local d'urbanisme (PLU), le cas échéant il faudra s'y soumettre
- Une déclaration de travaux s'impose aux constructions dont la hauteur au-dessus du sol est supérieure à 12 mètres et qui n'ont pas pour effet de créer une surface hors œuvre brut (article R. 421-9.c du Code de l'urbanisme)
- Toute installation ayant pour conséquence une modification de l'aspect extérieur du bâtiment entraîne de ce fait une procédure de déclaration préalable (article R.421-17 du Code de l'Urbanisme). Ce document est disponible en mairie
- Un Certificat de Non Opposition à la Déclaration Préalable (article R 424-13 du code de l'urbanisme) est demandé par ERDF afin de considérer la demande de raccordement comme complète
- Dans le cas exceptionnel d'un bâtiment existant inscrit au titre des monuments historiques, il conviendra de déposer un permis de construire.

Il reste également conseillé, dans les périmètres concernés, de contacter en amont les Architectes des Bâtiments de France (ABF) pour leur soumettre le projet et l'adapter, le cas échéant, avant soumission officielle de la demande.

Le gestionnaire de réseau exige l'obtention du document d'urbanisme, en vertu de l'article L 111-6 du code de l'urbanisme. Le contenu de cet article conditionne la mise en service de l'installation photovoltaïque à la satisfaction des dispositions d'urbanisme.

2.6.2.3 Centrales photovoltaïques au sol

Au titre du code de l'urbanisme :

- Déclaration préalable à délivrer au préfet si puissance crête ≤ 3 kWc et hauteur $> 1,8$ m
- Déclaration préalable à délivrer au préfet si $3 \text{ kWc} \leq$ puissance crête ≤ 250 kWc quelle que soit la hauteur
- Permis de construire si puissance crête > 250 kWc.

➔ Articles R. 421-9

Dans les secteurs sauvegardés dont le périmètre a été délimité, dans un site classé, dans les réserves naturelles et dans les parcs nationaux :

- Déclaration préalable si puissance crête $\leq 3\text{kWc}$
- Permis de construire pour les autres cas.

➔ *Article R. 421-11*

Au titre du code de l'environnement :

Les projets dont la puissance crête¹ est $>$ à 250 kWc sont soumis à étude d'impact (à joindre au dossier de permis de construire), dont le contenu est décrit à l'article R. 122-3, et à enquête publique qui se déroule selon les articles R. 123-6 et suivants.

Au titre de la loi sur l'eau :

L'étude d'impact doit aborder les aspects liés aux risques érosifs et aux risques de ruissellement.

Pour les projets situés dans des zones inondables, des zones humides..., un dossier spécifique loi sur l'eau doit être élaboré.

➔ *Articles R. 122-8 et R. 123-1*

L'étude d'impact est soumise à l'avis de l'autorité environnementale (préfet de région assisté par la DREAL). Cet avis est joint au dossier d'enquête publique.

➔ *Articles L. 122-1 à L.122-3 et R. 122-1 à R. 122-15*

Les projets situés dans ou à proximité d'un site Natura 2000 et susceptibles de l'affecter de manière significative (compte tenu de la distance, de la topographie, de l'hydrographie, du fonctionnement des écosystèmes, de la nature et de l'importance du projet, des caractéristiques du ou des sites et de leurs objectifs de conservation) doivent faire l'objet d'une évaluation des incidences.

➔ *Articles L. 414-4 et R. 414-19*

Au titre du code forestier

Autorisation de défrichement si le projet impacte un massif forestier de plus de 1 ha d'un seul tenant. Des plantations compensatoires peuvent être exigées.

➔ *Articles L. 311-1 et suivants*

Au titre du code du patrimoine

Les installations situées dans le champ de visibilité d'un édifice classé au titre des monuments historiques ou inscrit, sont soumises à l'avis de l'Architecte des Bâtiments de France (ABF).

Au titre de la loi relative au service public d'électricité

Le pétitionnaire doit être détenteur d'une autorisation d'exploiter au-dessus de 4,5 MW_c délivrée par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) ou en faire la déclaration entre 250 kW_c et 4,5 MW_c.

2.7 Synthèse du potentiel

2.7.1 Synthèse

Le potentiel solaire des Vosges Centrales s'élève à 628 MW_c, générant une production estimée de 876 GWh/an.

En excluant les zones agricoles du développement PV au sol, le potentiel est alors de 103 MW_c, soit une production de 143 GWh/an.

- Les possibilités de développement photovoltaïque sur le territoire sont diffuses sur le territoire. En l'état actuel de l'étude les zones agricoles sont incluses dans les cartographies, une étude plus précise des zones agricoles à faible rendement pourrait permettre de préciser le potentiel.

Par ailleurs, sept sites ont fait l'objet d'une étude de préfaisabilité, avec comme principaux résultats :

Nom du site	Production potentielle	Coût d'investissement	Temps de retour sur investissement
Site Vincey	1 500 MWh	1 319 k€	12 ans
Secteur Pré Droué Chavelot	1 500 MWh	1 351 k€	12 ans
Ecole Durkheim	9,98 MWh	16,7 k€	10 ans
Mairie de Deyvillers	9,88 MWh	16,7 k€	10 ans
Ecole maternelle d'Archettes	10,35 MWh	16,7 k€	10 ans
Ecole de Louis Blanc (Vittel)	9,9 MWh	16,7 k€	10 ans
Ecole Tarpenet (Plombières-les-Bains)	10,3 MWh	16,7 k€	10 ans

2.7.2 Proposition de plan d'actions

Ci-dessous est proposé un plan d'actions afin de mobiliser les acteurs nécessaires au bon déroulement d'un projet à ses différentes étapes :

<i>Etapes</i>	<i>Responsable</i>	<i>Durée</i>
<u>Etape 1</u> : Spatialisation de la potentialité des centrales au sol + Validation des sites à étudier de manière plus approfondies. Valider la puissance des systèmes et des contraintes applicables	Syndicat Mixte du SCoT des Vosges avec éventuellement AMO ou études d'une Ingénierie	1 MOIS
<u>Etape 2</u> : Sécurisation du foncier	Syndicat Mixte en contact avec les propriétaires des terrains	1-6 MOIS
<u>Etape 3</u> : Procédures administratives	Syndicat Mixte + Bureau d'Etudes pour la réalisation des études d'impacts	
<div> <div>Si système sur toiture existante (hors site classé/inscrit)</div> <div>↓</div> <div>Déclaration préalable (DP) en mairie</div> </div> <div> <div>Si centrale au sol > 250 kWc</div> <div>↓</div> <div>Etudes d'impact sur l'environnement + paysagère à joindre au Permis de Construire en mairie</div> </div>		8 MOIS
<u>Etape 4</u> : Analyse du dossier. Préconisations.	DDTM	
<u>Etape 5</u> : Enquête publique	Citoyens	1 MOIS
<u>Etape 6</u> : Avis du Préfet	Préfet	2 MOIS
<u>Etape 7</u> : Etudes techniques (Avant-Projet Détaillé, Etudes de détail	Ingénierie, General Contractor	1-6 MOIS
<u>Etape 8</u> : Travaux, commissioning, mise en service	General Contractor	1-10 MOIS
<u>Etape 8</u> : Exploitation du système PV	Exploitant	> 25 ANS

III. POTENTIEL TERRITORIAL EN SOLAIRE THERMIQUE

3.1 _____ p. 96

ETAT DES LIEUX

3.2 _____ p. 96

POTENTIEL SOLAIRE THERMIQUE
PAR SECTEUR

3.3 _____ p.99

SYNTHÈSE DU POTENTIEL

3 Potentiel solaire thermique

L'énergie solaire de rayonnement est une énergie renouvelable. La grande majorité des ressources énergétiques terrestres provient directement ou indirectement de l'énergie solaire (dont le bois-énergie via la photosynthèse et l'éolien via le réchauffement des masses d'air). L'énergie du rayonnement solaire peut être directement exploitée de jour grâce à des capteurs bien exposés.

Les panneaux pour le solaire thermique permettent d'obtenir facilement de l'eau à des températures équivalentes à celles de l'eau chaude sanitaire : ils peuvent donc répondre à ces besoins pour un ou plusieurs ménages, mais souvent de façon partielle (un complément s'avère nécessaire pour les jours de faible rayonnement). Les systèmes répondant aux besoins d'un ménage en eau chaude sanitaire sont appelés CESI (chauffe-eau solaire individuel). Les systèmes répondant aux besoins cumulés de plusieurs ménages en eau chaude sanitaire, dans le cas de logements collectifs, sont appelés CESCO (chauffe-eau solaire collectif individualisé), et sont comparables aux CESI en termes de productivité, de températures de consigne et de surface d'implantation. Dans le cas où le bâtiment bénéficie d'un système de chauffage à basse température (bâtiments récents ou ayant connu une réhabilitation thermique), le solaire thermique peut également assurer une partie des besoins de chauffage : ce sont les systèmes dits SSC (système solaire combiné).

3.1 Etat des lieux

D'après les données de Air Lorraine, en 2005, la surface totale de panneaux solaires thermiques est de près de 4601 m² sur le territoire, répartis à 55% par les CESI, et à 45% par les SSC :

EPCI 2016	Surface de capteurs (m²)	Potentiel de production solaire (MWh)
CAE	3 345	1 673
Dompaire Mirecourt	805	403
Rambervillers	451	225
Total général	4 601	2 300

3.2 Potentiels de solaire thermique par secteur

3.2.1 Potentiel de solaire thermique dans le résidentiel

3.2.1.1 Gisement brut

Le gisement de développement de la production solaire thermique étudié concerne le développement de la production d'eau chaude sanitaire (ECS) solaire pour couvrir les besoins de chaleur et d'ECS de logements ciblés du parc existant.

Le gisement brut de la filière ECS solaire correspond au nombre de chauffe-eau présents dans le parc de logements du territoire, dans l'optique de leur remplacement par des systèmes solaires. Cette donnée est obtenue sur la base des fichiers de l'INSEE (RGP).

Dans le cas des immeubles de logement collectif, on ne retiendra que les logements équipés d'un système de chauffage central collectif où l'installation de systèmes solaires thermiques avec panneaux en toiture est facilitée – voire rendue possible – par la préexistence d'une distribution d'eau chaude, ce qui n'est pas le cas dans les bâtiments équipés de systèmes de chauffage individuel.

3.2.1.2 Contraintes techniques et juridiques de développement

Certaines contraintes techniques et juridiques à l'implantation de panneaux solaires thermiques en toiture réduisent les possibilités d'implantation. Elles sont principalement liées à la quantité d'énergie solaire reçue en fonction de l'emplacement de l'installation : la combinaison de l'orientation et de l'exposition de la toiture conditionne la quantité d'énergie reçue. Le relief et les autres bâtiments projettent une ombre qui peut potentiellement masquer la toiture d'un bâtiment durant une période importante de la journée.

Les contraintes juridico-administratives concernent la préservation des paysages urbains autour des bâtiments classés monuments historiques. De plus, la définition des ZPPAUP (Zone de Protection du Patrimoine Architectural, Urbain et Paysager) devenu AVAP (Aire de mise en Valeur de l'Architecture et du Patrimoine) conditionne de plus en plus les possibilités d'implantation. La définition de ces zones permet notamment d'offrir une protection patrimoniale plus adaptée qui ne bloque pas les projets. La densité de monuments en centre-ville est généralement un facteur propice à la définition d'une AVAP.

La prise en compte de ces contraintes liées au patrimoine et aux enjeux d'orientation ou de masque des panneaux solaires thermiques est réalisée d'après les coefficients retenus usuellement : 66% des maisons individuelles et 49% des logements en immeubles collectifs sont retenus dans l'analyse d'un gisement net. Au total 10 608 chauffe-eau solaires sont éligibles en immeubles collectifs et 26 639 en maisons individuelles. En faisant l'hypothèse d'une couverture en panneaux de 2m² par logement pour les installations collectives et 4m² par logements pour les installations individuelles.

En considérant qu'un chauffe-eau solaire produit 40% des besoins en ECS dans le cas des maisons individuelles et 30% dans le cas des logements en immeubles collectifs, on obtient un potentiel de production de 21,1 GWh sur le territoire TEPOS, dont 16,8 GWh pour les maisons individuelles et 4,3 GWh pour les immeubles collectifs.

3.2.2 Potentiel solaire thermique dans le tertiaire

Le potentiel en solaire thermique du parc résidentiel peut être complété d'un potentiel sur une partie du parc tertiaire. Son retenus pour l'étude :

- Les hôtels (Source : Insee en partenariat avec la DGE et les partenaires territoriaux)
- Les résidences de tourisme (Source : Insee en partenariat avec la DGE et les partenaires territoriaux)
- Les maisons de retraite (Source : Ministère des affaires sociales et de la Santé)

La production d'eau chaude est estimée d'après le nombre d'occupants par résidence. Les résultats du potentiel solaire thermique sont les suivants :

	Nombre d'occupants estimé	Besoins en ECS estimés	Potentiel solaire thermique
hôtels	808	2 875 MWh	862 MWh
résidences de tourisme	54	63 MWh	19 MWh
maisons de retraite	2083	1 666 MWh	500 MWh

3.2.1 Contexte économique de développement

Les travaux de l'ADEME estiment que le coût d'investissement de systèmes solaires thermiques est de 1 054€ par m² installé auxquels il faut rajouter 26 € par m² par an pour la maintenance. De la même façon l'impact emploi serait d'un peu plus de 1 emploi ETP par m² installé quand environ 5 emplois ETP sont liés à la maintenance de 20 000 m² de panneaux.

Des aides fiscales à l'investissement sont disponibles pour l'installation de panneaux solaires thermiques. D'une part, un crédit d'impôt de 15% du montant d'investissement est accordé en 2014 pour les dépenses d'acquisition des panneaux solaires thermiques qui répondent à des critères de qualité normés. Le montant des dépenses éligibles au crédit d'impôt est cependant plafonné entre 8 000 € et 16 000 € en fonction de la situation fiscale du ménage ou 1 000 € TTC par m² de panneaux installé. D'autre part, une TVA réduite à 5,5% est applicable à l'acquisition et à l'installation d'un système solaire thermique éligible au crédit d'impôt et dans le cas où le même professionnel fournit le matériel et procède à l'installation. Ces aides sont cumulables avec l'éco-prêt à taux zéro ou encore avec les aides de l'ANAH en fonction du niveau de ressources des ménages.

Le contexte de soutien au développement des filières solaires thermiques devrait connaître de nombreux bouleversements à l'horizon 2050 ; il est difficile de les projeter.

En appliquant les données de l'ADEME, la mobilisation du gisement décrite précédemment dans le parc existant et dans le neuf, pour une surface installée totale de capteurs de 489 200 m² de capteurs⁶, on estime que le développement du solaire thermique génère 516 millions d'euros d'investissement, ce qui pourrait permettre la création de 165 emplois en équivalent-temps plein sur la période de mise en œuvre d'ici 2050.

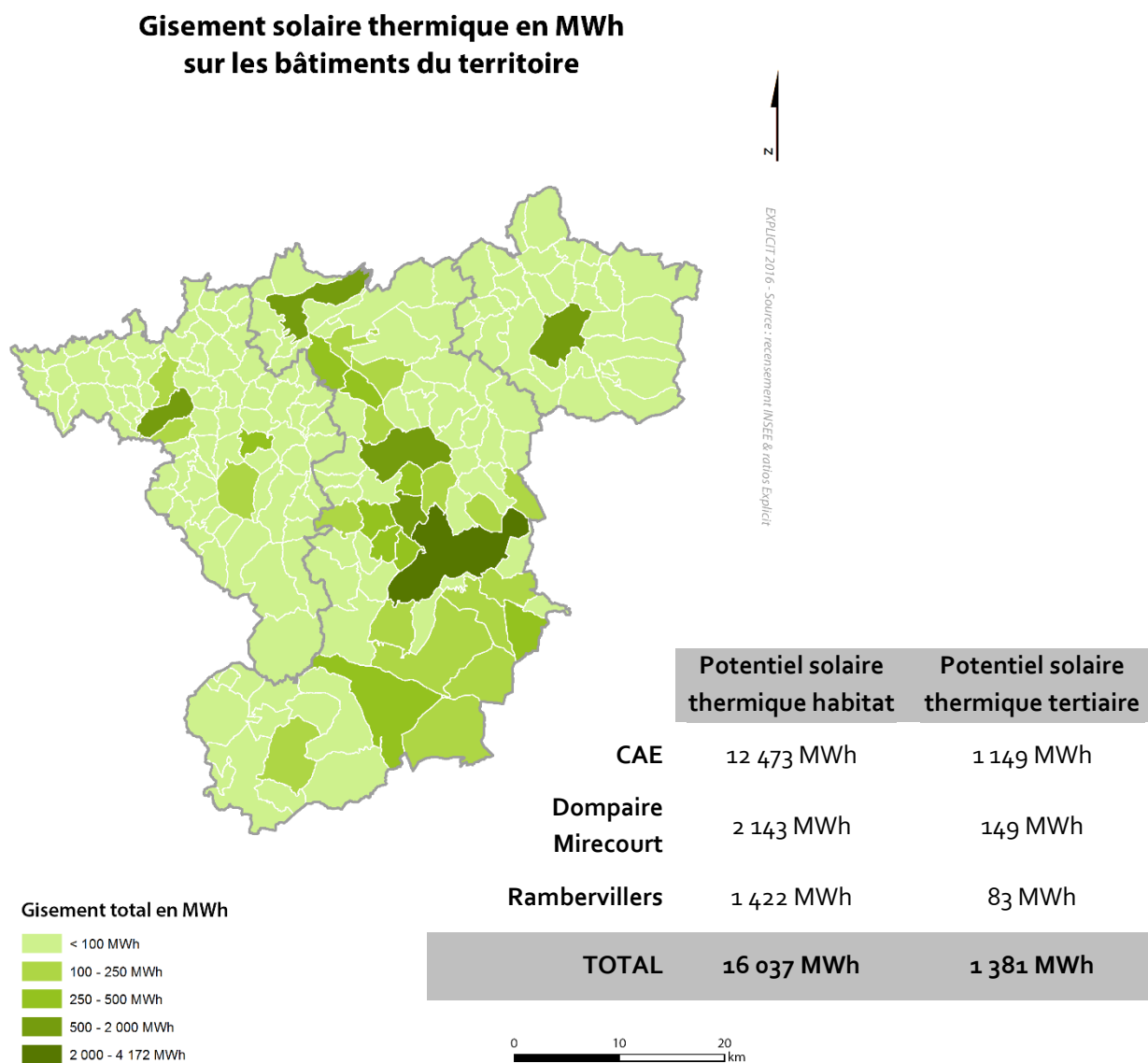
Les dépenses de maintenance des équipements pourraient quant à elles générer la création de 250 emplois équivalent-temps plein à développement finalisé des filières.

⁶ 214 100 m² de capteurs de SSC et 275 100 m² de capteurs de chauffe-eau solaire

3.3 Synthèse du potentiel

Au total, on estime que le potentiel de production d'énergie solaire thermique du territoire est de 17,5 GWh, dont 16 GWh concernant le secteur résidentiel.

Ce gisement se répartit logiquement en fonction de la taille résidentielle des communes du SCoT, comme le montre la carte ci-après :



IV. POTENTIEL TERRITORIAL MÉTHANOGENÈ

4.1 _____ p. 102

INTRODUCTION & MÉTHODOLOGIE

4.2 _____ p. 105

ETAT DES LIEUX & ENJEUX

4.3 _____ p. 108

DESCRIPTION DE LA ZONE D'ÉTUDE

4.4 _____ p. 110

ETAT DU GISEMENT MÉTHANOGENÈ

4.5 _____ p.128

MONTAGE D'UN PROJET DE MÉTHANISATION

4.6 _____ p.153

SÉLECTION DES ZONES À PRIVILÉGIÉES

4.7 _____ p.160

SYNTHÈSE DU POTENTIEL

4 Potentiel méthanogène

4.1 Introduction & méthodologie

4.1.1 Rappel du cahier des charges

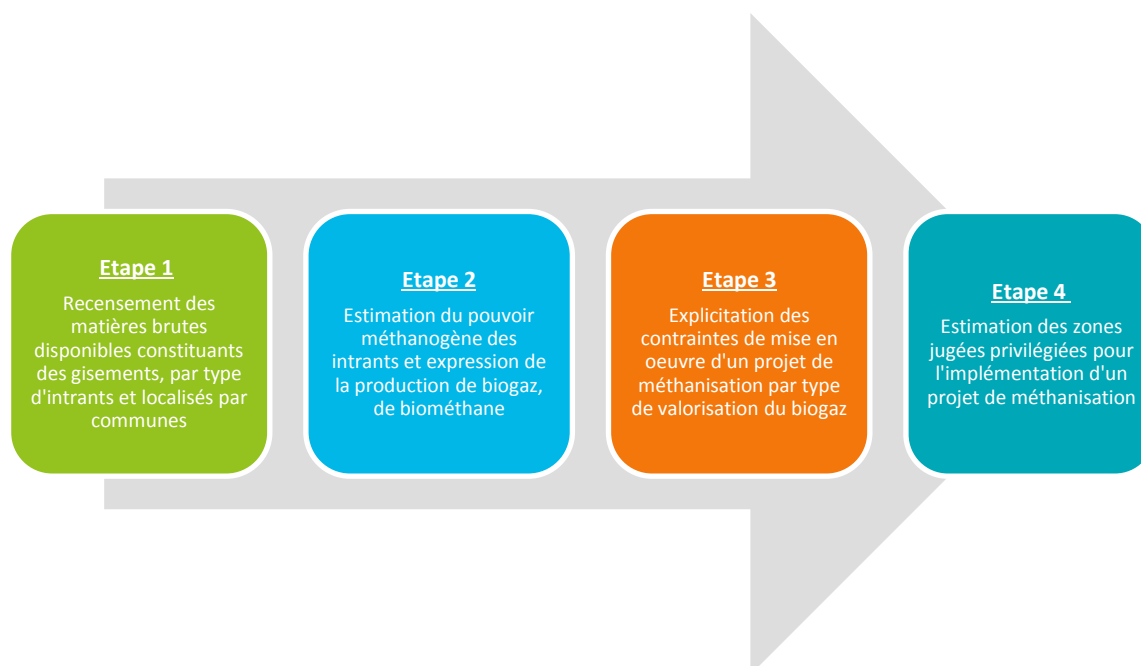
La mission de Tractebel a pour but l'estimation du gisement de matières méthanisables, et des débouchés du biogaz produit au sein du territoire étudié. Les attendus de l'étude sont les éléments suivants :

- Un recensement des gisements mis-à-jour sur le nouveau territoire du SCOT
- Une vision plus précise avec des données à l'échelle des communes
- Une méthodologie de recensement et explicitation des hypothèses
- Des cartographies illustrant les différents résultats
- Une discussion des différentes voies de valorisation et de leur rentabilité
- Une sélection de zones à privilégier pour l'implantation d'un projet de méthanisation, associées au type de valorisation

4.1.2 Méthodologie

4.1.2.1 Etapes

Quatre étapes décomposent l'étude de potentiel réalisée par Tractebel :



Les étapes 1 et 2 suivent la méthodologie explicitée par SOLAGRO et INDDIGO pour le compte de l'ADEME dans la publication « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation » (avril 2013), nommée « rapport ADEME » ci-dessous. L'estimation du gisement s'adapte aux particularités du territoire étudié grâce à l'étude de l'ADEME « Etude sur les gisements de biogaz en Région Lorraine » de 2007, et à l'étude d'AGRIA Lorraine pour la Région Lorraine et l'ADEME « Développement de la méthanisation dans le secteur des industries agroalimentaires en Lorraine » de 2014.

4.1.2.2 Etape 1

4.1.2.2.1 Méthodes

Le recensement des données de base (tonnage de matières brutes) est principalement réalisé à partir des ressources disponibles en lignes (types bases de données INSEE, recensement agricole...) et des données d'entrée réceptionnées.

Afin d'estimer le gisement, différents ratios et hypothèses issus des rapports ADEME (2007 et 2013) et de l'étude d'AGRIA Lorraine ou estimés à partir de ces documents, ont été appliqués. Le gisement exact pris en compte, ainsi que les hypothèses appliquées sont explicitées par la suite pour chaque type d'intrants.

De manière générale, le gisement brut recense la matière brute produite sur le territoire. Il comprend donc toute la matière existante, sans y soustraire les tonnages déjà utilisés pour une autre valorisation ou difficilement récupérables. La disponibilité du gisement ne prend donc pas en compte les utilisations actuelles des ressources en valorisations organiques telles que l'épandage et le compostage.

Lorsque pertinent, une distinction est faite entre le gisement brut et un gisement récupérable plus plausiblement utilisable dans de futurs projets. En effet, à ce jour, une partie de la matière fermentescible brute produite est souvent déjà utilisée au sein d'un traitement organique.

4.1.2.2.2 Limites

Toute matière ayant une fraction suffisante de matière organique est susceptible de produire du biogaz par méthanisation. Les gisements étudiés se restreignent aux matières les plus fermentescibles (pouvoir méthanogène élevé) et dont le gisement est significatif sur le territoire, notamment les gisements issus :

- De l'agriculture (élevages et cultures)
- Des déchets des IAA
- De l'assainissement et STEP privées

Une ouverture concernant les gisements issues des collectivités tels que les ordures ménagères et les déchets verts récupérés en déchetterie, est également réalisée.

4.1.2.3 Etape 2

Pour chaque type d'intrants, il s'agit d'estimer combien de méthane est produit par méthanisation. Dans un premier temps, une estimation est réalisée via les ratios disponibles dans les rapports ADEME (2013 et 2007), fournissant directement le volume de méthane produit par an. Dans un second temps, les tonnages d'intrants estimés lors de l'étape 1, sont implémentés dans un modèle de dimensionnement d'unité de méthanisation développé par TRACTEBEL. Ce modèle se base sur les données METHASIM constituées de types d'intrants associés à leurs caractéristiques et compositions (matières organique et minérale, pouvoir méthanogène, matière sèche etc...). En sortie du modèle, sont obtenus notamment: le volume de biogaz, son pourcentage de méthane, les

tonnages et compositions du digestat. Les résultats indiquent donc les tonnages de matières brutes d'intrants (en tonnes de MB/an), la production de méthane ($\text{m}^3\text{CH}_4/\text{an}$) et d'énergies électrique et thermique (MWh/an) associées, déterminés à partir de valeurs suivantes :

- PCI du méthane : 9,97 kWh/ Nm³
- Rendement thermique d'un moteur de cogénération : 42%
- Rendement électrique (moteur, transformateur, alternateur) : 39%
- Temps de fonctionnement sur l'année : 8760 h/an.

4.1.2.4 Etape 3

Les contraintes à identifier pour un montage de projet de méthanisation seront explicitées, ainsi que les facteurs clés dont dépend la rentabilité du projet.

4.1.2.5 Etape 4

A l'aide de ressources cartographique en ligne ou récupérées auprès des gestionnaires de réseaux, ainsi que des consommations de chaleur issues des enquêtes d'EXPLICIT, Tractebel identifiera les communes au plus fort potentiel méthanogène pouvant valoriser le biogaz par injection dans le réseau de gaz ou par cogénération. Les zones à privilégier seront celles à proximité d'un fort gisement de matières méthanisables et de débouchés pour la valorisation choisie.

4.1.3 Références et données d'entrée

La liste des spécifications techniques a été établie conformément aux exigences des documents suivants :

- Cahier des Clauses Techniques Particulières – Lot n°1 : Elaboration d'une feuille de route TEPOS
- Cahier des Clauses Techniques Particulières – Lot n°2 : Schéma structurant des Energies Renouvelables et de Récupération (EnR&R)
- Présentation du Schéma de Cohérence Territorial des Vosges Centrales.

Les documents principaux sur lesquels se base cette étude sont les suivants :

- Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation (ADEME, 2013)
- Etude sur les gisements de biogaz en Région Lorraine (ADEME, 2007)
- Développement de la méthanisation dans le secteur des industries agroalimentaires en Lorraine (AGRIA Lorraine, 2014).

Les données d'entrée fournies par le SCOT des Vosges suivantes, ont été utilisées au cours de cette étude :

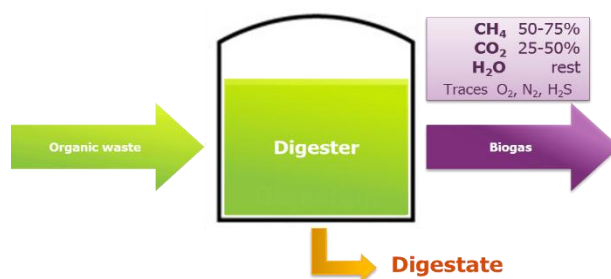
- Base de données DIANE pour les entreprises du SCOT
- Excel répertoriant les STEU et tonnages de boues produites
- ...

4.2 Etat des lieux et enjeux

4.2.1 Principe du procédé

La méthanisation ou encore digestion anaérobie (en absence d'oxygène) est la transformation de la matière organique en un gaz appelé biogaz. Il s'agit de réactions naturelles de fermentations, se réalisant sous l'action de populations de micro-organismes anaérobies, dans tous les milieux où se trouve de la matière organique en absence d'oxygène et où les conditions physico-chimiques sont compatibles avec celles du vivant. Ce processus permet donc d'éliminer la matière organique pour en faire un biogaz énergétique via le méthane qu'il contient.

Le processus de méthanisation est mis en œuvre au sein d'un digesteur alimenté à partir de déchets organiques, et conduit à une production de biogaz et d'un coproduit, le digestat.



La nécessité de préserver l'environnement et nos ressources naturelles, liée aux contraintes réglementaires sur la qualité des rejets, impose aux producteurs de déchets organiques de mettre en œuvre des traitements sûrs. L'optimisation de procédés de méthanisation adaptés aux différents types d'effluents, la maturation des techniques de traitement, épuration et valorisation du biogaz ainsi que l'ouverture de nouveaux débouchés énergétiques pour ce gaz a favorisé le développement de ce mode de dépollution. Dans le contexte du renchérissement de l'énergie et de la lutte contre l'effet de serre, une politique nationale mise en œuvre par l'ADEME et via le Grenelle Environnement, a permis la création de fonds de subventions, donnant un nouvel élan à la méthanisation.

4.2.2 Filière française et perspectives

Le gisement global de matières premières aptes à être traitées par méthanisation recouvre l'ensemble de la matière organique biodégradable. Le gisement de matière organique est très important. L'ATEE en 2015 estimait le potentiel de développement du biogaz en France d'ici 2030 à 56TWh (environ la consommation de 3 millions de foyers). Ce gisement peut être classé en fonction de son origine : agricole, urbaine et industrielle. Toutefois, la localisation et la quantification de ce gisement restent complexes, certaines données étant soit confidentielles soit inconnues à ce jour.

Le développement s'axe essentiellement sur la filière agricole avec des objectifs ambitieux du plan d'action national en faveur des énergies renouvelables (1000 méthaniseurs à la ferme d'ici 2020) et ceux fixés pour 2030 par la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (soutien au développement de 1500 méthaniseurs en 3 ans pour la production de biogaz à partir des effluents issus de l'élevage et des cultures).

La filière française se structure et se professionnalise, avec l'engagement de grandes entreprises du secteur, ENGIE, Dalkia, VEOLIA, les PME se multiplient et ont permis à la filière d'atteindre en 2012, un chiffre d'affaires de 380 millions d'Euros et près de 1500 emplois directs [10]. Bien que la politique nationale française prenne des mesures en faveur du développement de la méthanisation, certaines spécificités de la filière révèlent encore une fragilité freinant son développement (modèle allemand souvent retenu alors que peu adapté au modèle français, maturité encore faibles des acteurs : pratiques non standardisées, absence de normes de qualité, grande diversité d'intrant complexifiant le procédé, choix de conception retenus très variés, tarifs de rachat insuffisant malgré les revalorisations...)

4.2.3 Soutien public

Le développement de la filière biogaz s'inscrit dans l'objectif du Grenelle de l'Environnement de porter à 23% la part d'énergie renouvelable du mix énergétique Français en 2020 et, de surcroît, dans le nouveau cadre de soutien public à la filière. En particulier :

- Des opportunités de revenu accrues depuis la revalorisation des tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz, intervenue en mai 2011 (les petites unités bénéficient d'un tarif plus attractif)
- Une prime de traitement d'effluents d'élevage s'ajoute au tarif précédent (0 à 2,6 cts€/kWh)
- Une prime complémentaire au titre de l'efficacité énergétique (en fonction du pourcentage d'énergie produite valorisée)
- De nouveaux débouchés énergétiques avec l'autorisation d'injecter, dans les réseaux de gaz naturel, le biogaz issu de la méthanisation, comme annoncé en octobre 2011 (tarif de rachat pour les plus grosses installations de 6,4 à 9,5 cts€/kWhPCS pour les plus petites)
- De nouveaux marchés depuis 2012 et 2016, avec l'obligation de tri et de valorisation des biodéchets étendue progressivement aux producteurs de déchets fermentescibles.

4.2.4 Des enjeux environnementaux

La méthanisation revêt un fort intérêt environnemental car cette filière répond à des enjeux majeurs :

- De lutte contre les émissions de gaz à effet de serre, par la valorisation du méthane (gaz dont le pouvoir de réchauffement climatique est, à volume égale, 21 fois supérieur au CO₂)
- De lutte contre les pollutions organiques, par le traitement écologique des résidus organiques issus des activités locales, en particulier agricoles, industrielles et urbaines
- D'indépendance et de transition énergétiques, par la production locale d'énergies renouvelables substituables aux énergies fossiles
- De réduction du recours aux engrais minéraux chimiques, par le retour au sol de la fraction organique fertilisante
- Assainissement des déchets et désodorisation de la zone.

4.2.5 Des enjeux économiques

D'un point de vue économique, la méthanisation est source d'activités et d'emplois non délocalisables. Pour la conception et construction, le transport, le fonctionnement et la maintenance des sites, on estime ainsi à 1 emploi direct créé par tranche de 300 kW_{élec.}. Sont également favorisées la pérennité et la compétitivité du tissu économique local, par la diversification des revenus agricoles et la réduction des coûts liés à la facture énergétique et au traitement des déchets, notamment pour les industriels ou les collectivités territoriales.

La méthanisation est aussi à l'origine d'économies d'énergie, ou de revenus directs :

- Production de chaleur sur site
- Revente d'électricité ou de gaz pour l'injection sur le réseau
- Valorisation du digestat possible
- Elimination des déchets.

4.2.6 Des enjeux sociaux

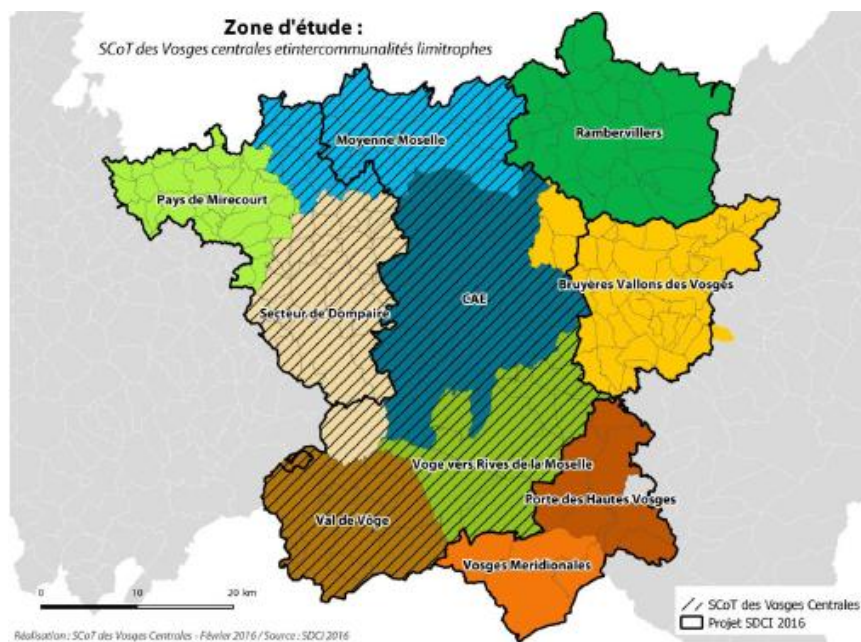
Enfin, d'un point de vue social, la filière contribue à lutter contre la désertification agricole et industrielle et permet de promouvoir les usages innovants dans une logique de développement durable, les sites de méthanisation constituant autant de plateformes d'échanges, d'informations et de formations, auprès des professionnels, des riverains et du grand public.

4.3 Description de la zone d'étude

4.3.1 Périmètre du projet

Le périmètre d'étude couvre la partie centrale du département des Vosges (Lorraine) et une part importante de la zone d'emploi d'Epinal. Deux cent trente-sept (237) communes sont concernées par le projet :

- Les 80 communes de la Communauté d'Agglomération d'Epinal
- Les 37 communes de la Communauté de Communes de Bruyères
- Les 10 communes de la Communauté de Communes des Méridionales Hautes Vosges
- Les 80 communes rattachées à la Communauté de Communes du Secteur de Dompain
- Les 30 communes rattachées à la Communauté de Communes de Rambervilliers.



La nouvelle organisation du futur SCOT prévoit le regroupement des anciennes communautés de communes, en quatre zones :

- Dompain Mirecourt (regroupant Pays de Mirecourt et Secteur de Dompain)
- CAE (regroupant Voge vers Rives de la Moselle, ancien CAE, Val de Voge, Moyenne Moselle)
- Rambervilliers
- Bruyères
- Méridionales Hautes Vosges (Vosges Méridionales et Porte des Hautes Vosges).

4.3.2 Principales caractéristiques de la zone d'étude

Les principales caractéristiques du territoire étudié sont les suivantes :

- Surface totale : 2469km²
- Un territoire très rural : 77% des communes ont moins de 1000 habitants
- Surface forestière : 1234.7 m² (toutes sortes de surfaces arborées et arbustives)
- Superficie agricole utilisée (données 2010) : 1 018 km²
- Activité agricole prédominante : élevage bovins
- Activités des IAA prédominantes : fabrication de fromage et transformation de la viande
- Deux papeteries qui produisent des tonnages importants de boues valorisables

4.3.3 Etat des lieux de la méthanisation sur le territoire

A l'échelle de la Région, la région Alsace Champagne-Ardenne Lorraine recense 76 installations produisant 38MW soit plus de 10% de la puissance installée en France métropole en mars 2016. Concernant le territoire du SCOT des Vosges et les alentours, y sont recensées une dizaine d'unités en fonctionnement ou construction, et une douzaine de projets. La plupart des unités installées sont de taille réduite pour n'être soumises qu'à déclaration ($\leq 50t/jr$) et sont des installations à la ferme. Le tableau ci-dessous recense les installations de méthanisation sur ou à proximité du territoire du SCOT des Vosges Centrales, en fonctionnement, ou en projet.

Unités de méthanisation					
CDCI	Commune	Producteur	P _{élec} kW	Type	Valorisation
Bruyères	88046 - Beauménil	GAEC GREMILLET-DROUOT	80kWe	A la ferme	
CAE	88026 - AYDOILLES	SAS AGRIWATT	250kWe	A la ferme	
Dompaire Mirecourt	88092 - Charmois l'Orgueilleux	SARL CHARMOIS BIOENERGIE	350kWe	A la ferme	
Dompaire Mirecourt	88304 Mirecourt	SAS METHAVIGNE	255kWe	A la ferme	Déchets de tonte (biodéchets de la restauration en discussion)
Dompaire Mirecourt	88370 - Rancourt	SARL METHAGRI	250kWe	A la ferme	10000t d'effluents d'élevage
CAE	88121 Damas-aux-Bois	METHAVAL	250kWe		
Dompaire Mirecourt	88147- Dommartin aux Bois	SAS AGRI GN VOGUE			
	Dommartin sur Vraine	EARL DES DEUX FRÈNES	100kWe	A la ferme	
	Coussey	G3 ENVIRONNEMENT	600kWe	A la ferme	
	Sauville	GAEC DU SOLEIL LEVANT	180kWe		

4.4 Etude du gisement méthanisable

Cette partie a comme principal objectif, pour chaque type d'intrants ciblé par Tractebel, d'identifier les tonnages de matières méthanisables par communes du territoire et les volumes de méthane produit par la dégradation organique de ces intrants.

4.4.1 Agriculture

Parmi les ressources agricoles, on distingue les ressources issues de l'élevage et celles issues des cultures, car celles-ci ne présentent pas les mêmes caractéristiques.

4.4.2 Elevage

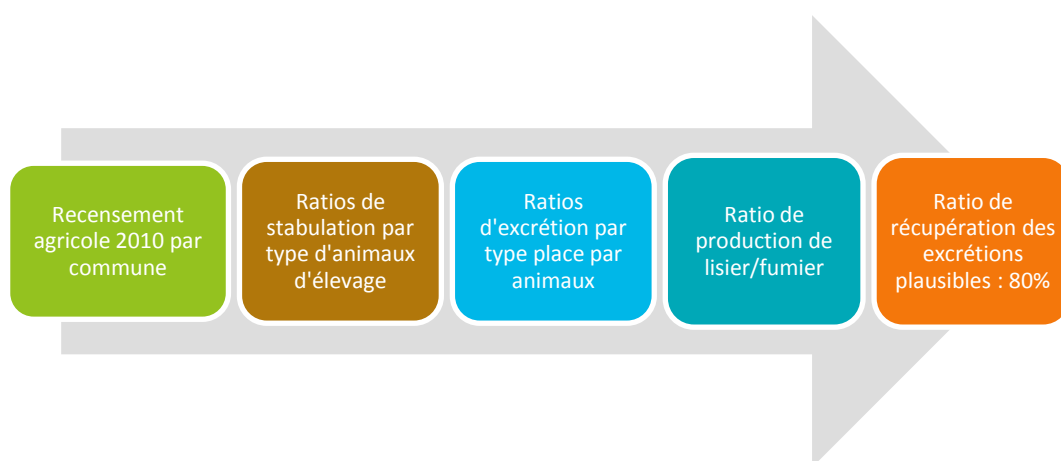
Le gisement méthanogène issu des déchets de l'élevage estimé ci-dessous, comprend une estimation de l'ensemble du gisement produit récupérable, n'y est donc pas soustrait, la matière déjà mobilisée pour une autre valorisation (compostage, épandage).

4.4.2.1 Méthodologie

4.4.2.1.1 Etape 1

Les ressources issues de l'élevage proviennent des déjections animales. Elles diffèrent selon toutes les catégories d'animaux d'élevage. Les déjections ne sont récupérées que lorsque les animaux sont en intérieur. On distingue les déjections de type fumier (mélangé à des résidus de pailles, d'avantage solide) à celles de types lisier (sous forme liquide).

Le recensement est réalisé à partir du recensement agricole 2010, détaillant le nombre de tête d'animaux d'élevage par catégories (vaches laitières, vaches allaitantes etc...) et par commune. A ces données sont appliqués des ratios de stabulation (temps passé dans les étables), de production de lisier ou fumier par place dans l'étable.



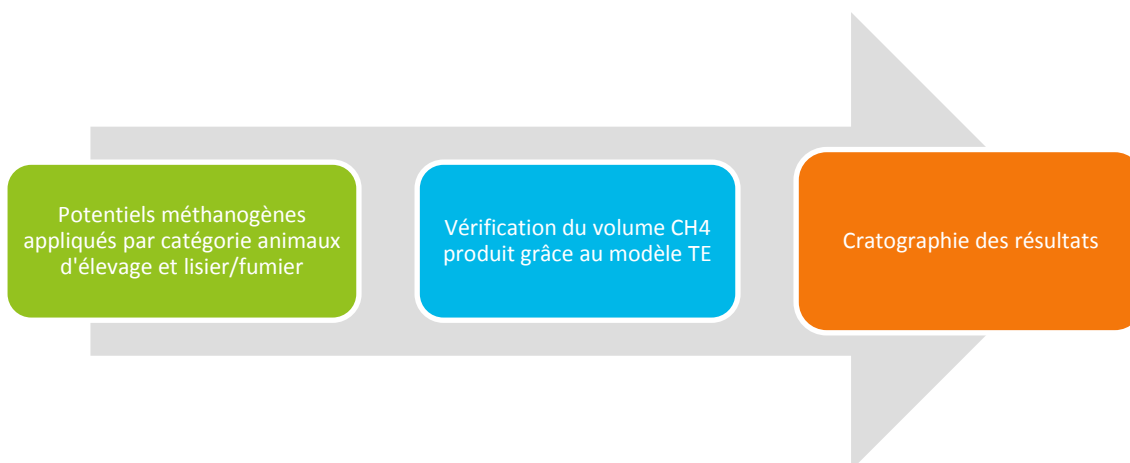
Hypothèses :

De nombreuses données du recensement agricole sont soumises au secret statistique. Lorsque les données de 2010 sont absentes, celles de 2000 sont sélectionnées. Lorsqu'aucune n'est disponible, le cheptel est estimé à 0.

4.4.2.1.2 Etape 2

Des potentiels méthanogènes sont appliqués au fumier et au lisier selon les catégories d'animaux d'élevage pour obtenir la production de méthane résultant de la méthanisation de ces intrants.

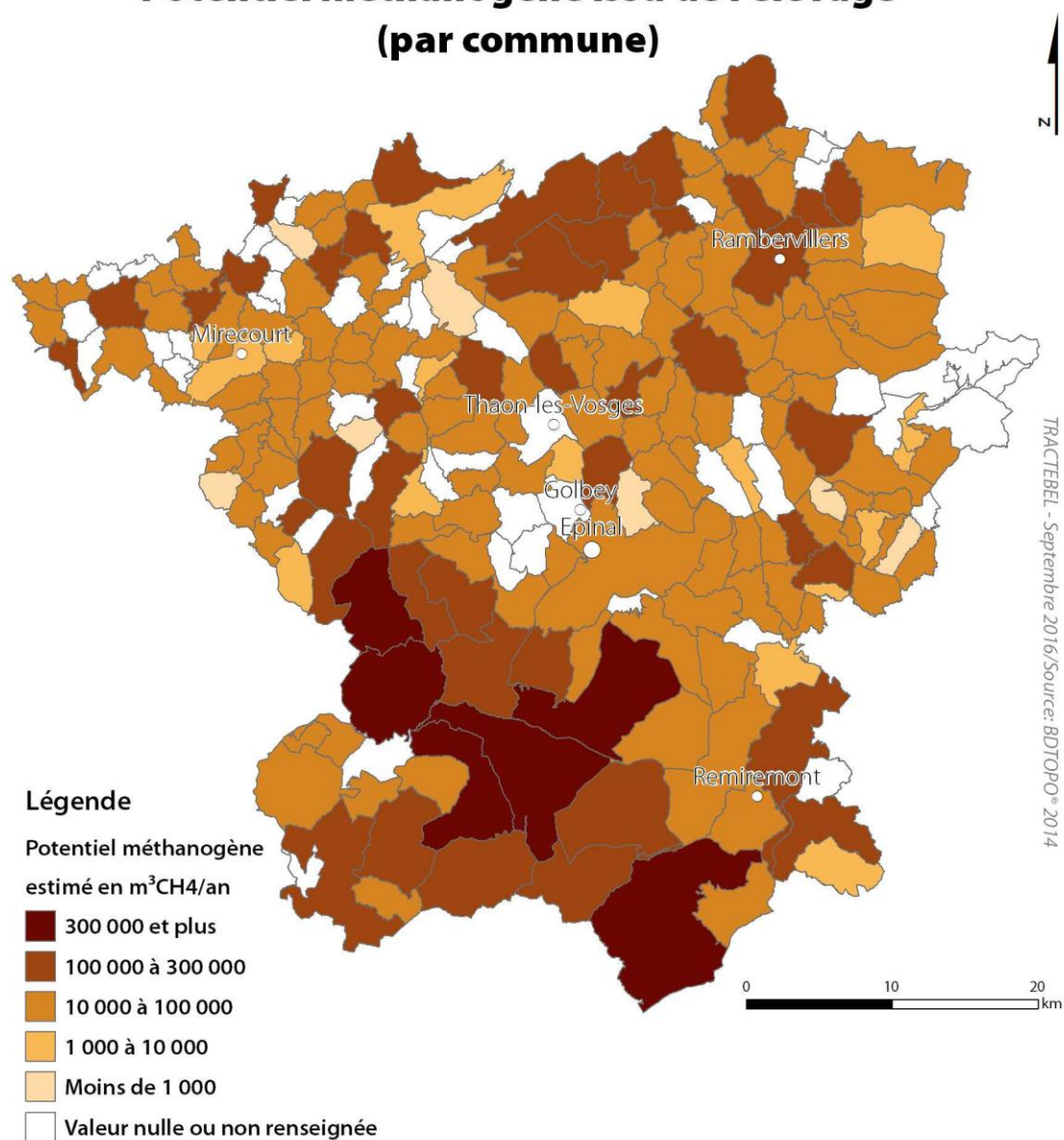
Les tonnages d'intrants sont implémentés dans le modèle de dimensionnement TE, pour vérification des volumes de méthane obtenus.



4.4.2.2 Résultats

Interco 2016	Déchets tMB/an	CH4 dam3/an	Prod MWh/an	Elect MWh/an	Therm MWh/an
Bruyères	65 877	1 305	13 012	5 075	5 465
Dompaire Mirecourt	231 766	4 669	46 553	18 155	19 552
CAE	317 356	6 440	64 209	25 041	26 968
Méridionales Hautes Vosges	59 222	1 232	12 282	4 790	5 158
Rambervillers	99 072	1 994	19 883	7 754	8 351
TOTAL	773 293	15 641	155 938	60 816	65 494

Potentiel méthanogène issu de l'élevage (par commune)



4.4.3 Cultures

4.4.3.1 Méthodologie

4.4.3.1.1 Etape 1

Les résidus de cultures peuvent être triés selon leur origine. On distinguera :

- Les résidus de pailles selon leur origine :
 - Les résidus de céréales sauf maïs (blé et orge)
 - Les résidus de maïs
 - Les résidus d'oléagineux (colza)
- Les menues pailles récupérables en champs (blé, orge et colza)
- Les issues de silos.

Pour l'établissement des résultats des étapes 1 et 2, différentes méthodes sont utilisées selon les catégories citées ci-dessus.

Ne sont pas pris en compte dans le recensement :

- Les cultures de fleurs, de fruits et légumes car leurs volumes sont estimés très faibles par rapport aux cultures de céréales et oléoprotéagineux
- Les possibilités de CIVE (Cultures Intermédiaires à Vocation Energétique) qui font toujours polémiques en France et dont le développement reste incertain.

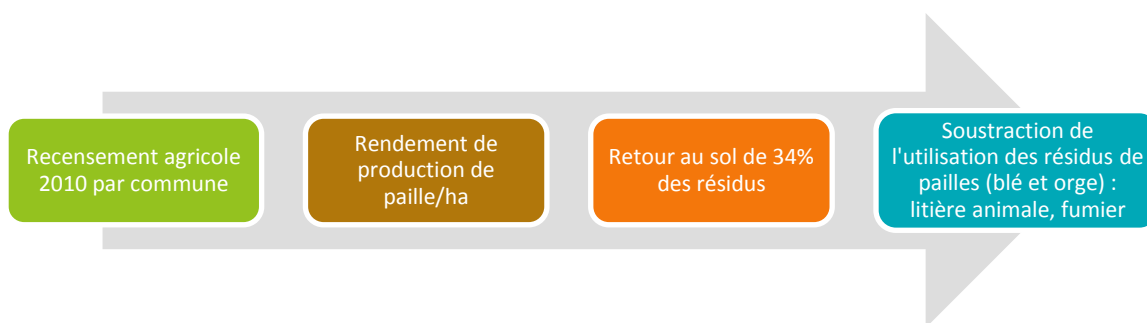
Les résidus de céréales sauf maïs : blé et orge

Ce terme de pailles comprend les résidus de cultures une fois que le produit principal (grains) en est retiré (tiges, feuilles, cannes, rafles...). Généralement broyées et laissées au sol, les pailles de céréales peuvent également être ramassées pour la litière animale, pour être mélangées au fumier (qui peut être valorisé comme précédemment). La récupération possible est considérée comme partielle puisqu'une certaine quantité reste au sol lors du fauchage.

Le gisement est estimé à partir du recensement des surfaces (ha) de cultures, selon la catégorie (blé, orge, colza, tournesol, maïs) et par commune (RA 2010). A ces données, sont appliqués un rendement de production de résidus (tMB résidus/ha) selon la culture pour estimer un gisement brut.

Pour estimer un gisement récupérable plausible, d'autres ratios sont appliqués :

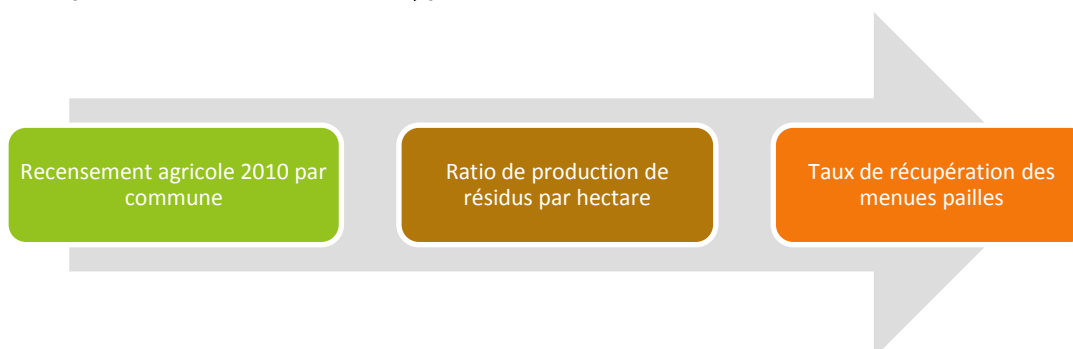
- Pour le maintien de la matière organique du sol et ne pas l'appauvrir, on considère qu'il faut un retour au sol de 34% des résidus (rapport ADEME)
- Une partie de la paille de céréales est utilisée pour le fumier (0,005tMB/animal/jr de stabulation). Par souci de simplification, on considère et la paille produite sur la commune est mélangée au fumier récupéré sur la commune.



Pailles de maïs et de colza et menues pailles

Les menues pailles issues des cultures de blé, d'orge et de colza, sont les résidus de pailles hachées lors du fauchage, ainsi que les résidus tombés au sol lors de la pousse. Elles sont laissées au sol, mais peuvent éventuellement être ramassées à la suite du fauchage.

Pour les menues pailles, les pailles de colza et de maïs, sont appliqués aux données du RA2010, un ratio de production de résidus par hectare de surface cultivée ainsi qu'un taux de récupération variant selon le type de culture.



Les issues de silos

Différentes étapes de traitements des grains sont réalisées avant commercialisation : tris, nettoyage, séchage, ainsi que leur stockage en silos. Au cours de ces étapes, des résidus peuvent être récupérés : poussières, grains cassés, morceaux de grains, appelés issues de silos.

Sont appliqués aux données du RA2010, le rendement de production d'issues de silos pour les cultures de céréales et de colza (tMBrésidus/ha), un ratio de production d'issues de silos par tonne de grains ainsi qu'un taux de récupération plausible pour le blé, l'orge, le maïs, le colza et le tournesol.



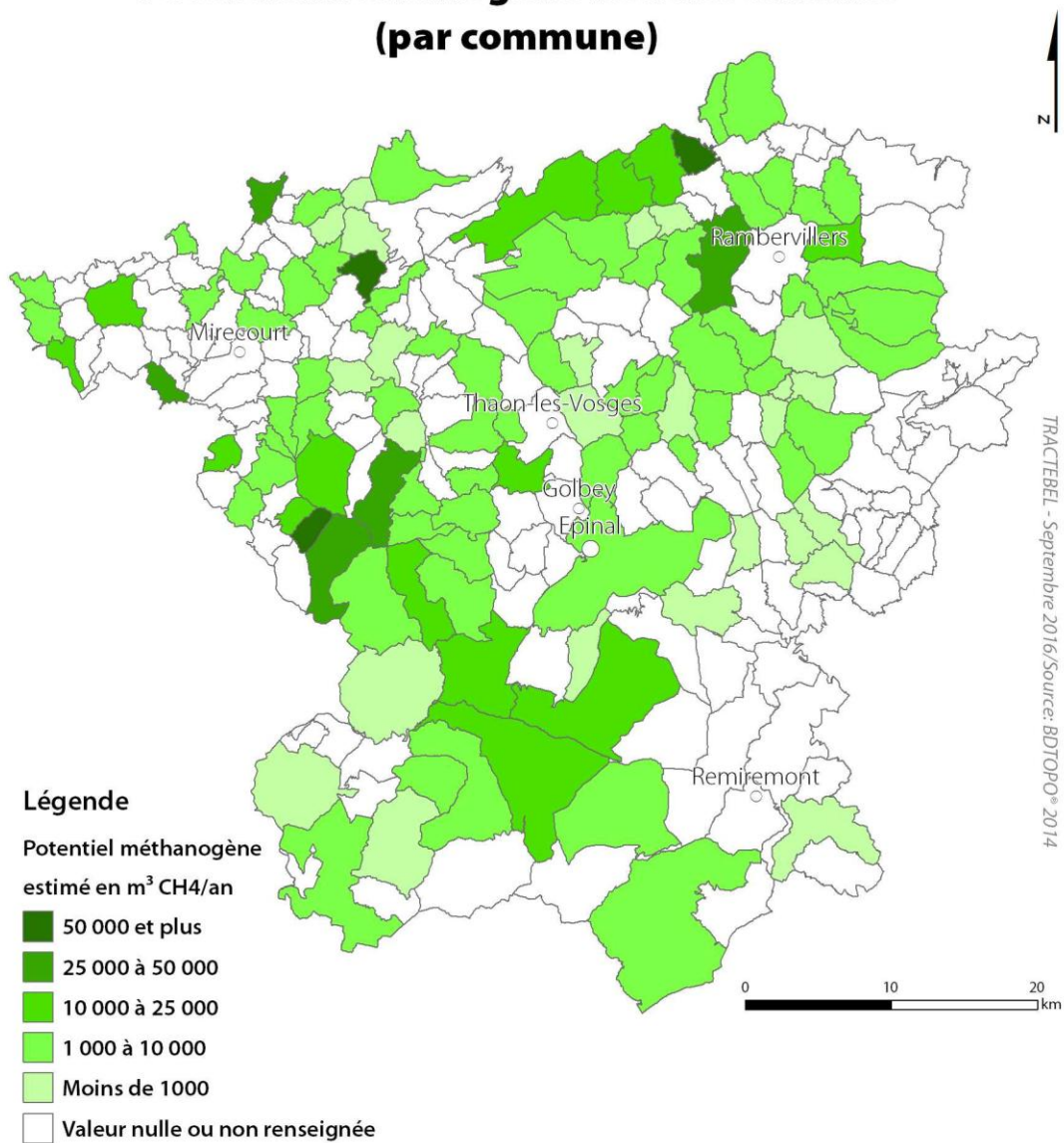
4.4.3.1.2 Etape 2

L'étape 2 est identique pour les résidus de cultures et ceux de l'élevage.



4.4.3.2 Résultats

Potentiel méthanogène issu des cultures (par commune)



Interco 2016	Pailles brutes tMB/an	Pailles disponibles tMB/an	I.De Silos, M.Pailles tMB/an	Déchets tMB/an	CH4 dam3/an	Prod MWh/an	Elect MWh/an	Therm MWh/an
Bruyères	1 162	21	75	96	16	161	63	67
Dompaire Mirecourt	10 549	1 690	687	2 377	365	3 637	1 418	1 527
CAE	9 736	861	611	1 472	243	2 422	945	1 017
Méridionales Hautes Vosges	110	-	6	6	1	12	4	5
Rambervillers	4 606	967	296	1 263	211	2 104	820	883
TOTAL	26 162	3 538	1675	5 213	836	8 335	3 250	3 501

4.4.4 Industries Agro-Alimentaires

Les industries agro-alimentaires peuvent être à l'origine de gisements de matières méthanisables importants et variés : déchets et résidus non conformes de production, effluents industriels...

Les IAA principales présentent sur le territoire sont :

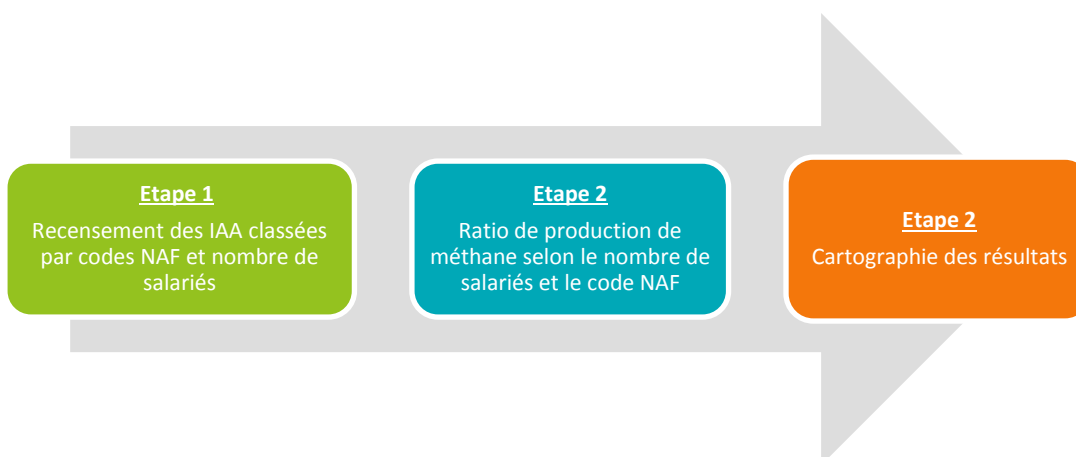
- Industries laitières (fabrication de fromage)
- Chaîne de la viande (abattage, transformation et conservation, préparation industrielle, charcuterie)
- Boulangeries et industries des pâtes

4.4.4.1 Méthodologie : étapes 1 et 2

Un recensement des entreprises IAA par commune et code NAF (Nomenclature d'Activités Française) est récupéré à partir de la base de données DIANE. Seules les entreprises de code NAF 10 (Industries alimentaires) sont donc considérées. Des ratios de production de méthane par salariés et par code NAF permettent d'obtenir le gisement souhaité. Cette méthode donne une première idée du gisement, mais une enquête plus précise auprès des industriels serait nécessaire, pour obtenir les tonnages de déchets produits (étude réalisée par AGRIA LORRAINE mais confidentielle). En effet, les ratios des rapports ADEME, ne prennent en compte qu'un type de déchet par type d'industrie, or certaines industries produisent des effluents très variés (boues, eaux blanches, résidus de produits secs...).

Remarques :

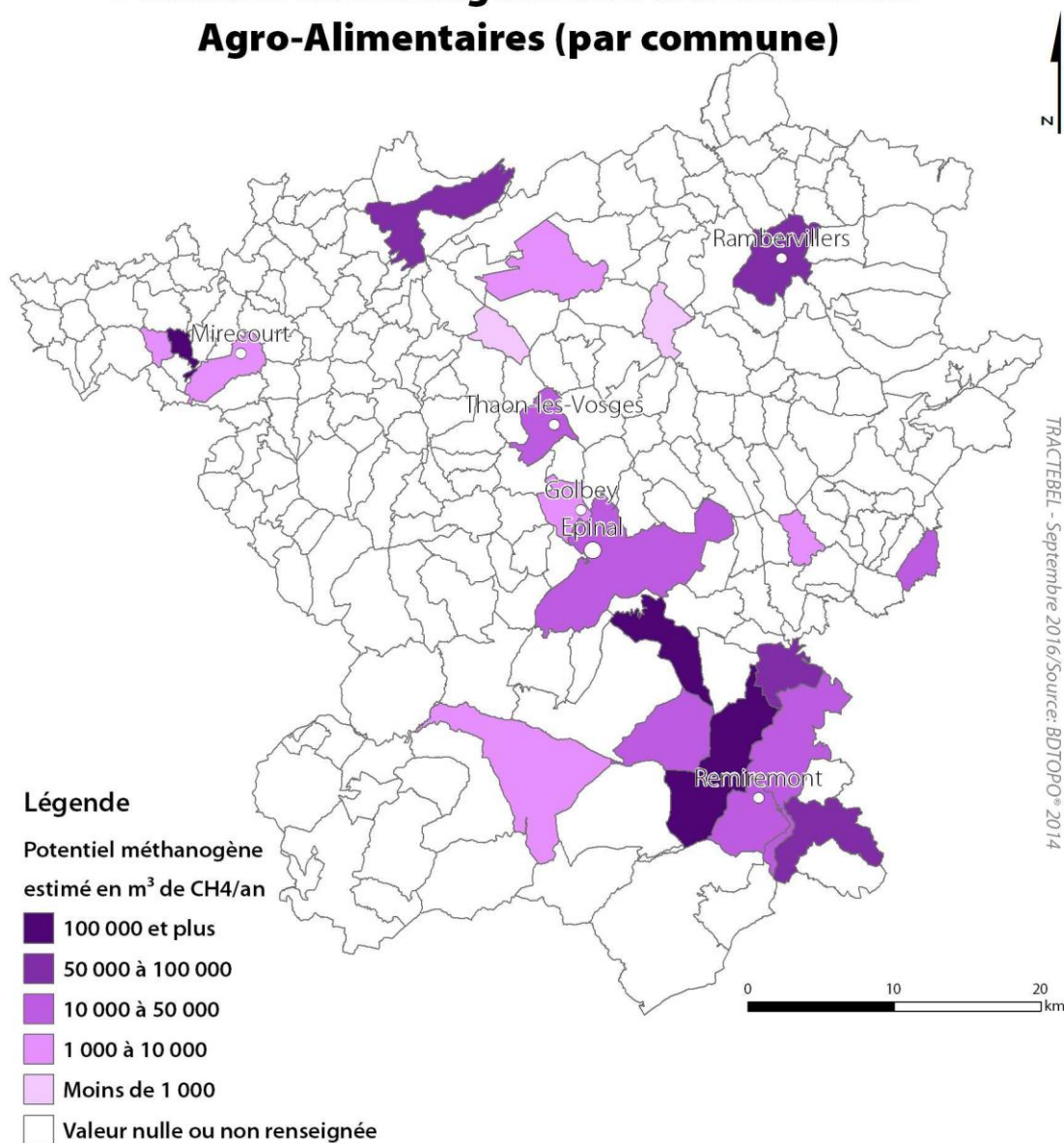
- Les résidus produits par les industries d'alimentation animale sont considérés de la même catégorie que les résidus des industries céréalières
- Les résidus produits par les industries de production de glaces sont considérés de la même catégorie que les résidus des industries laitières.



4.4.4.2 Résultats préliminaires

Interco 2016	Déchets tMB/an	CH4 dam3/an	Prod MWh/an	Elect MWh/an	Therm MWh/an
Bruyères	116	15	146	57	61
Dompaire Mirecourt	3 994	226	2 256	880	948
CAE	19 116	994	9 914	3 867	4 164
Méridionales Hautes Vosges	4 925	327	3 257	1 270	1 368
Rambervillers	1 350	76	758	296	318
Total	29 501	1 638	16 331	6 370	6 859

Potentiel méthanogène issu des Industries Agro-Alimentaires (par commune)



Les

Les entreprises et leurs effectifs sont renseignés en Annexe I.

4.4.5 Résidus de l'assainissement

Ce gisement comprend :

- Les sous-produits des stations d'épuration urbaines : Boues de STEP
- Les résidus de l'assainissement non collectif: matière de vidange des ménages
- Les résidus de STEP industrielles.

Le gisement des graisses produites sur les STEU et récupérables au niveau des dégraisseurs est estimé insignifiant par rapport aux boues produites.

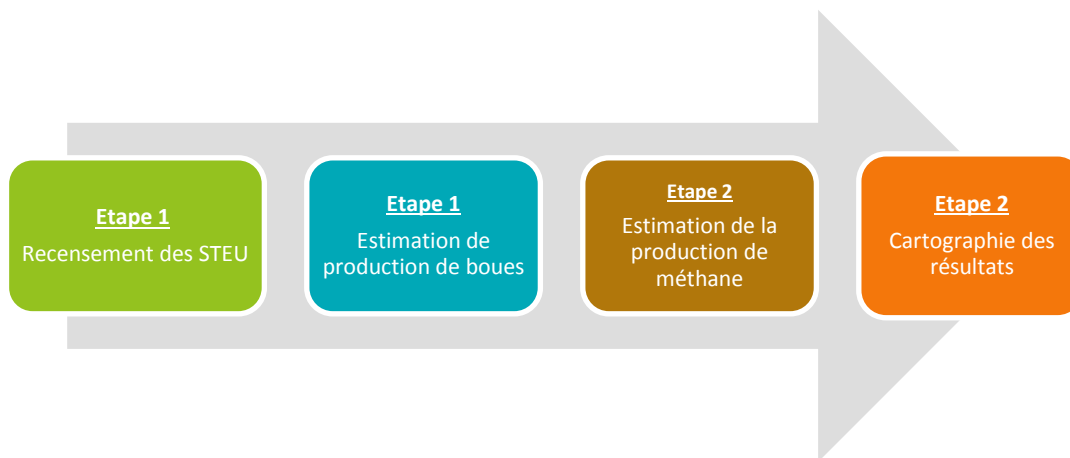
4.4.5.1 Méthodologie

4.4.5.1.1 Sous-produits de STEU : boues urbaines

Le gisement estimé correspond à la totalité des boues produites sur les stations sélectionnées à partir du fichier Excel Export_ERU_2014, dont les caractéristiques sont récupérées sur le site assainissement.developpement-durable.gouv. Seules les STEU de capacité nominale supérieure à 200 EH (Equivalent Habitant) sont considérées. Les STEU mettant en œuvre un traitement par lagunage naturel, filtres plantés et biofiltres ne sont pas considérées car ne peuvent récupérer des boues méthanisables.

Il est à noter que les STEU valorisent déjà les boues selon des valorisations industrielles, un épandage ou compostage.

Les quantités de boues urbaines sont indiquées dans le fichier Export_ERU_2014. Certaines valeurs sont manquantes et sont donc considérées comme nulles. Le gisement est minimisé puisque certaines données sont manquantes ou incohérentes donc non comptabilisées. Le potentiel méthanogène est estimé grâce aux ratios indiqués dans le rapport ADEME en fonction du type de traitement mis en place. Lorsque plusieurs traitements sont mis en place (décantation physique et biofiltre), la solution biofiltre est prise en compte.



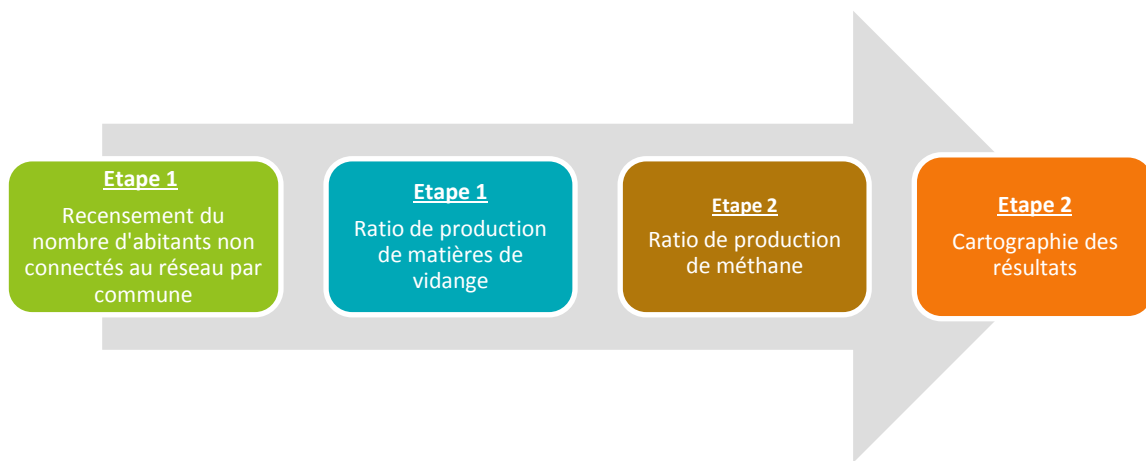
4.4.5.1.2 Matières de vidange issues de l'assainissement non collectif

Les habitations non reliées au réseau d'égout disposent d'une installation d'assainissement non collectif type fosse septique. Les matières de vidange, évacuées tous les 4 ans, sont les particules et graisses contenues dans la fosse. Généralement évacuées en STEP, bien que de caractéristiques variables, ces matières peuvent également être valorisées par méthanisation.

Le gisement estimé correspond à la totalité des matières de vidange produites par la population non raccordée au réseau estimée. Le nombre d'habitants non raccordé est estimé comme suit :

- A partir du fichier SISPEA_FR_2013_ANC
- A partir de rapport d'activité 2014 du SDANC
- A partir de la population par commune.

A partir du nombre d'habitants non connecté au réseau, est appliqué le ratio de production de matière de vidange du rapport ADEME (9,33kgMS/hab/an). La production de méthane est estimée à partir du modèle de méthanisation.



Remarques :

Les nombre d'habitants non raccordés par commune n'est pas disponible pour toutes les communes sur le document excel « SISPEA_FR_2013_ANC ». En effet, concernant les communes adhérentes au SDANC des Vosges : Syndicat Mixte Départemental d'Assainissement Non Collectif (la grande majorité), cette donnée n'est pas renseignée, seulement le total. Le nombre d'habitants non connectés de ces communes est estimé comme suit :

Le nombre d'installations particulières contrôlées nous est donné par le SDANC, le ratio moyen de 2,5 personnes par installation est appliqué.

4.4.5.1.3 Boues industrielles

Les boues industrielles, ont des compositions très spécifiques dépendant des produits de l'industrie en question. Les ratios utilisés pour les boues de STEU ne peuvent s'appliquer aux boues industrielles.

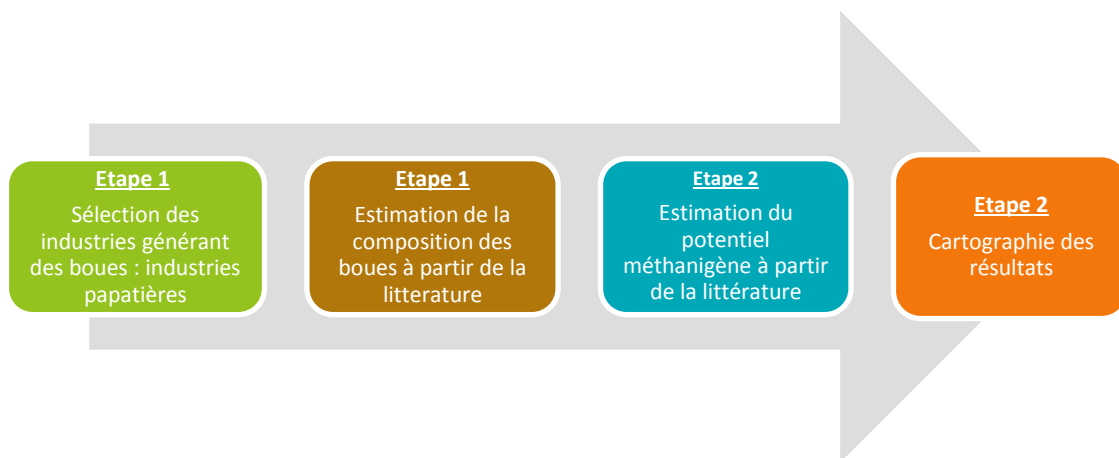
Les STEP industrielles sélectionnées sont celles installées sur les sites des entreprises suivantes :

- Norske Skog Golbey (80000 t/an)
- Münske Arches (8000 t/an).

On considère donc la méthanisation à partir des boues récupérées après un traitement par boues activées des effluents de papeterie. Au sein de ce type d'industrie, la distinction est faite entre deux types de boues résiduelles produites : les boues primaires constituées majoritairement de fibres de bois, et les boues secondaires issues du traitement des effluents par boues activées. Les résultats issus de la littérature sont très variants. La production de méthane varie entre 100 et 200 m³CH₄/tMVS (Matières Volatiles Sèches). Les données suivantes sont utilisées pour l'estimation du potentiel méthanogène :

- 32% de matières sèches ; 60%MVS (%de MS) : 170 m³CH₄/tMVS.

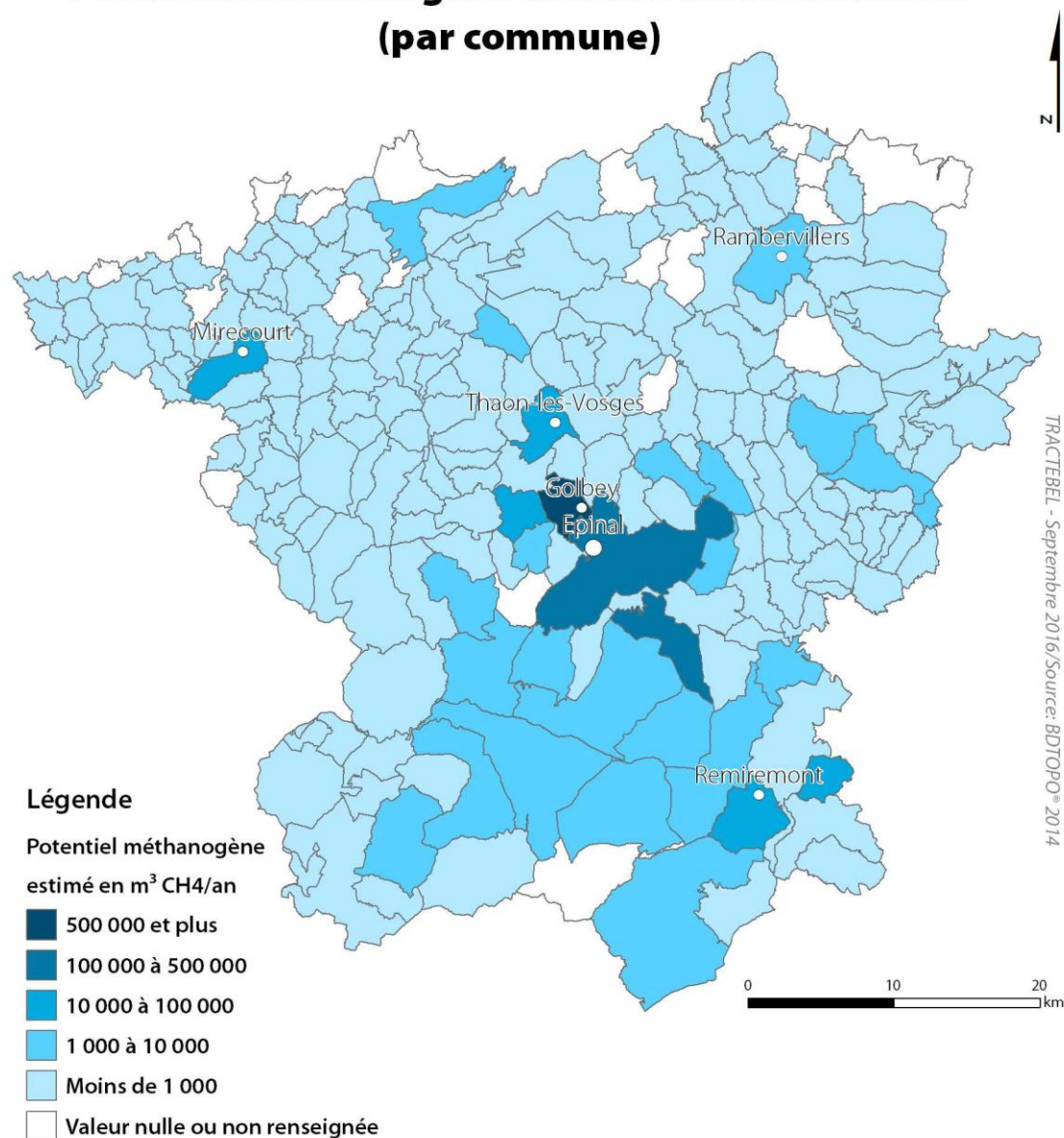
Une estimation précise de la production de méthane est seulement possible en réalisant des analyses en laboratoire du pouvoir méthanogène de ces boues.



4.4.5.2 Résultats

Interco 2016	Déchets tMB/an	CH4 dam3/an	Prod MWh/an	Elect MWh/an	Therm MWh/an
Bruyères	528	17	168	65	70
Dompaire Mirecourt	964	60	594	232	249
CAE	90 786	3 098	30 885	12 045	12 972
Méridionales Hautes Vosges	740	62	616	240	259
Rambervillers	393	16	161	63	68
TOTAL	93 410	3 252	32 423	12 645	13 618

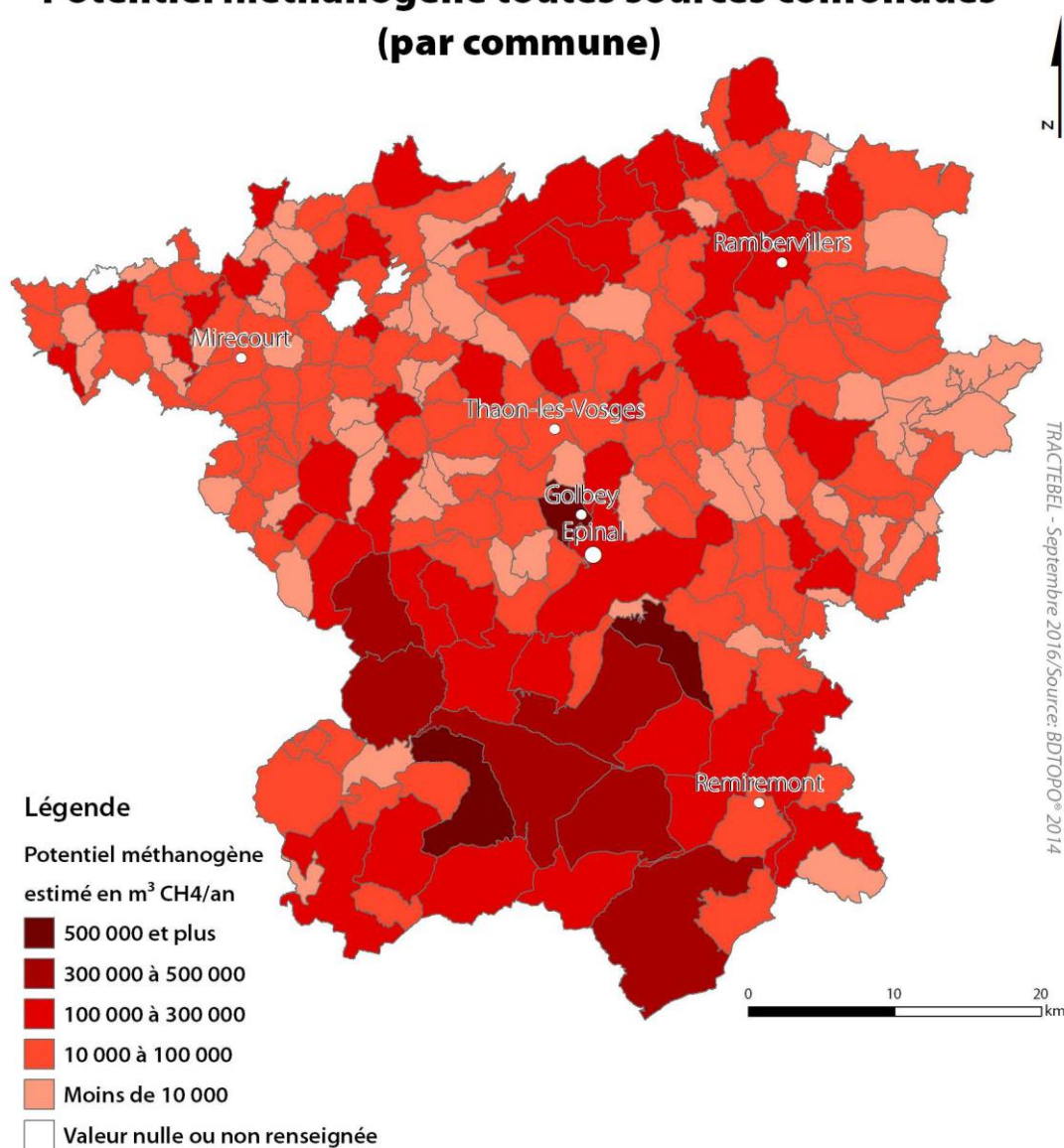
Potentiel méthanogène issu de l'assainissement (par commune)



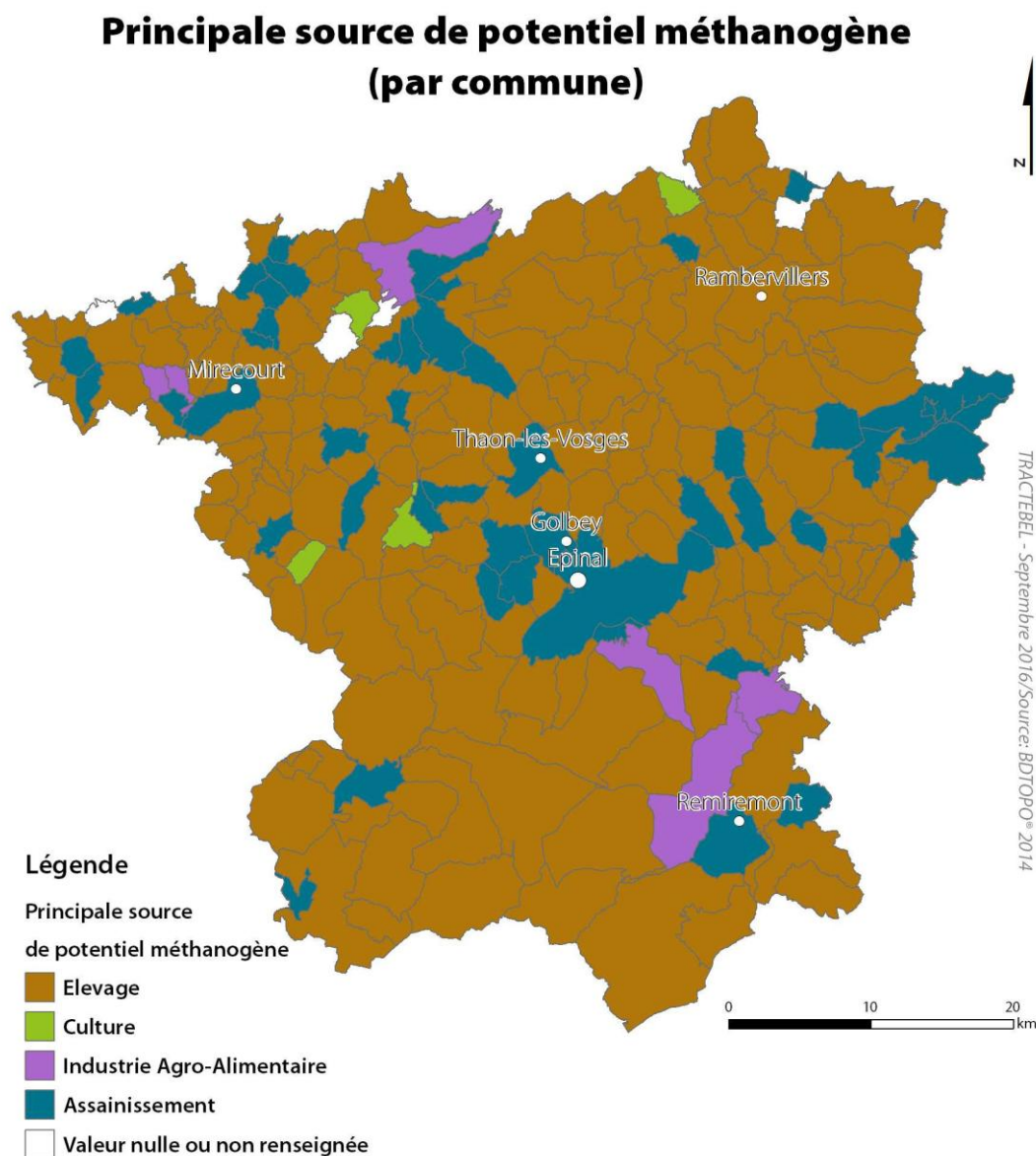
4.4.6 Résultats totaux

Interco 2016	Déchets tMB/an	CH4 dam3/an	Prod MWh/an	Elect MWh/an	Therm MWh/an
Bruyères	66 617	1 353	13 486	5 260	5 664
Dompaire Mirecourt	239 101	5 320	53 039	20 685	22 276
CAE	428 730	10 775	107 430	41 898	45 121
Méridionales Hautes Vosges	64 893	1 621	16 166	6 305	6 790
Rambervillers	102 076	2 297	22 905	8 933	9 620
TOTAL	901 417	21 366	213 026	83 081	89 471

Potentiel méthanogène toutes sources confondues (par commune)



10 communes à la production de méthane la plus importante							
Code	Commune	Interco 2016	CH4 Elevages	CH4 Cultures	CH4 IAA	CH4 STEP	CH4 m3/an
88209	Golbey	CAE	-	-	2 506	2 611 200	2 613 706
88011	Arches	CAE	61 339	-	834 240	261 385	1 156 963
88088	La Chapelle-aux-Bois	CAE	510 654	8 327	-	1 091	520 072
88487	Le Val-d'Ajol	Méridionales H. V.	491 281	1 042	-	1 971	494 294
88092	Charmois-l'Orgueilleux	Dompaire Mirecourt	452 590	930	-	974	454 493
88225	Hadol	CAE	382 443	22 221	-	3 240	407 905
88530	Xertigny	CAE	354 498	19 387	3 657	4 092	381 634
88233	Harol	Dompaire Mirecourt	359 210	3 665	-	975	363 851
88048	Bellefontaine	CAE	299 474	2 048	-	1 684	303 206
88122	Damas-et-Bettegney	Dompaire Mirecourt	270 084	27 971	-	598	298 653



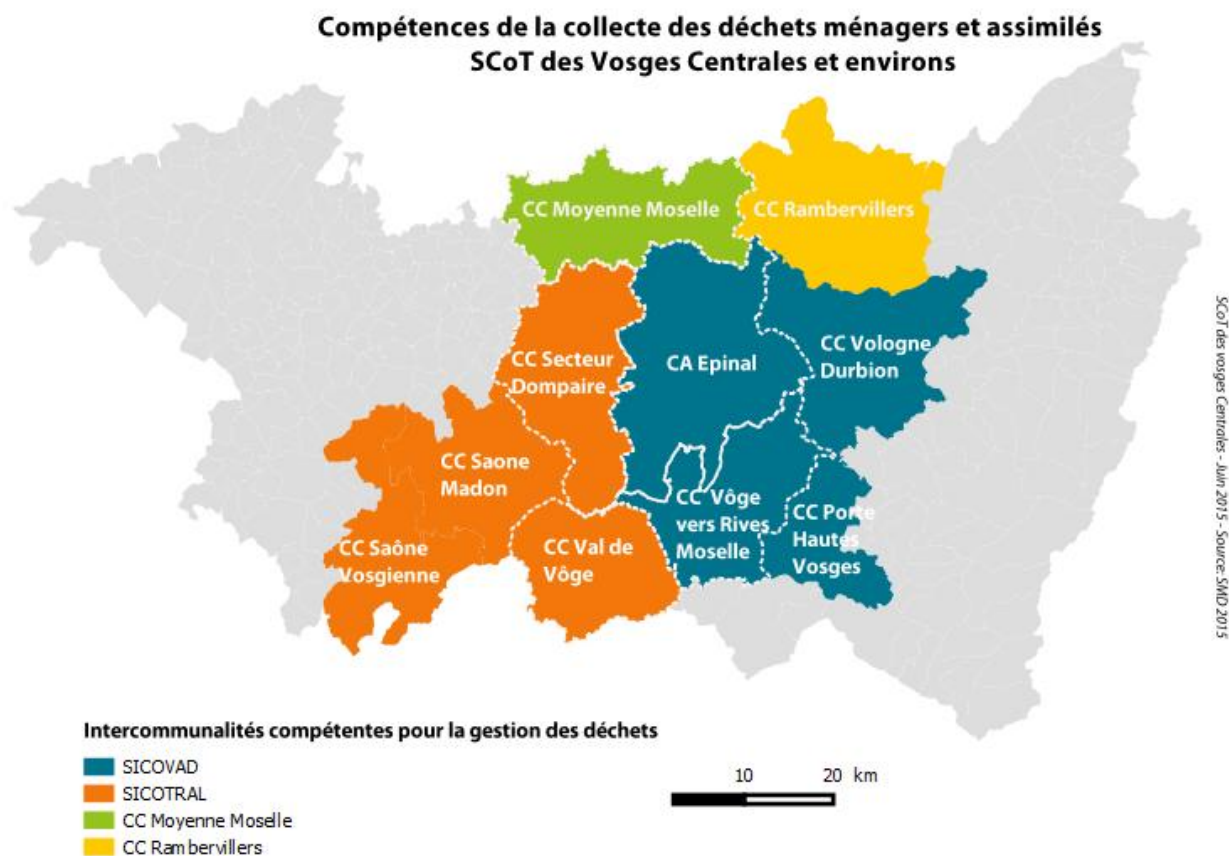
Sur la grande majorité des communes le gisement le plus important provient de l'élevage. Seulement sur certaines communes au potentiel très élevé, le plus gros gisement provient d'autres secteurs (Golbey regroupe les plus gros gisements des STEP des papeteries, Le plus gros gisement d'Arches provient de ces IAA).

4.4.7 Ouverture sur d'autres gisements

4.4.7.1 Déchets des collectivités

Une approche complémentaire peut être menée sur d'autres gisements considérés moins important, notamment à partir de l'étude d'AGRIA Lorraine. Cependant la mobilisation de ces gisements pourrait se révéler parfois plus simple.

- Biodéchets des ménages
- Déchets verts en déchèteries.



4.4.7.2 Biodéchets des ménages

La production d'Ordures Ménagères comprend les Gros Objets ou encombrants et les Ordures Ménagères Résiduelles (OMR) : celles que l'on retrouve dans les poubelles grises.

Les OMR incluent donc toutes sortes de résidus (papiers, plastiques...), et une fraction de résidus fermentescibles. Seule cette fraction, susceptible de constituer un gisement méthanisable, est estimée. Elle comprend :

- Les déchets alimentaires des ordures ménagères
- Les déchets verts des jardins.

La valorisation de la fraction fermentescible des ordures ménagères semble à ce jour compromise par la difficulté de récupération du gisement. D'une part, l'utilisation d'une partie de la fraction fermentescible produite par les ménages comme compost est encouragée et difficilement quantifiable. D'autre part, la fraction fermentescible restant dans les ordures ménagères résiduelles est mélangée à d'autres résidus telles que les emballages. L'utilisation de cette fraction pour une valorisation biologique nécessite un traitement supplémentaire : tri voire déconditionnement.

Aujourd'hui les ordures ménagères résiduelles sont majoritairement incinérées au SOVAD (Rambervillers). Ci-dessous les tonnages récupérés en 2015 et leur valorisation. A partir du modèle TE, sont estimés les m³ de méthane pouvant être obtenus par méthanisation (en considérant 30% de déchets putrescibles dans les OMR).

Secteur	OMR tMB/an	Valorisation	Dam3CH4/an
CC Rambervillers	1121	Incinération au SOVVAD	30
Slcotral	1657	Incinération au SOVVAD	44
CC Moyenne Moselle	3509	80% incinérés au SOVVAD 20% enfouis à Villoncourt	93
Pays de Mirecourt	2700	Incinération au SOVVAD	72
SICOVAD	30058	Incinération au SOVVAD	813
Vosges Méridionales	1596	Incinération au SYTEVOM	42

4.4.7.3 Déchets verts des déchèteries

Les déchets verts collectés en déchèterie représentent un gisement facilement mobilisable. A ce jour il est majoritairement valorisé en compostage auprès des agriculteurs. Cependant, les communautés de Communes semblent ouvertes à d'autres formes de valorisation (Le SICOTRAL change cette année de débouché) si plus pratiques et rentables.

Secteur	Déchets verts tMB/an	Valorisation	Déchèteries	Dam3 CH4/a n
CC Rambervillers	1174	Compostage TERRAGRI Anglemont	Rambervillers	88
Slcotral	693	Compostage sur déchetterie Dompain	Bains-les-Bains (204), Darney (207), Dompain (234), Monthureux (48)	52
CC Moyenne Moselle	475	Compostage au GAEC des Aubiers Nomexy	Charmes	36
Pays de Mirecourt	316	Broyage et épandage ferme du Braquemont	Mirecourt, Châtenois	24
SICOVAD	9580	Compostage sur plateforme Epinal-Razimont (3200t), branches broyées (598t)	Nomexy, Xertigny, Eloyes, Saint Nabord, Arches, Bruyères, Thaon-lès-Vosges, Razimont, Golbey, Les Forges	718
Vosges Méridionales	385	Compostage au GAEC de la Croisette au Val d'Ajol	Val d'Ajol	29

L'apport de la commune d'Epinal au SICOVAD est en forte diminution au profit d'une entreprise privée.

4.5 Montage d'un projet de méthanisation

4.5.1 Réglementation

4.5.1.1 ICPE

4.5.1.1.1 Généralités

Le titre 1er du Livre V du Code de l'environnement relatif aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) prévoit que les installations industrielles et agricoles d'une certaine importance fassent l'objet d'une autorisation prise sous la forme d'un arrêté préfectoral qui fixe les dispositions que l'exploitant devra respecter.

La nomenclature des ICPE (annexe de l'article R. 511-9 du Code de l'environnement) classe les installations en fonction :

- L'emploi ou stockage de certaines substances (ex. toxiques, dangereux pour l'environnement...)
- Le type d'activité (ex. : agroalimentaire, bois, déchets ...).

Cette nomenclature les classe en fonction des rubriques applicables sous le régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation en fonction de l'importance des risques ou des inconvénients qui peuvent être engendrés :

- Déclaration : pour les activités les moins polluantes et les moins dangereuses. Une simple déclaration en préfecture est nécessaire
- Enregistrement : conçu comme une autorisation simplifiée visant des secteurs pour lesquels les mesures techniques pour prévenir les inconvénients sont bien connues et standardisées. L'exploitant doit faire une demande d'enregistrement au Préfet avant toute mise en service, démontrant l'acceptabilité du risque
- Autorisation: pour les installations présentant les risques ou pollutions les plus importants. L'exploitant doit faire une demande d'autorisation au Préfet avant toute mise en service, démontrant l'acceptabilité du risque. Le préfet peut autoriser ou refuser le fonctionnement. L'autorisation du Préfet est formalisée par un arrêté préfectoral fixant les prescriptions générales d'exploitation à respecter.
- *Nota* : les installations soumises à autorisation peuvent également :
 - Être soumise à la directive Industrial Emissions Directive dite IED (rubrique 3XXX de la nomenclature ICPE)
 - Être classée par la directive SEVESO 3 en deux types d'établissement: seuil bas et seuil haut selon la quantité de substances dangereuses en leur sein. Cette directive introduit un renforcement de la politique de prévention des accidents majeurs, qui devra garantir un niveau de protection accru dans tous les établissements, ainsi que de nouvelles obligations d'information à destination des populations en cas d'accidents majeurs.

4.5.1.1.2 Dossier de déclaration

Le dossier de déclaration se compose des éléments suivants :

- Une déclaration datée et signée (demandeur, adresse installation, nature des activités)
- Un plan de situation du cadastre dans un rayon de 100 mètres
- Un plan d'ensemble à l'échelle de 1/200e au minimum (avec des mentions obligatoires)
- Un dossier des prescriptions à respecter (avec notamment le mode de traitement des eaux résiduaires et des émanations de toute nature ainsi que l'élimination des déchets, les dispositions prévues en cas de sinistre).

Déclaration pouvant être réalisée en ligne.

4.5.1.1.3 Dossier d'enregistrement

Le dossier d'enregistrement (Article R512-46-3 du code de l'environnement) doit mentionner des informations obligatoires relatives à :

- L'identité du demandeur (personne physique ou morale)
- Les caractéristiques de l'activité envisagées (notamment la rubrique de la nomenclature ICPE associée)
- Les plans du projet (situation géographique et urbanistique)
- Le document justifiant du respect des prescriptions applicables à l'installation
- Ses capacités techniques et financières
- Des pièces annexes, plus nombreuses que celles nécessaires au dossier de déclaration, doivent être jointes au dossier d'enregistrement. Elles permettront au préfet de prendre connaissance des détails du projet envisagé et de sa compatibilité avec d'autres réglementations en vigueur.

Délai d'instruction environ 5 mois à partir du dépôt du dossier.

4.5.1.1.4 Autorisation unique

Dans le cadre de la simplification des procédures administratives et de la modernisation du droit de l'environnement, une expérimentation visant à regrouper autour de la procédure d'autorisation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), les autres autorisations éventuellement nécessaires : permis de construire, autorisation de défrichement, dérogation au titre des espèces protégées, autorisation au titre du code de l'énergie.

Cette autorisation unique a été mise en place à titre expérimental depuis le 1er juin 2014, par l'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 et le décret 2014-540, pour une durée de trois ans pour les parcs éoliens, les installations de méthanisation et de production d'électricité ou de biométhane à partir du biogaz dans certaines régions de France. Cette ordonnance a été consolidée au 7 septembre 2015 par loi sur la transition énergétique (loi n° 2015-992) étendant cette expérimentation à toutes les régions de France. Les projets de méthanisation sont donc concernés par l'autorisation unique.

Les procédures concernées par l'autorisation unique sont :

- Autorisation d'exploiter au titre des ICPE
- Permis de construire
- Autorisation de défrichement
- Autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie
- Approbation de projet d'ouvrage privé de raccordement au titre du code de l'énergie
- Dérogation « espèces protégées » au titre du 4° de l'article L. 411-2 du code de l'environnement.

Cette autorisation permet le dépôt simultané des différentes procédures à l'obtention de l'autorisation d'exploiter une ICPE.

Le nombre de dossier à déposer en préfecture sera conforme aux dispositions du Code de l'environnement et des demandes des administrations.

❖ **DDAE**

Le dossier de demande d'autorisation d'exploiter est constitué conformément au chapitre II Section I du Livre V du Code de l'environnement. Il comporte les éléments suivants :

- Lettre de demande
- Plans réglementaires
- Etude d'impact sur l'environnement

Certains projets situés dans et en dehors des zones Natura 2000 sont soumis à l'obligation d'évaluation d'incidences Natura 2000 (C. envir., art. R. 414-19). Cette notice sera liée avec les dossiers ICPE.

- Etude de dangers
- Notice relative à l'hygiène et à la sécurité du personnel
- Résumés non technique de l'étude d'impact et de l'étude de dangers.

Délai d'instruction environ 12 mois à partir de la recevabilité du dossier (avis de l'autorité environnementale).

❖ **Permis de construire**

Le permis de construire est un acte administratif qui donne les moyens à l'administration de vérifier qu'un projet de construction respecte bien les règles d'urbanisme en vigueur.

Des modalités de calcul de la surface de plancher des constructions définies par le livre I du code de l'urbanisme, permettent de savoir dans quel cas de figure se trouvera le projet retenu :

Conséquences de la réforme de la surface de plancher sur le champ d'application du PC

CONSTRUCTIONS NOUVELLES ayant:	En droit commun		En secteur protégé (1)	
	Constructions nouvelles d'une hauteur ≤ 12 m	Constructions nouvelles d'une hauteur > 12 m	Constructions nouvelles d'une hauteur ≤ 12 m	Constructions nouvelles d'une hauteur > 12 m
une emprise au sol et une surface de plancher inférieures ou égales à 5 m² (2)	Dispense R421-2 a)	Déclaration Préalable R421-9 c)	Déclaration Préalable R421-11 a)	Permis de construire R421-1
5 m²				
une emprise au sol ou une surface de plancher supérieure à 5 m² (2)	Déclaration Préalable R421-9 a)			
ET				
une emprise au sol inférieure ou égale à 20 m²				
ET				
une surface de plancher inférieure ou égale à 20 m²				
20 m²				
une emprise au sol ou une surface de plancher supérieure à 20 m²	Permis de construire R421-1			

(1) secteur sauvegardé, site classé, réserve naturelle, cœur d'un futur parc national et cœur de parc national. (2) Relèvement du seuil de 2 à 5 m² à compter du 1^{er} mars 2012.

L'autorisation de mettre en service une installation classée (quel que soit son régime de classement) ne vaut pas permis de construire ou déclaration préalable et réciproquement. Aussi, si l'installation nécessite pour être construite un permis de construire, il faudra deux autorisations (permis de construire et autorisation d'exploiter une installation classée).

En revanche, les procédures pour ces deux installations sont liées (autorisation unique).

❖ Autorisation de défrichement

Lorsque l'obtention d'une autorisation de défrichement est nécessaire, le dossier d'une installation classée doit être accompagné de la demande d'autorisation de défrichement.

❖ Autorisation de déversement

En cas de rejets d'effluents liquides autres que domestiques dans un réseau de collecte et de traitement collectif, il faut obtenir de la part de la collectivité une autorisation de déversement au titre de l'article L.1331-10 du Code de la santé publique.

L'autorisation de mettre en service l'installation classée ne vaut pas autorisation de déversement et réciproquement. Aussi, il faudra deux autorisations (autorisation de déversement et autorisation d'exploiter une installation classée).

La démonstration de l'intérêt du branchement au réseau d'assainissement d'une collectivité et de l'innocuité des rejets sur les performances des ouvrages collectifs, ainsi que l'autorisation ou la demande d'autorisation de déversement, doivent figurer dans le dossier.

4.5.1.2 Directives à prendre en compte

4.5.1.2.1 DIRECTIVES ATEX (ATmosphèresEXplosives)

Il s'agit de :

- La directive 94/9/CE, transposée par le décret n° 96-1010 du 19 novembre 1996 modifié *relatif aux appareils et aux systèmes de protection destinés à être utilisés en atmosphère explosible*. Ses prescriptions concernent les « appareils et [les] systèmes de protection qui sont destinés à être utilisés en atmosphère explosible. Elles s'appliquent également aux dispositifs de sécurité, de contrôle et de réglage qui sont nécessaires ou qui contribuent à assurer la sécurité du fonctionnement des appareils et des systèmes de protection contre les risques d'explosion » ;
- La directive 1999/92/CE, transposée par les décrets n°s 2002-1553 et 1154 du 24 décembre 2002 qui ont modifié le code du travail (articles R4227-42 à 57 ainsi que leurs arrêtés applicatifs – cf. § (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)).

4.5.1.2.2 DIRECTIVE DESP (directive équipements sous pression)

La directive 97/23/CE dite DESP a été transposée en droit français par le décret n°99-1046 du 13 décembre 1999 modifié relatif aux équipements sous pression et l'arrêté du 15 mars 2000.

La directive 97/23/CE est abrogée par la directive 2014/68/UE du 15 mai 2014 relative à l'harmonisation des législations des états membres concernant la mise à disposition sur le marché des équipements sous pression. L'abrogation prendra effet au 1^{er} juin 2015 pour l'article 9 et au 19 juillet 2016 pour la totalité du texte.

En première approche, tous les équipements internes aux installations et soumis à une pression relative supérieure à 0,5 bar doivent s'y conformer, ce qui concerne une partie des nouvelles installations.

4.5.1.3 Méthanisation

4.5.1.3.1 Installations

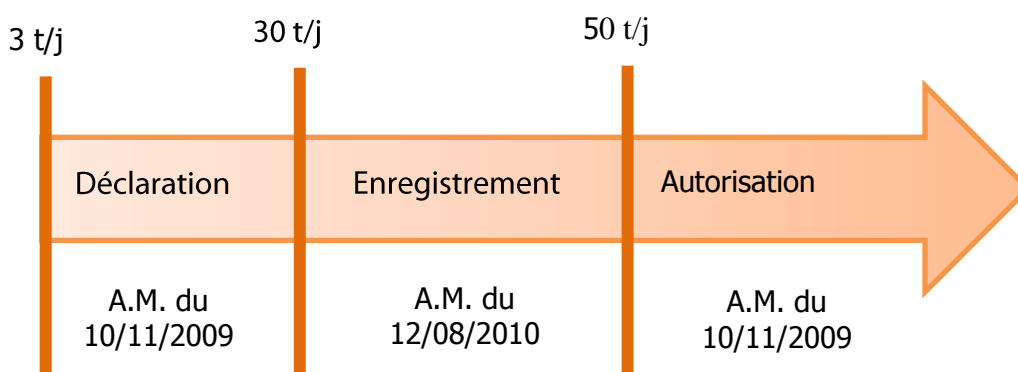
Les installations de méthanisation sont classées sous la rubrique 2781 : « *Installations de méthanisation de déchets non dangereux ou matière végétale brute, à l'exclusion des installations de méthanisation d'eaux usées ou de boues d'épuration urbaines lorsqu'elles sont méthanisées sur leur site de production.* »

La rubrique 2781 compte deux sous-rubriques en fonction des matières entrantes acceptées sur le site :

- La rubrique 2781-1 relative à la : « Méthanisation de matière végétale brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets végétaux d'industries agroalimentaires. »
- La rubrique 2781-2 relative à la : « Méthanisation autres déchets non dangereux »

Le régime de classement pour l'installation est lui définit pour chacune des rubriques à en fonction de la quantité de matière traitée par jour :

- 2781-1 :



- 2781-2 : Quel que soit le tonnage de matière traitée par jour, l'installation de méthanisation est soumise à autorisation.
- L'arrêté ministériel de prescriptions générales est l'arrêté du 10/11/2009.

4.5.2 Rachat de l'électricité produite par cogénération

La combustion du biogaz entre dans le champ de la réglementation ICPE au titre de la rubrique 2910:

- Soit dans la rubrique 2910C lorsque l'installation consomme exclusivement du biogaz provenant d'une installation classée sous la rubrique 2781-1;
- Soit dans la rubrique 2910B dans les autres cas de combustion de biogaz, hors combustion en torchère.

Le critère de classement pour ces deux rubriques étant la puissance thermique de l'installation.

Les installations en dessous de 0,1 MW, ne sont pas soumises à cette réglementation.

4.5.2.1 Textes réglementaires

L'arrêté du 19 mai 2011 modifié **fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz** permet de calculer le tarif de rachat de l'électricité produite dans le cas d'une cogénération.

Le tarif de rachat pour les projets de cogénération biogaz ne s'applique que sur les projets de puissance électrique inférieure à 12 MWe. La part produite au-delà de 12MWe serait

vendue au prix du marché de l'électricité. En dessous de cette puissance, le réseau concerné pour l'injection est celui de distribution (Enedis), au-dessus l'électricité doit être injectée sur le réseau de transport (RTE).

- 1- Décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 fixant par catégorie d'installations les limites de puissance des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité (NOR : ECOI0000505D)
- 2- Décret n°2001-410 du 10 mai 2001 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat (NOR : ECOI0100190D)
- 3- Arrêté du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz (NOR : DEVR1126198A) *Rectificatif au Journal Officiel du 21 mai 2011 pour la formule de calcul de l'efficacité énergétique.*

4.5.2.2 Tarifs

L'arrêté du 19 mai 2011 (modifié par l'arrêté du 30 octobre 2015) définit le tarif d'achat de l'électricité produite par les installations valorisant le biogaz. D'après la réglementation, le tarif d'achat T du projet associe un tarif de base et des primes au traitement d'effluent d'élevages est défini par la formule suivante :

$$T = T_{\text{base}} + P_e + P_{\text{max}} \text{ avec } (c€/kWh) = (c€/kWh) + (c€/kWh) + (c€/kWh)$$

Pmax en kW	Valeur de Tbase en c€/kWh	Pmax en c€/kWh	Valeur de V Pe en c€/kWh		Valeur de Eff Pmax en c€/kWh	
≤150	13,37	2,6	V≤35%	0	≤20%	0
300	12,67	2,6	V ≥70%	4	≥60%	Pmax
500	12,18	2,1				
1000	11,68	0				
≥2000	11,19	0				

Figure 1- Tarif de base et Primes selon la capacité de l'installation, l'efficacité énergétique et Ef

E_f est la proportion d'effluents d'élevage (en tonnage des intrants) de l'approvisionnement de l'installation calculée sur une base annuelle.

Les valeurs intermédiaires sont déterminées par interpolation linéaire.

L'efficacité énergétique de l'unité de cogénération est définie par la formule suivante :

$$\text{Efficacité énergétique } V = \frac{E_{th} + E_{elec}}{0,97 \times E_p}$$

Avec :

E_{th} : l'énergie thermique valorisée autrement que par la production d'électricité, l'autoconsommation ou la transformation des intrants. Pour le calcul de V , seule est comptabilisée l'énergie thermique qui alimente une activité consommatrice en chaleur créée en même temps que l'installation ou vient en substitution d'un moyen de production d'énergie thermique fossile (charbon, gaz, pétrole et leurs dérivés) ;

E_{elec} : l'énergie électrique produite nette, c'est-à-dire la production électrique totale produite laquelle on retire la consommation électrique des auxiliaires ;

E_p : l'énergie primaire en PCI du biogaz en entrée de centrale.

Ce tarif est à moduler par deux coefficients K et L. L est un coefficient pour l'indexation des contrats déjà signés. Le coefficient d'indexation K est mis à jour au 1^{er} janvier de l'année du contrat d'achat sur la base de l'évolution des indicateurs économiques.

4.5.3 Rachat du biométhane

4.5.3.1 Textes réglementaires

- 1- Décret n° 2011-1594 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de vente du biométhane aux fournisseurs de gaz naturel (NOR : DEVR1107323D)
- 2- Décret n° 2011-1595 du 21 novembre 2011 relatif à la compensation des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel (NOR : DEVR1107324D)
- 3- Décret n° 2011-1596 du 21 novembre 2011 relatif aux garanties d'origine du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel (NOR : DEVR1126146D)
- 4- Décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel, modifié par les décrets 2013-177 du 27 février 2013 et 2014-672 du 24 juin 2014 (NOR : DEVR1126147D)
- 5- Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel, modifié par l'arrêté ministériel du 24 juin 2014 (NOR : DEVR1126174A)
- 6- Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, modifié par les arrêtés du 23 février 2013 et du 24 juin 2014 (NOR : DEVR1126198A)
- 7- Arrêté du 23 novembre 2011 relatif aux modalités de désignation de l'acheteur de biométhane de dernier recours (NOR : INDR1126188A)
- 8- Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la part du montant des valorisations financières des garanties d'origine venant en réduction des charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel donnant droit à compensation (NOR : INDR1126193A)

4.5.3.2 Tarifs

L'arrêté du 23 novembre 2011 définit le tarif d'achat du biométhane injecté dans le réseau. Le tarif de rachat du biométhane est constitué d'un tarif de base (entre 6,4 et 9,5 c€/kWh selon la taille de l'installation), additionné d'une prime selon la provenance des intrants (2 à 3 c€/kWh si les intrants sont composés exclusivement de déchets ou de produits issus de l'agriculture ou de l'agro-industrie, 0,5 c€/kWh si les intrants sont exclusivement composés de déchets ménagers, 0,1 à 3,9 c€/kWh pour des intrants composés de boues de station de traitement des eaux usées. Lorsque l'alimentation est constituée de plusieurs types d'intrants, la prime est pondérée, calculée au prorata des quantités d'intrants utilisés par l'installation).

D'après la réglementation, le tarif d'achat T du projet est défini par la formule suivante :

$$T = T_{\text{base}} + PI_1 \times p_1 + PI_2 \times p_2$$

Avec (c€/kWh) = (c€/kWh) + (c€/kWh) x (%) + (c€/kWh) x (%) et $PI_1 = 0,5 \text{ c€/kWh PCS}$;

p_1 : la proportion (en tonnage) de déchets des collectivités (hors boues de station d'épuration), déchets des ménages et assimilés ou déchets de la restauration hors foyer dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle

p_2 : la proportion (en tonnage) des produits issus de cultures intercalaires à vocation énergétique et des déchets ou résidus provenant de l'agriculture, de la sylviculture, de l'industrie agroalimentaire ou des autres agroindustries dans l'approvisionnement total en intrants de l'installation, calculée sur une base annuelle.

Le tarif de base et PI_2 sont définis comme dans les tableaux ci-dessous :

Capacité maximale de production (m3/h)	Tbase (c€/kWh PCS)	Capacité maximale de production (m3/h)	PI2 (c€/kWh PCS)
≤ 50	9,5	≤ 50	3
Comprise entre 50 et 100	Interpolation linéaire entre 9,5 et 8,65	Comprise entre 50 et 350	Interpolation linéaire entre 3 et 2
Comprise entre 100 et 150	Interpolation linéaire entre 8,65 et 7,8	≥ 350	2
Comprise entre 150 et 200	Interpolation linéaire entre 7,8 et 7,3		
Comprise entre 200 et 250	Interpolation linéaire entre 7,3 et 6,8		
Comprise entre 250 et 300	Interpolation linéaire entre 6,8 et 6,6		
Comprise entre 300 et 350	Interpolation linéaire entre 6,6 et 6,4		
≥ 350	6,4		

Figure 2- Tarifs de base et PI_2 pour le calcul du tarif d'achat du biométhane

Ce tarif est à moduler par deux coefficients K et L. L est un coefficient pour l'indexation des contrats déjà signés. Le coefficient d'indexation K est mis à jour au 1^{er} janvier de l'année du contrat d'achat sur la base de l'évolution des indicateurs économiques. Le tarif $K \times T$ fixé à la date est indexé sur le coefficient L également lié aux indicateurs économiques.

Dans le cas de méthanisation à partir des boues de stations d'épurations des eaux usées, un troisième terme s'ajoute au calcul du tarif : $PI_3 \times p_3$, PI_3 variant de 3,9 à 0,1 c€/kWh selon

la capacité maximale de l'installation et p_3 , la proportion de matière résultant du traitement des eaux usées.

Il est à noter que la prime à l'efficacité énergétique a été supprimée dans ce cas de valorisation.

4.5.4 Critères de rentabilité

4.5.4.1 Localisation

4.5.4.1.1 Choix du terrain

Le choix du terrain est un paramètre important dans la rentabilité d'un projet. Une étude géotechnique du sol peut être nécessaire pour valider les caractéristiques du sol et sa capacité à accueillir une unité de méthanisation.

Les règles générales d'aménagement et d'utilisation des sols sont fixées par les plans locaux d'urbanisme (PLU). Les PLU couvrent généralement le territoire d'une commune mais peuvent aussi s'étendre à un territoire communautaire.

Pour les territoires non munis de PLU ou documents d'urbanisme équivalent c'est le Règlement National d'Urbanisme (RNU) qui s'applique. Les règles générales sont codifiées aux articles R. 111-1 à R. 111-27 du code de l'urbanisme.

Le projet doit être compatible avec les documents d'urbanisme approuvés. Le projet doit être implanté dans une zone dont le classement est compatible avec son activité.

Il devra respecter les prescriptions relatives à la zone dans laquelle il est implanté :

- Prise en compte des risques naturels et technologiques : vérification du projet avec l'ensemble des données risques disponibles et plus précisément avec les différents PPR (Plan de Prévention des Risques) existants
- Prise en compte des Servitudes d'Utilité Publique (SUP) ou des informations et obligations diverses : les SUP peuvent avoir un impact au niveau des contraintes d'urbanisme. Les SUP peuvent concernées :
 - Protection des captages d'eau potable
 - Axe Terrestre Bruyant
 - Servitude d'alignement
 - Ligne électrique HT
 - Monument historique inscrit ou classé (périmètre de 500 m)
 - Servitudes aéronautiques de dégagement
 - Servitude aéronautique à l'extérieur des zones de dégagement
 - Canalisations de transport de gaz
 - Ligne téléphonique
 - Voie ferrée
 - Etc.

Cette liste est non exhaustive, les SUP sont spécifiques à la zone d'implantation du projet.

4.5.4.1.2 Localisation de l'approvisionnement

Les problématiques logistiques d'approvisionnement des intrants sont à considérer dans l'établissement des projets. En effet les coûts de transports des intrants impactent fortement la rentabilité même des projets. Dans le dimensionnement d'un projet, on privilégiera donc les intrants les plus proches avec les plus hauts taux de méthane.

4.5.4.2 Choix des intrants

4.5.4.2.1 Catégories d'intrants

Par ailleurs, le choix des intrants est très important car leurs caractéristiques vont impacter le traitement et donc le coût. On pourra noter les éléments suivants devant être inspectés :

- Intrant avec ou sans saisonnalité impliquant des besoins de stockage
- Intrant nécessitant d'être stocké sous atmosphère confinée ou pouvant
- Intrant nécessitant une préparation (broyage, tri, déconditionnement...)
- Intrant nécessitant d'être hygiénisé

La localisation d'un projet biogaz doit être déterminée en adéquation avec les paramètres ci-dessus afin d'obtenir l'optimum pour l'ensemble des paramètres.

Par ailleurs, il est important de considérer l'évolution future des intrants, de leur localisation. Il est courant qu'un projet de biogaz voit 30% de ses intrants modifiés au bout de 2 ans d'exploitation.

4.5.4.2.2 Spécificités de la réglementation concernant les intrants

Les matières traitées par l'unité sont définies au cas par cas, il n'est pas possible de déterminer avec précision la rubrique de classement de l'unité avant la sélection précise des intrants.

En effet dans le cadre d'une utilisation de l'unité comme une installation de méthanisation à la ferme, on peut s'attendre à un classement sous la rubrique 2781-1 et au regard des tonnages susceptibles d'être traités de relever du régime de déclaration.

Cependant dans le cadre d'une installation qui traiterait des déchets de types alimentaires, ces entrants :

- Ne font pas partie des entrants désignés à la rubrique 2781-1
- Répondent à la classification des Sous-Produits Animaux (SPAN) de catégorie 3 (parties d'animaux abattus propres à la consommation humaine, plumes, poils et sang d'animaux, anciennes denrées, déchets de cuisine et de table, lait, œuf, ovoproduits, produits dérivés du lait).

Ces installations seraient donc soumises à la rubrique 2781-2 ne possédant qu'un seul régime de classement, l'autorisation.

La situation administrative de la solution n'est pas clairement définie et pourra varier en fonction des matières traitées. Un régime administratif trop lourd est un obstacle au développement de la solution.

Le règlement (CE) n°1069/2009 et les règles d'application relatives aux sous-produits animaux (SPA ou SPAN) (règlement d'application n°142/2011 modifié) sont applicables à compter du 4 mars 2011 et concernent notamment les installations de méthanisation utilisant des sous-produits animaux (SPA).

Les sous-Produits Animaux (SPA) étant définis comme toutes les matières animales ou d'origines animales (terrestres ou aquatiques), dès lors qu'elles ne sont pas ou plus destinées à l'alimentation humaine, sont par définition concernées par une réglementation sanitaire spécifique.

Ce règlement définit les catégories de sous-produit et leurs règles de traitement. Pour le traitement de ces déchets, l'unité de méthanisation doit disposer d'un agrément sanitaire, précisant les exigences en matière de traitements de ces SPA pour la conversion en biogaz et en matière d'hygiène.

3 catégories de SPAN, classées selon leur dangerosité :

- C1 interdit en méthanisation
- C2 et C3 sous conditions.

Tableau 1: Traitement en entrée de méthanisation

Catégorie SPAN	Exemples	Traitement en entrée de méthanisation
C2	Refus de dégrillage abattoirs hors ruminant > 6 mm	Stérilisation : 133°C, 20 min, 3 bars, 50 mm
C2lisier	Lisier, appareil digestif et son contenu, lait et produit à base de lait, colostrum, œufs et produits à base d'œufs	Hygiénisation : 70°C, 60 min, 12 mm DEROGATION POSSIBLE
C3	Parties d'animaux abattus propres à la consommation humaine, plumes, poils, sang d'animaux, déchets de cuisine et de table...	Hygiénisation : 70°C, 60 min, 12 mm

Les SPA susceptibles d'être traités sont des SPAN de catégorie C3 nécessitant l'obtention d'un agrément sanitaire et une hygiénisation.

4.5.4.3 Procédés de la méthanisation

4.5.4.3.1 Deux techniques majeures

Différents procédés de méthanisation sont mis en œuvre actuellement :

- Voie sèche ;
- Voie humide ou infiniment mélangé (le plus courant à détailler avec la recirculation).

Les procédés voies sèches sont moins courant et d'avantage spécifiques à des petits projets aux caractéristiques d'intrants bien précises. Ce procédé est plus simple à mettre en œuvre (moins de pièces tournantes) mais présente un moins bon rendement et peut de retours d'expériences sont collectés à ce jour. La digestion sèche est une technique qui permet de maintenir les résidus dans leur état d'origine sans d'importants ajouts d'eau. Elle se caractérise par une teneur en eau comprise entre 20 et 50%, ce qui confère au milieu de fermentation une consistance non pas sèche, mais pâteuse (ou semi-solide), avec une faible quantité d'eau libre. Une plus grande concentration du milieu permet l'utilisation de réacteurs moins grands, donc moins coûteux. Par contre, cette concentration accrue nécessite des pompes spéciales et cause plus de stress mécaniques aux équipements.

Le procédé en voie humide est le plus couramment utilisé. Le design demande d'avantage d'expertises, nourries par les retours d'expériences plus nombreux. Des améliorations se développent pour répondre aux problématiques de casse des pièces rotatives (agitateurs notamment). Ces technologies sont adaptées pour les produits liquides (boues d'épuration, du lisier, etc.) contenant des matières en suspension ainsi qu'aux produits solides mis en solution. La dilution des produits solides provoque une augmentation des coûts causée soit par un apport d'eau, soit par la recirculation de l'eau de procédé, donc des équipements nécessaires à cette recirculation. De plus, le besoin de cuves plus grandes augmente le coût des réacteurs et du chauffage du substrat. Par contre, ces réacteurs ont une meilleure homogénéisation du substrat, ce qui augmente la digestion.

Le mode de mise en œuvre le plus courant est le fonctionnement continu : les réacteurs sont alimentés en permanence à un régime nominal.

4.5.4.3.2 Régime de températures

Dans les procédés industriels classiques, deux plages de températures sont communément utilisées : la plage mésophile entre 15°C et 45°C (optimum à 37°C), et la plage thermophile entre 45°C et 65°C. Comparativement aux systèmes mésophiles, les systèmes thermophiles traitent des charges organiques plus importantes grâce à la croissance plus rapide des microorganismes mais sont généralement plus instables et plus sensibles aux modifications extérieures. Cependant ce régime permet de réduire le volume des digesteurs et une élimination rapide des pathogènes.

4.5.4.3 Paramètres clés de dimensionnement

Des paramètres doivent être bien définis (parfois même approuvés par des analyses en laboratoire) afin de dimensionner le digesteur de manière adéquate. Les points suivants doivent être inspectés :

- Alimentation : débit et caractéristiques constants (charge organique)
- La charge volumique appliquée : flux de matière traitée ramené à l'unité de volume du réacteur
- Temps de séjour hydraulique
- Homogénéisation du digesteur
- Température du digesteur
- Recirculation (d'une partie du digestat) à étudier
- Post digestion : seconde cuve où est transféré le digestat pour une dégradation complémentaire. Au-dessus de cette seconde cuve peut se trouver un gazomètre pouvant servir de stockage du biogaz ;
- Stockage : les capacités de stockage du biogaz doivent être adaptées au type de valorisation du biogaz envisagé. En effet, plus les consommateurs de biogaz sont nombreux et fiables, moins les besoins en stockages sont importants
- Sécurité et suivi :
 - Capteurs et analyseurs
 - Torchère : pour brûler l'excès de gaz en cas de non utilisation du biogaz (valorisation non disponible par exemple). La torchère doit pouvoir brûler la totalité du débit de biogaz.
- Utilités :
 - De petites quantités d'eau sont requises pour l'entretien des vannes de sécurité, des voyants de liquide et système de chauffage...
 - Un stockage d'air comprimé afin de permettre la fourniture d'air comprimé aux vannes pneumatiques.
 - Des additifs sont à prévoir tels que des agents anti-mousse et du chlorure de fer pour une désulfuration dans le réacteur en cas de teneur anormale en H_2S .

4.5.4.4 Valorisation du biogaz

Le biogaz est utilisé pour produire de l'énergie sous différentes formes. Le choix du type de valorisation du biogaz est à déterminer en amont du démarrage d'un projet de méthanisation et notamment en fonction :

- Des besoins du site (chaleur, électricité, froid...)
- Des possibilités de revente de l'énergie (chaleur, électricité)
- De la localisation du site (voisins industriels demandeurs, possibilité d'injecter le biométhane dans le réseau de Gaz Naturel à proximité...)

Les principales voies de valorisation du biogaz sont les suivantes :

- La production de chaleur par combustion du biogaz dans une chaudière
- La production d'électricité et de chaleur en cogénération
- La production de biométhane pour injection dans le réseau
- La production de biocarburant.

Une dernière variante à mentionner, encore peu appliquée actuellement, est la possibilité de liquéfier le biométhane, pour faciliter son transport (dans des bombonnes), lorsque le point d'injection est éloigné du site de production, ou en faire du biocarburant liquide : du bioGNL (à destination des gros véhicules : camions, bateau).

A chaque mode de valorisation sont associés des traitements spécifiques qui ont pour but l'élimination de l'eau, des composés soufrés ou azotés, des siloxanes, du CO₂.

4.5.4.4.1 Prétraitements

❖ Généralités

Quel que soit l'usage final du biogaz, il est déconseillé voire impossible d'utiliser le biogaz tel qu'il est produit ou récupéré. La seule fraction valorisable est le méthane qu'il contient en proportion plus ou moins grande et les autres composants sont inutiles, gênants, voire nuisibles.

Les caractéristiques que le biogaz prétraité doit satisfaire sont explicitées par les fournisseurs de l'équipement de valorisation (moteur de cogénération, skid d'épuration...).

Une ou plusieurs étapes de traitement sont donc nécessaires en fonction du mode de valorisation choisi comme le montre le tableau suivant.

Mode de valorisation	Composés à éliminer	Traitements nécessaires
Production de chaleur	Eau + soufre (H ₂ S éventuellement)	Prétraitements
Production d'électricité ou cogénération	Eau + soufre (H ₂ S) + organo-halogénés (éventuellement)	
Injection dans le réseau	Eau + soufre (H ₂ S) + organo-halogénés (éventuellement) + CO ₂ + métaux (éventuellement) + O ₂ (éventuellement)	Prétraitements + Epuration
Production de biocarburant	Eau + soufre (H ₂ S) + organo-halogénés (éventuellement) + CO ₂ + métaux (éventuellement)	

Les pistes de valorisation privilégiées dans cette étude sont la production de chaleur et d'électricité simultanément (cogénération) et l'épuration du biogaz en biométhane pour l'injection dans le réseau de gaz ou l'utilisation comme carburant.

❖ Technologies

Les prétraitements principaux consistent en une désulfuration (grossière et/ou fine), une déshydratation du biogaz brut en sortie de digesteur, une élimination des siloxanes (composés inertes et non toxiques qui endommagent les équipements process en formant des dépôts de silice).

Concernant la **désulfuration**, les solutions les plus communément employées sont :

- Précipitation par oxyde de fer dans le substrat en digestion
- Adsorption sur Charbon Actif
- Lavage à la soude.

Type de traitement	Niveau de désulfuration	Performances en sortie	Injection d'air	Réaction Dans le digesteur	Commentaires
Précipitation par oxyde de fer dans le substrat en digestion	Grossière	< 200 ppm	Non	Oui	Difficile de contrôler les performances Exploitation couteuse Privilégié en traitement de secours
Lavage à la soude	Grossière	< 100 ppm	Non	Non	Désulfuration grossière
Adsorption sur Charbon Actif	Fine	< 5 ppm	Faible (<0,5%)	Non	Désulfuration fine

Concernant la **déshydratation** (le biogaz étant saturé en eau à la sortie du digesteur), les techniques les plus employées sont les suivantes :

- Abaissement de la température par production de froid à partir d'une machine frigorifique puis réchauffement à température ambiante ;
- Condensation le long des conduites.

Cette déshydratation génère une quantité importante de condensat qui peut être dirigée vers la cuve à substrat liquide. L'étape de déshydratation peut être effectuée en prétraitement ou en aval de l'épuration du biogaz selon la technique d'épuration sélectionnée, dans le cas d'une valorisation par injection de biométhane dans le réseau de gaz.

Concernant **les siloxanes**, leur élimination est généralement réalisée par une absorption sur charbon actif ou par lavage dans une solution d'hydrocarbures au pouvoir absorbant spécifique à ces composés. La présence de siloxanes dans le biogaz dépend des intrants traités en méthanisation. La probabilité est plus forte lors d'un traitement des boues de STEU : résidus de produits cosmétiques).

4.5.4.4.2 Cogénération

Le biogaz peut être valorisé sous forme d'électricité et de chaleur grâce à la récupération de l'énergie thermique de combustion du biogaz en plus de l'énergie mécanique qui permet d'augmenter très sensiblement les rendements énergétiques.

Le tarif d'achat de l'électricité produite à partir de biogaz est conditionné à l'efficacité globale du système. La cogénération permet de produire deux énergies finales : l'électricité qui peut être revendue sur le réseau et la chaleur qui peut être utilisée sur le site ou à l'extérieur.

Pour une valorisation en cogénération, le biogaz nécessite d'être prétraité mais l'épuration n'est pas nécessaire. La finesse du prétraitement dépendra des spécifications du gaz en entrée d'unité de cogénération établies par le constructeur. Une compression peut être requise pour le fonctionnement des unités de cogénération.

❖ Techniques

Les unités de cogénération présentes sur le marché sont :

- Le couplage chaudière et turbine à vapeur
- Les moteurs à combustion interne
- Les turbines et microturbines.

Le choix d'un système de cogénération adapté au projet se fera en fonction des critères suivants :

- Niveau de puissance de l'unité
- Maturité de la technologie
- Flux de chaleur produits et niveaux de températures (eau chaude, vapeur).

❖ Débouchés de la chaleur

Dans un projet de cogénération, l'injection d'électricité n'est généralement pas le facteur limitant. Cependant trouver de bons débouchés pour la chaleur est le point essentiel pour un projet viable.

On distingue les débouchés internes et les débouchés externes.

Les **débouchés internes** sont constitués par les postes nécessitant de la chaleur sur le site de méthanisation, par exemple :

- Le chauffage du digesteur (en régime thermophile, le digesteur doit être chauffé à 38°C) ;
- Les pré-traitements des intrants tels que l'hygiénisation (chauffage à 70°C pendant une heure) ;
- Les post-traitements du digestat tels que le séchage sont également des débouchés internes.

Les **débouchés externes** sont constitués des postes de valorisation de la chaleur à l'extérieur du site, notamment :

- Les industriels
- Le tertiaire : la chaleur peut être récupérée pour le chauffage des locaux, ou récupérée dans un réseau de chaleur.

❖ Démarches

Dans le cas où l'installation comporterait une installation de type cogénération, ou produisant de l'électricité à partir du biogaz, plusieurs démarches concomitantes, au titre du droit de l'électricité, doivent être effectuées :

- Déclaration ou autorisation d'exploiter (indépendamment du DDAE) conformément aux dispositions du décret du 7 septembre 2000
- Demande de raccordement vis-à-vis du gestionnaire du réseau public auquel le producteur souhaite raccorder son installation de production (gestionnaire du réseau de distribution local ou gestionnaire du réseau de transport), une demande de raccordement
- Par ailleurs, si l'installation souhaite bénéficier de l'obligation d'achat, doivent également être réalisés :
 - La demande de certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat selon les modalités prévues par le décret du 10 mai 2001
 - La demande de contrat d'achat vis-à-vis d'EDF (ou d'un distributeur non nationalisé si l'installation est située sur son territoire de desserte), selon les modalités prévues par l'arrêté tarifaire correspondant au type de production (arrêté du 19 mai 2011 pour la méthanisation, par exemple).

4.5.4.4.3 Epuration du biogaz en biométhane et injection

❖ Epuration du biogaz

Afin de pouvoir être injecté dans le réseau de gaz naturel, le biogaz doit être traité. Un prétraitement est nécessaire pour enlever de nombreux composés (H_2S , eau, Siloxanes...). Le biogaz, composé de méthane et de dioxyde de carbone principalement nécessite une étape d'épuration poussée qui consiste principalement à abattre la quantité de dioxyde de carbone (CO_2) afin d'obtenir un PCS correspondant aux réquisitions du concessionnaire du réseau. Le gaz en sortie d'épuration est appelé biométhane.

Ces traitements d'épuration nécessitent parfois des modules complémentaires en amont et en aval. Les différents blocs process sont présentés dans le schéma de la Figure 2. La chaîne de procédés sera précisée pour chaque technologie d'épuration retenue pour l'étude.

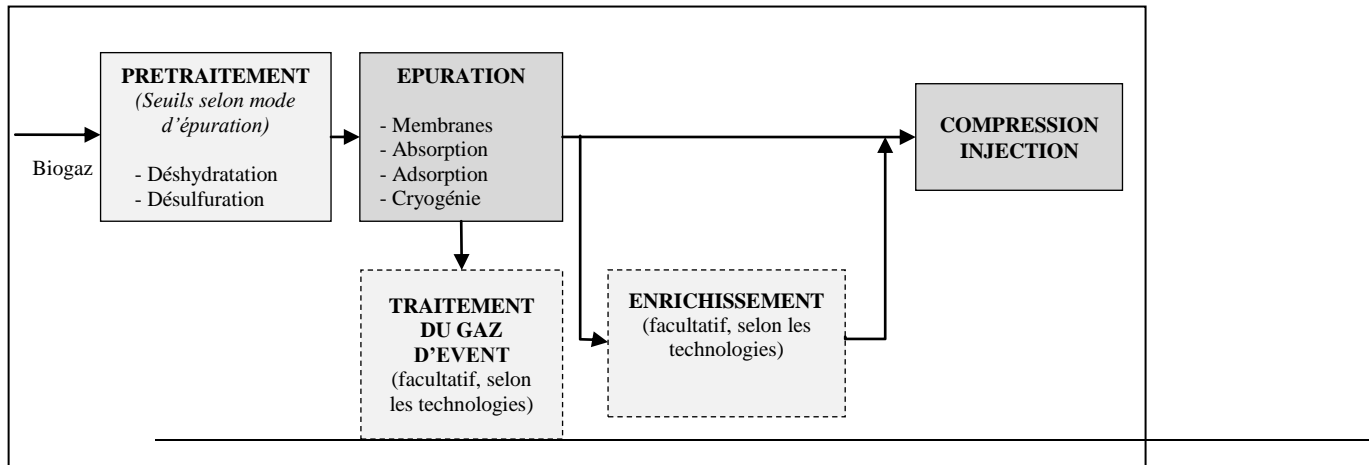


Figure3 : Schéma bloc du procédé d'épuration du biogaz

Les technologies de traitement du biogaz peuvent être divisées en quatre familles :

- **La séparation membranaire** qui consiste à « filtrer » le biogaz grâce à des membranes en polymère
- **L'épuration par absorption :**
 - Absorption physique qui consiste à absorber (dissoudre) les composés gazeux indésirables grâce à un solvant liquide comme l'eau ou solvant organique. Le choix du solvant et du niveau de pression joue sur la solubilité du gaz (CO₂) dans le solvant
 - Absorption chimique (amines) qui de la même manière consiste à absorber le gaz indésirable par réaction chimique donc plus forte que les phénomènes de dissolution des gaz.
- **L'épuration par adsorption** (procédés PSA...) qui consiste à fixer / adsorber les gaz indésirables sur un matériau par une montée en pression puis à les désorber une fois le biogaz épuré
- **L'épuration cryogénique** qui consiste à abaisser la température et monter la pression par étape successive jusqu'à liquéfaction du dioxyde de carbone.

A noter que, selon les constructeurs, certaines technologies peuvent être utilisées de manière combinée (par ex. membranes et PSA). Ce choix ne peut être effectué que lors des phases d'étude de détail selon le retour d'expérience du constructeur considéré.

Les critères techniques de sélection des différentes solutions sont :

- La qualité du biométhane en sortie d'épuration et notamment sa teneur en méthane qui nécessite d'être assez élevée pour garantir un PCS conforme aux spécifications de du gestionnaire du réseau de gaz
- La limitation des pertes en méthane et l'absence de post-traitement des gaz pauvres

- La consommation énergétique thermique et électrique
- Les volumes de consommables et la complexité de la maintenance
- Le nombre de références pour ce type d'installation sur des échelles comparables.

TECHNOLOGIE	MEMBRANES	TECHNOLOGIE D'ABSORPTION			ADSORPTION PSA	CRYOGENIE
		ABSORPTION A L'EAU	ABSORPTION SOLVANT ORGANIQUE	ABSORPTION CHIMIQUE (AMINES)		
Teneur minimum "garantie" en CH₄ moyenne en sortie	97 – 98 %	97%	93-97%	97%	96%	99%
Gaz pauvre à traiter (si perte de CH₄ >1%)	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Non
Perte en méthane (selon constructeur et biogaz)	< 2%	< 2%	> 1%	< 0,1%	< 2%	< 0,5%
Sépare O₂ du biogaz	Partiellement	Non	Non	Non	Oui	Non
Sépare N₂ du biogaz	Non	Non	Non	Non	Non	si liquéfaction poussée
Teneur max en O₂ pour le procédé	-	-	-	< 0,2%	-	-
Teneur maximum d'H₂S en entrée	< 10 ppm	< 300 – 2500ppm	<200ppm	<200ppm	< 5 ppm	< 100 ppm
Déshydratation en amont du traitement	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Oui

❖ Post - traitement du gaz pauvre

Selon les technologies, le procédé d'épuration du biogaz peut générer un gaz pauvre ayant une teneur en méthane de l'ordre de 1% à 3%. Il contient également la plupart des composés indésirables (CO₂, H₂S...).

Ce gaz représente :

- Une perte économique car il est rejeté directement
- Une pollution environnementale car le méthane a un pouvoir de réchauffement climatique 25 fois supérieur au CO₂ et le H₂S génère des odeurs importantes à proximité de l'installation.

Un vide juridique subsiste sur le traitement du gaz pauvre, et il n'est donc pas requis réglementairement en France. Il existe cependant des solutions pour le traitement du gaz pauvre, si la réglementation venait à se préciser sur le sujet telles que :

- L'oxydation catalytique régénérative
- Les biofiltres.

Ce type de post-traitement relativement coûteux (20% du cout de l'installation pour l'oxydation catalytique) concerne essentiellement :

- Le lavage à l'eau
- Le PSA
- Certaines solutions membranaires.

Pour les techniques d'épuration envisagées, les besoins en post-traitement et solutions sont :

- Lavage à l'eau : la solution couramment utilisée est l'installation de filtres biologiques mais une oxydation catalytique est envisageable
- Membranes : un troisième étage de membranes permet de réduire fortement les pertes de méthane et permet d'éviter le post-traitement du gaz pauvre
- Lavage aux Amines : les pertes en méthane sont assez faibles pour éviter le post-traitement du gaz pauvre.

❖ Injection du biométhane

L'injection de biométhane peut être réalisée sur le réseau de distribution de Gaz Naturel (GRDF ou une Entreprise Locale de Distribution) ou de transport GRTgaz.

Lorsqu'une unité de méthanisation se trouve à proximité d'une canalisation de gaz naturel, et produit des volumes importants de biogaz compte-tenu des coûts d'épuration, de contrôle de la qualité du gaz, d'odorisation et de raccordement, l'injection du biogaz dans le réseau est envisageable, moyennant un certain nombre de traitements physico-chimiques (épuration, ajustement du PCI par du propane, odorisation). Le biométhane injecté est exploité en dehors du site de production avec les mêmes usages que le gaz naturel (chauffage, cuisson, production d'eau chaude, besoins domestiques ou industriel, carburants pour véhicules).

L'injection dans le réseau présente l'avantage d'être une valorisation totale, non affecté d'un rendement de combustion. Le biométhane bénéficie de tarifs d'achat garanti sur 15 ans.

Une fois le biogaz épuré en biométhane ayant les caractéristiques requises pour son injection, le gaz doit être comprimé. Le but de la compression est de monter le gaz à la pression du réseau de GRTgaz soit 67,7 barg, ou GrDF soit entre 5 et 8 bar.

L'atelier d'épuration peut prévoir, une sortie du biométhane à la pression d'injection (sortie de membranes autour de 7bar par exemple), ou il est nécessaire de prévoir un atelier de

compression. L'atelier de compression à mettre en œuvre va dépendre de la pression d'aspiration qui est propre à chaque voie d'épuration.

Démarches

Une étude de pré faisabilité (gratuite) doit être demandée au gestionnaire du réseau notamment pour vérifier la possibilité d'injecter la totalité du biométhane produit sur toute l'année. Il peut arriver que sur certaines périodes de l'année (en été) la totalité ne puisse être injectée : une autre valorisation peut être mise en place, ou un stockage selon les quantités. Lorsqu'une capacité suffisante est disponible, d'autres études plus précises devront être financées.

❖ Poste d'injection

Le concessionnaire du réseau de gaz prend en charge l'injection du gaz dès lors que le biométhane lui est fourni comprimé et respectant les spécifications du réseau.



Le poste d'injection comprend :

- Une unité de comptage
- Une unité d'odorisation au THT
- Une unité d'analyse de gaz.

A noter qu'il est conseillé que le fournisseur de l'unité d'épuration inclut en sortie de son unité, un analyseur biométhane pour vérifier la conformité du gaz pour l'injection.

4.5.4.5 Débouchés pour le digestat

Les principaux avantages induits par la méthanisation sur les caractéristiques du digestat par rapport aux matières premières sont :

- La réduction des odeurs
- La réduction des germes pathogènes
- L'amélioration de la fluidité (liquéfaction)
- La conservation des quantités d'azote, de phosphore et de potassium
- L'amélioration de la biodisponibilité de l'azote pour les plantes due à la minéralisation de l'azote organique en azote ammoniacal.

4.5.4.5.1 Valeur fertilisante du digestat

Après méthanisation, le digestat va contenir la fraction non dégradée de la matière organique initiale et conserver la grande majorité des matières minérales. La matière organique non dégradée dans un réacteur de méthanisation sera composée d'éléments ramifiés et complexes (type lignine). La fraction organique des digestats ne présente pas d'intérêt particulier pour les sols agricoles ; seuls les éléments minéraux participent à la nutrition de la plante. Bien évidemment, les doses doivent être adaptées à la composition du digestat et aux besoins des cultures.

La digestion anaérobie est un procédé conservatif pour les éléments n'entrant pas dans la composition du biogaz. Ce procédé permet donc la préservation des éléments fertilisants majeurs (l'azote, le phosphore et le potassium, et des oligo-éléments dans le digestat brut. Par conséquent, il va y avoir conservation des éléments fertilisants, mais également des polluants potentiels.

La composition du digestat et sa variabilité seront donc essentiellement influencées par les matières entrant dans le digesteur mais également par le procédé de méthanisation mis en œuvre.

4.5.4.5.2 Innocuité du digestat

Le retour au sol des matières organiques après traitement par méthanisation suppose une bonne maîtrise de l'innocuité comme de l'impact environnemental des produits finaux (impacts potentiels sur la santé humaine, atteintes potentiels aux écosystèmes).

L'innocuité des digestats doit être établie notamment au moyen d'analyses ; sauf cas particulier, les digestats ne présentent pas de danger particulier dans leur utilisation en tant que fertilisant. Un produit fertilisant ne s'immisce pas directement dans l'alimentation. Il n'est pas nécessaire que le digestat soit stérile pour qu'il puisse être recyclé par exemple ; toutefois son utilisation sur des cultures destinées à être consommées sans cuisson ou l'aérodispersion d'effluent susceptible de propager des aérosols chargés de micro-organismes sont interdits par la réglementation.

Dès lors que l'origine et la nature des intrants sont suffisamment connues et contrôlées, que la composition des digestats est prise en compte pour déterminer les apports aux sols agricoles et que les conditions de mise en œuvre sont respectueuses des règles usuelles de précaution, que tout professionnel se doit de mettre en œuvre, l'innocuité du produit est généralement acquise.

Les considérations relatives à la qualité sanitaire et environnementale concernent donc les éléments indésirables qui peuvent être présents dans les digestats :

- Les Eléments Traces Métalliques (ETM)
- Les Composés Traces Organiques (CTO)
- Les germes pathogènes.

Après une digestion thermophile, le digestat est totalement hygiénisé, aucun traitement supplémentaire n'est nécessaire avant l'épandage agricole.

4.5.4.5.3 Statut pour le digestat

Le digestat possède le statut de déchets produit par une ICPE, sa gestion est régie par la réalisation obligatoire d'un plan d'épandage et le respect du règlement sanitaire départemental.

La mise sur le marché du digestat peut se faire par deux voies différentes :

- Normalisation : conformité aux normes rendues d'application obligatoire par arrêté aux dispositions réglementaires prises en application de directives européennes. Seuls les digestats compostés peuvent entrer dans la composition d'amendements organiques normalisés. NF U 44 051 Amendement: MO>20% MB et post-traitement par compostage obligatoire
- NF U 44 001 Engrais organique (N+P+K>7%)
- Homologation du produit par le ministère de l'Agriculture (ou à défaut Autorisation Provisoire de Vente ou d'Importation (API) : il s'agit de la règle de base pour la mise sur le marché. Néanmoins, les procédures sont longues et coûteuses.
- Dépôt de dossier auprès de l'ANSES

Les critères pris en compte pour la normalisation ou l'homologation sont notamment :

- Constance de composition : Homogénéité, invariabilité et stabilité
- Innocuité
- Efficacité.

Le digestat ne pourra acquérir un statut de produit que si l'exploitant de la solution réalise une demande d'homologation ou de normalisation de son digestat. Dans ces deux cas, la production n'est responsable du produit que jusqu'à sa mise sur le marché.

Si le produit ne remplit aucune de ces conditions, il est alors considéré comme déchet et devra être éliminé par exemple en plan d'épandage, à la condition qu'il ne représente pas de risque et que sa valeur agronomique soit prouvée. Dans ce cas, le producteur est responsable du produit et des incidences sur le milieu jusqu'à la destination finale.

4.5.4.5.4 Epandage

❖ Principe

Une incorporation rapide du digestat dans le sol après épandage permet de limiter fortement les émissions d'ammoniac. La technique d'épandage a également une très forte influence sur la volatilisation de l'ammoniac. Les techniques les plus adaptées sont celles permettant un épandage direct sur ou dans le sol (enfouissement), comme la rampe à pendillard, l'enfouisseur à disques et l'injection, sont les plus efficaces, (permettant ainsi une réduction de 50% des émissions).

Enfin, il est conseillé d'assurer un épandage sur sol humide mais par temps non pluvieux, afin d'éviter les lessivages.

Le coût de traitement global par épandage est dépendant de la distance entre l'unité de méthanisation et les terres agricoles sur lesquelles est épandu le digestat ainsi que de la région dans laquelle se situe l'unité. L'épandage peut être réalisé par des agriculteurs ou des entreprises de travaux agricoles (ETA). Pour information, le coût de l'épandage incluant le transport réalisé par une ETA en Essonne est de 7 €/t de digestat brut ou liquide.

❖ Plan d'épandage

L'épandage du digestat nécessite la réalisation d'un plan d'épandage quel que soit le régime de classement de l'installation.

Si le digestat est destiné à l'épandage sur terres agricoles sans être mis sur le marché en tant que matière fertilisante, il fait l'objet d'un plan d'épandage dans le respect des conditions visées ci-après, sans préjudice des dispositions de la réglementation relative aux nitrates d'origine agricole.

- Dans le cas d'une unité de méthanisation relevant de la rubrique 2781-1 de la nomenclature des installations classées, le plan d'épandage respecte les conditions visées à la section IV " Epandage " de l'arrêté du 2 février 1998 modifié, à l'exception des prescriptions suivantes :
 - L'analyse des sols figurant au 7° de l'article 38 et portant sur les paramètres mentionnés au tableau 2 de l'annexe VII a
 - La distance aux habitations mentionnée au tableau 4 de l'annexe VII b, réduite à 15 m en cas d'enfouissement direct du digestat
 - Les interdictions d'épandage figurant au 2° du I de l'article 39-I
 - L'analyse des sols figurant au I et au 4° du II de l'article 41
 - La fixation dans l'arrêté d'autorisation des teneurs maximales en éléments et substances indésirables présents dans les effluents ou déchets et de la quantité maximale annuelle d'éléments et substances indésirables épandus à l'hectare, figurant à l'article 42.
- Dans le cas d'une unité de méthanisation traitant des boues d'épuration des eaux usées domestiques, le plan d'épandage respecte les conditions visées dans l'arrêté du 8 janvier 1998.

Dans le cas d'une autre unité de méthanisation relevant de la rubrique 2781-2 de la nomenclature des installations classées, le plan d'épandage respecte les conditions visées à la section IV " Epandage " de l'arrêté du 2 février 1998 modifié susvisé.

4.5.4.5.5 Traitements

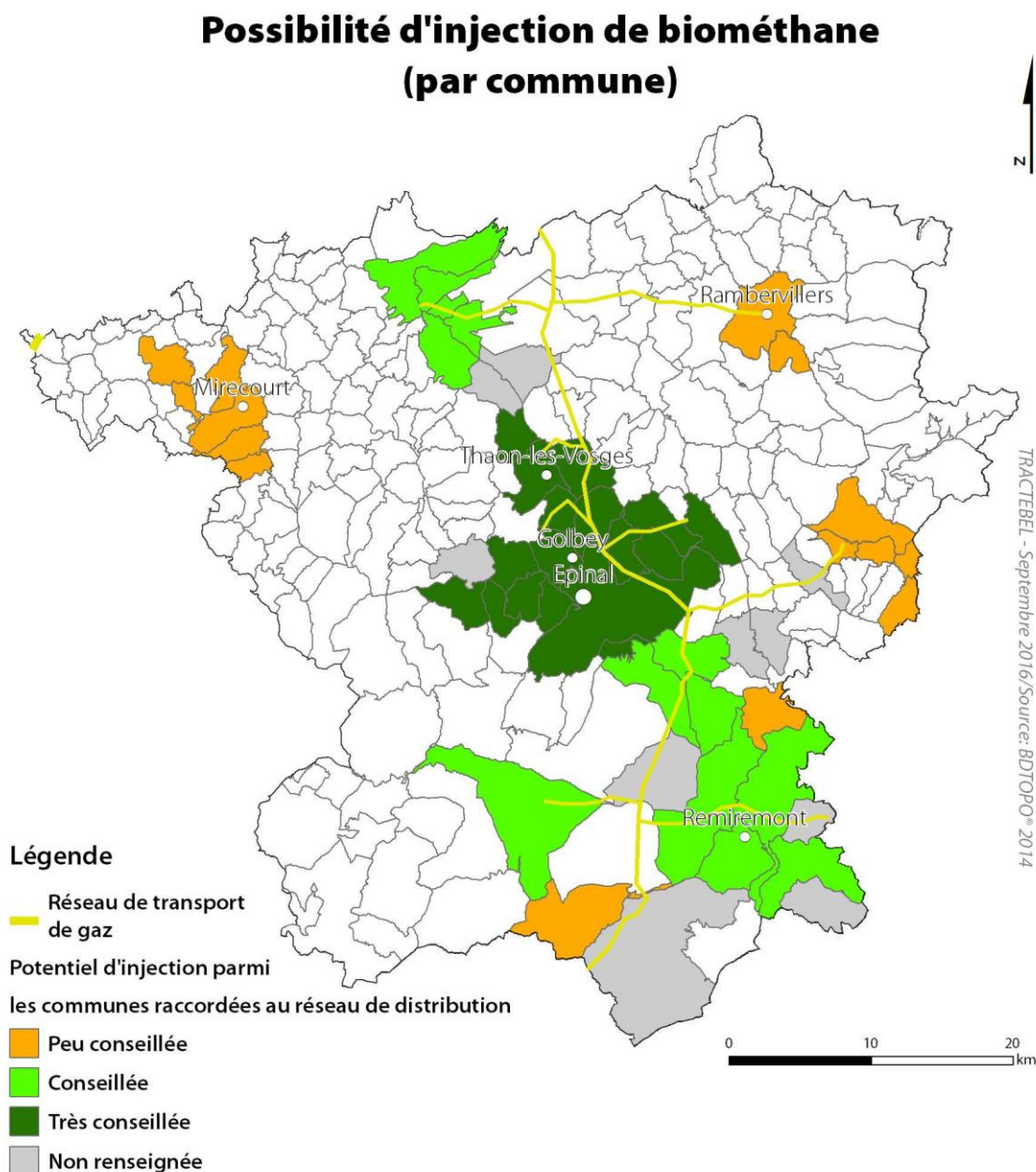
S'il n'est pas homologué ou épandu tel quel, le digestat subit généralement une séparation mécanique de phases avant tout autre traitement. La fraction liquide obtenue peut ensuite être traitée par filtration membranaire, stripping, traitement biologique, ou évaporation/condensation par exemple. Concernant la fraction solide, dont les caractéristiques agronomiques sont très différentes de celles de la fraction liquide, elle peut être séchée et/ou subir un compostage.

Ces traitements servent donc à améliorer la qualité du digestat, pour lui trouver une voie de valorisation : homologation, normalisation, épandage ou compostage (selon les fractions liquides ou solides obtenues).

4.6 Sélection des zones à privilégier

4.6.1 Zones à privilégier pour l'injection biométhane

4.6.1.1 Localisation du réseau de gaz Naturel



4.6.1.2 Communes privilégiées

Le choix des communes est issu d'un croisement entre la carte ci-dessus et les communes présentant les plus gros gisements de matières méthanisables. Les communes sélectionnées ont toutes été répertoriées comme conseillée ou très conseillée pour l'injection par GRTgaz.

Code	Nom Commune	Interco 2016	CH4 Elevages	CH4 Cultures	CH4 IAA	CH4 STEP	CH4 m3/an	MWh/an
88209	Golbey	CAE	-	-	2 506	2 611 200	2 613 706	26059
88011	Arches	CAE	61 339	-	834 240	261 385	1 156 963	11535
88530	Xertigny	CAE	354 498	19 387	3 657	4 092	381 634	3805
88148	Dommartin-lès-Remiremont	Méridionales Hautes Vosges	165 497	113	60 312	541	226 463	2258
88429	Saint-Nabord	Méridionales Hautes Vosges	62 764	-	152 539	1 702	217 004	2164
88160	Epinal	CAE	45 050	1 163	16 463	122 331	185 007	1845
88415	Saint-Etienne-lès-Remiremont	Méridionales Hautes Vosges	119 189	-	27 784	928	147 901	1475
88136	Dogneville	CAE	110 203	7 098	-	114	117 416	1171
88204	Girmont	CAE	97 107	681	-	147	97 934	976
88090	Charmes	CAE	2 498	-	87 705	5 679	95 882	956

4.6.1.3 Récupération du gisement par communes

88209-GOLBEY-CAE	
Secteur	Société
IAA	BOTHINE La Boulange Dorce SARL ARBRE A PAINS
Assainissement	STEP industrielle NORSKE SKOG
88011-Arches-CAE	
Elevage	DUCHENE ETIENNE SCEA FERME DE BALEMONT
IAA	SITPA
Assainissement	STEP industrielle MUNSKSJO
88530-Xertigny-CAE	
Elevage	FRANCOIS FREDERIC FRANCOIS ODILE NEE PIERRON

	COLIN MICHEL GUERY PASCAL MANGIN GEROME NAPPE MICHEL ROMARY MARCEL ROMARY MONIQUE NEE PIERRE VALENTIN NICOLAS HERITIERS COLNOT ELEVA ANIMAUX DOMESTIQU VAUTHIER ELIANE NEE ANTOINE PIERREL CHRISTIAN GAEC RECONNU DU BAS DES CHAMPS GAEC RECONNU DE LA VIERGE DES NEIGES SCEA DU COTEAU VAUTHIER CLAUDE
Cultures	FRENOT FREDERIC AUBERT BERNARD BRETON CHRISTOPHE LES NOCES DE KNA CLAUDEL NOELLE NEE BODEZ COANET ARNAULD
IAA	SOCIETE FROMAGERE DE XERTIGNY
Assainissement	Matières de vidanges et STEU
88148-Dommartin-lès-Remiremont-MERIDIONALES HAUTES VOSGES	
Secteur	Société
Elevage	FRANCOIS LAURENT GALMICHE COLETTE MARTIN JEAN-CLAUDE MATHIEU ABEL KAAG IRENE MARIA MANGEL BRUNO BARAD DOMINIQUE COLLENNE PATRICK EARL DE LA ROCHOTTE GAEC DE LA MAXIERE GAEC DE XONVILLERS GAEC PRES DU TILLEUL GAEC RECONNU DE FRANOULD GROUPEMENT AGRICOLE D'EXPLOITATION EN COMMUN RECONNU DES MITREUCHES
IAA	ABATTOIRS MONTAGNE SUD UNION LAITIERE VITTELLOISE - FROMAGERIE DE L'ERMITAGE
88429-Saint Nabord-MERIDIONALES HAUTES VOSGES	
Elevage	BABEL DENIS BALANDIER JEAN RICHARD BERNARD CLEVY JEAN DUVAL BRUNO GEGOUT AURELIEN THIRIET NICOLAS AUSSEURS-RECKEL SARAH
IAA	ELIVIA LES NOUVELLES SALAISONS DU TOULOIS
88160-Epinal-CAE	

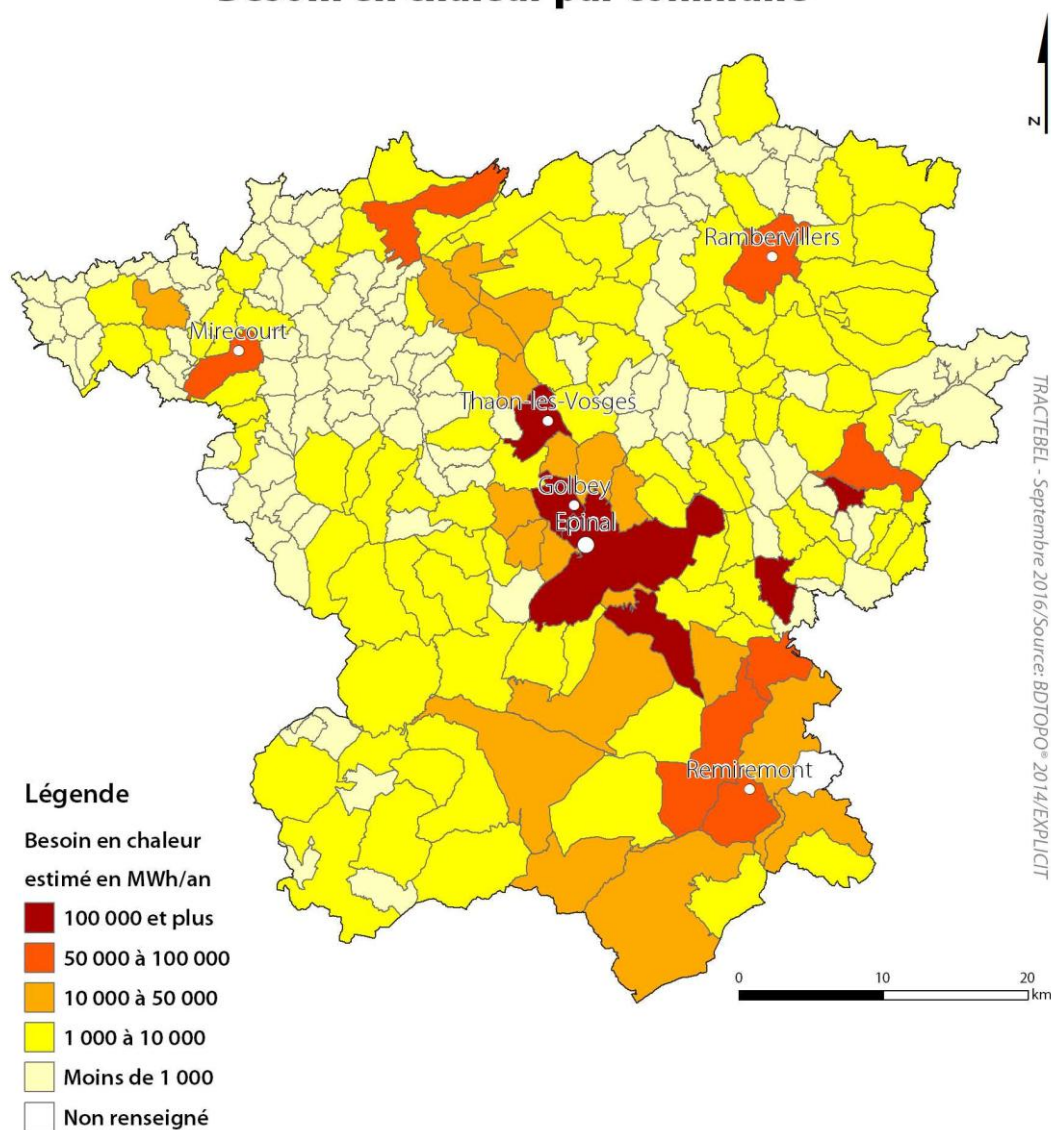
Elevage	LOUIS FREDERIC BAUR JEAN GRAVIER PASCAL LAHEURTE LAURENT MULLER GILLES GAEC DE LA PECHERIE GAEC LES NOISETIERS GAEC ROI MATHIEU JEAN MARC
IAA	GENERALE DE LEGUMES FITOU SARL SARL VINTER SAS VALENTIN ABATTAGE DECOUPE QUALITE TRADITION VOSGES - ADEQUAT VOSGES THIL CHOCOLATIER
Assainissement	STEU
88415-Saint-Etienne-lès-Remiremont-MERIDIONALES HAUTES VOSGES	
Elevage	LOUIS FREDERIC BAUR JEAN GRAVIER PASCAL LAHEURTE LAURENT MULLER GILLES GAEC DE LA PECHERIE GAEC LES NOISETIERS GAEC ROI MATHIEU JEAN MARC
IAA	COURROYE JEAN SA
88136 – Dogneville - CAE	
Secteur	Société
Elevage	FRANSQUIN MARIE-CLAUDE PERNOT LAURENT HERITIER ANDRE HERITIER THIERRY
IAA	TRIBOULOT VINCENT EARL DE SAINT OGER GAEC DU MOULIN
88204 – Girmont - CAE	
Secteur	Société
Elevage	INDIVISION VAUTHIER HENRI ET ODILE GAEC DU HAUT PUIITS GAEC RECONNU DE LAUNOIS GAEC RECONNU DU SOLET
88090 – Charmes - CAE	
Secteur	Société
Elevage	FUND CLAUDE MASSON MICHEL GROSSENBACHER DANIEL
IAA	PATISFRANCE - PURATOS AUX CHARMES GOURMANDS AUX CHARMES GOURMANDS
Assainissement	STEU de Charmes

4.6.2 Zones à privilégier pour la cogénération

4.6.2.1 Débouchés pour la chaleur

Un projet de cogénération ne sera rentable, que s'il trouve des débouchés (relativement faciles à mettre en place, à proximité) pour la chaleur produite. L'injection sur le réseau d'électricité n'est pas considérée comme un facteur limitant pour une installation de projet de méthanisation.

Besoin en chaleur par commune



Remarques :

Cette carte a été réalisée à partir des données issues de l'étude d'EXPLICIT, en supposant que la proportion d'énergie finale consommée pour la production de chaleur par commune (et par secteur : agriculture, industries, tertiaire, transport) par rapport à l'énergie finale consommée pour la production de chaleur par interco2016, est équivalente à la proportion d'énergie finale consommée totale par commune (et par secteur : agriculture, industries, tertiaire, transport) par rapport à l'énergie finale consommée totale par interco2016

4.6.2.2 Communes Privilegiées

Les communes privilégiées sont celles comprenant les plus gros besoins de chaleur et n'ayant pas été sélectionnées pour la valorisation par injection.

Code	Nom Commune	Interco 2016	CH4 Elevages	CH4 Cultures	CH4 IAA	CH4 STEP	CH4 m3/an	MWh/an
88367	Rambervillers	Rambervillers	109 385	-	76 011	7 260	192 656	1921
88261	Laval-sur-Vologne	Bruyères	90 503	-	-	269	90 772	905
88158	Eloyes	Méridionales Hautes Vosges	9 648	-	68 233	9 920	87 800	875
88383	Remiremont	Méridionales Hautes Vosges	10 653	-	17 790	34 862	63 304	631
88465	Thaon-les-Vosges	CAE	-	-	14 615	39 932	54 547	544

4.6.2.3 Récupération du gisement par communes

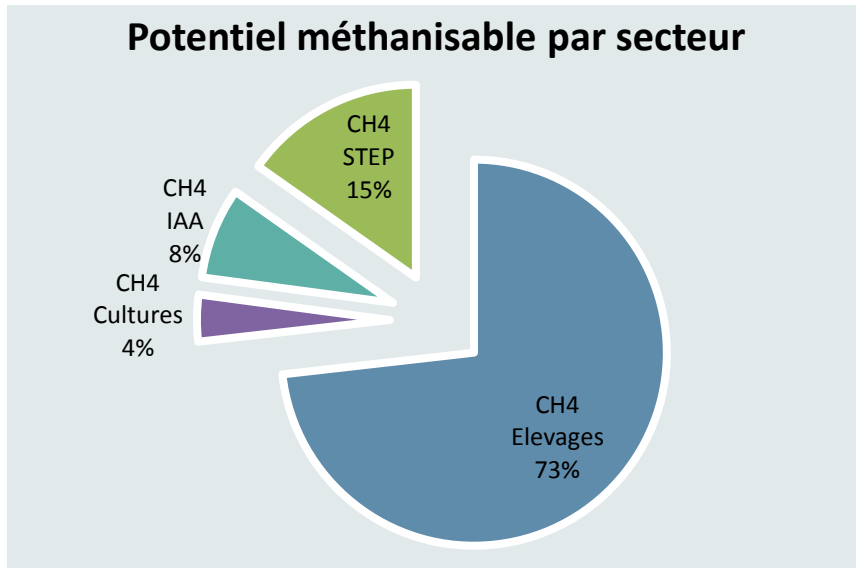
Le tableau suivant renseigne les principales sociétés ou STEP à contacter afin d'estimer précisément le gisement récupérable et sous quelles conditions.

88367-Rambervillers-RAMBERVILLERS	
Secteur	Société
Elevage	GAEC de METENDAL GAEC de l'EUROPE SARL SCEA La Basse d'ONCIERES HOT MARIELLE ROSSIGNOL ISABELLE GASMANN CLAUDE
IAA	ABATTOIR ET DECPOUPE ADEQUAT SAS SARL ABATTOIR DE RAMBERVILLERS
Assainissement	STEU de Rambervillers
88261-Laval-sur-Vologne-BRUYERES	
Elevage	PIERRATFREDERIC GEORGEL FRANCOIS REMY CHRISTIANE BEGEL RENEE GAEC DES 4 CHEMINS GAEC des ANTILLEUX

Assainissement	Matières de vidanges
88158-ELOYES-MERIDIONALES HAUTES VOSGES	
Elevage	PETITGENET ISABELLE NEE PERRIN PIERRAT JEAN VIAIT PASCAL PETITGENET BERNARD ANDELOT CYRIL GLE JEAN PAUL PIERRE PHILIPPE ZINT ETIENNE SCHUBNEL HERVE
IAA	GLACES THIRIET ETABLISSEMENTS MAURICE THIRIET LES DELICES D'AURELIEN LES DELICES D'AURELIEN - BOULANGERIE PATISSERIE PINOT LORIAL SOC INDUST TRANSFORMATION PRODUITS AGRIC SOCIETE ANDRE BAZIN
Assainissement	Matières de vidanges et STEU
88383-REMIREMONT-MERIDIONALES HAUTES VOSGES	
Secteur	Société
Elevage	THOMAS ODILE NEE BEUCHOT HUNGERLAND UTE NEE LIPPERT ECURIES DE LA ROCHE D'ARMA EARL DU PRE PEUREUX GFA SAINTE SABINE
IAA	CHARCUTERIE THIEBAUT ADRIAN LAURENT COMMUNE DE REMIREMONT SERVICE ABATTOIR
Assainissement	Matières de vidanges et STEU
88465-Thaon-les-Vosges-CAE	
IAA	AU FUME VOSGIEN VINTER LUDOVIC SARL LECORNEY DIDIER SARL UNE HISTOIRE DE PAIN
Assainissement	STEU de Thaon-lès-Vosges

4.7 Synthèse du potentiel

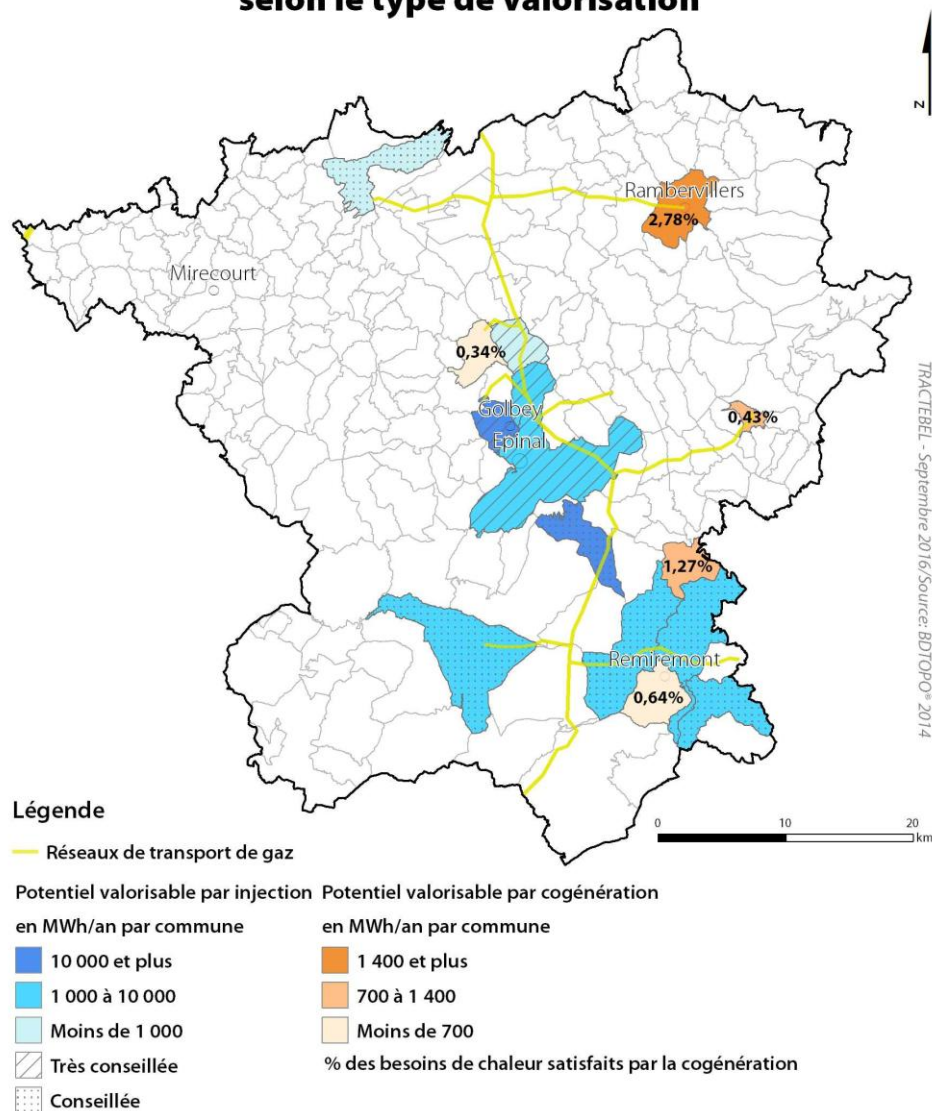
4.7.1 Gisement



Pratiquement les trois quarts du gisement total proviennent du secteur de l'élevage. La méthanisation à la ferme est une réelle possibilité d'autant plus que les petites unités sont favorisées par la réglementation (non soumises à autorisation, meilleurs tarifs de rachat, prime aux effluents d'élevage). Les groupements d'agriculteurs peuvent être des clients potentiels, à la production de déchets importante. Lorsque les déchets sont déjà mobilisés pour un type de valorisation, une étude technico-économique plus poussée pourrait permettre de déterminer la solution la plus rentable.

Remarque : La Communauté de Communes des Vosges Méridionales a mentionné que M. Patrick SIMONIN du GAEC de la Sentinelle du Val d'Ajol était sensible à la potentialité d'une valorisation de ses résidus par méthanisation. D'autre part, il est commun que la valorisation des déchets verts de déchetterie évolue selon les propositions des plus économiquement et techniquement viable. La notion de proximité de la valorisation est un point important à mentionner.

Potentiel méthanogène sur les communes sélectionnées selon le type de valorisation



Les communes sur lesquelles l'injection est conseillée ou très conseillée par GRTgaz, sont généralement des communes recensant des gisements importants. Peu de communes ont été sélectionnées pour la valorisation par cogénération, cependant, pratiquement toutes les communes ont des besoins de chaleur et sont susceptibles de pouvoir accueillir la chaleur produite par cogénération. Une étude plus poussée, notamment pour répertorier les sites ayant des besoins de chaleur (industriels, réseaux...), les caractéristiques de la chaleur nécessaire et les moyens actuellement de production de la chaleur, devra être menée.

4.7.2 Recommandations

Aujourd'hui en France, l'acquisition d'unités de méthanisation s'inscrit avant tout dans une logique de réduction des matières organiques, la production de méthane n'étant pas le principal motif déterminant de l'investissement. Cette opportunité existe dès que le coût d'élimination des matières par cette voie est considéré comme inférieur à celui obtenu en

utilisant des technologies concurrentes. La décision d'acquérir un digesteur est le plus souvent prise par des opérateurs publics ou privés confrontés à l'obligation d'éliminer les effluents ou déchets organiques fermentescibles résultant de leur propre activité (et dont ils ont la responsabilité). Mais il peut également s'agir (et c'est de plus en plus le cas) de critères environnementaux (limitation des rejets de polluants et de gaz à effet de serre) et du passage à des modèles de « gestion durable » (production d'énergie renouvelable). Ce type de raisonnement est notamment pratiqué par les collectivités qui ont le souci et les moyens de minimiser l'impact de leur activité sur l'environnement et s'inscrivent dans des logiques de « performance globale ».

Le montage d'un projet de méthanisation nécessite des démarches à anticiper : analyses du terrain, de la capacité d'injection, de la disponibilité des intrants, les démarches administratives et réglementaires, demande de subventions...

Il s'agirait notamment de contacter les sociétés des communes sélectionnées afin d'établir un gisement précis mobilisable et sous quelles conditions. La sélection des intrants (caractéristiques, saisonnalités, éloignement etc...) est un paramètre clé à optimiser dans un tel projet.

Sur la commune sélectionnée il s'agirait également de demander une première étude pour l'injection (de gaz ou d'électricité) auprès des gestionnaires de réseau. Pour la cogénération, il s'agit également de confirmer un débouché pour la chaleur.

Des analyses du mix d'intrants permettront de sélectionner et dimensionner l'unité de méthanisation adéquate.

La méthanisation étant un procédé biologique délicat, il est important de se faire accompagner par des partenaires de confiance (ingénierie, conseillées, ensembliers) dont certaines références sont similaires (débits, intrants) aux caractéristiques du projet.

V. POTENTIEL TERRITORIAL EN HYDROÉLECTRICITÉ

5.1 _____ p. 164

RAPPEL DU CAHIER DES CHARGES

5.2 _____ p. 164

POINT SUR LA RÉGLEMENTATION

5.3 _____ p. 167

CONSTRUCTION DE NOUVELLES CENTRALES

5.4 _____ p. 169

ÉQUIPEMENT D'OUVRAGES EXISTANTS

5.5 _____ p.186

OPTIMISATION DES CENTRALES EXISTANTES

5.6 _____ p.192

INSTALLATION D'HYDROLIENNES FLUVIALES

5.7 _____ p.207

SYNTHÈSE DU POTENTIEL

5 Potentiel hydroélectrique

5.1 Rappel du cahier des charges

L'analyse de Safege a pour but d'étayer la pertinence d'une filière locale de production d'énergie renouvelable utilisant la force hydraulique.

Compte-tenu du faible relief et de la nature des cours d'eau du territoire, seule la petite hydroélectricité est considérée dans la présente étude du potentiel.

L'étude est divisée en 5 temps :

- Un bref rappel sur la réglementation en vigueur
- Une réflexion sur les possibilités de construction de nouveaux ouvrages
- Une analyse du potentiel par équipement des ouvrages existants
- Une évaluation des gains possibles de productibles sur les centrales existantes
- Une analyse du potentiel relatif aux hydroliennes fluviales.

Le rapport fait, à chaque fois, état d'un résumé sommaire de la méthodologie mise en œuvre et des résultats obtenus. La méthodologie est détaillée plus fortement ensuite en annexe.

5.2 Point sur la réglementation

La Loi sur l'eau et les milieux aquatiques de 2006 a réformé les anciens classements des cours d'eau issus de la loi de 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique et de l'article L432-6 du code de l'environnement. Elle donne une nouvelle dimension à ces outils réglementaires en lien avec les objectifs de la Directive Cadre sur l'Eau, et en tout premier lieu l'atteinte ou le respect du bon état des eaux. Ainsi, deux listes de cours d'eau ont été établies et arrêtées pour chaque bassin hydrographique par le Préfet coordonnateur de bassin, en application de l'article L214.17 I du Code de l'environnement.

Le classement en liste 1 (1° du § 1 de l'article 214-17 du CE) vise à prévenir la dégradation et préserver la fonctionnalité de cours d'eau à forte valeur patrimoniale. **Ce classement interdit la construction de tout nouvel ouvrage faisant obstacle à la continuité écologique. Par ailleurs, le renouvellement de l'autorisation des ouvrages existants est subordonné à des prescriptions particulières (cf. article L214-17 du code de l'environnement).**

Le classement en liste 2 (2° du §1 de l'article 214-17 du CE) impose **dans les cinq ans aux ouvrages existants les mesures correctrices de leurs impacts sur la continuité écologique.** Le propriétaire, et à défaut l'exploitant, doit ainsi entretenir, gérer et équiper son ouvrage selon des règles définies par l'autorité administrative. **Le classement en liste 2 ne s'oppose pas à la création de nouveaux ouvrages.**

Tableau 2 : Résumé des conséquences des classements en liste 1 et liste 2 par rapport aux projets d'hydroélectricité

Classement	Création de nouvel ouvrage	Ouvrages existant	Equipement en PCH ⁷ des seuils existants
Liste 1	Non	A équiper, rendre franchissable lors du renouvellement d'autorisation	Possible, sous réserve d'un projet compatible avec la continuité écologique
Liste 2	Possible	A équiper, rendre franchissable dans les 5 années suivant le classement	Possible, sous réserve d'un projet compatible avec la continuité écologique

N.B : Un classement en liste 1 **et** en liste 2 est possible pour un même cours d'eau. Dans ce cas, ce sont les aspects les plus contraignants de chaque classement qui s'applique : tout nouvel ouvrage est interdit, et les ouvrages existant sont soumis au délai de 5 ans pour leur équipement et leur gestion compatible avec la continuité écologique. L'équipement d'ouvrages existant y reste toujours possible.

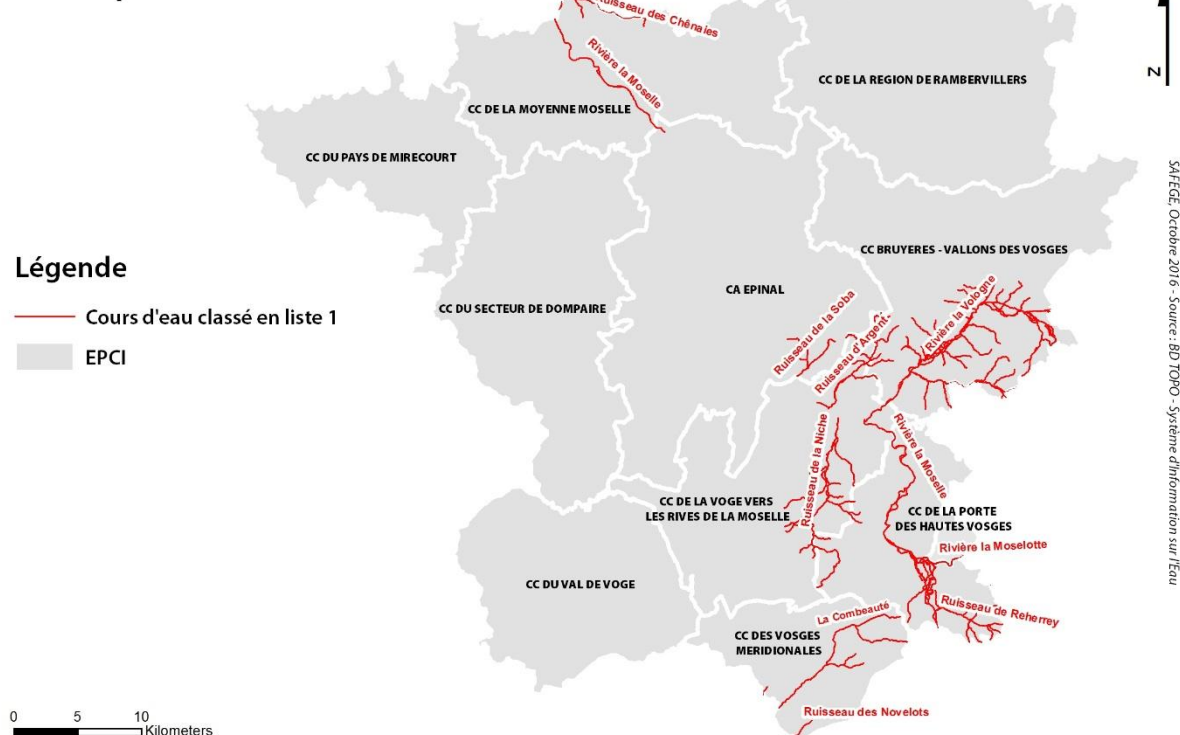
Il est important de rappeler que l'interdiction de nouveaux ouvrages correspond à ceux faisant obstacle à la continuité écologique. Ainsi, un projet d'hydroélectricité ne faisant pas, de par sa conception (et en ne considérant pas les dispositifs complémentaires de franchissement), obstacle peut être envisagé : c'est le cas des dispositifs qui ne barrent pas intégralement le cours d'eau (comme par exemple les hydroliennes).

De même, les projets d'équipement de seuils existants en cas de liste 1 doivent porter sur des ouvrages régulièrement autorisés et non ruinés (sinon le projet s'apparente à un nouvel obstacle).

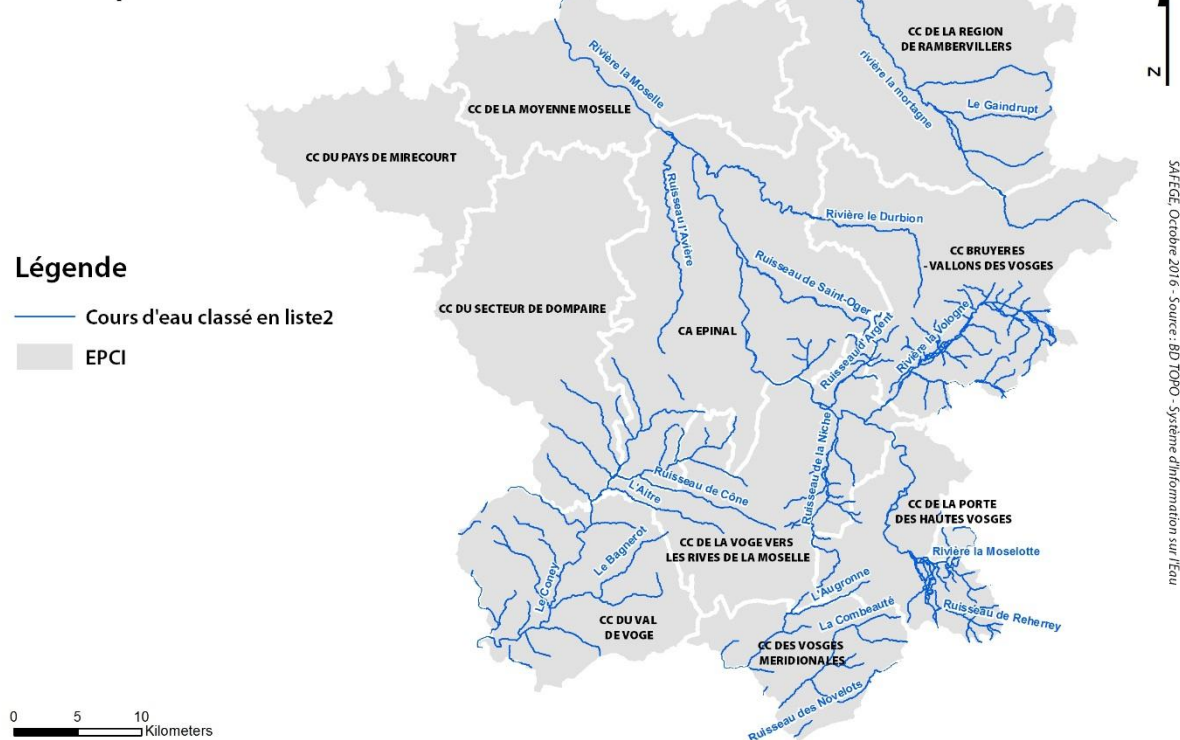
Les cartes ci-dessous rappellent le classement des cours d'eau sur le territoire du SCoT des Vosges Centrales.

⁷ Petite Centrale Hydroélectrique

Cours d'eau classés en liste 1 sur le périmètre d'étude



Cours d'eau classés en liste 2 sur le périmètre d'étude



5.3 Construction de nouvelles centrales hydroélectriques

Le classement en liste 1 concerne près d'1/10 (9,1%) du linéaire hydrographique total présent sur le périmètre d'étude (267 km pour un total de 2921,83 km).

Les cours d'eau concernés sur le bassin versant Rhin-Meuse appartiennent au bassin versant de la Moselle et sont de l'aval à l'amont :

- Le Ruisseau de la Varoie
- Le ruisseau du Pré aux Bois
- Le ruisseau des Chênaie
- La Moselle (de l'Avière à la limite du département des Vosges)
- Le ruisseau de la Soba et ses affluents
- Le ruisseau d'Argent et ses affluents
- Le ruisseau de la Niche et ses principaux affluents
- La Vologne sur tout son linéaire et tous ses affluents et sous affluents sur son linéaire de la source au ruisseau de Barba
- La Moselle (de la source à la confluence avec la Vologne)
- Tous les affluents et sous affluents de la Moselle sur son linéaire allant de sa source à la confluence avec la Moselotte (dont La Moselotte).

Les cours d'eau concernés sur le bassin versant Rhône-Méditerranée appartiennent au bassin versant de la Combeauté et sont de l'aval à l'amont :

- La Combeauté dès sa source et ses affluents à l'exception du Ruisseau de Méreille
- Le Ruisseau des Novelots.

La construction de tout nouvel ouvrage (de type Petite Centrale Hydroélectrique, seuil et prise d'eau) est exclue sur ces tronçons.

Le classement en liste 2 ou l'absence de classement laisse possible la création de nouveaux ouvrages sur 90,9 % du linéaire restant.

D'un point de vue purement technique la création d'une petite centrale hydroélectrique dépend essentiellement du débit du cours d'eau et de la hauteur de chute exploitable. En théorie, la chute peut toujours être créée par l'édification d'un seuil suffisamment haut (qui génèrera un plan d'eau en amont plus ou moins large).

Toutefois, la création de nouvelles centrales hydroélectriques doit prendre en compte que :

- Quel que soit le projet et quel que soit le classement du cours d'eau concerné, un projet de PCH sera toujours soumis à une autorisation au titre de la loi sur l'eau et à la mise en place de mesures compensatoires notamment au regard du respect de la continuité écologique. Ainsi, l'absence de classement d'un cours d'eau ne garantit pas l'autorisation d'un nouvel ouvrage. Le contexte et la qualité du projet seront toujours analysés par l'autorité administrative
- La densité d'ouvrages déjà existants sur certains bassins versants notamment celui du Coney laisse à penser que le maximum du potentiel du cours d'eau a déjà été adressé
- De nombreux cours d'eau présentent des débits trop modestes pour une exploitation intéressante au fil de l'eau.

Il n'existe donc pas de pré-ciblages de secteurs plus propices qu'un autre pour l'installation de nouvelles centrales car chaque cas doit tenir compte en réalité :

- Du débit moyen
- Du contexte du cours d'eau sur lequel sera installée la centrale
- Des résultats de calculs économiques de valorisation du productible
- De l'avis des services de l'Etat, car la création sera automatiquement soumise à un dossier d'autorisation. Les investissements dans les études, la conception et la définition de mesures compensatoires peuvent coûter cher pour le porteur de projet alors qu'un projet peut être jugé dès le départ comme irrecevable.

Rappelons à ce titre que la Police de l'eau écarte dès aujourd'hui tout potentiel de création d'un nouvel ouvrage ce qui démontre le niveau de précision et d'exigences qui seront demandés à tout projet de création d'un nouvel ouvrage.

Il est à noter que l'étude UFE 2011 qui cible des tronçons de cours d'eau équipables en nouveaux sites n'a identifié que deux tronçons équipables sur le territoire du SCoT présents pour un sur la Moselle en amont de la confluence avec la Vologne (tronçon code hydro 200 026 000 à 200 027 000 d'après l'annexe 1 de l'étude)⁸ et pour l'autre sur la Combeauté près de Fraymont. Ces deux tronçons sont classés en liste 1.

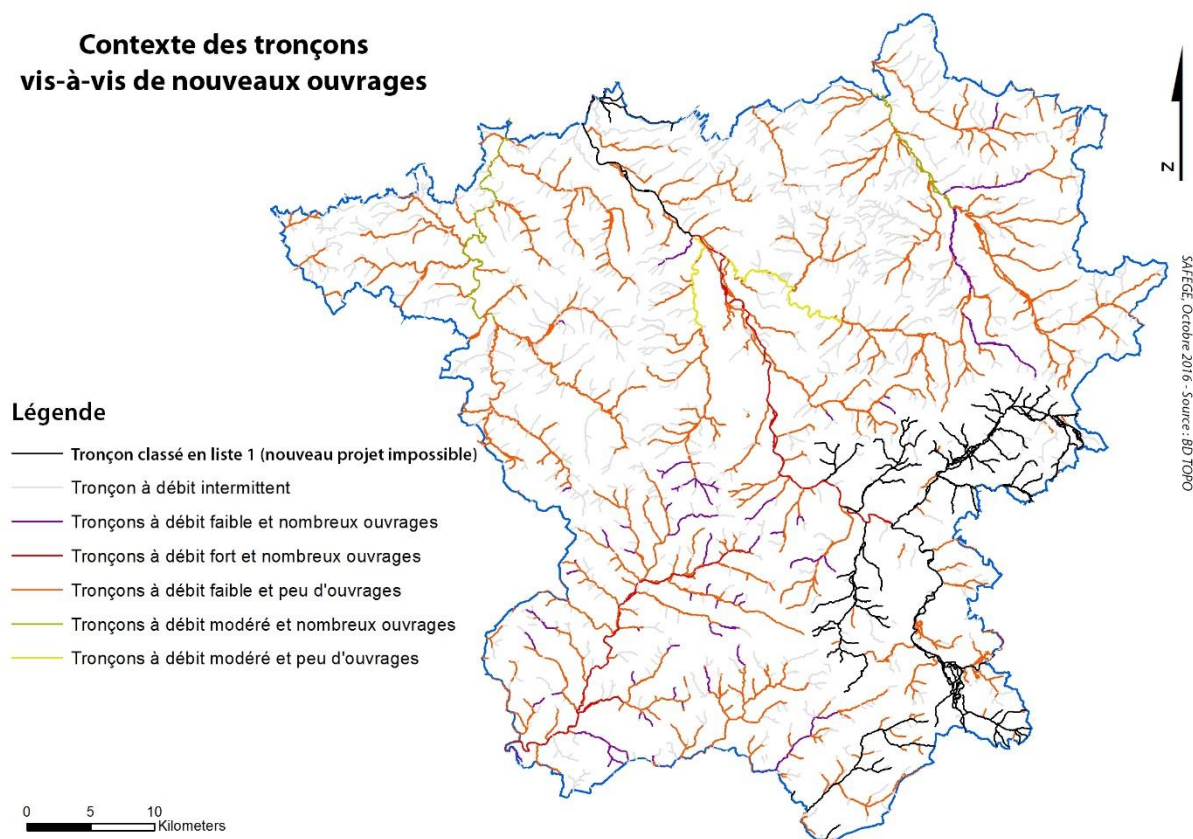
La carte ci-dessous classe les tronçons de cours d'eau par rapport à leur potentiel en nouveaux ouvrages en prenant en compte les critères suivants :

- Le cours d'eau est-il classé en liste 1 ? (nouvel ouvrage impossible)
- Le cours d'eau présente-t-il un débit intermittent ou permanent et dans ce cas le débit moyen est-il faible, modéré ou fort ?
- Le tronçon présente-t-il déjà plusieurs obstacles de type « barrage » ou « seuil en rivière » ?

⁸ N.B : le code tronçon hydro étant incomplet par rapport au reste de la liste il a été considéré que la valeur 200026 rappelé deux fois correspondait à des tronçons compris entre les valeurs 200026000 et 200027000 sur le cours d'eau Moselle. De même pour le code 200014.

Cette carte montre qu'il n'existe aucun tronçon directement favorable à l'installation d'un projet. Dans tous les cas, un projet de nouvelle centrale nécessitera une réflexion poussée sur le contexte de l'opération et sa pertinence économique.

Contexte des tronçons vis-à-vis de nouveaux ouvrages



5.4 Equipement d'ouvrages existants

5.4.1 Principes

Les cours d'eau ont déjà été aménagés par le passé afin de récupérer une force mécanique ou pour permettre un prélèvement d'eau. Des seuils ou barrages ont été aménagés en travers des cours d'eau et créent déjà la chute (basse chute) dont une centrale a besoin.

Aujourd'hui, nombreux sont les ouvrages qui n'ont plus de valorisation mécanique ou énergétique bien que la structure existe. Leur rééquipement peut contribuer à une production locale d'énergie renouvelable.

L'Office Nationale de L'eau et des Milieux Aquatiques (ONEMA) a mis en place, avec ses partenaires, un *Référentiel des Obstacles à l'Ecoulement (ROE)*. Ce recensement a l'avantage de donner une bonne vision du nombre d'ouvrages présents sur un cours d'eau et leur nature (distinction entre barrages/seuils et ouvrages infranchissables liés à d'autres structures comme les ponts par exemple).

Sur le territoire du SCoT des Vosges Centrales, le ROE recense 431 ouvrages de type « Barrage » ou « seuil ».

La répartition de ces ouvrages par sous-bassins versants est la suivante.

Tableau 3 : Répartition des ouvrages hydrauliques recensés dans le ROE suivant les bassins versants et sur le territoire du SCoT

Bassin versant	Nombre d'ouvrages de types « barrage » ou « seuil »
Madon et affluents	38
Moselle et affluents	178
Coney et affluents	124
Semousse et affluents	27
Combeauté et affluents	24
Mortagne et affluents	40

5.4.2 Méthodologie

Important : les calculs développés ici sont effectués avec des hypothèses d'une turbine adaptée à la chute de l'ouvrage et créée pour développer le maximum de potentiel suivant celle-ci et le débit moyen du cours d'eau. Il s'avère en réalité qu'une turbine mal adaptée au contexte débit/hauteur de chute peut développer une puissance très en deçà de celle attendue et conduire à un projet catastrophique au niveau de la rentabilité. **Encore une fois rien ne remplacera une pré-étude de détail pour chaque ouvrage.**

5.4.2.1 Première composante

La méthodologie consiste à sélectionner les ouvrages équipables en considérant leur hauteur de chute.

Les turbines les plus connus de basses chutes sont les turbines Kaplan ou les bulbes, ou encore les hélices. Ces turbines sont dimensionnées pour des chutes d'un minimum de 2 mètres.

Il s'avère que dans les dernières années, des constructeurs ont développés des produits pour des chutes exploitables d'un mètre minimum.

Le parti pris a donc été de sélectionner dans un premier temps les ouvrages qui disposaient d'une hauteur de chute minimum de 1 mètre (tous les autres ouvrages étant considérés comme ne pouvant être équipés).

Le ROE renseigne très peu sur les hauteurs de chute des ouvrages. Ces données ne sont disponibles que si des études locales ont pris soin d'effectuer un recensement complémentaire des ouvrages et un levé (même sommaire de la hauteur de chute).

Le territoire dispose d'un atout important car de nombreuses études ont été menées, en ce sens, sur le territoire.

La Direction Départementale des Territoires a effectué un recensement de ces études et les données ont été récupérées auprès de celle-ci (liste en annexe).

5.4.2.2 Seconde composante : le débit du cours d'eau

La puissance de l'installation et le productible va dépendre du régime hydrologique du cours d'eau.

Les débits n'étant pas connus au niveau des ouvrages retenus, la méthodologie repose sur une reconstitution simple de ceux-ci à partir de stations hydrométriques présentes sur certains cours d'eau du territoire d'étude. Un raisonnement par extrapolation permet de reconstituer une hydrologie de référence au droit de chaque ouvrage (après avoir délimité leur bassin versant d'alimentation).

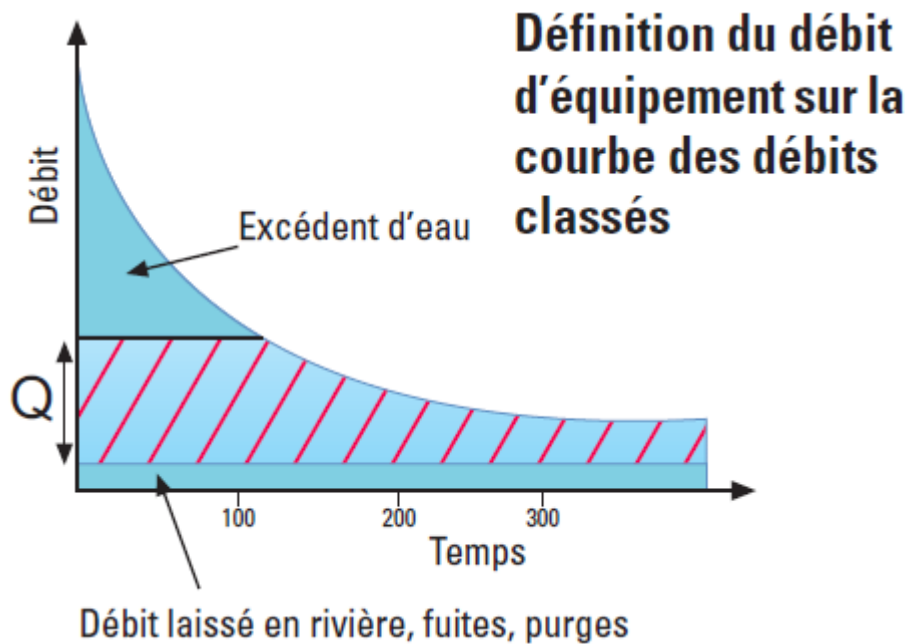
5.4.2.3 Choix du débit d'équipement de la centrale

Connaissant les débits caractéristiques (en particulier le module et les débits classés) du cours d'eau au niveau des obstacles étudiés, il reste à effectuer le choix du débit d'équipement de la centrale.

Notons d'abord que le débit d'équipement sera inférieur au débit disponible dans le cours d'eau pour deux raisons :

- Un débit réservé (aussi appelé débit résiduel) doit être maintenu en permanence dans le lit de la rivière, notamment pour la préservation des espèces faunistiques et floristiques
- Il faut encore déduire du débit à disposition la part non exploitable des crues, l'eau utilisée pour éliminer les dépôts, les fuites.

En théorie, il serait nécessaire de retrancher également un débit d'équipement des dispositifs de franchissement (existant à améliorer ou à construire avec le projet) : toutefois ce débit dépend des espèces cibles pour lesquels il est conçu et peut trop fortement varier suivant les contextes pour se prononcer dès ce stade. Il n'a pas été ici retenu.



NB : La surface hachurée de la courbe correspond à l'énergie hydraulique disponible.

On pourrait supposer qu'un débit d'équipement aussi élevé que possible fournira la meilleure production d'énergie et une rentabilité optimale de l'installation. Ce n'est pas le cas en pratique, pour deux raisons principales :

- Une turbine ne fonctionne pas avec la même efficacité sous un débit faible ou élevé. Le rendement de la turbine et celui du générateur baissent considérablement en dessous de 20 % à 40 % du débit d'équipement
- Les coûts d'investissements seront plus importants pour une turbine surdimensionnée.

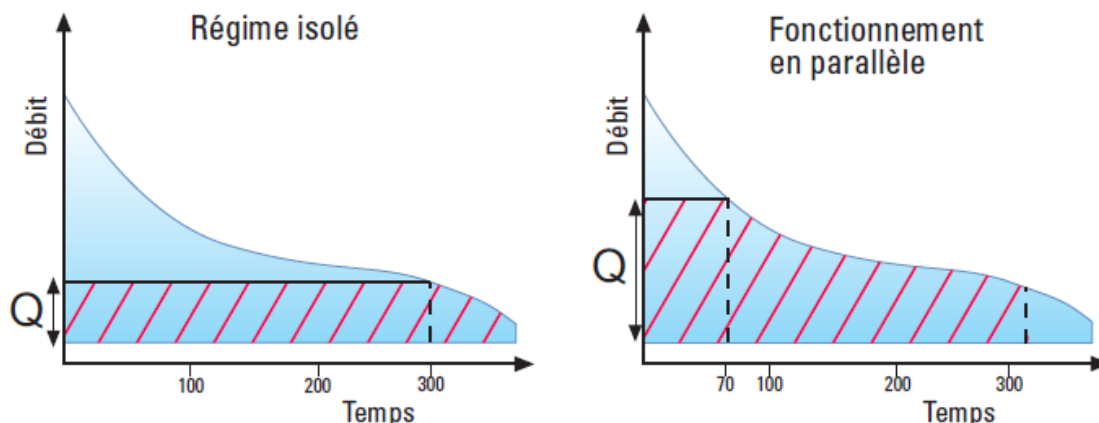
Il faut donc trouver le meilleur compromis entre données techniques (dimensionnement des équipements, rendement), données financières (investissements à réaliser) et données environnementales (valeur du débit réservé).

5.4.2.4 Prise en compte du mode d'exploitation

Le choix de la grandeur de la turbine dépend aussi du mode d'exploitation prévu : production de courant en parallèle sur le réseau ou en régime isolé.

En fonctionnement parallèle, l'objectif est le plus souvent de produire la plus grande quantité possible, alors qu'en fonctionnement en régime isolé, les appareils consommateurs doivent pouvoir fonctionner avec la puissance minimale produite par la PCH en période de basses eaux.

Mode d'exploitation de la PCH et débit d'équipement



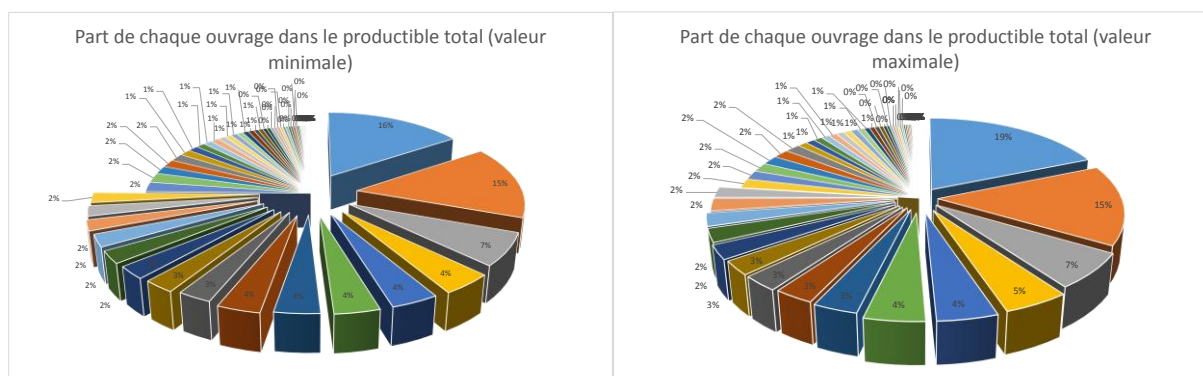
Le débit d'équipement pour la PCH fonctionnant en régime isolé est celui atteint 300 jours dans l'année, tandis qu'en fonctionnement en parallèle, le débit d'équipement est celui atteint 70 jours

5.4.2.5 Potentiel total calculé

Les résultats obtenus ici ne sont que partiels car il existe un nombre non négligeable d'ouvrages dont la hauteur de chute n'est pas connue. Ainsi, si certains ouvrages sont manquants dans la liste ci-dessous, c'est soit en raison d'une hauteur de chute trop faible (<1, voir chapitre précédent), soit d'une absence d'information sur leur hauteur de chute. 68 sites ont été évalués sur leur productible, 53 autres présentent un potentiel non déterminé car leur hauteur de chute n'est pas connue.

Le productible total de ces 68 sites s'élèverait dans un intervalle compris entre 5,37GWh et 11 GWh suivant les choix opérés (production isolée versus production parallèle). Il est important de noter que ce résultat est établi à près de 40 % par seulement 3 ouvrages et à près de 80 % par seulement 18 ouvrages.

Part de chacun des 68 sites dans le productible total estimé



Un très grand nombre d'ouvrages ne présente malheureusement qu'un productible faible (principalement en raison de débits trop peu importants associé plus ou moins à une chute faible).

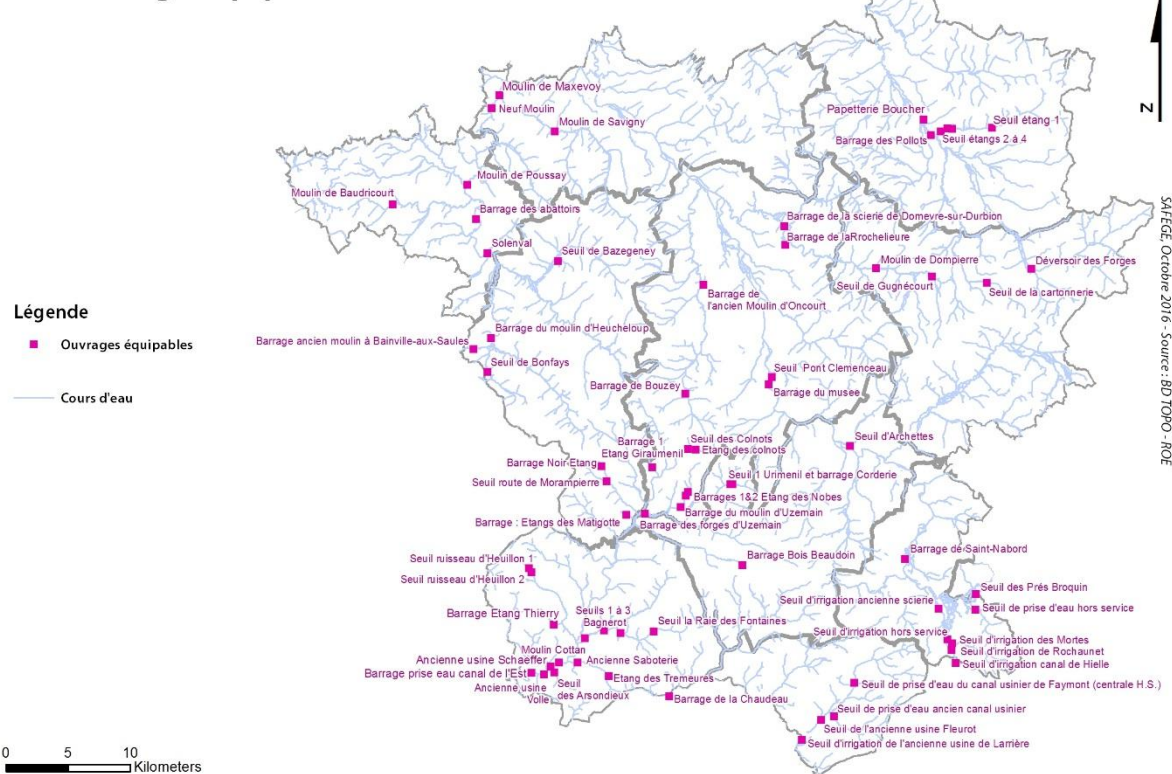
Les résultats par ouvrage sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 4 : Résultats du productible estimé par ouvrage

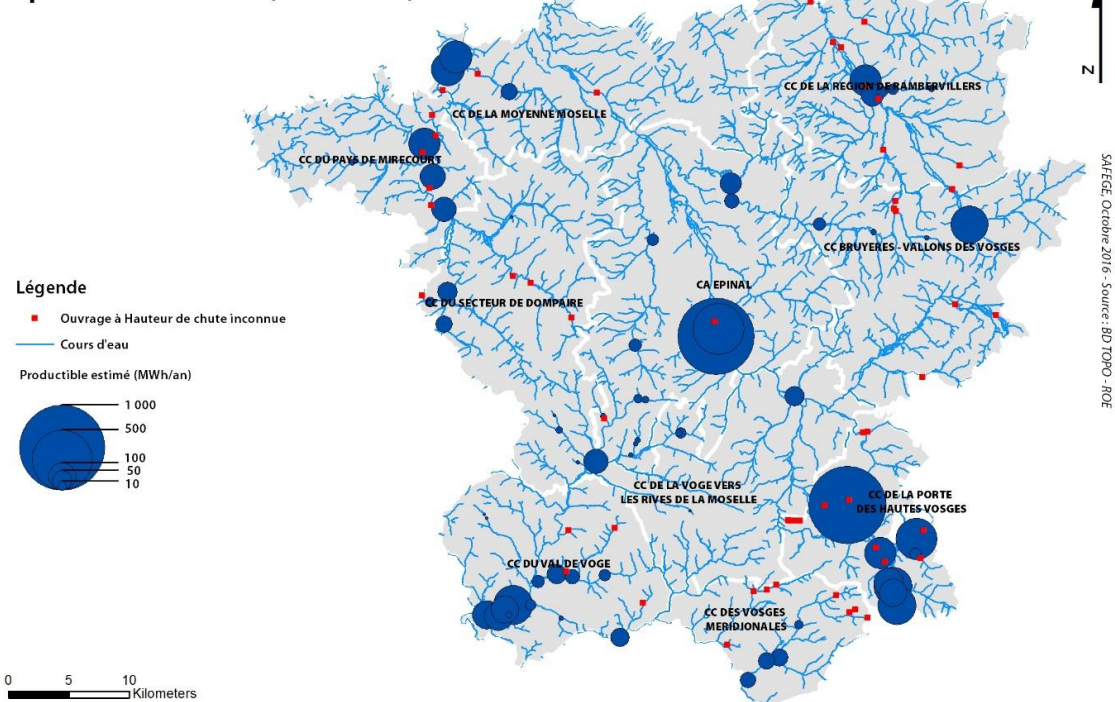
NOM	COURS D'EAU	COMMUNE	CHUTE (m)	Productible min (MWh)	Productible max (MWh)
Seuil d archettes	Ruisseau d'argent	Archettes	2.90	51.85	93.85
Ancienne Saboterie	Ruisseau de Falvinfoing	Bains-les-Bains	2.50	15.79	17.24
Etang des Tremeures	Ruisseau de Falvinfoing	Bains-les-Bains	1.50	2.84	3.1
Barrage de la trefflerie des vosges	Le bagnerot	Bains-les-Bains	2.00	53.06	57.94
Seuil 3 Bagnerot	Le bagnerot	Bains-les-Bains	1.40	20.34	22.21
Seuil 2 Bagnerot	Le bagnerot	Bains-les-Bains	1.20	28.05	30.62
Barrage ancien moulin a bainville-aux-saules	Ruisseau l'eau de la ville	Bainville-aux-Saules	2.00	13.16	21.74
Barrage du moulin d heucheloup	Le madon	Bainville-aux-Saules	2.00	50.84	83.98
Moulin de baudricourt	Ruisseau le Cochon	Baudricourt	1.20	3.96	5.85
Seuil de bazegeney	Le montaunot	Bazegney	2.10	0.94	1.56
Déversoir des Forges	La Mortagne	Brouvelieures	8.00	190.15	250.9
Seuil étang 1	Ruisseau monseigneur	Brû	1.07	6.05	10.3
Barrage : Etangs des Matigotte	Affluent du Coney	Charmois-l'Orgueilleux	3.50	2.21	2.41
Seuil route de Morampierre	Ruisseau des Auriens	Charmois-l'Orgueilleux	1.80	6.25	6.83
Barrage de Bouzey	L'avière	Chaumousey	15.90	23.32	184.91
Barrage de la rochelière	Le durbion	Domevre-sur-Durbion	1.40	27.16	46.25
Barrage de la scierie de domevre-sur-durbion	Le durbion	Domevre-sur-Durbion	2.00	61.11	104.07
Seuil d'irrigation de Rochagnet	La Moselle	Dommartin-lès-Remiremont	1.00	114.43	281.13
Seuil de prise d'eau hors service	Ruisseau de Franould	Dommartin-lès-Remiremont	4.00	18.31	33.14
Seuil d'irrigation ancienne scierie	La Moselle	Dommartin-lès-Remiremont	1.10	132.18	324.74
Moulin de Dompierre	Le Durbion	Dompierre	2.50	21.82	37.17
Barrage du musée	La moselle	Epinal	1.20	798.59	1618.45
Seuil Pont Clemenceau	La moselle	Epinal	1.60	355.22	719.9
Barrage Etang Thierry	Gruey	Fontenoy-le-Château	2.00	0.13	0.14
Moulin Cottan	Le coney	Fontenoy-le-Château	2.00	208.97	363.39
Ancienne usine Volle	Le coney	Fontenoy-le-Château	1.00	107.83	187.52
Seuil des Arsondieux	Ruisseau des arsondieux	Fontenoy-le-Château	1.50	3.79	4.14
Barrage de l ancienne usine Schaeffer	Le coney	Fontenoy-le-Château	1.00	106.16	184.61
Seuil de la cartonnerie	Ruisseau l'Arentèle	Grandvillers	2.00	3.39	5.78
Seuil ruisseau d'heuillon 1	Ruisseau d'heuillon	Gruey-les-Surance	1.20	1.14	1.24
Seuil ruisseau d'heuillon 2	Ruisseau d'heuillon	Gruey-les-Surance	1.00	1.26	1.38
Seuil de Guignécourt	Le Durbion	Guignécourt	1.84	3.93	6.69
Barrage Noir Etang	Ruisseau des Auriens	Harol	3.50	1.33	1.45
Seuil la Raie des Fontaines	Le récourt	La Chapelle-aux-Bois	3.00	17.06	18.62
Barrage de la chaudière	Ruisseau de la framouse	Le Clerjus	1.00	45.01	96.5
Seuil d'irrigation de l'ancienne usine de Larrière	La Combeauté	Le Val-d'Ajol	1.00	34.83	74.67
Seuil de prise d'eau du canal	La Combeauté	Le Val-d'Ajol	1.00	9.65	20.68

NOM	COURS D'EAU	COMMUNE	CHUTE (m)	Productible min (MWh)	Productible max (MWh)
usinier de Faymont (centrale H.S.)					
Seuil de prise d'eau ancien canal usinier	Ruisseau de Méreille	Le Val-d'Ajol	3.00	40.19	86.16
Seuil de l'ancienne usine Fleurot	La Combeauté	Le Val-d'Ajol	1.20	38.58	82.72
Seuil de bonfays	Le madon	Legeville-et-Bonfays	3.00	36.79	60.76
Moulin de maxevoy	Le madon	Marainville-sur-Madon	1.50	139.47	284.36
Solenval	Le madon	Mattaincourt	1.80	84.51	172.31
Barrage des abattoirs	Le madon	Mirecourt	1.50	87.69	178.78
Barrage de prise d'eau du Canal de l Est	Le coney	Montmotier	1.00	109.51	190.43
Barrage de l ancien moulin d oncourt	L'avière	Oncourt	1.20	19.22	29.23
Neuf moulin	Le madon	Pont-sur-Madon	1.80	149.14	304.07
Moulin de POUSSAY	Le madon	Poussay	2.00	133.18	271.54
Seuil étang 2	Ruisseau monseigneur	Rambervillers	2.01	14.28	24.32
Seuil étang 3	Ruisseau monseigneur	Rambervillers	1.11	8.05	13.71
Seuil étang 4	Ruisseau monseigneur	Rambervillers	2.17	16	27.24
Papeterie boucher	La Mortagne	Rambervillers	2.00	137.04	210.8
Barrage des pollots	La Mortagne	Rambervillers	1.00	67.46	103.76
Seuil des Prés Broquin	La Moselotte	Saint-Amé	1.00	228.75	533.76
Barrage de Saint-Nabord	La Moselle	Saint-Nabord	2.50	838.95	2061.15
Moulin de savigny	Le colon	Savigny	3.00	35.34	52.2
Seuil 1 Urimenil	Le coney	Urimenil	3.50	14.37	15.69
Barrage corderie urimenil	Le coney	Urimenil	1.50	6.63	7.24
Barrage du moulin d uzemain	Ruisseau de moncel	Uzemain	1.00	3.47	3.79
Barrage 1 Etang des Nobes	Ruisseau de moncel	Uzemain	2.00	5.05	5.52
Barrage des forges d uzemain	Le coney	Uzemain	2.00	82.12	89.66
Barrage 2 Etang des Nobes	Ruisseau de moncel	Uzemain	1.00	2.84	3.1
Barrage 1 Etang Giraumenil	Ruisseau des sept pêcheurs	Uzemain	2.00	5.05	5.52
Seuil des Colnots	Ruisseau des colnots	Uzemain	3.00	9.48	10.35
Etang des colnots	Ruisseau des colnots	Uzemain	2.50	6.32	6.9
Seuil d'irrigation hors service	La Moselle	Vecoux	1.75	199.77	490.8
Seuil d'irrigation des Mortes	La Moselle	Vecoux	1.00	105.96	260.33
Seuil d'irrigation canal de Hielle	La Moselle	Vecoux	1.90	199.77	490.8
Barrage Bois Beaudoin	L'aitre	Xertigny	1.50	0.95	1.03
				5 368,02	11 003,11

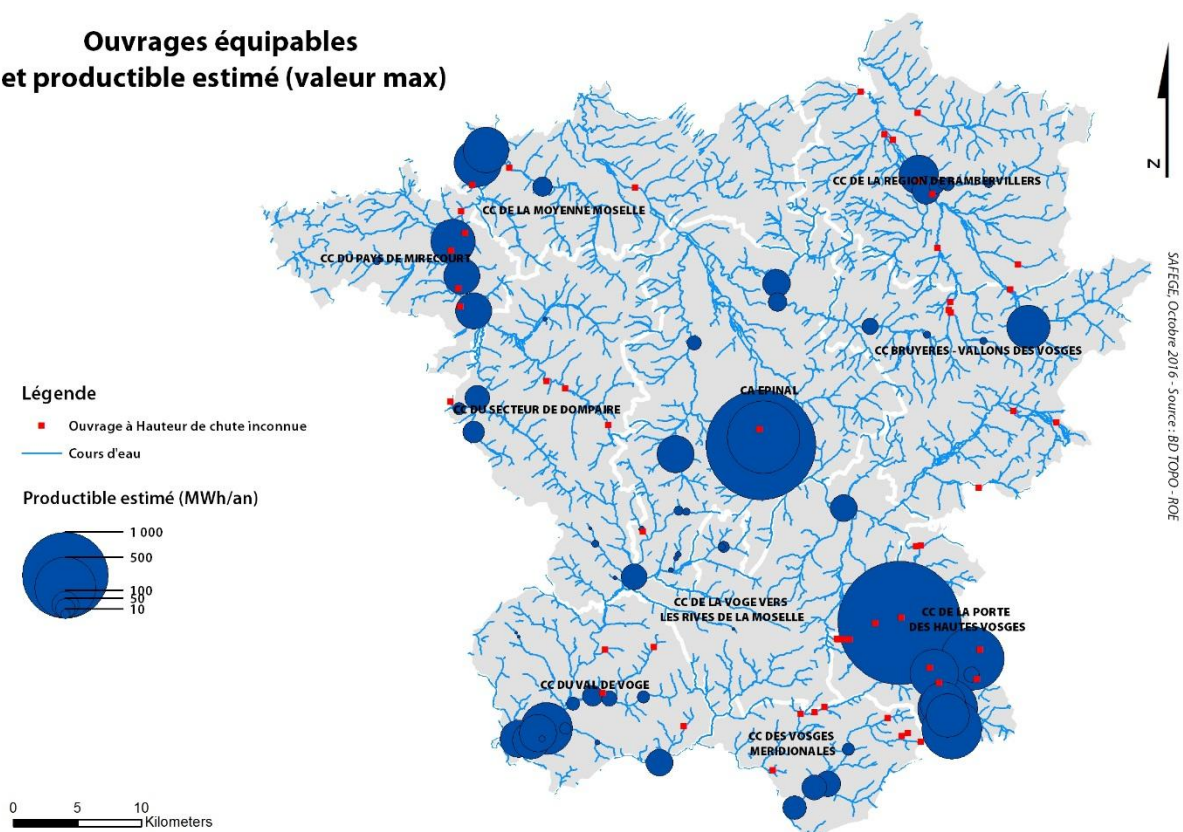
Ouvrages équipables



Ouvrages équipables et productible estimé (valeur min)



Ouvrages équipables et productible estimé (valeur max)



Les tableaux ci-après somment le productible estimé par commune et par intercommunalités mettant en évidence les collectivités disposant des potentiels les plus importants. La lecture de ces tableaux doit toutefois être faite avec prudence et toujours en relation avec le Tableau 4. En effet, un productible élevé mais dispersé sur un grand nombre de sites à équiper n'est pas forcément gage d'intérêt.

Productible estimé par communes du territoire (et nombre de sites équipables)

Commune	Productible valeur min (MWh)	Productible valeur max (MWh)	Nombre de sites à équiper
Epinal	1154	2338	3
Saint-Nabord	839	2061	7
Vecoux	506	1242	3
Fontenoy-le-Chateau	427	740	5
Dommartin-lès-Remiremont	265	639	6
Rambervillers	243	380	7
Saint-Amé	229	534	2
Brouvelieures	190	251	1
Pont-sur-Madon	149	304	2
Marainville-sur-Madon	139	284	1
Poussay	133	272	2
Le Val-d'Ajol	123	264	9
Bains-les-Bains	120	131	6
Uzemain	114	125	8
Montmotier	110	190	1
Domevre-sur-Durbion	88	150	2
Mirecourt	88	179	2
Mattaincourt	85	172	2
Bainville-aux-Saules	64	106	3
Archettes	52	94	1
Le Clerjus	45	97	2
Legeville-et-Bonfays	37	61	1
Savigny	35	52	1
Chaumousey	23	185	1
Dompierre	22	37	1
Urimenil	21	23	2
Oncourt	19	29	1
La Chapelle-aux-Bois	17	19	1
Charmois-l'Orgueilleux	8	9	2
Brû	6	10	1
Baudricourt	4	6	1
Gugnécourt	4	7	1
Grandvillers	3	6	1
Gruey-les-Surance	2	3	2
Harol	1	1	1
Xertigny	1	1	1
Bazegney	1	2	1

Productible estimé par intercommunalités du territoire (et nombre de sites équipables)

Intercommunalités	Productible valeur min (MWh)	Productible valeur max (MWh)	Nombre de sites à équiper
CC de la Porte des Hautes Vosges	1609	3942	18
CA Epinal	1399	2828	15
CC Val de Voge	721	1179	19
CC de la Moyenne Moselle	324	641	6
CC du Pays de Mirecourt	309	628	9
CC de la Région de Rambervillers	249	390	15
Saint-Amé	229	534	2
CC Bruyères - Vallons des Vosges	219	301	10
CC des Vosges Meridionales	123	264	12
CC du Secteur de Dompierre	112	179	11
CC de la Voge vers les rives de la moselle	74	118	4

Par ailleurs, certains ouvrages méconnus (absence d'indications sur leur hauteur de chute) pourraient faire l'objet de recherches complémentaires en raison de leur disposition sur des cours d'eau à bon potentiel de débits (et en aval d'un bassin versant d'alimentation significatif) :

- 6 sur la Moselle
- 6 sur le Madon
- 5 sur la Mortagne
- 2 sur la Vologne
- 1 sur la Moselotte.

Ouvrages dont la hauteur de chute n'est pas connue mais qui disposent d'un bon potentiel hydrologique (cours d'eau important et bassin versant amont significatif)

Nom	Cours d'eau	Commune
Barrage du Saulcy	La Moselle	Epinal
Seuil d'irrigation hors service	La Moselle	Saint-Nabord
Seuil de la Cheneau hors service	La Moselle	Dommartin-lès-Remiremont
Seuil d'irrigation des Mitreuches	La Moselle	Dommartin-lès-Remiremont
Seuil de l'usine d'Eloyes	La Moselle	Eloyes
Barrage de Langley (EDF)	La Moselle	Langley
Barrage de l'ancien moulin de Landrigney	Le Madon	Pont-sur-Madon
Seuil d'ambacourt	Le Madon	Ambacourt
Moulin de Mazirot	Le Madon	Mazirot
Seuil lieu dit Pennecière	Le Madon	Poussay
Neuf moulin	Le Madon	Mirecourt
Moulin de Mattaincourt	Le Madon	Mattaincourt
Seuil route de Romont	La Mortagne	Rambervillers
Scierie de Rambervillers	La Mortagne	Rambervillers
Seuil moulin Roville	La Mortagne	Roville-aux-Chênes
Seuil du moulin de Deinvillers	La Mortagne	Deinvillers
Moulin de Girondel	La Mortagne	Saint-Maurice-sur-Mortagne
Ancien barrage Mougeot	La Vologne	Fiménil
Prise d'eau scierie	Bras de la Vologne	Laveline-devant-Bruyère
Seuil d'irrigation hors service	La Moselotte	Saint-Amé

5.4.2.6 Cible de quelques sites

Sélection des ouvrages sur la base de leur productible

Les 18 ouvrages qui ressortent donc de façon significative (80 % du productible total et plus de 100 MWh de production) sont donc :

- Le barrage de Saint-Nabord
- Le barrage du musée à Epinal
- Le Seuil du Pont Clemenceau à Epinal
- Le seuil des Prés Broquin à Saint-Amé
- Le moulin Cotant à Fontenoy-le-Château
- Le seuil d'irrigation du Canal de Hielle
- Un seuil d'irrigation hors-service à Vecoux
- Le déversoir des Forges à Brouveulieures
- Le moulin neuf à Pont-sur-Madon
- Le moulin de Maxevoy à Marainville-sur-Madon
- La papeterie Boucher à Rambervillers
- Le moulin de Poussay
- Le seuil d'irrigation de l'ancienne scierie à Dommartin-lès-Remiremont
- Seuil d'irrigation de Rochnaunet à Dommartin-lès-Remiremont
- Le barrage de la prise d'eau du canal de l'Est à Montmotier

- L'ancienne usine Volle à Fontenoy-le-Château
- L'ancienne usine Schaeffer à Fontenoy-le-Château
- Le seuil d'irrigation des Mortes à Vecoux

Pour mémoire la DDT avait mis en évidence 4 (5 ?) ouvrages où une restauration et une production était envisageable :

- Le barrage du musée à Epinal (listé ci-dessus)
- Le moulin de Darnieulles sur l'Avière (absent faute de données car non recensé dans le ROE)
- La scierie Beclier à Domèvre-sur-Arvière (absent faute de données car non recensée dans le ROE)
- Un lieu-dit ? Un moulin en aval du Saint Oger ? (là encore aucun indice dans le ROE donc pas de données disponibles).

Comparaison sur quelques critères des 18 sites

Le tableau ci-dessous dresse une analyse comparative sommaire du contexte des 18 sites de façon à restreindre la liste des projets qui pourraient être ciblés en priorité.

Contexte et contraintes sur les 18 sites majeurs (Productible supérieur à 100 MWh)

N°	Site (Classé dans l'ordre décroissant de productible)	Cont exte	Disponibilité foncière	Etat du barrage	Raccordeme nt au réseau électrique	Facilité de chantier	APB	Site d'Intérêt Communa uitaire	Zone de Protection Spéciale	Réserve biologique	Réserve biosphè re	Réserve naturelle nationale	ZNIEFF1	ZNIEFF2	Zones humides remarquables du SDAGE	Sites inscrit / site classé	Monument historique à moins de 500 m ?
1	Le barrage de Saint-Nabord,	rural	Très bonne	A priori correct	Potentiellem ent éloigné	Espace en rive gauche limité mais voie d'accès Espace en rive droite important mais absence de voie d'accès	Non	Confluence Moselle Moselotte	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Confluence Moselle Moselotte	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui les saules	Pas à moins de 500 m	Non
2	Le barrage du musée à Epinal,	urbai n	Limitée et complexe	A priori correct	Potentiellem ent proche	Milieu densément construit avec fortes contraintes urbaines	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Non	Non mais probablement via la moselle	Site Inscrit : Ensemble urbain formé par le centre de la ville (Epinal)	Oui centre ville d'Epinal
3	Le Seuil du Pont Clemenceau à Epinal,	urbai n	très limitée et très complexe	A priori correct	Potentiellem ent proche	Milieu densément construit avec fortes contraintes urbaines	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Non	Non mais probablement via la moselle	Site Inscrit : Ensemble urbain formé par le centre de la ville (Epinal)	Oui centre ville d'Epinal
4	Le seuil des Prés Broquin à Saint-Amé	rural	Très bonne	Non vérifiable	Potentiellem ent éloigné	Espace en rive gauche et rive droite non contraint Voies d'accès en rive gauche et droite à prolonger	Non	Confluence Moselle Moselotte	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Confluence Moselle Moselotte	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui : « Prairies . Azur' des Paluds de la confluence Moselle-Moselotte »	Pas à moins de 500 m	Non
5	Le moulin Cottan à Fontenoy-le-Château,	Semi - urbain	Bonne	A priori correct	Potentiellem ent proche	Très bonne desserte Pas de contrainte particulière	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Gite a chiropteres de Fontenoy	Voge et Bassigny	Non mais probablement via le Coney	Pas à moins de 500 m	Non
6	Le seuil d'irrigation du Canal de Hielle	rural	Contrainte en rive droite, Bonne en rive gauche	Non vérifiable	Neutre	Bonne desserte rive droite/rive gauche mais voie d'accès à compléter (problématique piste cyclable en rive droite ?)	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui : Moselle amont de Remiremont	Pas à moins de 500 m	Non
7	Un seuil d'irrigation hors-service à Vecoux	rural	Très bonne	Non vérifiable	Potentiellem ent proche	Desserte rive gauche très éloignée mais bon potentiel en rive droite avec complément d'accès à prévoir	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui : Confluence Moselle Moselotte	Pas à moins de 500 m	Non
8	Le déversoir des Forges à Brouveulleures	rural	Bonne	Non vérifiable et configuration réelle à confirmer	Neutre	Desserte rive droite correcte	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Massif Vosgien	Oui : Mortagne	Pas à moins de 500 m	Non
9	Le moulin neuf à Pont-sur-Madon,	rural	Bonne mais à confirmer dans le site	A priori correct	Potentiellem ent éloigné	Bonne desserte rive gauche, Absente rive droite	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Non	Non mais probablement via le Madon	Pas à moins de 500 m	Non
10	Le moulin de Maxevoy à Marainville-sur-Madon,	rural	Bonne mais à confirmer dans le site	A priori correct	Potentiellem ent éloigné	Très bonne desserte Pas de contrainte particulière	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Non	Non mais probablement via le Madon	Pas à moins de 500 m	Non
11	La papetterie Boucher à Rambervillers,	urbai n	Bonne mais à confirmer dans le site	Non vérifiable	Potentiellem ent proche	Très bonne desserte Pas de contrainte particulière	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Non	Non mais probablement via le Madon	Pas à moins de 500 m	Non
12	Le moulin de Poussay	Semi - rural	Bonne en rive droite et à confirmer en rive gauche	Non vérifiable	Potentiellem ent proche	Bonne desserte rive gauche, Absente rive droite	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Non	Non mais probablement via le Madon	Pas à moins de 500 m	Non
13	Le seuil d'irrigation de l'ancienne scierie à Dommartin-lès-Remiremont	semi - urbain	Très bonne	Existence à confirmer sur le terrain (doute par photos aériennes)	Potentiellem ent proche	Bonne desserte rive droite/rive gauche mais voie d'accès à compléter de manière importante	Non	Confluence Moselle Moselotte	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Confluence Moselle Moselotte	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui : Moselle amont de Remiremont)	Pas à moins de 500 m	Oui : Croix en Pierre à la sortie du Hameau
14	Seuil d'irrigation de Rochaunet à Dommartin-lès-Remiremont	rural	Très bonne	Non vérifiable	Potentiellem ent proche	Bonne desserte rive droite/rive gauche mais voie d'accès à compléter de manière importante	Non	Confluence Moselle Moselotte à 400 m	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui : Confluence Moselle Moselotte	Pas à moins de 500 m	Non
15	Le barrage de la prise d'eau du canal de l'Est à Montmotier,	Semi - rural	Bonne	Non vérifiable	Potentiellem ent proche	Bonne desserte rive droite, un peu plus contrainte en rive gauche	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Gite à chiropteres de Fontenoy	Voge et Bassigny	Non mais probablement via le Coney	Pas à moins de 500 m	Non
16	L'ancienne usine Volle à Fontenoy-le-Château,	Semi - rural	Bonne mais à confirmer dans le site	Non vérifiable mais probable reprise importante	Potentiellem ent proche	Bonne desserte rive gauche, Absente rive droite Faible surface d'installation de chantier en rive gauche (à confirmer)	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Gite à chiropteres de Fontenoy	Voge et Bassigny	Non mais probablement via le Coney	Pas à moins de 500 m	Non
17	L'ancienne usine Schaeffer à Fontenoy-le-Château,	urbai n	Bonne mais à confirmer dans le site	A priori correct	Potentiellem ent proche	Bonne desserte rive gauche, Absente rive droite	Non	SIC - Gites à chiroptères de la Vôge à 150 m	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Gite à chiropteres de Fontenoy	Voge et Bassigny	Non mais probablement via le Coney	Pas à moins de 500 m	Oui (Fortifications et église)
18	Le seuil d'irrigation des Mortes à Vecoux	rural	Très bonne	Probablement à renforcer	Potentiellem ent proche	Très bonne desserte Pas de contrainte particulière	Non	Non	Pas à moins d'un km	Pas à moins de 3 km	Non	Non	Non	Vallée de la Moselle de la Source à Epinal	Oui : Confluence Moselle Moselotte	Pas à moins de 500 m	Non

Il est à noter que seuls les ouvrages présents sur le Madon ne sont pas concernés par un cours d'eau classé en liste 1 et/ou liste 2. Toutefois, nous partons du principe que tout ouvrage devra faire l'objet d'un équipement de franchissement.

Il est important de rappeler que les contraintes ne sont pas éliminatoires. Elles peuvent être levées mais sous des conditions financières et techniques exigeantes.

Cette analyse met en évidence :

- Les 4 premiers ouvrages (plus fort productible) ont des contraintes assez fortes, soit en raison de milieux naturels, soit en raison de secteurs urbains. Les installations de chantier seront aussi contraintes (en surface ou en accès)
- Les ouvrages 5 à 12 sont assez peu contraints et présentent d'assez bonnes facilités d'installation (à confirmer)
- L'ouvrage 13 pourrait ne plus exister (celui de l'ancienne scierie à Dommartin-lès-Remiremont) et pourrait donc être assez vite éliminé
- Les ouvrages 14 à 18 présentent les productibles les plus faibles. Les contraintes en milieux naturels et paysagers sont plus fortes sur les ouvrages 14 et 17 et les ouvrages 14 et 16 présentent un peu plus de difficulté en termes de chantier.

Enfin, le tableau ci-dessous résume les coûts d'investissement envisageables pour chaque site et des recettes potentielles. Ces chiffres doivent être pris avec précaution (uniquement en ordre de grandeur) car ils sont déterminés à partir de ratios (maximum et minimum) des coûts par kW installé et d'un calcul d'un contrat d'achat basé sur 1 composante uniquement. Seules des études de détail de chaque site préciseront ces valeurs.

Estimation sommaire des coûts d'investissement

Site	Coûts envisageables en millions euros (m€)	Recettes envisageables en milliers euros par an (k€/an)
Le barrage de Saint-Nabord,	0,9 à 2,26 m€	73 à 179 k€/an
Le barrage du musée à Epinal,	0,69 à 1,73 m€	70 à 141 k€/an
Le Seuil du Pont Clemenceau à Epinal,	0,92 à 2,31 m€	31 à 62 k€/an
Le seuil des Prés Broquin à Saint-Amé	0,23 à 0,58 m€	24 à 56 k€/an
Le moulin Cottan à Fontenoy-le-Château,	0,16 à 0,39 m€	21 à 38 k€/an
Le seuil d'irrigation du Canal de Hielle	0,2 à 0,54 m€	21 à 51 k€/an
Un seuil d'irrigation hors-service à Vecoux	0,21 à 0,54 m€	21 à 51 k€/an
Le déversoir des Forges à Brouveulieures	0,1 à 0,25 m€	20 à 26 k€/an
Le moulin neuf à Pont-sur-Madon,	0,11 à 0,35 m€	15 à 32 k€/an
Le moulin de Maxevoy à Marainville-sur-Madon,	0,12 à 0,32 m€	14 à 30 k€/an
La papetterie Boucher à Rambervillers,	0,09 à 0,22 m€	14 à 22 k€/an
Le moulin de Poussay	0,12 à 0,3 m€	14 à 28 k€/an
Le seuil d'irrigation de l'ancienne scierie à Dommartin-lès-Remiremont	0,14 à 0,35 m€	14 à 34 k€/an
Seuil d'irrigation de Rochaunet à Dommartin-lès-Remiremont	0,12 à 0,3 m€	12 à 29 k€/an
Le barrage de la prise d'eau du canal de l'Est à Montmotier,	0,08 à 0,2 m€	11 à 20 k€/an
L'ancienne usine Volle à Fontenoy-le-Château,	0,08 à 0,02 m€	11 à 20 k€/an
L'ancienne usine Schaeffer à Fontenoy-le-Château,	0,11 à 0,28 m€	11 à 19 k€/an
Le seuil d'irrigation des Mortes à Vecoux	0,08 à 0,2 m€	11 à 27 k€/an

5.4.3 Cas particulier : le réservoir de Bouzey

Le réservoir de Bouzey est un vaste plan d'eau de 127 hectares, d'une profondeur moyenne de 12,50 mètres et d'une capacité de 7 millions de m³, servant de réservoir au canal de l'Est qui lui est voisin un peu plus au nord.

Situé en périphérie immédiate d'Epinal, il supporte aujourd'hui de multiples activités de plein air. Placé au cœur du département des Vosges, il s'étend sur le territoire des communes de Sanchev, Chaumousey, Girancourt et de Renauvoid.



Barrage de Bouzey

Le réservoir de Bouzey permet d'alimenter le canal de l'Est. Il reçoit des apports de la Moselle par l'intermédiaire de la rigole d'alimentation de Bouzey qui transporte cette eau sur plus de 40 kilomètres. L'hydrologie seule du bassin versant du réservoir de Bouzey ne permettrait pas, en effet, de constituer le stock de 7 millions de m³.

A noter : au lancement de l'étude, aucune étude n'avait été communiquée par VNF. Elle est aujourd'hui disponible.

En théorie, il existe deux opportunités :

- Un turbinage du débit réservé
- Un turbinage du débit d'alimentation du canal.

Les deux cas sont très distincts :

- Le turbinage du débit réservé constitue une production constante tout au long de l'année mais à partir d'un très faible débit. Il exploite en revanche la hauteur de chute maximale (de l'ordre de 16 m)
- Le turbinage du débit d'alimentation se ferait sur une période restreinte (période où le barrage alimente le canal soit environ 5 mois) mais avec un débit plus fort (0,7 m³/s en moyenne) et en revanche une hauteur de chute plus faible (cf. **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** le canal de sortie est en hauteur par rapport au

pieu de l'ouvrage) et qui va diminuer progressivement avec la vidange de l'ouvrage.

Les résultats seraient les suivants :

Turbinage du débit réservé	Turbinage du débit d'alimentation du canal
23 MWh	185 MWh

Les résultats sont donc mitigés pour un ouvrage d'une telle hauteur de chute qui **nécessiterait des travaux lourds d'aménagement**. Les réflexions pourraient être plus poussées avec des données plus précises (Hauteur de chute exacte, valeur précise des débits d'alimentation et réservé, durée exacte d'alimentation du canal).

5.5 Optimisation et modernisation de centrales existantes

5.5.1 Centrales existantes

Les différentes sources de données nous ont conduits à dénombrer, dans un premier temps, 42 sites en activité sur le territoire du SCoT.

La confrontation de ces données à celles de la DDT a permis de distinguer 36 sites autorisés et en activité et 6 sites ne correspondant pas à ces critères.

Les tableaux suivant présentent les caractéristiques de ces sites.

L'analyse de ces centrales existantes nous montre que les sites en activité sont répartis très majoritairement sur les grands cours d'eau du territoire avec dans l'ordre :

- La Moselle (14 sites)
- La Vologne (8 sites)
- Le Coney (4 sites)
- La Combeauté, La Semouse et la Mortagne (2 sites chacune)

4 sites sont disposés sur des affluents plus modestes : le Durbion, le Saint-Oger, le Ruisseau de Méreille et le Ruisseau de la Cleurie.

La puissance totale maximale brute des 36 sites en activité et autorisés est estimée à 18 585 kW.⁹

⁹ Hypothèse haute prise sur le barrage Rol (Vaxoncourt) et le Barrage du moulin (Dogneville) à 100 kW.

Centrales existantes sur le territoire d'étude

Nom	Cours d'eau	L93_X	L93_Y	Commune	Puissance maximale brute (kW)
Barrage de la centrale de la Manufacture	Le Coney	941132	6772060	BAINS-LES-BAINS	160.0
Barrage de la centrale du Blanc-Murger	La Semouse	954805	6772016	BELLEFONTAINE	330.0
Centrale de Beauménil amont	La Vologne	977132	6793537	CHAMP LE DUC	343.0
Barrage de la Centrale du Patis	La Moselle	943341	6813473	CHARMES	120.0
Barrage de la Centrale du Battant	La Moselle	943366	6813609	CHARMES	210.9
Barrage des Moulins de Charmes	La Moselle	944379	6812631	CHARMES	1683.0
Barrage de l'usine BTT (des Eaux Blanches)	La Moselle	955353	6798381	CHAVELOT	1003.0
Centrale des Noves	La Vologne	967292	6786933	CHENIMENIL	152.4
Centrale de la Ratte	La Vologne	967987	6787724	CHENIMENIL	495.0
Centrale de Docelles (centre)	La Vologne	968708	6788734	DOCELLES	320.0
Barrage du Moulin	Le Saint-Oger	956735	6797251	DOGNEVILLE	Fondé en titre <150 kW
Centrale de l'Elle	La Moselle	968314	6782372	ELOYES	432.0
Barrage de l'usine du Champ de Pin - Ets Bragard	La Moselle	956822	6789948	EPINAL	337.4
Barrage de la centrale de St Laurent	La Moselle	956869	6789039	EPINAL	1962.0
Barrage de l'usine des Accacias	La Moselle	955845	6793131	EPINAL	593.3
Centrale de Beauménil	La Vologne	976244	6793495	FIMENIL	446.0
Barrage de la centrale de Gros Moulin	Le Coney	935960	6768299	FONTENOY-LE-CHATEAU	430.0
Barrage de la centrale de la Pipée	Le Coney	940351	6769468	FONTENOY-LE-CHATEAU	223.6
Barrage de l'Usine de la Gosse (centrale de la Sté Sappel)	La Moselle	956038	6794102	GOLBEY	580.3
Barrage de la "Forge de Thunimont"	Le Coney	943907	6778623	HARSAULT	288.4
Barrage de la centrale du Saut de Broc	La Moselle	965189	6785412	JARMENIL	2300.0
Centrale de la Retorderie	La Vologne	965667	6785500	JARMENIL	134.9

Centrale du Trou Vauthier	La Moselle	967092	6784501	JARMENIL	918.0
Centrale de la Raperie	La Vologne	972920	6792178	LEPANGES SUR VOLOGNE	397.0
Centrale Decouvelaere	La Vologne	973406	6792841	LEPANGES SUR VOLOGNE	179.0
Barrage des Fouys	La Moselle	948762	6808518	PORTIEUX	1467.0
Genavois la Gouvernelle	La Mortagne	970806	6809709	RAMBERVILLERS	150.0
Seuil de la centrale de Blanchifontaine	La Mortagne	970298	6810149	RAMBERVILLERS	113.8
Seuil de prise d'eau de la centrale du Moulin	Ruisseau de la Cleurie	973893	6776500	SAINT AME	137.3
Seuil de prise d'eau de la centrale des Grands-Moulins	La Moselle	968733	6775001	SAINT ETIENNE LES REMIREMONT	165.4
Barrage de la retenue des Mousses	Ruisseau de Méreille	964139	6763460	VAL D AJOL	200.0
Seuil de prise d'eau de la centrale des Chênes	La Combeauté	962023	6765745	VAL D AJOL	79.0
Seuil de prise d'eau de la centrale de la Croix	La Combeauté	960976	6764934	VAL D AJOL	142.6
Barrage de la centrale de Vaxoncourt	La Moselle	953067	6802901	VAXONCOURT	1647.0
Barrage Rol	Le Durbion	953733	6804294	VAXONCOURT	Fondé en titre <150 kW
Barrage de la centrale des Forges de la Semouse	La Semouse	953822	6770552	XERTIGNY	244.0
Barrage de la centrale de la Manufacture	Le Coney	941132	6772060	BAINS-LES-BAINS	160.0
Barrage de la centrale du Blanc-Murger	La Semouse	954805	6772016	BELLEFONTAINE	330.0
Centrale de Beauménil amont	La Vologne	977132	6793537	CHAMP LE DUC	343.0
Barrage de la Centrale du Patis	La Moselle	943341	6813473	CHARMES	120.0
Barrage de la Centrale du Battant	La Moselle	943366	6813609	CHARMES	210.9
TOTAL					18 585,3

Sites initialement identifiés comme centrales et corrigés (pour mémoire)

Nom	Cours d'eau	L93_X	L93_Y	Commune	Puissance maximale brute (kW)
Barrage de la centrale Arjomari-Prioux	La Moselle	963297	6785458	ARCHES	Non exploité : prise d'eau industrielle
Barrage de la centrale du Moulin au Bois Aval	Le Bagnerot	941084	6770572	BAINS-LES-BAINS	150 kW (non utilisé en cours de changement de propriétaire ?)
Barrage de la centrale du Moulin au Bois Amont	Le Bagnerot	942353	6771396	BAINS-LES-BAINS	Site non autorisé
Site de Cheniménil entre centrale des Noves et centrale de la Ratte	La Vologne	967764	6787117	CHENIMENIL	Site ne faisant pas l'objet d'une reconnaissance administrative et non équipé d'après la DDT Site mentionné par une source comme équipé à 60 kW
Centrale de la papeterie de Docelles	La Vologne	969091	6789301	DOCELLES	prise d'eau industrielle
Moulin de Nomexy	L'Aviere	950267	6806188	NOMEXY	Non exploité

Centrales existantes



Figure 4 : Les 36 centrales hydroélectriques existantes et autorisées sur le périmètre d'étude

5.5.2 Optimisation de la production existante ?

Toute installation mécanique ou électrique a une durée de vie. Si la durée de vie des infrastructures (barrage) est particulièrement longue, celle des unités hydroélectriques est généralement estimée à 40 / 50 ans. A partir de seuil d'âge, les spécialistes considèrent que l'augmentation des coûts d'exploitation ainsi que la diminution des performances et de la disponibilité engendrée par le vieillissement rendent une réhabilitation intéressante.

L'optimisation de la production peut se faire de deux façons :

- L'optimisation du rendement
- L'augmentation de la puissance installée.

5.5.2.1 Optimisation du rendement

Elle se base sur les progrès effectués au niveau des outils de calcul (ordinateurs de plus en plus puissants, nouvelles méthodes) et à l'évolution des savoirs techniques (meilleure connaissance de l'écoulement des fluides et des phénomènes dynamiques).

Ces progrès jouent sur deux points :

- Une capacité à mieux piloter la production en prévoyant de meilleure manière l'hydrologie du cours d'eau,
- Du matériel plus performant pour un même écoulement.

Les experts estiment que le rendement d'une machine peut être augmenté jusqu'à 5% par rapport à la conception initiale.

La production moyenne annuelle réelle des 36 sites n'est pas connue. En prenant des hypothèses de hauteur de chute nette, de rendement variant entre 0,7 et 0,85 et de débits d'équipement centrés sur les module des cours d'eau, nous pouvons estimer que la production totale annuelle devrait s'échelonner entre 70 et 81 GWh.¹⁰

Une augmentation de 5% sur le rendement moyen (quel que soit le rendement global de départ) apporterait de l'ordre de 3 GWh supplémentaires de production.

Cette valeur ne sert qu'à donner un ordre de grandeur et illustrer l'intérêt d'une réflexion sur l'optimisation du rendement. Elle ne doit pas être considérée comme une valeur absolue, chaque usine ayant ses caractéristiques propres.

Il est aussi à noter la modernisation de la centrale dans son ensemble confère à chaque site une meilleure adaptabilité aux méthodes de production plus dynamique et sécurise une production plus constante et continue.

5.5.2.2 Augmentation de la puissance installée

Pour des raisons administratives ou techniques le débit d'équipement de certaines centrales a été dès l'origine limité à une valeur inférieure au potentiel hydrologique du site. Une expertise du débit d'équipement peut conduire à estimer que celui-ci pourrait être augmenté, compte tenu des progrès techniques et de la meilleure connaissance du profil hydrologique du cours d'eau.

Cette augmentation de la puissance repose sur :

- Une dérivation plus importante de débit vers la centrale (et donc une adaptation le cas échéant des infrastructures),
- Un remplacement des turbines et/ou alternateurs pour une puissance augmentée.

Un potentiel d'amélioration maximal a été évalué en moyenne à 30% de la puissance initiale installée et du productible par des experts. Toutefois, chaque centrale reste unique et dans certains cas l'augmentation de puissance peut-être bien plus importante

¹⁰ Nous avons fait un semi-calage sur les sites qui étaient identifiés dans le document « Etude de planification énergétique » réalisé par le Syndicat Mixte du SCoT des Vosges centrales et qui identifiait sur l'ancien périmètre du SCOT, 17 sites avec une puissance de 13,4 MW et une production moyenne de 50 GWh.

(doublement par exemple). Ce cas correspond généralement à des installations très anciennes ayant bénéficié de peu de travaux d'aménagement/renouvellement (il ne semble pas pertinent de considérer cela pour le territoire).

Une étude de l'ADEME portant sur la Haute-Saône a montré que sur 28 sites de production en activité¹¹, 9 présentaient un sous-équipement et par conséquent un potentiel d'accroissement de leur puissance et de leur productible. Un total supplémentaire de 4,5 GWh/an était envisageable pour une production initiale de 24,5 GWh/an (+ 18 % environ).

Par analogie, un tel ratio indiquerait un potentiel d'optimisation de l'ordre de 12,6 à 14,6 GWh sur le territoire.

Un autre calcul serait de considérer qu'un tiers des installations pourrait faire l'objet d'une augmentation de puissance. En prenant un ratio maximal de 30 % sur les 12 puissances les plus faibles et les 12 puissances les plus fortes, on obtient un potentiel d'optimisation compris entre 2 GWh et 16 GWh.

Là encore ces valeurs ne servent qu'à donner des ordres de grandeur et à illustrer l'intérêt d'une réflexion sur l'optimisation des puissances équipées. Elles ne doivent pas être considérées comme des valeurs absolues, et seuls des études au cas par cas, avec des données plus précises permettraient d'affiner le potentiel.

5.6 Installation d'hydroliennes fluviales

L'hydrolienne fluviale est une des rares énergies renouvelables permettant de fonctionner 24h/24, sans nécessiter d'infrastructure lourde avec la particularité de ne pas avoir d'impact important pour l'environnement.

Fruit de dix ans de recherches et plus de 35 000 heures d'essais en conditions réelles dans le Danube, le concept a tout d'abord été développé en Autriche par la start-up autrichienne Aqualibre, mais plusieurs sociétés en Europe et en Amérique du Nord ont déjà commencé à commercialiser une soixantaine de modèles, comme le québécois Idénergie et l'allemand Smart Hydro, ou encore en France, les PME EcoCinetic (rochelaise), Hydroquest (grenobloise), ou Hydrotube Energie (bordelaise).

¹¹ Recensement de la ressource hydraulique sur le département de la Haute-Saône. ADEME, 2008.

5.6.1 Avantages et inconvénients

5.6.1.1 Avantages

- Les hydroliennes nécessitent des pales beaucoup plus petites que les éoliennes pour produire une énergie équivalente, et cela grâce à la masse volumique de l'eau qui est environ 800 fois supérieure à celle de l'air. Outre la raison purement hydrodynamique, la compacité d'une hydrolienne vient aussi de ses conditions d'exploitation : une hydrolienne est en effet dimensionnée pour exploiter la vitesse quasi-maximum du courant (les événements exceptionnels comme les crues ne donnent pas lieu à des vitesses bien plus fortes) ; en comparaison, l'éolienne n'exploite le vent que jusqu'à 90 km/h tandis que sa structure doit résister à des vents de 300km/h.
- L'hydrolienne produit de l'énergie 24h/24, car le courant varie beaucoup moins et est beaucoup plus prévisible que le vent permettant de faire fonctionner les éoliennes. Les courants de rivières sont parfaitement connus et possèdent un caractère régulier dont le vent est démuné : les courants de rivières sont constants à l'échelle de la journée (en dehors des événements de crue).
- L'hydrolienne utilise une énergie renouvelable (le courant marin) et elle ne pollue pas en termes de déchets issus de combustion tels que CO₂ ou de déchets radioactifs.
- Les hydroliennes sont discrètes pour les humains car inaudibles sous l'eau.
- Contrairement aux éoliennes, les hydroliennes ne sont pas synonymes de pollution visuelle : de nombreux développeurs proposent aujourd'hui des concepts complètement immergés.
- Les hydroliennes ont été conçues dans le souci du respect de l'environnement. Elles sont conformes aux dispositions réglementaires en matière de protection des cours d'eau. Elles sont respectueuses de la continuité écologique et sédimentaire. L'installation et l'exploitation des hydroliennes se font dans un respect total de l'environnement : sans nécessité de construire une chute d'eau, sans modifier le profil des cours d'eau, sans créer d'obstacle à l'écoulement des crues, sans gêner la vie aquatique ni empêcher la migration des poissons, sans provoquer d'accumulation sédimentaire, sans émission de gaz à effets de serre (GES), sans gêner les usagers et les riverains.

5.6.1.2 Inconvénients

Les impacts des hydroliennes ont été encore peu étudiés, il existe donc un flou sur les demandes réglementaires, la limitation de ces dernières et les mesures compensatoires qui pourraient être demandées. A la différence des centrales au fil de l'eau, elles ne génèrent pas d'obstacle à la continuité, mais leurs problématiques pourraient être tout autres :

- Les hydroliennes créent des zones de turbulences, qui modifient la sédimentation et le courant, avec de possibles effets sur la flore et faune juste en aval de leur positionnement.
- Les animaux marins perçoivent également le son produit par l'hydrolienne, ce qui peut perturber leurs cycles de reproduction. L'émission sonore d'un parc sous l'eau est évaluée comme équivalente à celle d'un gros navire.

Les hydroliennes coûtent cher à l'entretien et à l'installation. L'entretien doit être très fréquent mais il est plus difficile qu'à l'air libre puisqu'on ne peut pas ouvrir une hydrolienne sans que l'eau pénètre à l'intérieur et endommage les systèmes mécaniques et électriques.

5.6.2 Retour d'expériences nationales

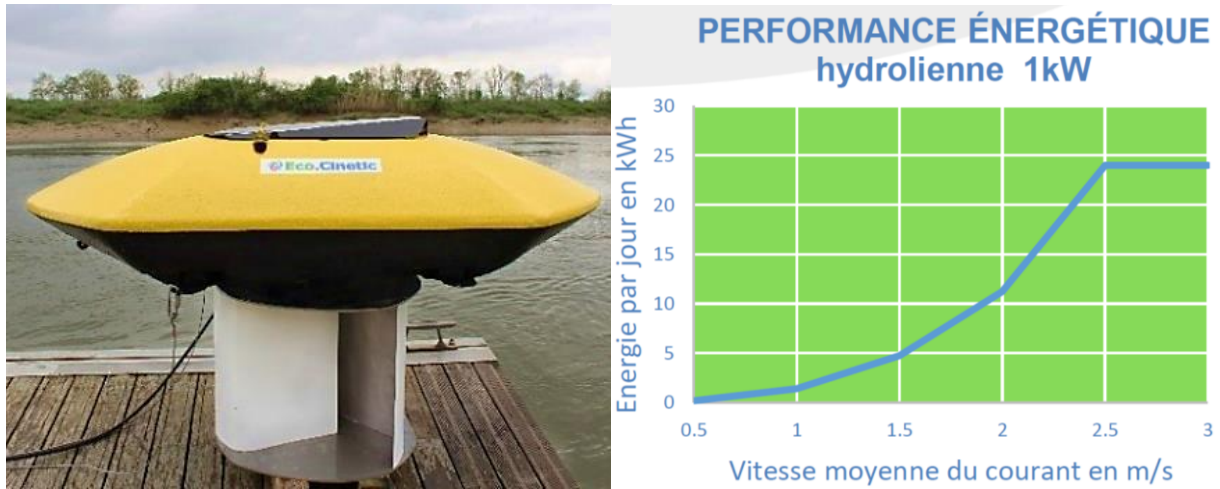
5.6.2.1 Société EcoCinetic

Fondée par Clément Nattier et Mourier Frédéric, EcoCinetic est une start-up de La Rochelle. Elle conçoit, développe et commercialise des hydroliennes pour fleuves, rivières et estuaires.

- Le modèle 1kW *plug and play* en KIT

<i>Plage d'utilisation</i>	vitesses de courant entre 0,5 à 3 m/s
<i>Profondeur d'eau minimum</i>	0,8 m
<i>Distance par rapport au lieu de consommation</i>	< 1,5 km
<i>Alternateur</i>	sans balais à aimant permanent
<i>Systèmes d'ancrage</i>	sur berge, intégré à un ponton ou en pleines eaux, retenu par des haubanages, ...
<i>Production journalière</i>	24 kWh journalier à 2,5m/s de courant en moyenne
<i>Prix</i>	≈ 4000 euros
<i>Coût installation</i>	1000€ en moyenne en fonction de la configuration du site et du mode d'ancrage

Caractéristiques du modèle EcoCinetic 1kW Plug and Kit

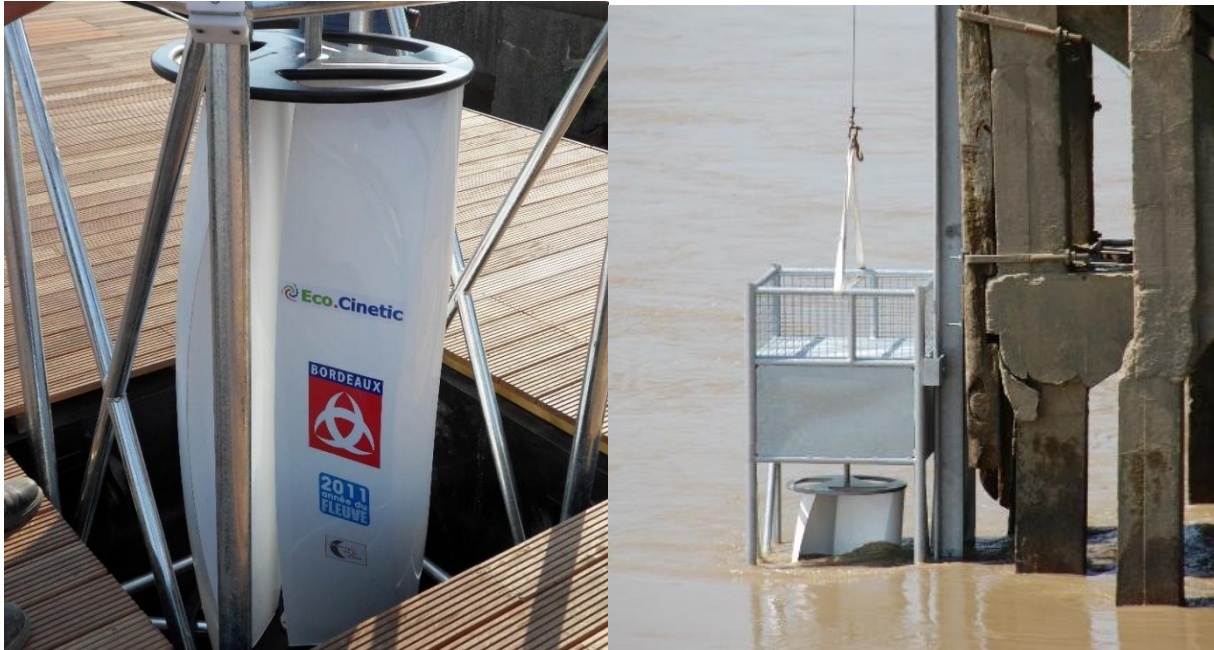


Le modèle 1kW Plug and Kit de la société EcoCinetic et ses performances énergétiques

- Les autres modèles jusqu' 5kW

<i>Plage d'utilisation</i>	vitesses de courant entre 0,5 à 3 m/s
<i>Profondeur d'eau minimum</i>	2 m
<i>Distance par rapport au lieu de consommation</i>	< 1,5 km
<i>Systèmes d'ancrage</i>	sur berge, intégré à un ponton ou en pleines eaux, retenu par des haubanages, ...
<i>Production journalière</i>	500 Wh journalier à 0.5m/s de courant en moyenne 5 kWh journalier à 1.5m/s de courant en moyenne

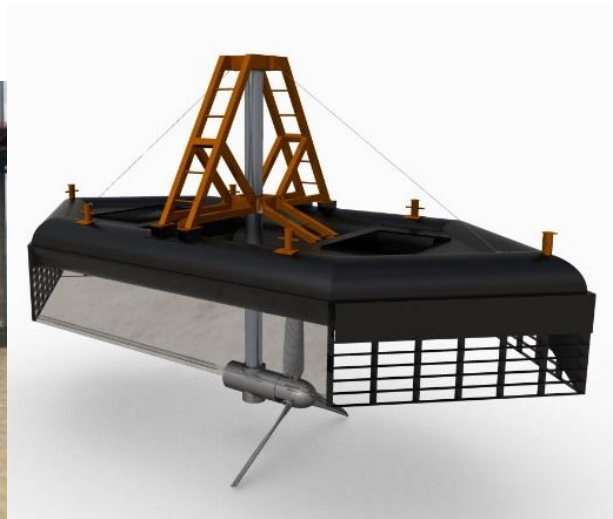
Caractéristiques du modèle EcoCinetic 5KW



Le modèle 5kW de la société EcoCinetic

5.6.2.2 Société Hydrotube Energie

Fondée en 2008 par Franck Jouanny, Hydrotube Energie est le fruit d'une longue réflexion et d'une parfaite connaissance du fleuve Garonne et de son estuaire, celui de la Gironde. L'hydrolienne H³ est conçue pour évoluer dans les forts courants fluviaux et résister aux troncs d'arbre et autres déchets flottants.



L'hydrolienne H3 d'Hydrotube Energie lors des tests réalisés sur la Garonne, près du pont d'Aquitaine à Bordeaux

- Le modèle 20 kW

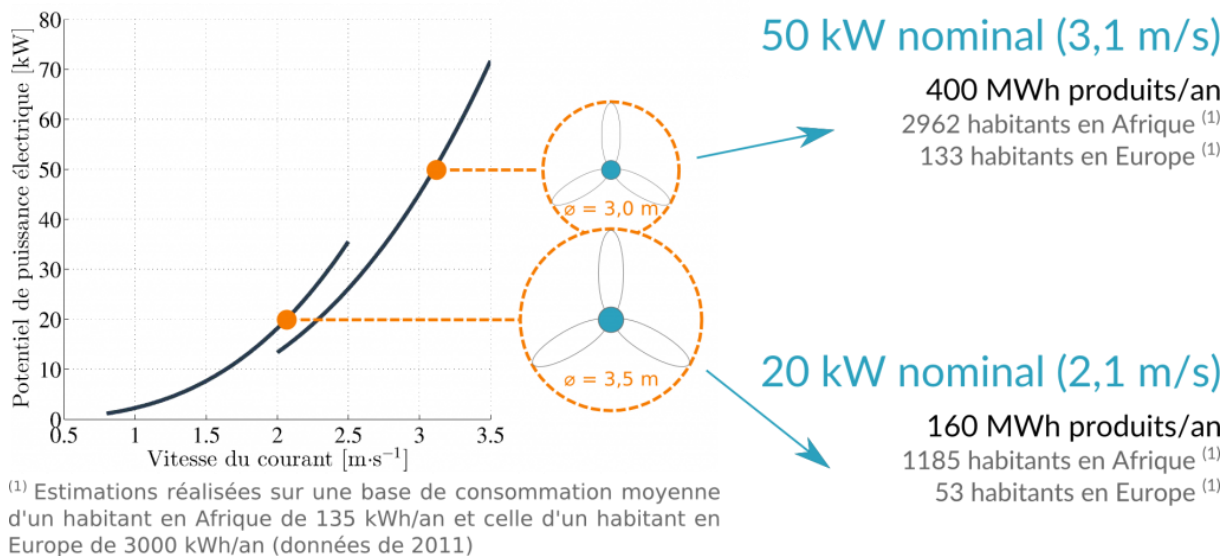
<i>Plage d'utilisation</i>	vitesses de courant entre 0,8 à 2.5 m/s
<i>Profondeur d'eau minimum</i>	3.5 m
<i>Technologie</i>	Technologie à axe horizontal optimisant la transmission du couple et maximisant la production d'énergie Hydrolienne de 3.5 m de diamètre
<i>Systèmes d'ancrage</i>	Amarrée à un corps-mort qui la maintient dans l'axe du courant Déplaçable comme une embarcation
<i>Production annuelle</i>	160 MWh annuel à 2.1m/s de courant en moyenne

Caractéristiques du modèle Hydrotube Energie 20kW

- Le modèle 50 kW

<i>Plage d'utilisation</i>	vitesses de courant entre 2 à 3.5 m/s
<i>Profondeur d'eau minimum</i>	3.5 m
<i>Technologie</i>	Technologie à axe horizontal optimisant la transmission du couple et maximisant la production d'énergie Hydrolienne de 3.5 m de diamètre
<i>Systèmes d'ancrage</i>	Amarrée à un corps-mort qui la maintient dans l'axe du courant Déplaçable comme une embarcation
<i>Production annuelle</i>	400 MWh annuel à 3.1m/s de courant en moyenne

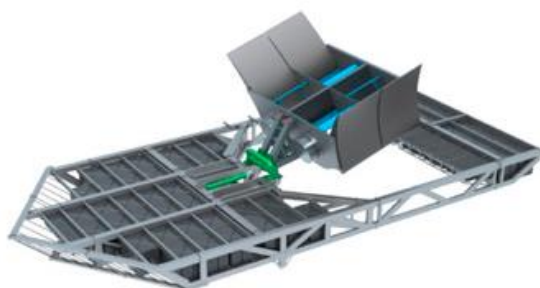
Caractéristiques du modèle Hydrotube Energie 50kW



Les performances énergétiques des hydroliennes de la société Hydrotube Energie

5.6.2.3 La société Hydroquest

Hydroquest est une société française créée en 2010 et basée près de Grenoble (France) au cœur des Alpes, berceau mondial de l'hydroélectricité.



Hydrolienne sur barge flottante
en position relevée

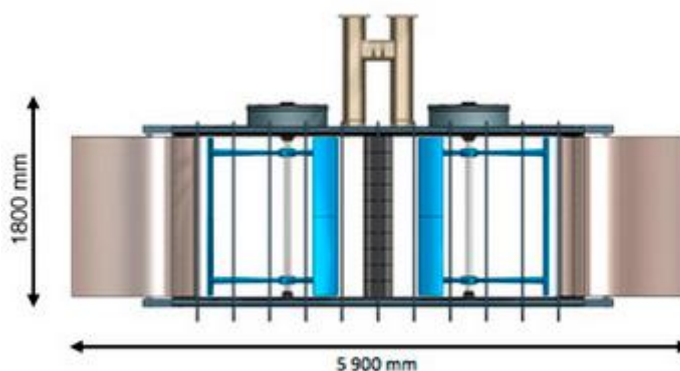


Hydrolienne sur barge flottante
en position de marche

- Le modèle Hydroquest River 1.4

<i>Vitesse de courant nominale</i>	3.1 m/s
<i>Profondeur d'eau minimum</i>	2.2 m
<i>Technologie</i>	Un étage de deux roues <ul style="list-style-type: none"> • Roues : 1.5m de diamètre • Hauteur totale : 1.8m • Largeur totale : 5.9m
<i>Systèmes d'ancrage</i>	Sur des barges
<i>Puissance nominale électrique</i>	40 kW à 3.1m/s de courant en moyenne

Caractéristiques du modèle Hydroquest River 1.4

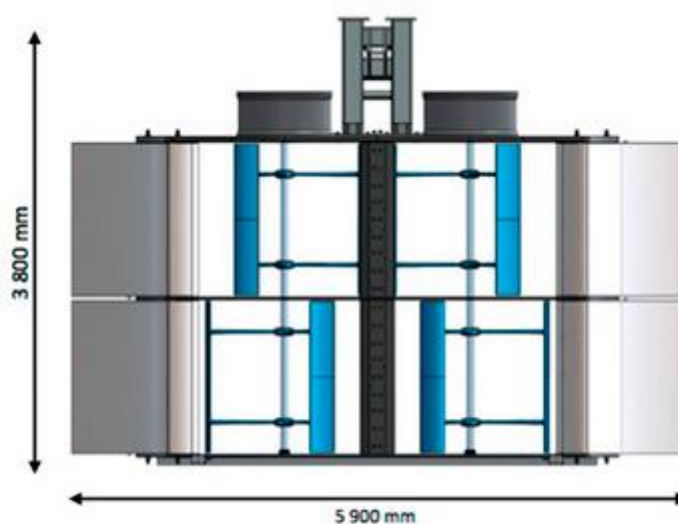


Le modèle Hydroquest River 1.4

- Le modèle Hydroquest River 2.8

<i>Vitesse de courant nominale</i>	3.1 m/s
<i>Profondeur d'eau minimum</i>	4.2 m
<i>Technologie</i>	Un étage de deux roues <ul style="list-style-type: none"> • Roues : 1.5m de diamètre • Hauteur totale : 3.6m • Largeur totale : 5.9m
<i>Systèmes d'ancrage</i>	Sur des barges
<i>Puissance nominale électrique</i>	80 kW à 3.1m/s de courant en moyenne

Caractéristiques du modèle Hydroquest River 2.8



Le modèle Hydroquest River 2.8

5.6.3 Cours d'eau équipables

5.6.3.1 Première analyse sur la base des caractéristiques de fonctionnement

Dans le tableau ci-dessous sont résumées les principales caractéristiques des différentes hydroliennes.

Caractéristiques de fonctionnement des modèles d'hydroliennes

Société	Modèle	Vitesse minimale (m/s)	Vitesse nominale (m/s)	Hauteur d'eau minimale (m)	Puissance
EcoCinetic	Plug and Kit	0.5	2	0.8	1 kW
	5 kW	0.5	1.5	2	5 kW
Hydrotube Energie	20 kW		2.1	4	20 kW
	50 kW		3.1	4	50 kW
Hydroquest	1.4		3.1	2.2	40 kW
	2.8		3.1	4.2	80 kW

Les conditions de hauteur minimale et de vitesses nécessaires restreignent très vite les cours d'eau équipables sur le territoire du SCoT des Vosges.

Seul le prototype de 1kW d'EcoCinetic est envisageable et peut être le prototype de 5 kW. Les prototypes des autres sociétés semblent être de dimensions trop importantes et de besoins trop compliqués à satisfaire.

Il faut en effet pouvoir compter sur une hauteur d'eau minimale de 1 à 2 mètre une très grande partie de l'année de façon à avoir une production assez régulière.

A ce titre seule la Moselle semble pouvoir permettre d'assurer ces valeurs et éventuellement le Coney mais il est nécessaire de le vérifier par au moins des calculs simples.

5.6.3.2 Analyse affinée sur le Coney et résultats

Nous avons exploité les données topographiques en notre possession sur le Coney (étude du PPRI sur Fontenoy-le-Château): soient 13 km de cours d'eau répartis sur tout le territoire de cette commune.

Ces données topographiques nous permettent de disposer de profils en travers du Coney traduisant la configuration de son lit mineur. Nous pouvons ainsi, sur de nombreux

tronçons, calculer les hauteurs d'eau pouvant être atteintes en fonction du débit transitant dans le cours d'eau.

Ces valeurs de débits sont ensuite comparées aux débits classés du Coney (station hydrométrique de Fontenoy-le-Château). Les débits classés traduisent l'hydrologie moyenne du cours d'eau : ils nous renseignent sur la fréquence de non dépassement des valeurs du débit.

Débits nécessaires en différents points du Coney pour obtenir une hauteur d'eau minimale de 1 m et productible attendu en conséquence

PK	Q d'atteinte d'au moins 1 m d'eau (m³/s)	Vitesse correspondante	Fréquence de non atteinte de Q 1m	Productible dans ces conditions (kWh/j) (kWh/an)	
0	9.3	0.8	0.85	1.4	76.65
250	9.5	0.8	0.85	1.4	76.65
379	9.2	0.8	0.85	1.4	76.65
719	17.0	1.0	0.95	2	36.5
1182	9.7	0.6	0.85	0.8	43.8
1372	25.3	1.1	0.99	2.6	9.49
1392	990.7	16.1	0.99	HORS CONDITIONS	
2139	12.6	1.3	0.9	3.8	138.7
2397	17.8	1.2	0.95	3.2	58.4
2820	16.1	1.4	0.95	4.4	80.3
2844	95.6	11.1	0.99	HORS CONDITIONS	
2870	65.0	7.6	0.99	HORS CONDITIONS	
3045	5.4	0.6	0.7	0.8	87.6
3314	9.0	0.8	0.85	1.4	76.65
3327	13.3	1.4	0.95	4.4	80.3
3413	5.4	0.5	0.7	0.5	54.75
4544	28.9	0.8	0.99	1.4	5.11
4564	342.1	9.0	0.99	HORS CONDITIONS	
4663	45.0	2.5	0.99	24	87.6
4679	34.4	1.9	0.99	9.8	35.77
4932	8.5	0.7	0.85	1.1	60.225
5260	53.1	1.5	0.99	5	18.25
5349	9.6	0.9	0.85	1.7	93.075
6011	4.5	0.4	0.65	0	0
6021	4.8	0.4	0.65	0	0
6045	487.0	10.8	0.99	HORS CONDITIONS	
6213	209.9	16.8	0.99	HORS CONDITIONS	
6265	26.0	1.9	0.98	9.8	71.54
6410	20.1	1.6	0.98	6.2	45.26
6545	29.7	1.9	0.99	9.8	35.77
6713	12.3	1.2	0.9	3.2	116.8

6727	183.7	20.9	0.99	HORS CONDITIONS	
6755	125.1	11.5	0.99	HORS CONDITIONS	
6858	105.2	4.4	0.99	HORS CONDITIONS	
6956	13.1	1.3	0.95	3.8	69.35
7030	18.2	2.6	0.98	24	175.2
7056	18.9	2.0	0.98	11	80.3
7196	208.9	11.4	0.99	HORS CONDITIONS	
7449	23.1	1.3	0.98	3.8	27.74
7587	22.2	1.2	0.98	3.2	23.36
7700	11.1	0.6	0.9	0.8	29.2
7740	43.7	3.2	0.99	24	87.6
8086	25.9	1.6	0.98	6.2	45.26
8105	263.6	19.0	0.99	HORS CONDITIONS	
8746	294.9	8.3	0.99	HORS CONDITIONS	
9283	18.4	1.3	0.98	3.8	27.74
9582	458.1	10.0	0.99	HORS CONDITIONS	
9712	8.0	1.6	0.8	6.2	452.6
10820	8.6	0.8	0.8	1.4	102.2
11073	7.0	0.5	0.75	0.5	45.625
11113	940.2	13.2	0.99	HORS CONDITIONS	
11162	320.7	13.0	0.99	HORS CONDITIONS	
11166	125.1	6.8	0.99	HORS CONDITIONS	
11244	16.6	0.9	0.95	1.7	31.025
11410	8.7	0.8	0.8	1.4	102.2
11907	31.8	1.1	0.99	2.6	9.49
13140	15.1	0.5	0.95	0.5	9.125

Le productible maximal qui pourrait être obtenu sur un tronçon serait de 452,6 kWh/an seulement. L'équipement de chaque tronçon avec une hydrolienne ne permettrait d'atteindre que 2783 kWh/an soit moins que la consommation moyenne d'une famille.
L'investissement serait disproportionné.

Le Coney n'offre donc pas d'opportunité pour l'hydrolienne la moins exigeante en termes de conditions hydrauliques.

5.6.3.3 Analyse affinée sur la Vologne

La Direction Départementale des Territoires des Vosges a mis à notre disposition des profils en travers de la Vologne. Sur le périmètre d'étude, 31 profils en travers étaient exploitables répartis sur les communes de Granges-sur-Vologne à Cheniménil.

La méthodologie a donc été appliquée comme sur le Coney.

Débits nécessaires en différents points de la Vologne pour obtenir une hauteur d'eau minimale de 1 m et productible attendu en conséquence

PK	Débit d'atteinte d'au moins 1 m d'eau (m3/s)	Vitesse correspondante	Fréquence de non atteinte de Q 1m	Productible dans ces conditions (kWh/j) (kWh/an)	
P37	19.5	2.3	0.92	18.8	548.96
P38	14.3	1.0	0.85	2	109.5
P39	15.8	2.0	0.85	11	602.25
P39B	23.9	1.9	0.95	9.8	178.85
p40	11.9	2.2	0.75	16.2	1478.25
P40TER	19.0	1.8	0.92	8.6	251.12
P42BIS	21.3	2.1	0.92	13.6	397.12
P43	24.7	2.3	0.95	18.8	343.1
P45	13.7	1.9	0.85	9.8	536.55
P48BIS	17.6	1.9	0.85	9.8	536.55
P49	11.9	1.0	0.75	2	182.5
P49BIS	15.3	1.8	0.85	8.6	470.85
P50	13.7	1.8	0.8	8.6	627.8
P51	5.9	0.9	0.5	1.7	310.25
P52	16.6	1.9	0.85	9.8	536.55
P53	HORS CONDITIONS (contre pente)				
P54	19.3	2.2	0.9	16.2	591.3
P56	7.6	1.2	0.55	3.2	525.6
P58	10.9	1.3	0.7	3.8	416.1
P59	HORS CONDITIONS (contre pente)				
P60	29.9	1.8	0.96	8.6	125.56
P65	17.7	0.8	0.85	1.4	76.65
P66	HORS CONDITIONS (contre pente)				
P67	HORS CONDITIONS (contre pente)				
P68	12.3	1.3	0.75	3.8	346.75
P69	36.4	2.4	0.97	21.4	234.33
P70	7.1	0.9	0.55	1.7	279.225
P71	17.1	1.6	0.85	6.2	339.45
P72	17.0	1.5	0.85	5	273.75
P72BIS	HORS CONDITIONS (contre pente)				
P73	15.6	1.3	0.85	3.8	208.05

Nous pouvons noter que la Vologne présente un potentiel plus important que le Coney sans pour autant se révéler pertinente.

En effet, les conditions d'atteinte d'un minimum d'un mètre d'eau sont atteintes légèrement plus souvent, toutefois elles restent encore rares. Le productible qui peut être obtenu est supérieur en raison de vitesses plus importantes (pentes et débits en moyenne plus forts).

L'équipement de chaque tronçon par au moins une hydrolienne amènerait au maximum 10 526 kWh/an ce qui reste encore disproportionné au regard de l'investissement.

Il faut rappeler par ailleurs que la production resterait ponctuelle (quelques jours dans l'année) pour une utilisation très locale (1,5 km autour de chaque hydrolienne).

5.6.3.4 Analyse affinée sur la Moselle

La DDT n'a pas été en mesure de nous fournir des données topographiques sur la Moselle. Nous développerons donc ainsi un avis théorique issu également des enseignements sur le Coney et la Vologne.

Les éléments essentiels pour rendre une hydrolienne pertinente sur un cours d'eau sont les suivants :

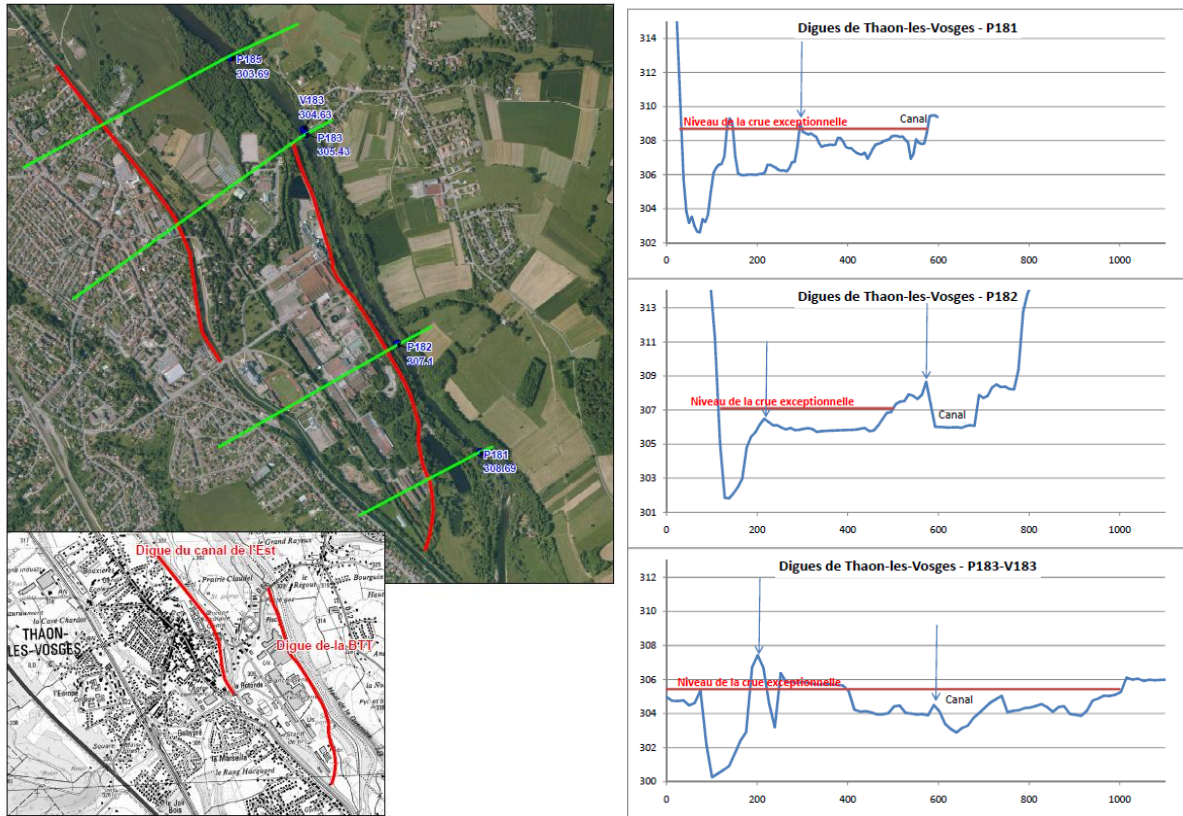
- Il est nécessaire de maintenir la hauteur d'eau minimale tout au long de l'année de façon à avoir une production régulière. Sur le Coney et la Vologne nous avons pu constater pour le meilleur des cas, un temps de fonctionnement de seulement la moitié de l'année (un unique tronçon). Ceci est très faible pour une production à vocation d'utilisation directe et locale.
- La vitesse conditionne la production journalière. Un doublement de la vitesse du flot multiplie par 4 à 5 la production journalière de l'hydrolienne. Or la vitesse est une donnée très fluctuante sur un cours d'eau : non seulement tout au long de son linéaire mais également au sein d'une même section de cours d'eau. Actuellement les calculs n'ont été menés qu'avec une vitesse moyenne sur chaque section, ce qui donne une bonne idée des ordres de grandeurs mais pas des singularités qui pourraient être favorables à une hydrolienne.

L'intérêt de la Moselle est que ses débits vont être bien plus importants que ceux du Coney et de la Vologne.

De ce fait, elle présente un plus grand potentiel pour maintenir tout au long de l'année en différents secteurs des hauteurs d'eau d'au moins 1 mètre (ce point devant être nuancé par la conformation de son lit mineur).

Nous avons pu, à partir du rapport de présentation de la Cartographie du risque inondation sur le *Territoire à Risques Importants d'inondation* (TRI) d'Epinal, recréer sommairement 4 profils en travers de la Moselle levés au niveau de la Commune de Thaon-les-Vosges.

Plan de situation des profils en travers le long
des digues de la BTT et du canal de l'Est à Thaon-les-Vosges



Ces profils nous montrent que la Moselle dispose déjà d'un lit mineur plus adapté à l'implantation d'hydrolienne (largeur et profondeur moyenne).

Sur les profils P181 et P182, la hauteur minimale pourrait être atteinte 75 à 88 % du temps. En revanche les vitesses moyennes restent modérées : de 0,7 m/s la majeure partie du temps à 1,7 m/s au maximum.

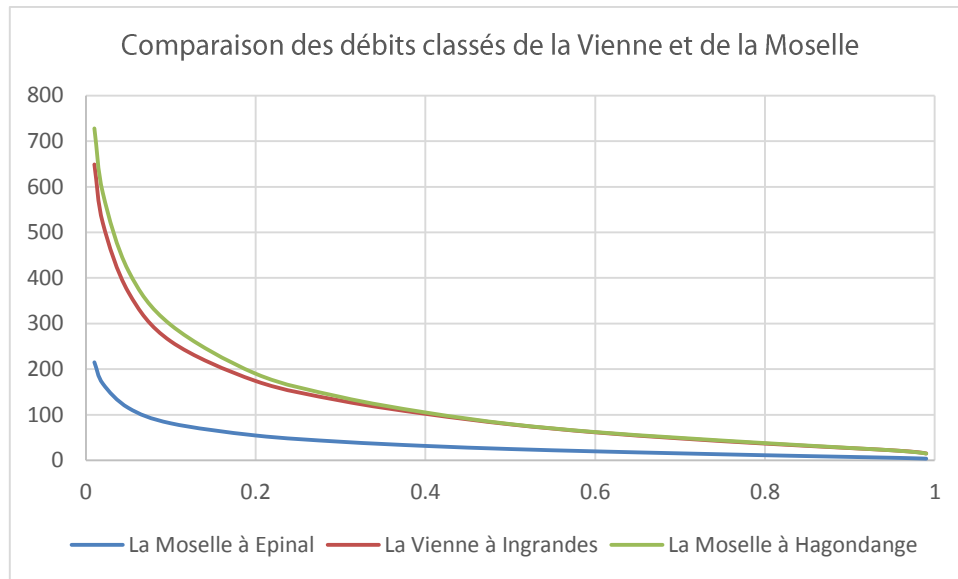
De ce fait le productible espéré reste faible compris entre 570 et 615 kWh/an pour une hydrolienne.

Les résultats sont plus encourageants que sur le Coney et la Vologne, car :

- La production peut être plus régulière tout au long de l'année,
- La découverte par une recherche fine sur le terrain de zones de courant plus élevées peut sensiblement accroître la production d'une hydrolienne.

Il est toutefois important de noter que la Moselle ne présente probablement pas encore le potentiel optimal pour l'installation d'hydrolienne.

En effet, aujourd'hui des installations ont eu lieu sur la Vienne à Châtelleraut pour une autoconsommation partielle. Le graphique ci-dessous compare les débits classés des deux cours d'eau. (A titre indicatif, les débits classés de la Moselle, plus en aval à Hagondange sont également présentés).



Il faudrait donc se situer vers Metz pour disposer d'une hydrologie comparable à celle d'un cours d'eau où des projets d'hydroliennes Ecocinetic ont vu le jour.

Ceci nous incite donc à considérer que le tronçon de la Moselle, d'Epinal à la limite nord du périmètre d'étude est en limite de présenter un intérêt pour les hydroliennes fluviales. Si les installations physiques sont possibles, ainsi qu'une production régulière, la pertinence du productible sera intégralement dépendante de la capacité à identifier des secteurs à plus fortes vitesses. Ce point pourra s'avérer délicat en de nombreux secteurs en raison de la présence de plusieurs barrages qui tendent à ralentir les écoulements sur les tronçons en amont.

5.7 Synthèse du potentiel

L'analyse des cours d'eau traversant le territoire du SCoT des Vosges et des ouvrages existants a permis d'établir un bilan de 36 sites en activités (pour 18,5 MW de puissance installée), et de 68 autres sites présentant un potentiel de production d'énergie hydroélectrique.

Le potentiel existant sur les 68 sites identifiés est évalué à une fourchette de 5 à 11 GWh, principalement concentré sur 18 ouvrages (80% du potentiel). De plus, seulement 3 ouvrages concentrent 40% du potentiel.

Pour les sites susceptibles d'être équipés, la réflexion devra être prolongée afin de confirmer et de préciser le potentiel. Pour les sites déjà équipés, une optimisation de la production actuelle est envisageable, via une amélioration du rendement ou une augmentation de la puissance installée ; cependant ce travail doit être examiné au cas par cas.

Enfin, les turbines hydroélectriques fluviales, qui représentent une innovation récente, pourraient être déployées sur la Moselle, mais seulement à titre de démonstrateur. En effet, la technologie actuelle s'avère efficace sur des cours d'eau présentant de forts débits et une profondeur suffisante ; or dans sur ces critères la Moselle se situe à la limite d'une faisabilité pertinente : l'investissement serait élevé pour valoriser un potentiel relativement faible.

VI. POTENTIEL TERRITORIAL EN CHALEUR FATALE

6.1 _____ p. 210

RAPPEL DU CAHIER DES CHARGES

6.2 _____ p. 210

LA CHALEUR FATALE

6.3 _____ p. 213

CALCUL DU GISEMENT BRUT

6.4 _____ p. 216

ZONES POTENTIELLES DE DESSERTE

PAR DES RÉSEAUX DE CHALEUR

6.5 _____ p. 219

ANALYSE DU POTENTIEL PAR SITE

6.6 _____ p. 231

SYNTHÈSE DU POTENTIEL

6 Potentiel en chaleur fatale industrielle

6.1 Rappel du cahier des charges

L'analyse d'Explicit a pour but de caractériser et de prioriser une liste de sites industriels susceptibles d'offrir un potentiel de valorisation en chaleur de récupération. Celle-ci comporte trois phases :

- Présélection des sites étudiés
- Enquête sur la liste restreinte de sites potentiels
- Sélection des sites à approfondir et compléments d'analyse

6.2 La chaleur fatale

6.2.1 Périmètre d'étude de la chaleur fatale

La chaleur fatale correspond à une production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée. Elle peut être issue de différentes sources, par exemple :

- La chaleur fatale issue des process industriels
- La chaleur fatale issue de la récupération sur les eaux usées ou les eaux grises
- La chaleur fatale issue des UIDND (usines d'incinération de déchets non dangereux)
- La chaleur fatale issue des Data Centers

Nous nous intéressons dans cette étude exclusivement à la chaleur fatale issue des process industriels. Le périmètre théorique est le suivant :

- Les établissements industriels d'entreprises industrielles (industries extractives et manufacturières) hors secteur de l'énergie
- Les établissements industriels d'entreprises **non** industrielles (ex : groupes froids des centres commerciaux, hôpitaux)
- Par conséquent, ne sont pas considérés dans ce périmètre :
 - Le patrimoine d'entreprises industrielles affecté à une activité non industrielle : bureaux, administration
 - L'industrie de l'énergie : entreprises dédiées à la production / vente de chaleur et / ou d'électricité

6.2.2 Données utilisées

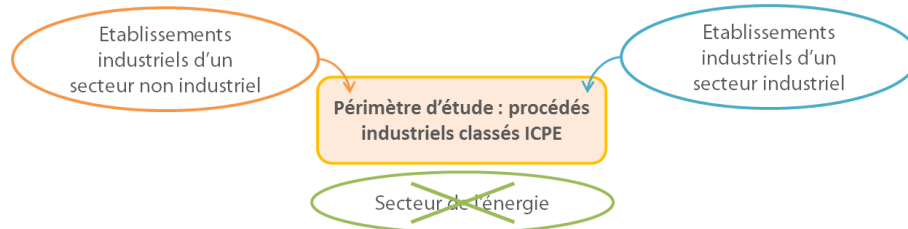
La base ICPE, avec la rubrique d'installation et la puissance installée pour tout établissement du périmètre d'étude sur l'ensemble du territoire, sert de base de référence.

Pour qu'une installation soit déclarée ICPE, elle doit répondre à certains critères de seuils quantitatifs et de nature de procédé. L'ensemble de la nomenclature ICPE et la description de chaque rubrique de cette nomenclature est accessible sur le site :

http://www.ineris.fr/aida/liste_documents/1/18154/1.

Par conséquent, le périmètre réel de l'étude correspond aux établissements du périmètre théorique et dont les installations sont classées ICPE. Il s'agit donc de procédés exothermiques dont les quantités en jeu sont supérieures aux seuils réglementaires – et hors secteur de l'énergie.

Schéma récapitulatif des établissements considérés pour l'étude



6.2.3 Différents gisements identifiables

Les systèmes que nous cherchons à cibler sont les procédés générateurs de chaleur fatale exploitable dans l'industrie. Les principaux systèmes concernés sont :

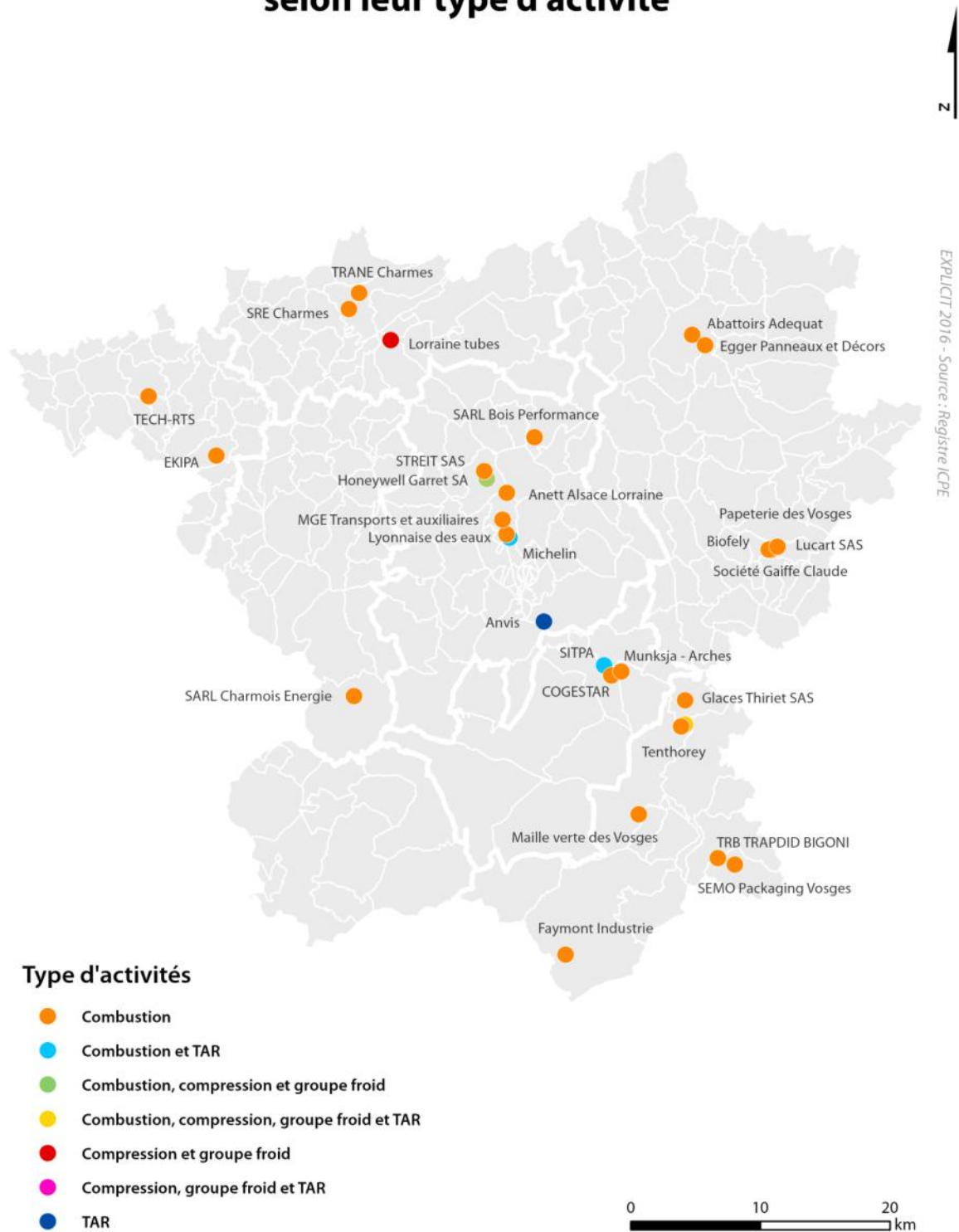
- Les chaudières
- Les systèmes de production de froid
- Les systèmes de production d'air comprimé
- Les tours aéroréfrigérantes
- Les fours
- Les systèmes de séchage (ou étuves)

Aucun de tous ces systèmes n'est explicité comme tel dans la base ICPE : celle-ci référence les puissances énergétiques installées pour une diversité d'usages dont on peut déduire les systèmes concernés a priori : la combustion, la compression, et le refroidissement.

6.2.4 ICPE du territoire

Au total le territoire compte 29 industries classées ICPE en service, dont 27 d'entre elles comportent une activité de combustion pouvant être associée ou non à une autre activité (cf. cartographie ci-après). La plupart des industries sont localisées le long de la Moselle ou de plus petits cours d'eau.

Localisation des industries classées ICPE selon leur type d'activité



6.3 Calcul du gisement brut (ou théorique)

6.3.1 Méthodologie de calcul

La formule générale d'estimation du gisement a pour enjeu de systématiser l'évaluation du gisement de chaleur fatale, pour l'ensemble du territoire. Elle combine les données des bases ICPE avec des coefficients de calcul :

$$\text{GISEMENT MAXIMAL} = \text{Puissance installée} \times \text{Taux d'engagement annuel} \times \text{Taux de pertes}$$

Ci-dessous, les différents facteurs utilisés dans cette formule sont expliqués plus en détails.

- **Le taux d'engagement :**

$$\frac{\text{Energie annuelle consommée (MWh)}}{\text{Puissance installée (MW)} \times \text{Temps de fonctionnement de l'usine(h)}}$$

Cela correspond également au taux de fonctionnement en équivalent pleine puissance dans le temps de fonctionnement de l'usine.

- **Les taux de pertes :** taux de la chaleur générée qui est perdue et à plus de 30°C, correspondant à la chaleur fatale telle que définie en 1.

Les valeurs retenues pour ces taux sont présentées dans le tableau ci-dessous pour les différentes catégories de procédé. Elles sont issues d'une précédente étude menée par le groupement Explicit-Sermet sur l'évaluation du gisement de chaleur fatale à l'échelle de l'ensemble de la région Île-de-France. Les hypothèses proviennent notamment de séries d'enquêtes, d'entretiens et de questionnaires, réalisés auprès de différents industriels.

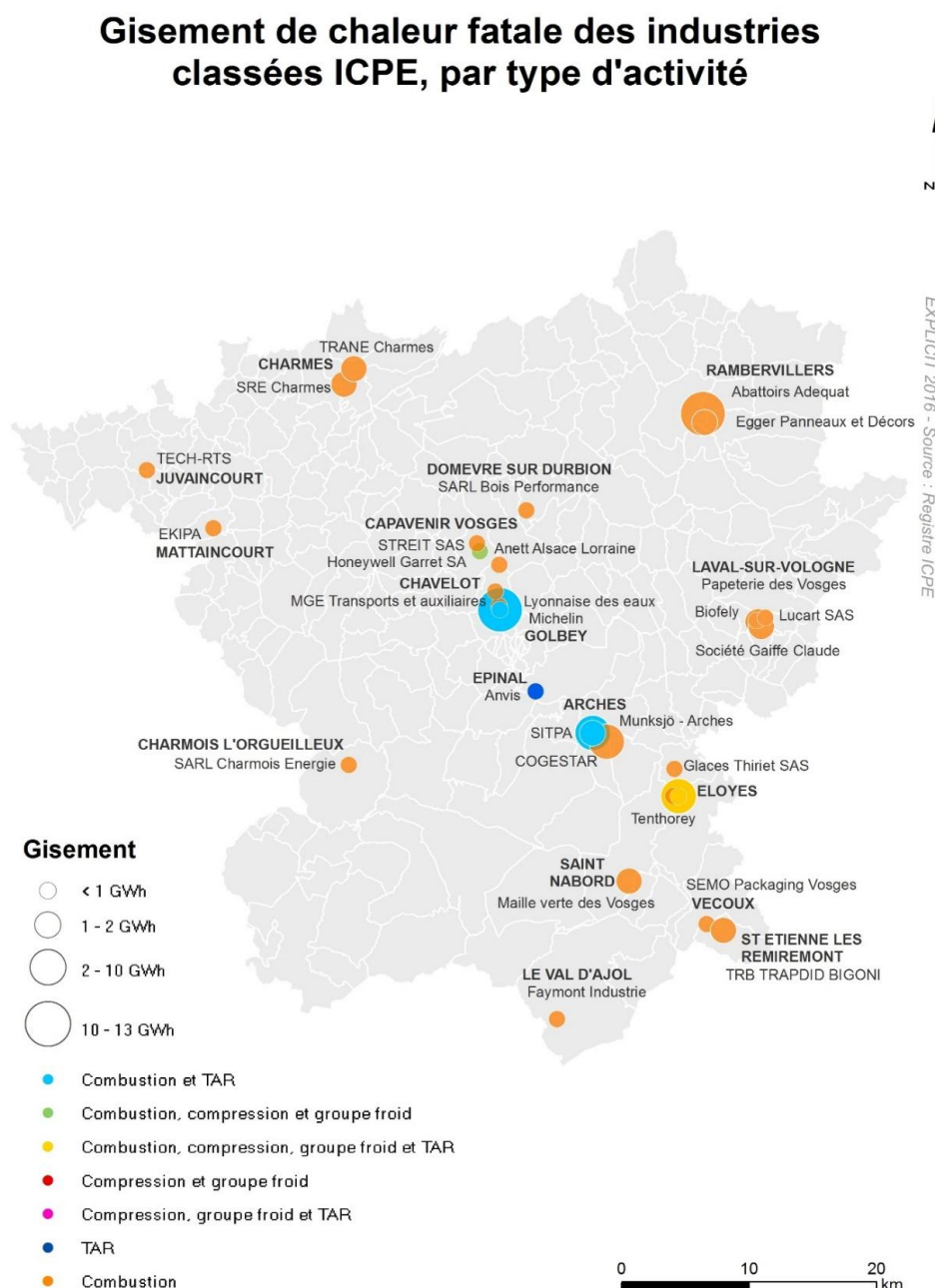
Catégorie de procédé	Régime de température	Taux d'engagement	Taux de pertes
Compresseur d'air	Basse Température	Enquête (moyenne): 52% Retenu : 52%	96%
Réfrigération	Basse Température	Enquête (moyenne): 66% Retenu : 40%	100% de (2,5 + 1) Avec 2,5 de COP (moyenne enquête)
TAR¹²	Basse Température	Enquête (moyenne): 53% Retenu : 21%	100%
Combustion	Haute Température	Enquête (moyenne): 65% Retenu : 21% en moyenne, variable selon activités	20% en moyenne Variable selon activités : de 10% à 40%

Le régime de température est décrit en termes qualitatifs, car les équipements ne sont pas connus assez précisément pour en déduire des niveaux de température plus nets (par exemple : on ne sait pas quand il s'agit d'un four ou d'une chaudière, quand bien même le secteur d'activité de l'entreprise est connu).

¹² Tour Aéroréfrigérante. Elles permettent de refroidir un liquide à l'aide d'un gaz (généralement l'air ambiant).

Les fumées issues de combustion sont considérées à haute température (HT). Dans le cas des chaudières, 95% de la chaleur perdue dans les fumées serait à un niveau de température supérieur à 100°C¹³. On peut supposer que dans le cas des fours, la très grande majorité de la chaleur perdue est également à haute température.

6.3.2 Résultats et cartographies des gisements sur le territoire



¹³ CEREN, ADEME, 2008

Comme le montrent le tableau ci-après et les cartes précédentes, le territoire présente un gisement total brut d'environ 95 GWh, dont 69 GWh en haute température et 26 GWh en basse température, soit un gisement entre deux et trois fois plus important en HT qu'en BT. Il s'agit bien d'une valeur théorique, qui sera mise en perspective dans la suite de ce document, à travers l'étude des potentiels d'exploitation, tels que la création de réseaux de chaleur et la valorisation des process en interne.

Ce gisement est issu principalement de quelques grosses industries (abattoirs de Rambervillers, Michelin). A l'inverse, de nombreuses petites industries présentent des gisements faibles et qui semblent donc logiquement assez difficilement exploitables. Ainsi, si l'on considère uniquement les industries dotées de gisements supérieurs à 2 GWh, le gisement du territoire se rabaisse donc à 23,7 GWh pour la basse température et 56,3 GWh pour la haute température.

Tableau récapitulatif des gisements Haute Température (HT) et Basse Température (BT) des principales industries

E tablissement	Gisement BT (MW h)	Gisement HT (MW h)
COGESTAR (Papeterie Arjo Wiggins)	-	4 139
MUNKSJÄ – ARCHES	-	10 743
SITPA	4 162	1 692
SRE Charmes	-	1 426
TRANE Charmes	-	1 056
TENTHOREY	6 706	368
MICHELIN	12 908	570
BIOFELY	-	2 272
LUCART SAS (ex NOVATISSUE)	-	4 535
ABATTOIR-ADEQUAT SAS	-	31 733
EGGER PANNEAUX ET DECORS	-	2 837
TRB TRAPDID BIGONI	-	1 196
MAILLE VERTE DES VOSGES	-	1 214
17 autre ICPE du territoire	453	4 973
TOTAL (tous établissements)	24 230	68 754
TOTAL (> 1 000 MW h)	23 777	62 843
TOTAL (> 2 000 MW h)	23 777	56 259

Si l'on s'intéresse maintenant à la répartition territoriale du gisement, il ressort que 82% du gisement HT provient de la CDCI de Rambervillers et de la CDCI de la CAE, comme le montre le tableau ci-dessous. Pour la basse température, cela est particulièrement dû à la présence de Michelin à Golbey, qui pèse pour 50% du gisement BT du territoire. Pour la haute température cela est essentiellement dû à la présence des abattoirs de Rambervillers, qui pèsent également pour près de 50% du gisement HT du territoire. Enfin, les vastes pôles industriels de Golbey et Arches sont également une source importante de chaleur fatale sur ces deux CDCI.

**Tableau récapitulatif des gisements Haute Température (HT) et
Basse Température (BT) selon le découpage des EPCI**

CDCI 2016	Gisement BT (MWh)	Gisement HT (MWh)
Bruyères	-	7 174
CAE	17 523	21 202
Dompaire Mirecourt	-	790
Méridionales Hautes Vosges	6 706	4 825
Rambervillers	-	34 570
TOTAL	24 230	68 561

6.4 Zones potentielles de desserte par des réseaux de chaleur

6.4.1 Méthodologie du zonage

A partir de l'estimation des gisements, l'idée de cette étape est, dans un premier temps, de rendre compte de la possibilité ou non de valoriser la chaleur fatale identifiée, sous forme de réseaux de chaleur, pour l'alimentation de zones d'habitat. Ainsi, pour chaque gisement, des zones de viabilité (ou zones de desserte) sont tracées autour de la ressource. Il s'agit de zones dans lesquelles la valorisation thermique de cette ressource serait pertinente, dans l'hypothèse où le besoin en présence – c'est-à-dire les besoins externes, serait en quantité suffisante.

Le tracé de ces zones de desserte suit là-encore la méthodologie élaborée en partenariat avec ESRI, sur le logiciel ArcMap, dans le cadre de la mission réalisée pour l'ADEME Île-de-France pour l'identification des gisements de chaleur fatale.

Afin de déterminer ces zones de viabilité, il convient de respecter plusieurs conditions. Le calcul de ces zones de desserte prend donc en compte plusieurs contraintes, à la fois économiques et urbanistiques.

- **Une contrainte de viabilité économique**

Les zones de viabilité sont tracées en s'inspirant du principe des iso-coûts. La taille ne peut pas excéder la contrainte de viabilité économique. Cette hypothèse porte sur la densité qui est un ratio-clé des réseaux de chaleur car elle donne une image de la rentabilité économique d'un projet. On estime qu'elle doit être supérieure à 3 MWh/ml (mètre linéaire) pour justifier d'un intérêt, hors aides éventuelles¹⁴. Les zones de viabilité devront donc impérativement respecter cette contrainte.

¹⁴ L'un des critères de l'ADEME pour l'attribution des aides du Fonds Chaleur est une densité supérieure à 1,5 MWh/ml.

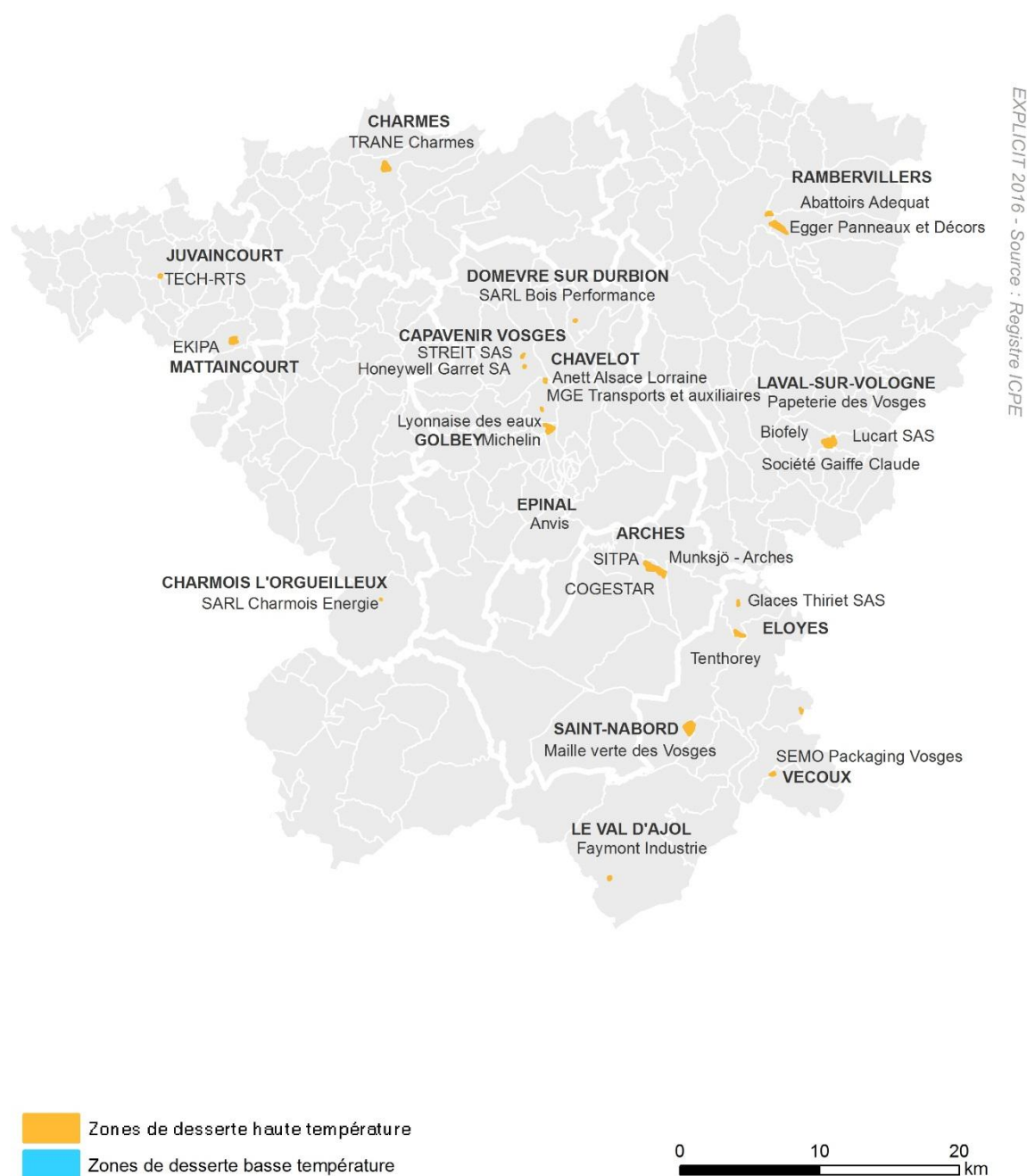
- **Des contraintes d'urbanisme**

Le tracé de la zone de viabilité suit les axes routiers pour que le réseau de chaleur puisse être développé sous les voiries. De plus, le tracé évite les obstacles dont le franchissement est financièrement trop important pour la viabilité du projet (autoroutes, principales voies ferrées, cours d'eau, etc.).

Dans ce contexte, la distinction entre haute température et basse température est très importante. En effet, à partir d'un gisement haute température, il est possible de créer des réseaux de chaleur pour alimenter des logements existants. En revanche, pour la chaleur basse température, la création d'un réseau de chaleur nécessite de se focaliser sur les logements neufs exclusivement, étant donné les difficultés techniques et les coûts que cela entraînerait pour installer les équipements adéquats.

6.4.2 Résultats et cartographies

Zones de desserte potentielles pour la création de réseaux de chaleur alimentée par valorisation de chaleur fatale industrielle



6.5 Analyse du potentiel par site

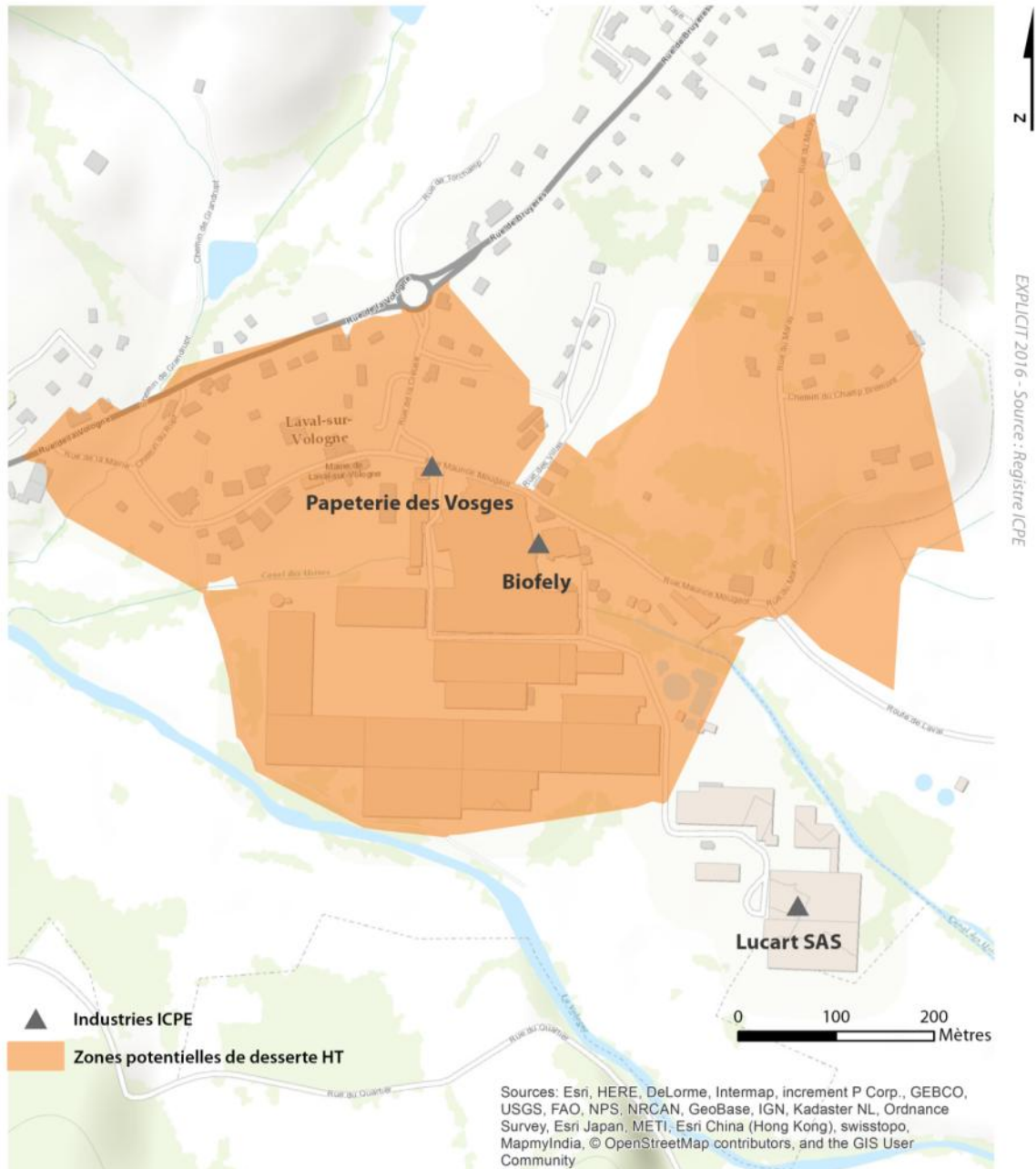
Une fois les gisements identifiés et les zones de desserte correspondantes tracées, un travail au cas par cas est réalisé au regard des résultats obtenus ainsi que du contexte local propre à chaque industrie. L'objectif est d'identifier la solution la plus pertinente à mettre en place. Plusieurs hypothèses sont préconisées dans cette étude :

- **Valorisation interne de la chaleur fatale / optimisation des process industriels.** En effet, avant d'envisager toute forme de récupération ou de valorisation de la chaleur perdue, il convient en premier lieu de réduire ces pertes. En ce sens, l'optimisation interne des différents process (par exemple la réutilisation de chaleur perdue dans une chaîne de traitement pour en alimenter une autre) constitue donc la piste d'action à mettre en place de façon prioritaire.
- **Synergies inter-entreprises.** Dans un second temps, il s'agit d'identifier les sites accueillant plusieurs industries simultanément, afin de gérer de façon commune les besoins et les consommations d'énergie. Il peut également s'agir d'une industrie entourée d'autres industries ou entreprises non classées ICPE, ou de zones où d'autres industries sont potentiellement susceptibles de s'installer, compte tenu du fort caractère industriel de la zone.
- **Développement de réseaux de chaleur en zones denses.** Enfin, la dernière solution à envisager concerne les sites industriels situés en zones plutôt denses et urbanisées, ou en développement, où la création d'un réseau de chaleur semble pertinente au regard des besoins énergétiques présents ou à venir sur le secteur. Pour cette partie, les zones de desserte sont croisées avec les densités de bâti et les orientations en termes de constructions neuves (zonages issus du SCoT notamment). L'objectif est de faire ressortir les zones susceptibles d'accueillir de nouvelles constructions (logements et/ou tertiaires) situées dans les zones de dessertes pour engager des études plus approfondies.

Après une étude approfondie de chacun des sites, plusieurs semblent pertinents à présenter en détails, à la fois concernant les différentes pistes d'évolution détaillées ci-dessus. Les plus pertinents sont donc présentés ci-après.

6.5.1 Biofely/Lucart/Papeterie des Vosges | Laval-sur-Vologne, Arches

Zoom sur le site de Biofely, Lucart et la Papeterie des Vosges

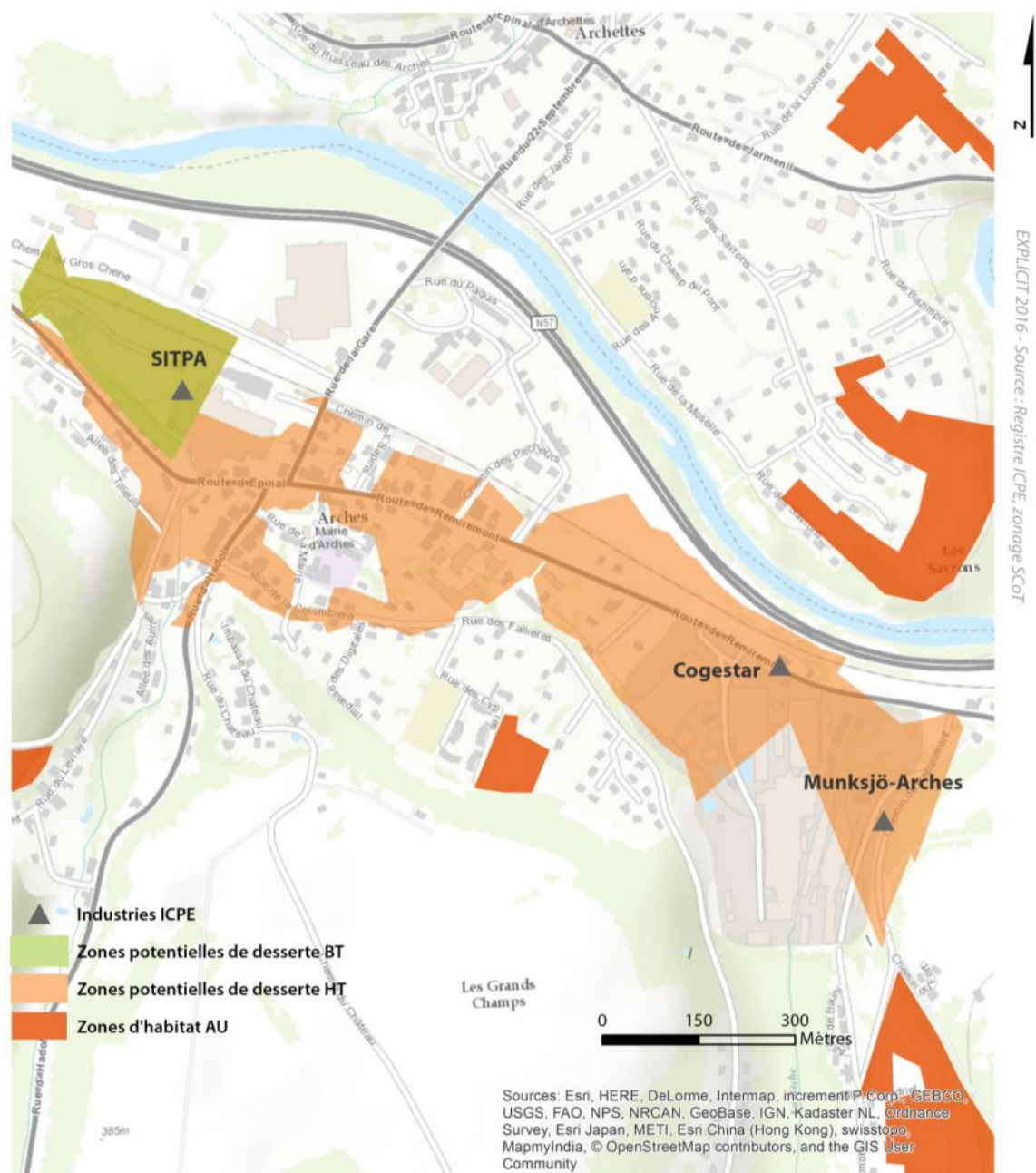


La zone accueillant les industries Biofely, Lucart et la papeterie des Vosges ressort comme un site à fort potentiel d'action pour plusieurs raisons. A elles trois, ces industries ont un gisement total de 7 GWh haute température, dont 2,3 GWh pour Biofely et 5,3 GWh pour Lucart. La papeterie présente donc un gisement relativement faible en comparaison aux deux autres industries, mais sa proximité en fait tout de même un atout pour l'intégrer à la

réflexion. Ces industries étant toutes très proches les unes des autres, il est donc intéressant, dans un second temps, après l'étude d'optimisation des process en interne, d'étudier les synergies possibles entre elles, en termes notamment de transferts énergétiques. Cette zone ne présente par contre que peu d'intérêt pour la création d'un réseau de chaleur. En effet, on y trouve très peu de logements, seulement quelques maisons individuelles ; la zone est essentiellement à vocation industrielle.

6.5.2 SITPA/Cogestar/Munskja | Arches

Zoom sur le site de SITPA, Cogestar, et Munskjö



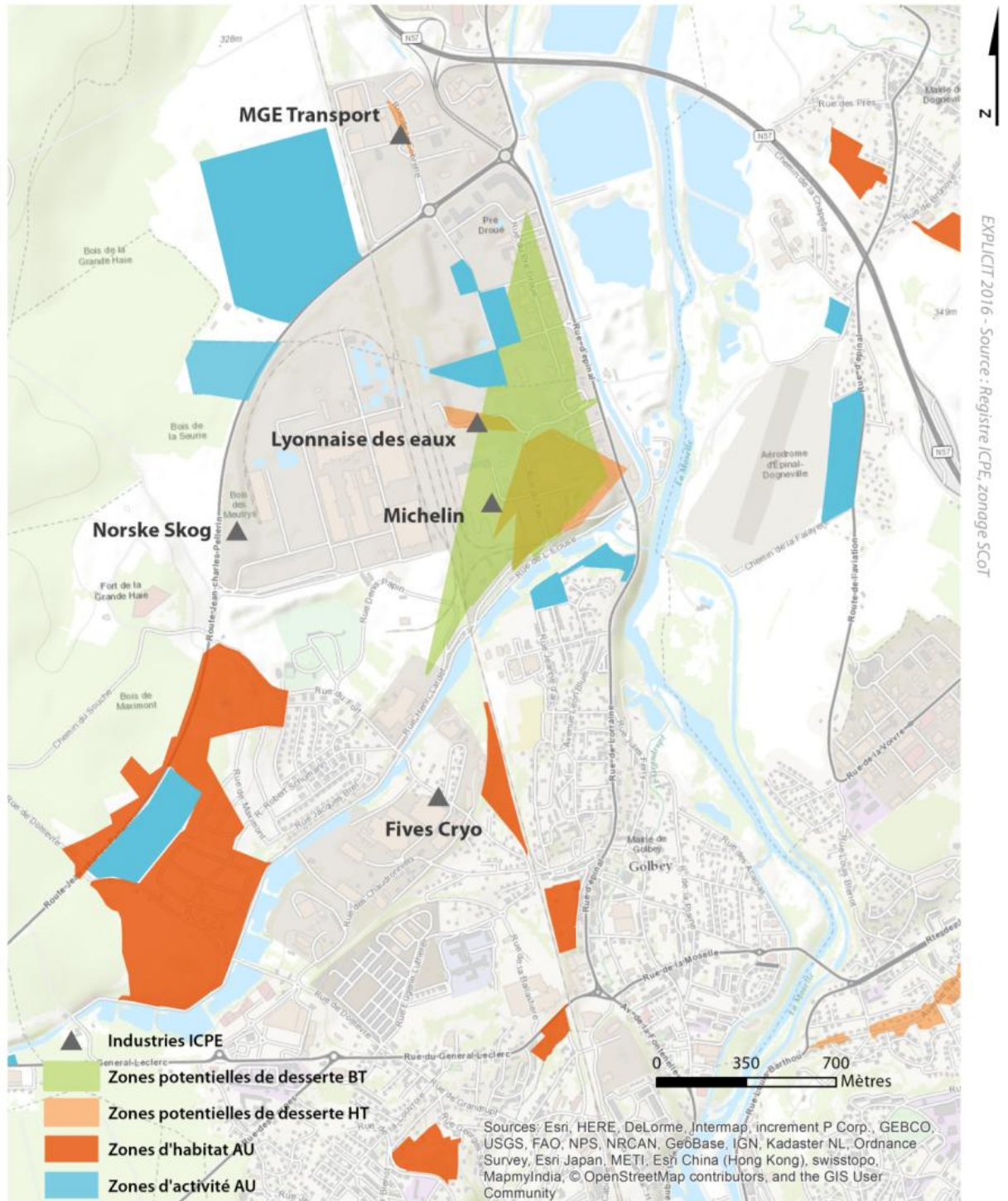
Le site accueillant SITPA, Cogestar et Munksjö présente un gisement total de 16,5 GWh en haute température (10,7 pour Munksjö, 4,1 pour Cogestar et 1,7 pour SITPA) et 4,2 GWh en basse température (exclusivement SITPA). Cette zone présente un intérêt particulier pour la même raison que précédemment : la proximité des industries entre elles, ce qui en fait donc un plus gros gisement localement. De la même manière, il semble donc aussi intéressant de creuser la question des synergies inter-industries.

En revanche, à la différence du cas précédent, la zone est plus urbanisée. Elle présente notamment une gare, un centre de formation BTP CFA, des écoles, une mairie. On compte aussi des logements de part et d'autre de la D157, même s'il s'agit en majorité de maisons individuelles. La possibilité de créer un réseau de chaleur pour desservir ces logements et/ou équipements peut donc être pertinente à étudier de façon plus approfondie.

D'autant plus qu'à proximité se trouvent des zones de développement potentielles d'habitat (d'après les zonages du SCoT). On peut par ailleurs imaginer que la présence de la gare fait de ce secteur une zone à enjeu en termes de densification et de développement urbain, dans le contexte actuel de limitation du phénomène d'étalement urbain.

6.5.3 Michelin et la Green Valley | Golbey

Zoom sur le site de Michelin, au sein de la Green Valley à Golbey



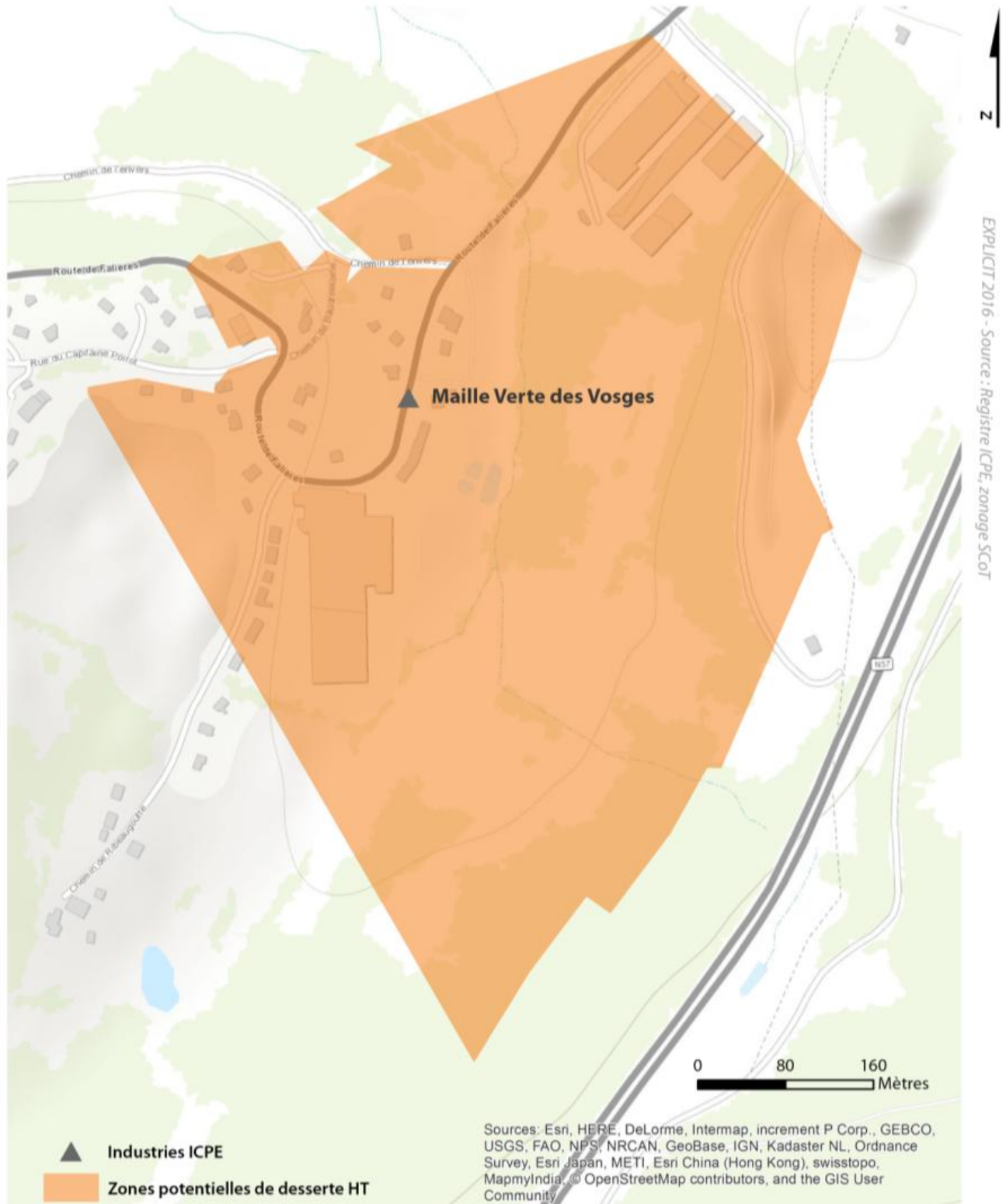
Une des zones les plus intéressantes à étudier est la zone correspondant à la Green Valley, à Golbey, dans laquelle se trouve l'usine Michelin et la Lyonnaise des eaux, classées ICPE, mais aussi de nombreuses autres industries et entreprises. Cette zone présente donc un intérêt particulier en termes d'optimisation en interne mais également en termes de mutualisation des moyens, de production d'énergie, de transfert de calories, etc. entre les différents groupes industriels présents.

La zone présente un gisement important puisque le gisement total de l'usine Michelin est de 13,5 GWh, dont 12,9 GWh en basse température. La Lyonnaise des eaux en revanche ne présente qu'un très faible gisement, avec 370 MWh haute température. Par ailleurs, il est possible que les autres industries et activités présentes sur la zone (Pavatex, Adrexo, ESKA, aérodrome d'Epinal Dogneville) présentent aussi un gisement de chaleur fatale, que nous n'avons pas identifié ici, les industries n'étant pas toutes classées ICPE.

La zone présente également un potentiel d'évolution important, que ce soit pour l'activité économique et industrielle tout comme pour l'habitat : on dénombre plusieurs zones à urbaniser tout autour des industries. Une étude plus poussée sur la création de réseaux de chaleur ou de froid peut donc être envisagée.

6.5.4 Mailles vertes des Vosges | Saint-Nabord

Zoom sur le site de Maille Verte des Vosges

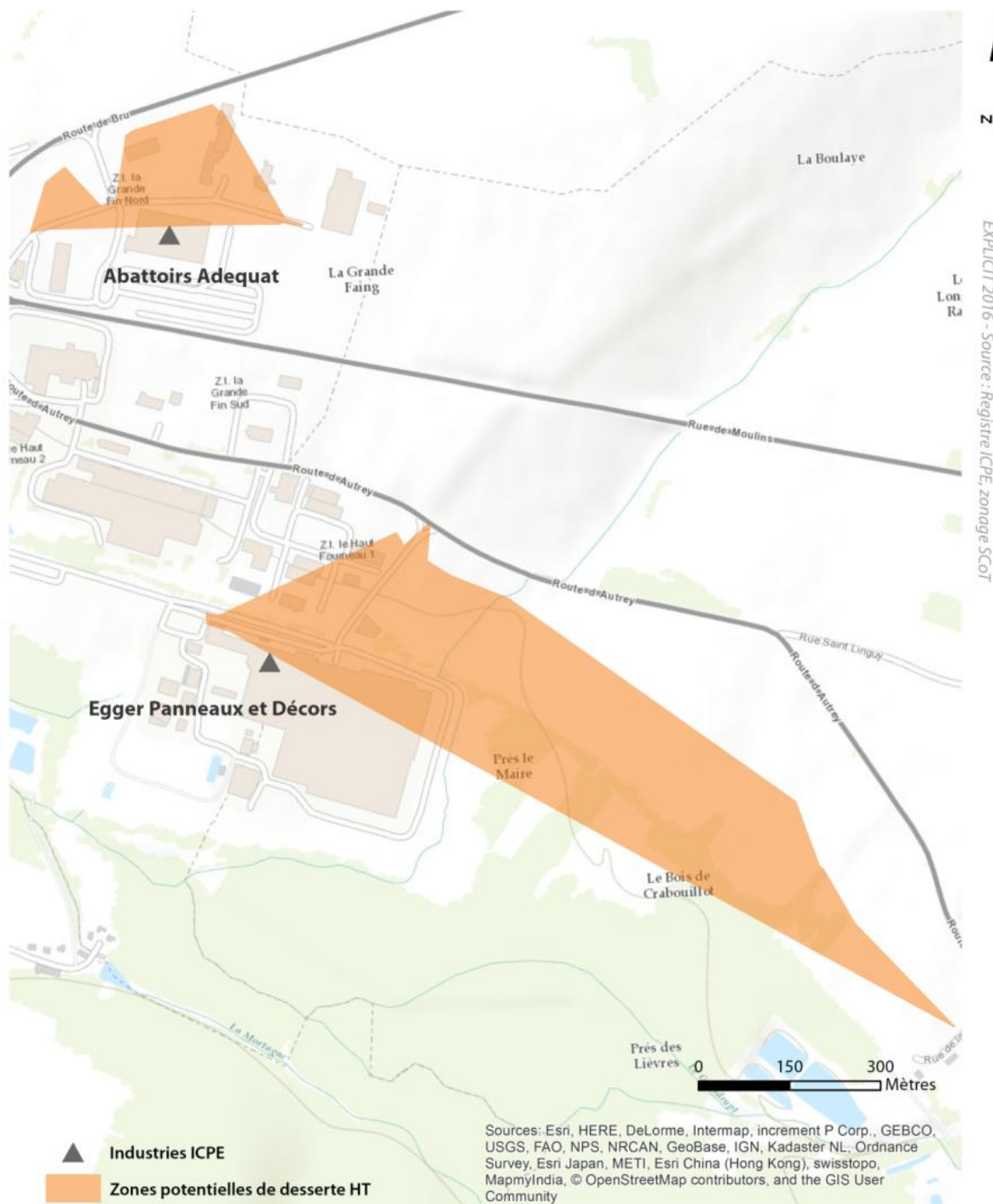


Le site de Maille Verte des Vosges est également intéressant, même s'il présente un gisement relativement faible par rapport à d'autres secteurs identifiés précédemment (1,6 GWh haute température). Il se situe à proximité de deux activités desquelles il pourrait potentiellement se rapprocher, à savoir Hydro Engineering (ouvrages de régulation des cours d'eau) au nord et une installation d'élevage au sud. Il est donc intéressant en plus de la question de l'optimisation interne, de s'intéresser à ce sujet.

Concernant le potentiel de création de réseau de chaleur, malgré l'existence d'une zone de desserte, il n'y a pas assez de logements et d'équipements sur le territoire pour la revalorisation de cette chaleur par ce biais.

6.5.5 Les abattoirs et Egger Panneaux | Rambervillers

Zoom sur le site des abattoirs de Rambervillers et de Egger Panneaux et Décors

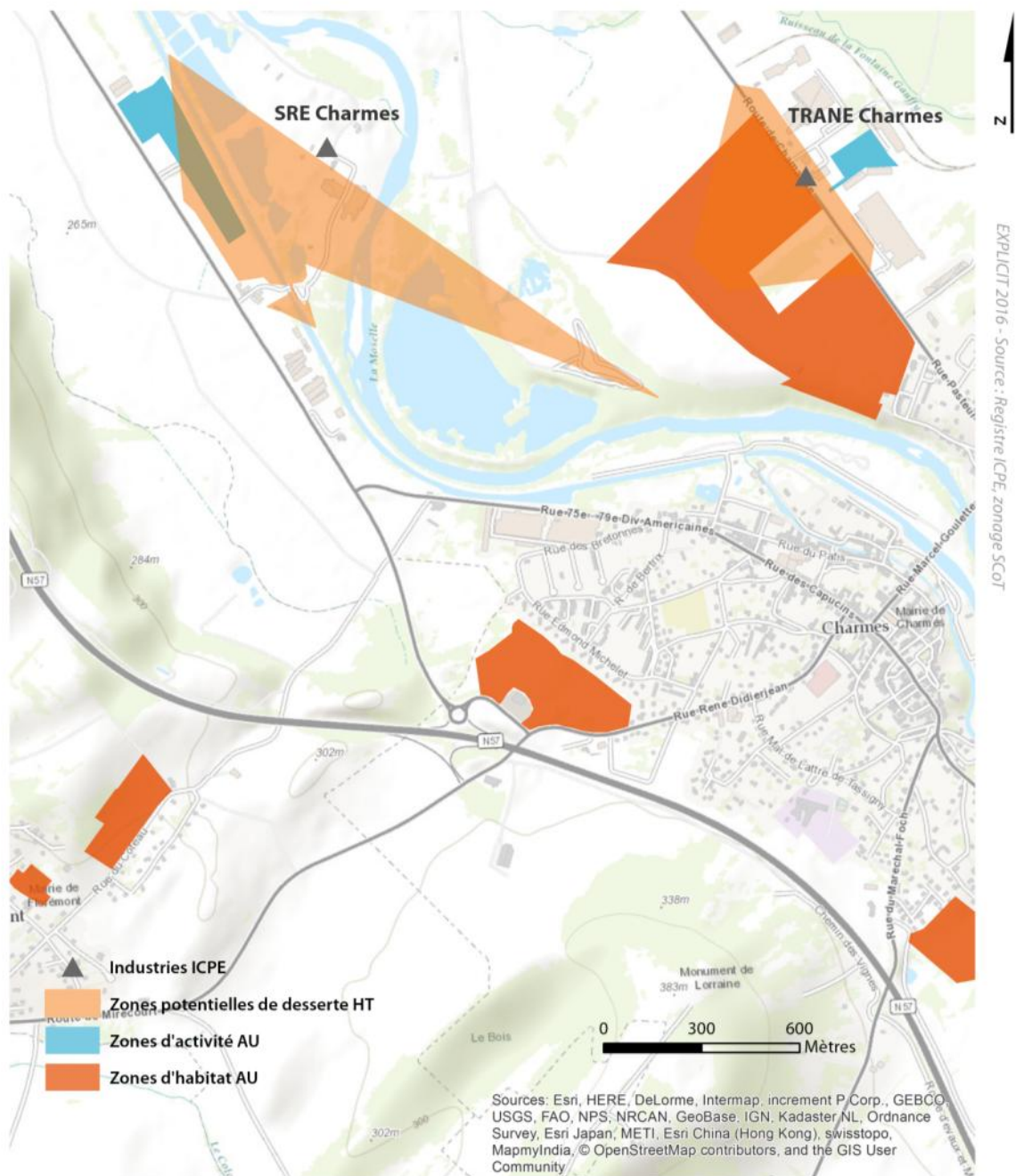


Le secteur des abattoirs de Rambervillers et de l'entreprise Egger Panneaux et Décors présentent aussi des caractéristiques intéressantes. A elles deux, ces industries ont un gisement total de 34,5 GWh haute température, dont 31,7 GWh pour les abattoirs). Elles présentent à la fois l'avantage d'être proches, et le désavantage d'être séparées par la route départementale. Malgré tout, autour de ces deux industries se trouvent d'autres industries. Là-encore il peut donc être pertinent d'étudier le développement de synergies entre ces différentes activités et en interne. Il s'agit d'envisager la valorisation de cette énergie fatale sur site, ou à proximité, via l'installation de nouvelles industries, dans une logique d'écologie industrielle.

Cette zone étant essentiellement industrielle, et les zones de viabilité étant très limitées compte tenu de la difficulté à franchir les routes départementales, le développement de réseaux de chaleur ou de froid n'est pas une solution envisageable ici.

6.5.6 SRE Charmes et Trane Charmes | Charmes

Zoom sur le site de SRE Charmes et Trane Charmes

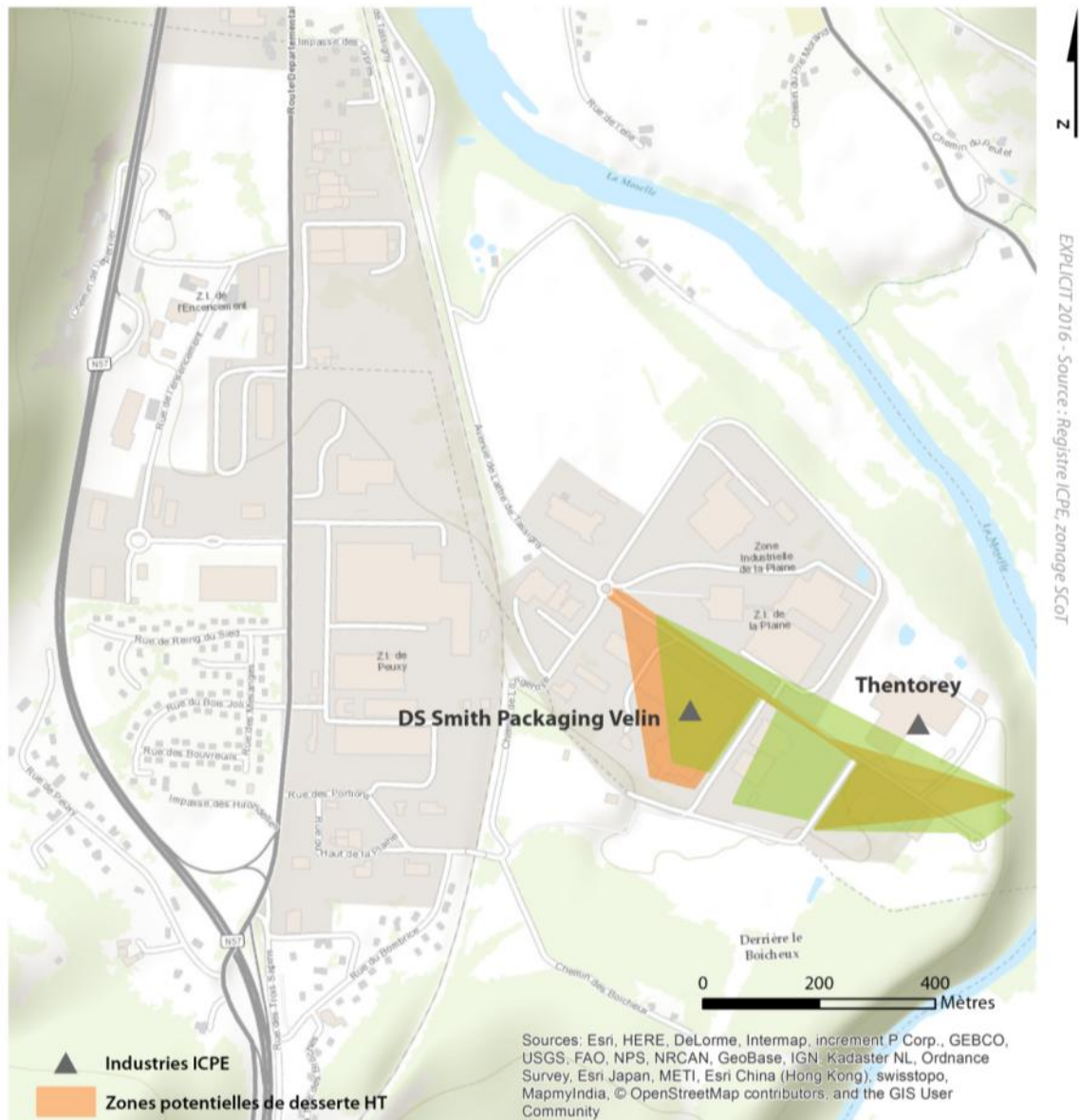


A Charmes, les deux industries, SRE et Trane, présentent un gisement total de 2,5 GWh haute température. Ce sont deux industries plutôt isolées, séparées toutes les deux par la Moselle et proches d'aucune autre industrie. Par conséquent, ce qui apparaît comme étant le plus pertinent pour ces deux sites est l'optimisation interne des process.

Par ailleurs, la partie urbanisée, correspondant au centre-ville de Charmes, et correspondant donc à des besoins énergétiques relativement importants, est trop éloignée et séparée des deux sites par la Moselle. Cela pose donc des contraintes de distance et de franchissement trop importantes pour la création d'un réseau de chaleur.

6.5.7 Thenthorey | Eloyes

Zoom sur le site de Thenthorey et DS Smith Packaging Velin



Le site accueillant les industries de Thenthorey et Smith Packaging présente un intérêt particulier en termes de synergies inter-industries. En effet, ces deux industries présentent au total un gisement de 6,7 GWh basse température (Thenthorey) et 1,3 GWh haute température et présentent l'avantage de se trouver dans une grande zone industrielle, accueillant par exemple Viry SAS, Minolta, SMA TLEV, Holcim Bétons, etc.

La pertinence d'un réseau de chaleur est particulièrement limitée au regard des zones de desserte et de la faible présence de logements et équipements tertiaires sur la zone.

6.6 Synthèse du potentiel

6.6.1 Orientations du territoire

Le travail mené dans cette partie montre que malgré l'important gisement brut de chaleur fatale, sa valorisation est cependant complexe. En effet, la majorité des industries étudiées ici sont situées en périphérie des villes, dans des zones rurales où la densité du bâti est très faible, et où la maison individuelle domine. Il apparaît donc évident que la solution la plus pertinente pour ces industries isolées n'est pas le développement de réseaux de chaleur ou de froid. Ce constat global renforce l'idée qu'il faut donc en priorité :

- Favoriser l'optimisation des process industriels et la valorisation énergétique en interne (préchauffage des produits/fluides entrant dans les procédés, valorisation des pertes d'un process pour le fonctionnement d'un autre, par exemple).
- Engager des études pour la valorisation en lien avec les industries ou bâtiments tertiaires voisins. Cela peut passer par les documents d'urbanisme, avec des préconisations sur l'installation de nouvelles industries dans les zones identifiées, dans un principe d'écologie industrielle.

6.6.2 Moyens à mettre en œuvre

Au regard des résultats de cette analyse, en termes d'organisation, la stratégie à déployer pourrait s'orienter autour des trois grandes étapes suivantes.

Connaissance des caractéristiques des sites de projets

- Prise de contact avec les porteurs de projets
- Pour les projets dont les acteurs manifestent leur intérêt : estimation des potentiels réels et demandes et confirmation ou non de l'intérêt
- Pour les projets dont l'intérêt est confirmé : étude approfondie sur différents aspects (techniques, organisationnels...)

Mise en œuvre et accompagnement

- Choisir un médiateur entre le producteur et le consommateur pour l'accompagnement dans le montage des dossiers
- Définition des modalités de financement les plus pertinentes
 - Fonds de garantie
 - Appels à projets d'opérations exemplaires

Suivi et capitalisation

- Mise en place d'outils de suivi de la performance des installations
- Faire des projets des démonstrateurs, pour servir d'exemple pour de futurs projets
- Communication autour des retours d'expérience (visites de sites, guide de bonne pratique, etc.)

VII. POTENTIEL TERRITORIAL EN GÉOTHERMIE

7.1 _____ p. 234
RAPPEL DU CAHIER DES CHARGES

7.2 _____ p.234
PRINCIPES DU PROCÉDÉ

7.3 _____ p. 238
CONTEXTES GÉOLOGIQUE &
HYDROGÉOLOGIQUE
ET ZONES À ENJEUX POTENTIELS

7.4 _____ p. 254
APPROCHE SOMMAIRE DU
TEMPS DE RETOUR SUR INVESTISSEMENT

7.5 _____ p. 256
SYNTHÈSE DU POTENTIEL

7 Potentiel aquathermie de faible profondeur

7.1 Rappel du cahier des charges

Sur la base de données du BRGM, les premières investigations du Syndicat localisent les nappes aquifères à moins de 25 mètres où le débit exploitable est optimum, mais aux dires des professionnels de la géothermie, le manque de précision de ces données se traduit par l'orientation du maître d'ouvrage vers des solutions sur sondes, dont le coût n'est pas aussi concurrentiel aux énergies fossiles que le doublet géothermique sur aquifère.

L'analyse consiste donc en la localisation des zones d'affleurement de la nappe aquifère où le potentiel de valorisation est suffisamment fort pour concurrencer économiquement les énergies fossiles. Une typologie des projets susceptibles d'être alimentés en chaleur par aquathermie sera spécifiée par zones d'étude.

L'analyse traitera des points suivants :

- **Reformulation des enjeux de la filière géothermie dans les Vosges** : sur la base de contacts pris auprès des professionnels de la filière, différentes pistes d'actions locales permettant de dynamiser la géothermie dans les Vosges Centrales seront exprimés, et la problématique exprimée ci-dessus sera illustrée de cas pratiques ; la mutualisation de mesures de terrain entre professionnels de la filière sera évoquée.
- **Définition de zones à enjeux** : les premières données obtenues de potentiel et de contraintes liées à la rentabilité de l'aquathermie seront croisées entre elles, pour cibler les zones à enjeux où approfondir le niveau de profondeur des nappes.

7.2 Principes du procédé

La géothermie est la science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre et la technique qui vise à l'exploiter. Par extension, la géothermie désigne aussi l'énergie géothermique issue de l'énergie de la Terre qui est convertie en chaleur.

7.2.1 La géothermie très basse température

La géothermie très basse énergie (ou basse température) correspond à une exploitation du sol ou des nappes à profondeur réduite (inférieure à 200 m en règle générale) pour le chauffage et/ou la climatisation de bâtiments.

En règle générale, la température (de l'eau ou du sol) n'excède pas 30°C. Ainsi, pour ce type de géothermie, il est donc nécessaire de mettre en place une pompe à chaleur (PAC) pour extraire les calories. Deux types de systèmes sont communément employés : la géothermie sur nappe (PAC eau/eau) et la géothermie sur le sol ou le sous-sol (PAC sol/eau)

7.2.2 Principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur

Une pompe à chaleur est un système thermodynamique qui fonctionne entre deux sources : une source froide et une source chaude. Le principe consiste à transférer des calories de la source froide vers la source chaude, donc à un niveau de température supérieur. Ce transfert se fait via un fluide caloporteur (fluide frigorigène qui est en général de l'eau glycolée) et ne peut se réaliser que s'il y a apport d'énergie sous forme de travail (dans le cas de PAC à compression).

Le principe de la thermofrigopompe est de pouvoir produire aussi bien du chaud que du froid en jouant sur les variations de température entre le milieu extérieur (ici, l'eau captée dans les nappes ou le sol) et le milieu récepteur à chauffer (en hiver) ou à refroidir (en été). La production de chaud et de froid se fera à partir du même local technique. On parle alors de système centralisé.

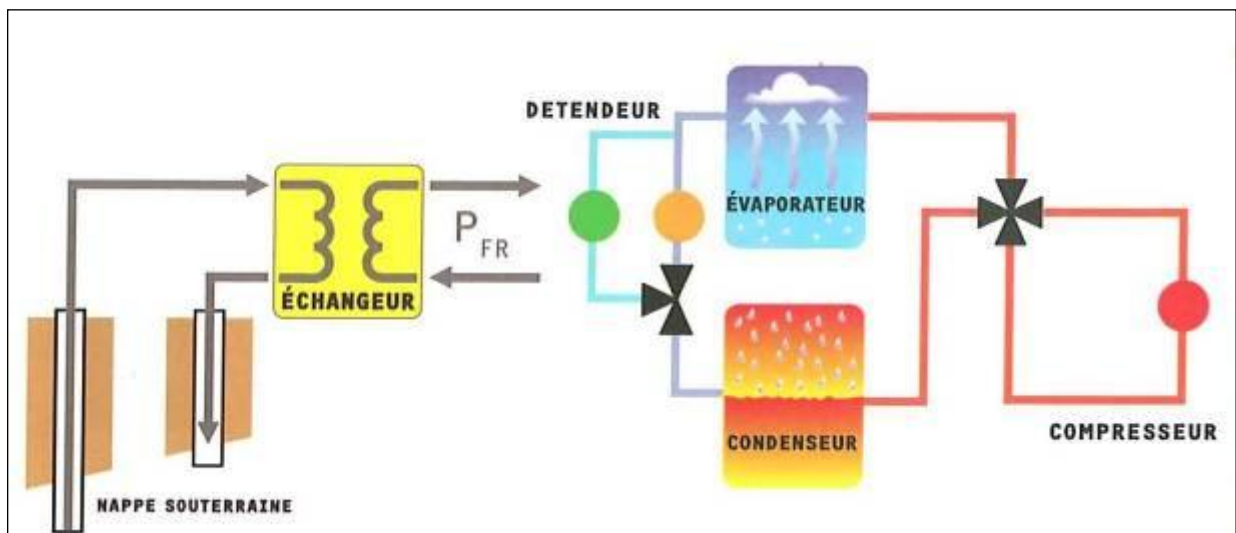
7.2.3 Pompe à chaleur sur eau de nappe

Ce dispositif nécessite la mise en place d'au moins un forage de captage et d'un forage de rejet. La chaleur prélevée au niveau de l'environnement (ici, eau captée dans la nappe) est captée par le fluide caloporteur au niveau d'un évaporateur. Le fluide change d'état et se transforme en vapeur.

Le compresseur comprime cette vapeur, augmentant ainsi sa température. C'est au niveau du condenseur que la vapeur en se condensant transmet sa chaleur au milieu à chauffer (les bâtiments). La température de ce dernier s'abaisse fortement le rendant prêt pour une nouvelle absorption de chaleur et le cycle peut recommencer.

L'excédent de production de chaleur est réinjecté dans la nappe par un second forage (de rejet) situé en aval hydraulique du forage de captage :

Schéma de principe général d'une PAC sur nappe



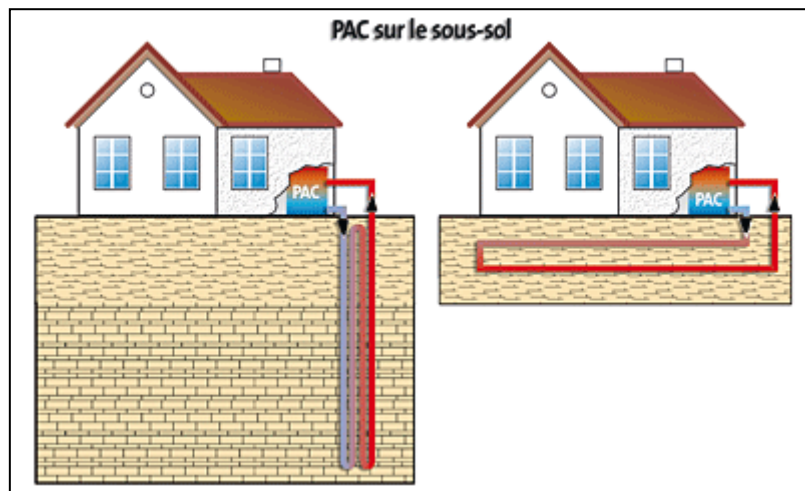
Source du document : BRGM

Les pompes à chaleur sur nappe présentent un très bon coefficient de performance (COP = rendement), compris entre 5 et 8.

7.2.4 Pompe à chaleur sur le sous-sol

Le principe de ce procédé est de récupérer l'énergie puisée dans le sol soit par des capteurs horizontaux enterrés d'environ 80 cm soit par des capteurs verticaux, profonds de 100 à 200 m. Ces techniques sont généralement réalisées soit pour des maisons individuelles (moins coûteuse qu'une pompe à chaleur sur nappe), soit lorsqu'aucune nappe n'est présente au droit du site. Les pompes à chaleur sur le sous-sol montrent un coefficient de performance (rendement) autour de 4 (soit inférieur au COP d'une PAC eau/eau).

Schéma de principe de PAC sur le sous-sol



Source : BRGM

- **Capteurs horizontaux**

Ce système est très bien adapté pour des maisons individuelles, il consiste à mettre en place tout un réseau de tubes horizontaux vers 80 cm de profondeur qui récupère l'énergie emmagasinée par le sol (liée à l'accumulation de l'énergie solaire et au gradient géothermique).

Le principal désavantage est qu'une grande surface est nécessaire : en effet, à titre d'exemple, pour une maison d'environ 200 m², l'implantation des tuyaux dans le sol doit couvrir une surface d'environ 800 m² pour couvrir environ 80% des besoins en chauffage. Un complément en électricité est donc à prévoir.

- **Capteurs verticaux**

Les capteurs verticaux (ou sondes sèches ou Sondes Géothermiques Verticales, SGV ou géosondes) sont des échangeurs thermiques qui prélèvent de la chaleur emmagasinée dans le sous-sol, par conduction thermique au moyen d'une pompe à chaleur (PAC).

Ils sont constitués d'un ou plusieurs forages verticaux de quelques dizaines de mètres de profondeur (50-100 m), parfois plus (200 m), dans lesquels sont insérés des tubes en matériau synthétique, en général du polyéthylène haute densité (PEHD), raccordés à une PAC. Les tubes peuvent être reliés entre eux, soit par une chambre commune, soit deux par deux en double U à la base. Un fluide antigel caloporteur, de l'eau glycolée composée à 30 % minimum de monopropylène glycol, circule à l'intérieur des tubes pour prélever la chaleur au sous-sol environnant.

La PAC restitue en surface la chaleur prélevée pour chauffer une habitation, de préférence au moyen d'un plancher chauffant. En été, le système peut être inversé pour fonctionner en mode rafraîchissement (cas d'une PAC réversible).

Cette technique est adaptée aux maisons individuelles, à l'habitat individuel groupé, au résidentiel collectif ou au tertiaire. Dans ces derniers cas, la mise en place de champs de sondes est nécessaire.

7.2.5 Remarque sur les autres types de géothermie

Il existe d'autres types de géothermies qui recherchent une température plus élevée (eau et sol). Ces systèmes plus profonds et donc nettement plus coûteux que la géothermie basse température, ne sont pas adaptés pour le projet.

Les grandes catégories sont :

- La géothermie basse énergie ou basse enthalpie : extraction d'une eau à moins de 90°C dans des gisements situés en moyenne entre 1500 et 2500 m de profondeur pour le chauffage urbain et certaines applications industrielles.
- La géothermie moyenne énergie ou moyenne enthalpie : extraction d'une eau chaude ou de vapeur humide, à une température comprise entre 90 et 150°C. Cette géothermie est contenue dans des bassins sédimentaires à des profondeurs allant de 2000 à 4000 m ou dans des massifs volcaniques.
- La géothermie haute énergie ou haute enthalpie : concerne des fluides, contenus dans des réservoirs localisés entre 1500 et 3000 m de profondeur (ou dans des massifs volcaniques), à des températures supérieures à 150°C captés sous forme de vapeur pour la production d'électricité.
- La géothermie profonde : capte la température des roches situées de 3 à 5 km de profondeur afin de produire de la vapeur pour l'alimentation des centrales électriques.

7.2.6 Remarque concernant les « réseaux de chaleur »

Un réseau de chaleur est un équipement permettant de distribuer/fournir de la chaleur à l'échelle d'un quartier ou d'une ZAC via une production centralisée (mutualisation de fourniture de chaleur). Ces réseaux de chaleur peuvent être alimentés par divers types d'énergie (gaz, biomasse...) et notamment par de la géothermie (basse énergie).

Sur le territoire du SCoT des Vosges Centrales, le potentiel géothermique basse énergie est vraisemblablement faible compte tenu de la proximité du substratum (pas de potentiel ou trop incertain). La température des eaux pompées restera faible (>30 °C), ce qui ne permettra pas d'usage direct de la chaleur.

Par analogie aux réseaux de chaleur, il peut être mis en place des réseaux de boucle d'eau tempérée. L'alimentation de cette boucle est assurée par des forages superficiels (géothermie de minime importance), chaque bâtiment raccordé dispose de sa propre pompe à chaleur.

Selon les cas, il peut être envisagé de mettre en place deux types de boucles d'eau :

- Une boucle d'eau unique avec un circuit d'eau où chaque pompe à chaleur puise les besoins dans le réseau d'eau (pompes à chaleur installées en série). Une étude spécifique est nécessaire pour déterminer le débit d'eau nécessaire au fonctionnement de la boucle.
- Une boucle d'eau double avec un circuit d'eau alimentant les pompes à chaleur et un circuit collectant les eaux après le passage dans l'échangeur. L'objectif de ce réseau est d'améliorer les rendements en conservant une température constante en entrée de chaque PAC (le coût d'investissement est toutefois plus élevé, car il faut mettre en place deux boucles d'eau).

7.3 Synthèse des contextes géologique et hydrogéologique et définition des zones à enjeux potentiels

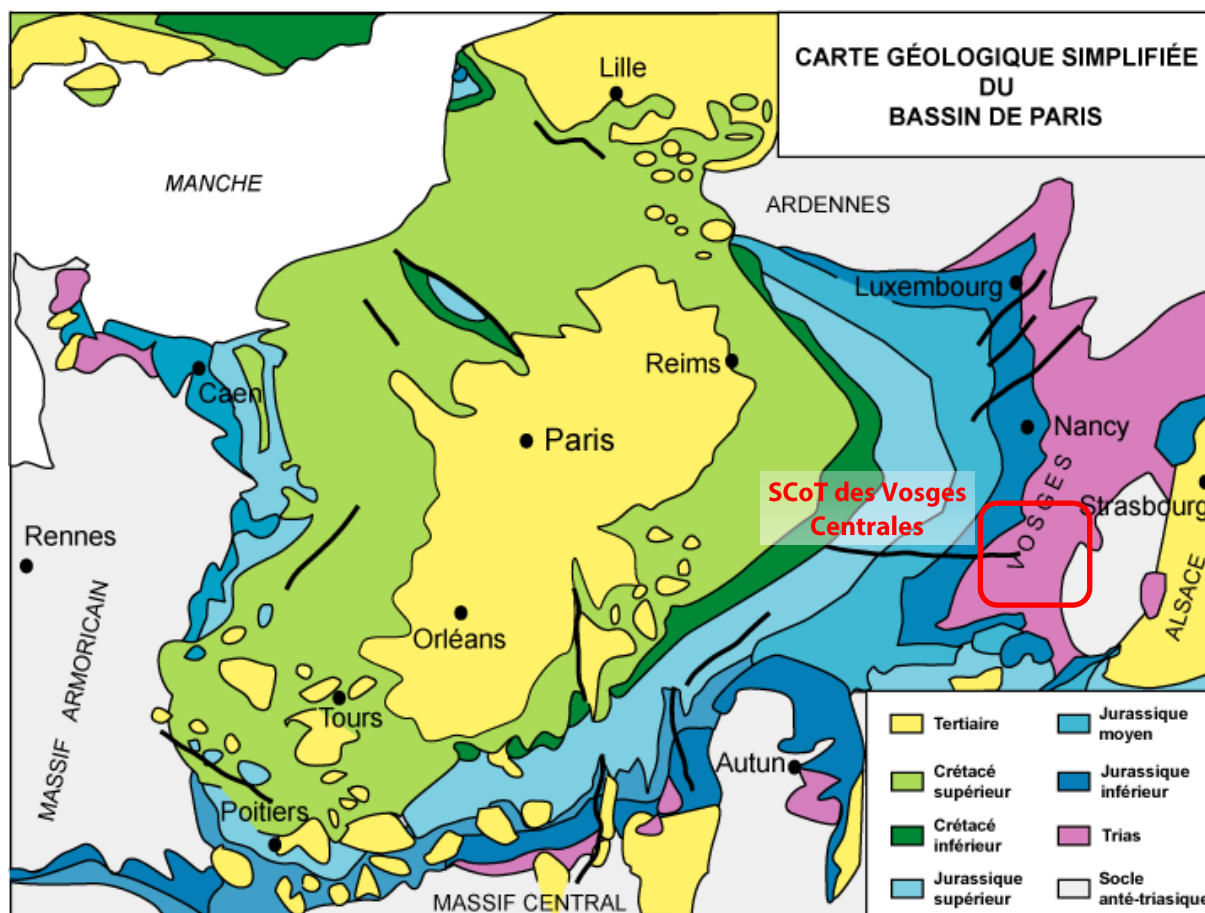
L'analyse des données géologiques et hydrogéologiques a été réalisée à l'échelle **macroscopique** à partir des données bibliographiques disponibles sur le territoire d'étude (rapports BRGM, carte et notices de cartes géologiques, Banque des données du sous-sol...).

La définition des zones à enjeux a été effectuée en tenant compte des métadonnées issues du zonage réglementaire de la géothermie de minime importance.

7.3.1 Cadre géologique

7.3.1.1 Contexte général

Le territoire du syndicat Mixte du SCoT des Vosges Centrales est situé à l'extrémité orientale du bassin de Paris, autrement dit de la grande cuvette sédimentaire qui couvre toute la moitié Nord de la France.



Source du fond de carte : BRGM, synthèse géologique du Bassin de Paris (1980) et la carte géologique de la France au 1/1 000 000° (6^e édition, 1996)

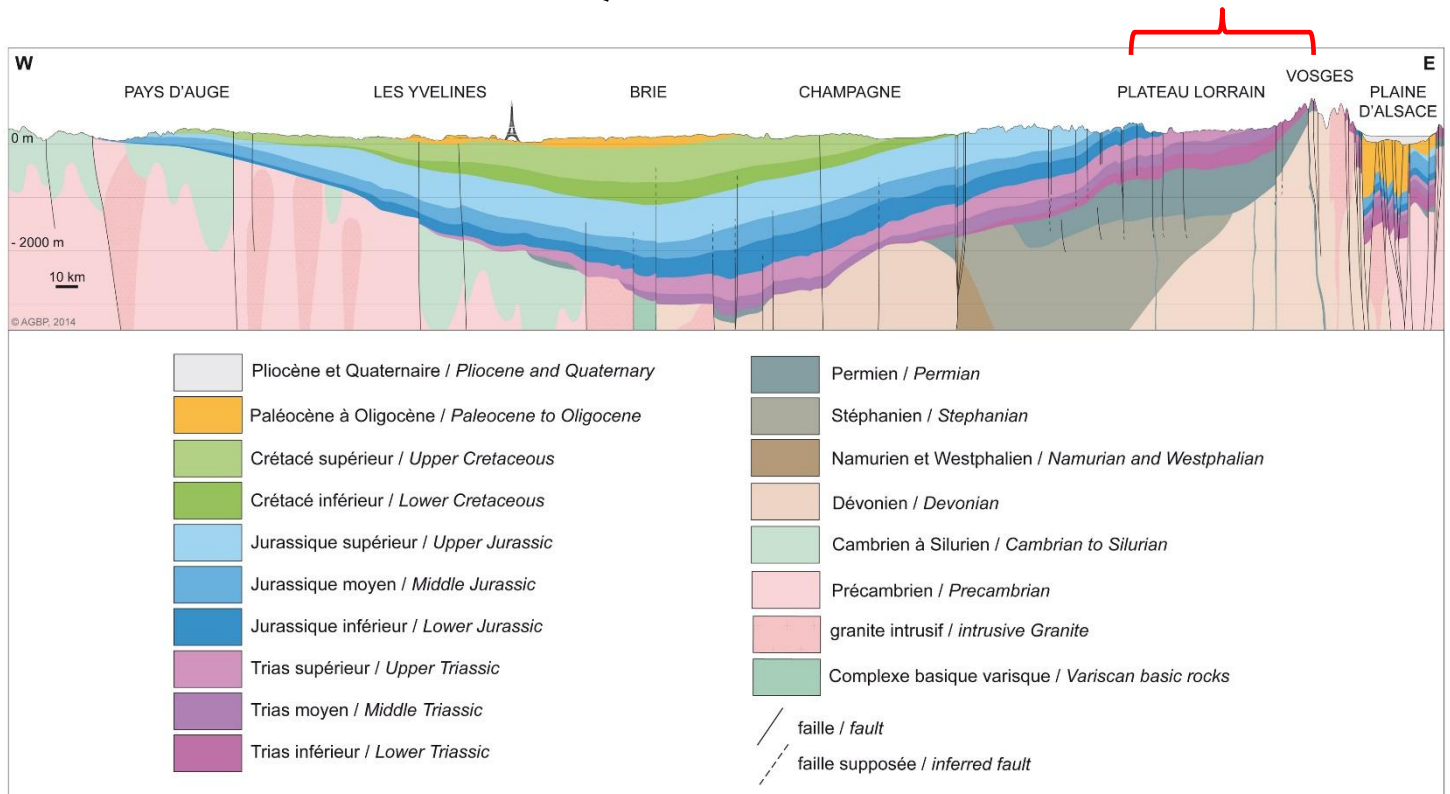
Le Bassin Parisien forme une vaste dépression occupée dans le passé par des mers peu profondes et des lacs. Il a pour origine la fracturation, le basculement et l'affaissement du soubassement de la région.

Au fil du temps, des sables et des argiles, issus de l'érosion des reliefs alentours, ainsi que des calcaires d'origine biologique, se sont accumulés en couches successives pour combler ce bassin au fur et à mesure qu'il s'enfonçait.

Les sédiments empilés forment une succession de couches géologiques. La structure géologique du bassin sédimentaire peut être comparée à un empilement « d'assiettes creuses », les couches les plus récentes correspondent à la zone centrale (ère Tertiaire), les plus anciennes aux assises extérieures (ère Secondaire).

COUPE GEOLOGIQUE EST-OUEST DU BASSIN DE PARIS

SCoT des Vosges
Centrales



Source de la coupe : Association des Géologues du Bassin de Paris (AGPB)

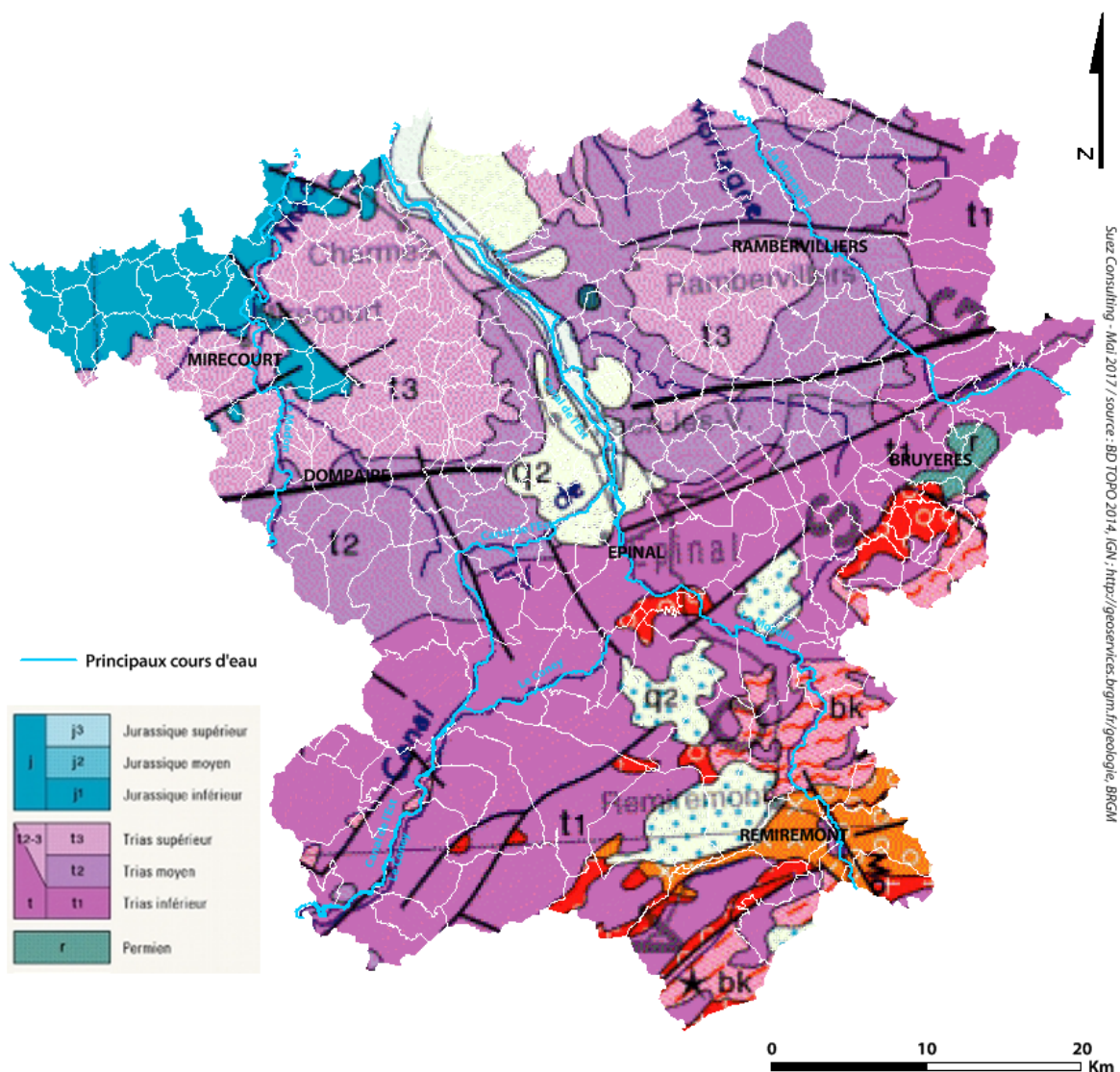
7.3.1.2 Contexte local

Les assises géologiques du territoire du SCoT des Vosges centrales sont composées des terrains sédimentaires les plus anciens datés du Trias et du Jurassique. Elles pendent vers le NNW (cf. coupe ci-dessus) et sont composées des plus anciennes au plus récentes :

- Du substratum composé de granite et de formations métamorphiques
- Des formations primaires (Cambrien, Dévonien, Namurien, Stéphanien et Permien) qui ne sont pas présentes à l’affleurement dans le secteur du SCoT des Vosges centrales
- Les Grès du Trias Inférieur (ou GTI ou Buntsandstein)
- Les marnes du Muschelkalk moyen et les calcaires du Muschelkalk supérieur (formant le Trias moyen)
- Les dolomies et argiles du Keuper inférieur et les Marnes irisées du Keuper supérieur (formant le Trias supérieur)
- La formation marno-calcaire du Lias inférieur (Jurassique inférieur) ;
- Les alluvions anciennes et modernes.

Les principales formations aquifères du territoire du SCoT des Vosges Centrales sont contenues dans les formations du Trias ainsi que dans les terrains alluvionnaires. Ainsi seuls ces deux horizons ont été décrits dans les paragraphes suivant.

Extrait de la carte géologique au millionième



7.3.1.2.1 Lithologie des formations sédimentaire du Trias

La description des principales formations est indiquée ci-dessous (des plus anciennes aux plus récentes) :

Buntsandstein moyen :

Cette formation est composée de deux sous-ensembles :

- Le grès vosgien. Cette formation n'affleure largement qu'au niveau du horst d'Epinal, à l'Est de la faille transversale Les Forges - Dounoux
- Le conglomérat principal. Au-dessus du-Grès vosgien, le passage au Conglomérat principal s'effectue très brutalement par un enrichissement en galets d'assez grande taille, mais la matrice gréseuse conserve les mêmes caractères pétrographiques que la Haute-Masse. La puissance de la formation peut être estimée à 15-20 m aux affleurements.

Buntsandstein supérieur :

Cette formation correspond au grès à Voltzia. Largement dégagé par l'érosion, il se traduit par une morphologie mollement ondulée, couverte principalement de prairies. Sur les 25-30 m de puissance moyenne totale, il est aisé de distinguer deux unités superposées, dont la limite est cependant imprécise et fluctuante :

- Le Grès à meules constitue entre la moitié et les deux tiers inférieurs de la formation. Plus massif que le niveau sous-jacent, il marque souvent un ressaut dans la topographie, dominant le replat des grès argileux sous-jacents
- Le Grès argileux, au sommet, prend une teinte très soutenue à dominante lie-de-vin. Les bonnes coupes sont rares et précaires. L'aspect dominant est celui d'une alternance de petits bancs de grès, rouge sombre à violacé, et de plaquettes gréseuses, plutôt verdâtres, avec des argiles rouges.

Muschelkalk moyen (Muschelkalk marneux)

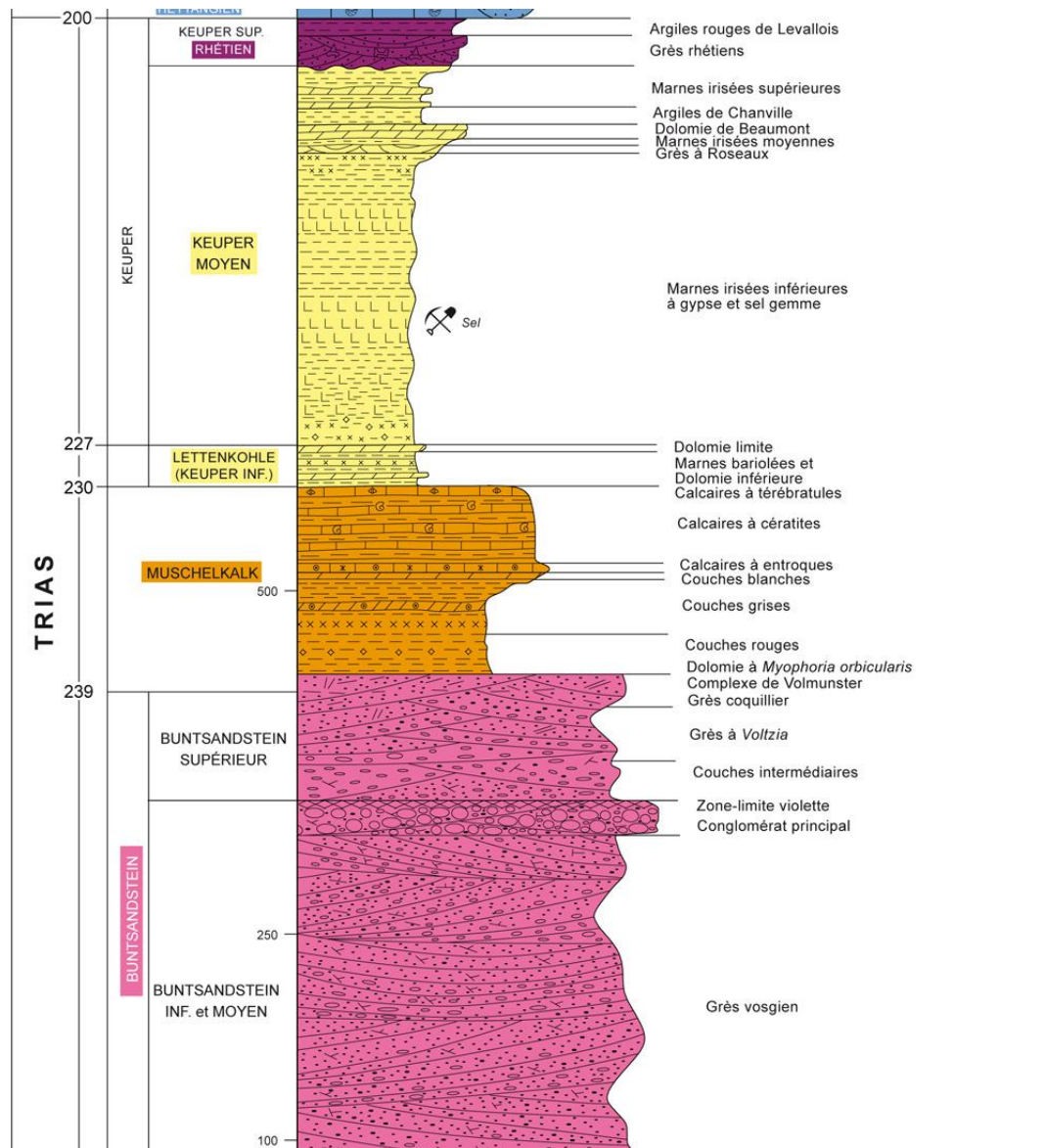
Cette formation est composée de plusieurs horizons :

- Les Couches rouges. Cette partie basale (20-25 m) correspond à des argilites bariolées : rouge-brun, violacé et gris verdâtre. Cette dernière teinte tend à dominer dans les niveaux les plus élevés où apparaissent, en profondeur, de nombreux filonnets de gypse.
- Les Couches grises. D'une puissance moyenne de 30-35 m, elles sont essentiellement constituées de marnes dolomitiques feuilletées, de teinte grise plus ou moins sombre devenant beige à jaunâtre par altération. Gypse fibreux et anhydrite sont assez fréquents en profondeur, particulièrement à la base.
- Les Couches blanches. Cette formation dolomitique, peu épaisse (5 à 8 m), elle est souvent masquée cependant par des débris de Muschelkalk supérieur mêlés d'argiles de décalcification. Alors que la partie inférieure tend à se débiter en dalles irrégulières, plus haut se développent des bancs massifs, de plusieurs décimètres d'épaisseur, découpés en gros blocs par les diaclases.

Muschelkalk supérieur (Muschelkalk calcaire)

Cet ensemble, dont la puissance peut être estimée à 45-50 m d'après les données de surface, est responsable d'une morphologie tabulaire. Il est composé :

- Du calcaire à entroques. Il se présente généralement sous forme d'un calcaire gris-bleu, en bancs épais (30 à 50 cm) séparés par des "joints secs". Sa puissance passe de 7 à 14 m d'Est en Ouest, et cette évolution s'accompagne de variations de faciès.
- Du calcaire à cératites. Il ne peut guère être étudié qu'en "pierres volantes", les anciennes carrières étant très dispersées et de faible importance. Les bancs sont peu épais (1 cm à quelques décimètres), séparés par des joints marneux, et se débitent habituellement en dalles.
- Du calcaire à térébratules. Il est peut-être discontinu, car il n'a pu être identifié partout. L'aspect typique est celui de bancs épais, se débitant en dalles irrégulières et très riches en fossiles.



LOG GEOLOGIQUE DU TRIAS

Source de la coupe : BRGM, Log stratigraphique synthétique de la Lorraine (Cartannaz et al. 2010)

Keuper inférieur = Lettenkohle

La Lettenkohle est maintenant rattachée au Keuper, selon l'usage de la plupart des pays à Trias de type germanique. D'une puissance habituellement très voisine de 20 m, elle se subdivise naturellement en trois unités, dont les caractéristiques lithologiques sont nettement tranchées :

- La dolomie inférieure. Sa puissance varie très rapidement de 5 à 10 m en général. Son faciès est exclusivement carbonaté.
- Les argiles moyennes. Au-dessus du banc précédent, succèdent sans transition des argilites feuilletées noirâtres, devenant verdâtres puis beiges par altération, dont la puissance moyenne est de l'ordre de 7 m.
- La dolomie-limite. D'une épaisseur maximale de 5 m, cette dolomie est caractérisée par des bancs irréguliers présentant des joints argileux.

Keuper moyen = marnes irisées

Essentiellement constituées d'argilites très rarement carbonatées, elles induisent une topographie assez vallonnée où, lorsque la pente est suffisante, le moindre ruisseau entaille des ravins étroits, et qui a été presque partout abandonnée à la forêt.

La figure précédente fournit le log géologique simplifiée des terrains triasiques présent au niveau du territoire du SCoT des Vosges Centrales.

7.3.1.2.2 Lithologie des alluvions

On distingue plusieurs types d'alluvions : les alluvions fluvioglaciaires et anciennes (issus de la fonte des glaciers) et les alluvions récentes des principaux cours d'eau.

Formations glaciaires, fluvioglaciaires et fluviatiles

Sous cette rubrique sont rassemblées toutes les formations glaciaires ou proglaciaires, c'est-à-dire glacio-lacustres, fluvioglaciaires et fluviolacustres. La présence de blocs erratiques indiscutable et de dépôts de kame (accumulation de sable et graviers en bordure de la glace), témoigne de l'avancée de glaciers jusque dans ce secteur.

En surface, sur les grès constituant le substratum, des matériaux grossiers épars, de nature siliceuse, composés essentiellement de galets de quartz et quartzite du Buntsandstein, renferment d'une manière subordonnée des éléments gréseux et éruptifs provenant du socle vosgien.

Les alluvions anciennes :

Ces alluvions anciennes sont disposées en terrasses d'altitude différentes :

Alluvions anciennes des hauts niveaux. A la sortie du horst d'Epinal, les plateaux calcaires portent des alluvions qui s'étalent très largement sur une dizaine de kilomètres de largeur. Les alluvions les plus élevées sont suffisamment épaisses pour masquer le substrat sous-jacent.

- Alluvions anciennes des "moyennes terrasses". Les alluvions Fx sont comprises, le long de la vallée, dans une bande large d'un kilomètre environ dans la traversée du horst d'Epinal.
Les alluvions Fx de la Moselle comportent généralement une couche de limon argilo-sableux d'épaisseur moyenne de 1 à 2 m, voire 3 m, reposant sur des matériaux grossiers épais d'une dizaine de mètres, parfois d'avantage, puis sur un substratum dont la nature varie du Sud au Nord.
- Alluvions Wurmienne des "basses terrasses". Le long de la vallée, des alluvions sont disposées en terrasses 5 à 10 m au-dessus de la plaine alluviale actuelle de la Moselle. Les agglomérations sont en grande partie construites sur ces alluvions, notamment Epinal. Leur épaisseur, généralement importante, peut dépasser 15 m. Elles comprennent une couche de limons argilo-sableux généralement inférieure à 2 m, reposant sur des alluvions grossières.

Les alluvions récentes :

Ces alluvions qui correspondent aux plaines alluviales actuelles. L'épaisseur de ces alluvions est généralement importante et atteint souvent 10 à 15 m, cependant en plusieurs endroits lors de la traversée du horst, le substratum apparaît dans le lit de la rivière, ainsi les granités pointent à Epinal au pont Patch, et les calcaires à cératites à Golbey en amont du pont canal.

Ces alluvions comprennent une couverture limoneuse dépassant rarement 0,5 m, qui repose sur les matériaux grossiers.

La définition entre alluvions anciennes et alluvions récentes est souvent malaisée. Les alluvions récentes sont nettement emboîtées dans les alluvions anciennes. Par ailleurs, il est possible que ces alluvions anciennes proprement dites ne représentent qu'un remaniement superficiel et quelques dépôts de limons sableux, le long de la plaine alluviale actuelle. Dans les vallées et vallons secondaires le remplissage est de l'ordre de 5-6m. Sous des limons argileux, épais de 1 à 2m, peuvent se trouver localement des alluvions grossières provenant des formations locales.

7.3.2 Cadre hydrogéologique

7.3.2.1 Les nappes en présence

Le tableau ci-après présente les assises géologiques reconnues perméables susceptibles de fournir de l'eau au droit de la zone d'étude :

Age	Unité lithologique	Nature des terrains
Quaternaire	Alluvions	Perméable
Jurassique inférieur	Marnes et calcaire du Lias	Semi-perméable à imperméable
Trias supérieur ou Keuper	Marne irisées (Keuper Moyen)	Imperméable
	Lettenkohle (Keuper inférieur)	Perméable
Trias moyen ou Muschelkalk	Muschelkalk calcaire (Muschelkalk supérieur)	Perméable
	Muschelkalk marneux (Muschelkalk moyen)	Imperméable
Trias inférieur ou Buntsandstein	Grès du Trias inférieur	Perméable
Paléozoïque	Formations du Cambrien, Dévonien, Namurien, Stéphanien et Permien	Semi-perméable à imperméable

De la succession lithologique précédente, trois entités géologiques se dégagent :

- Les Grès du Trias Inférieur qui correspondent à la principale ressource en eau du secteur
- Les calcaires du Muschelkalk supérieur surmontés des dolomies du Keuper inférieur (=Lettenkohle)
- Les alluvions anciennes (voir récentes) d'origine glaciaire.

7.3.2.2 Principales caractéristiques des nappes

Au niveau du territoire du SCoT des Vosges Centrales, il existe trois principaux domaines hydrogéologiques :

- La partie sud où l'on trouve en affleurement les grès du Buntsandstein supérieur
- La partie nord où l'aquifère principal est constitué par les formations calcaires et dolomitiques du Muschelkalk ;
- Le horst d'Epinal où affleurent principalement le Conglomérat principal et le Grès vosgien du Buntsandstein moyen.

A ces trois domaines principaux, il convient d'ajouter la vallée des principaux cours d'eau et notamment de la Moselle dont le remplissage alluvial (alluvions anciennes et fluvioglaciales) constitue un aquifère intéressant pour l'aquathermie.

7.3.2.3 La nappe du Grès des Vosges

Les terrains du Buntsandstein constituent sans conteste l'aquifère le plus important de la zone d'étude tant en affleurement que sous couverture. Ils sont présents sur toute l'étendue du territoire du SCoT des Vosges Centrales à l'exception de l'extrémité Sud-Est (zone d'affleurement du socle). Cette nappe est très exploitée, notamment pour l'alimentation en eau potable des collectivités.

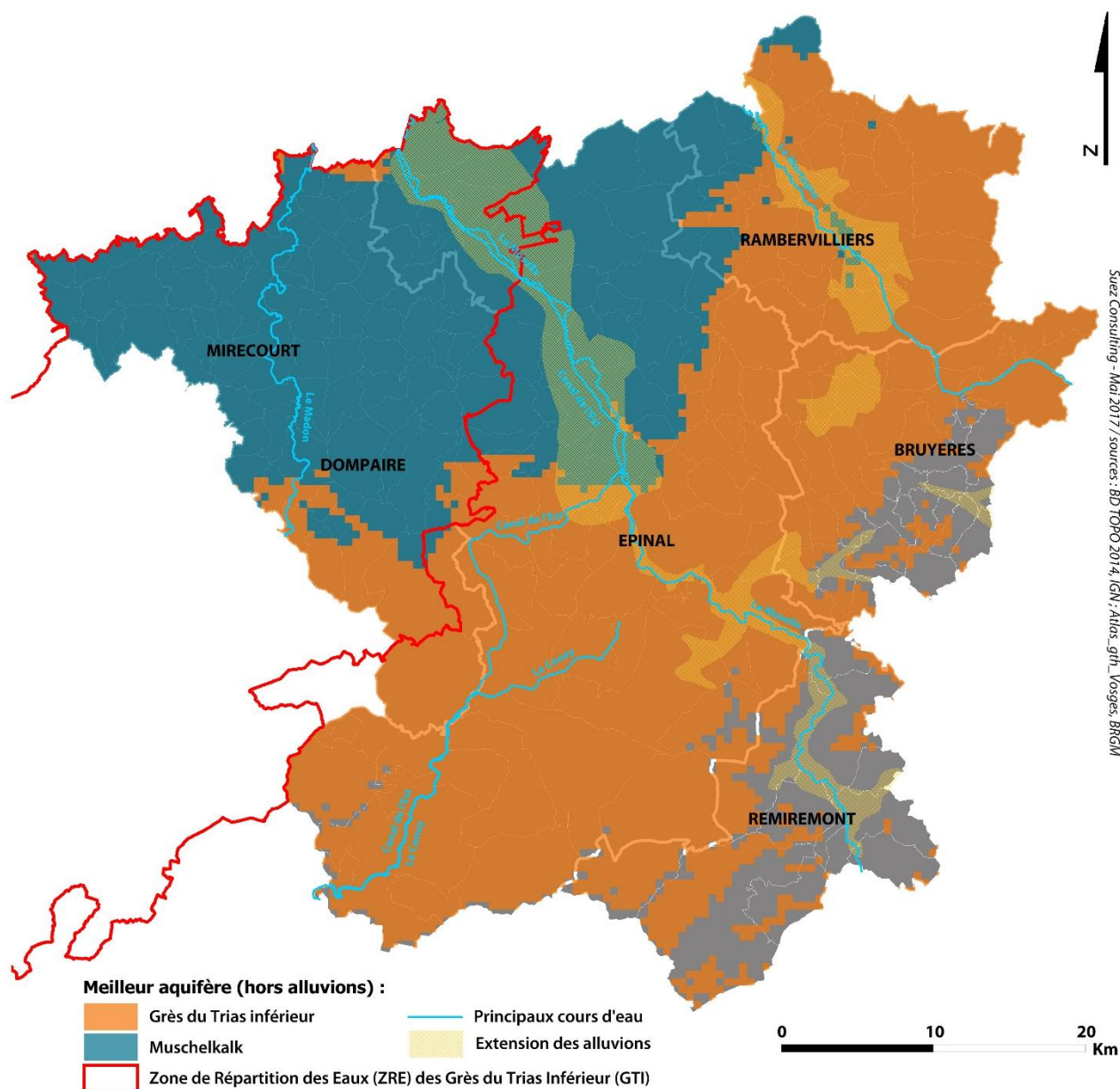
Si la perméabilité des Grès dans la masse (perméabilité d'interstices) est faible, elle est renforcée par les fissures et fractures. Aussi, la productivité d'un forage dépend essentiellement du degré de fissuration des grès.

L'étude des ouvrages existant indique que la productivité d'un forage est incluse dans la gamme 30 à 150 m³/h (les débits les plus élevés étant réservés à la partie captive de la nappe). Leur profondeur est le plus souvent de 20 à 200 m en affleurement (partie sud) et de 300 à 600 m en nappe captive (partie nord).

Cette nappe a été largement étudiée en raison de la baisse régulière des niveaux d'eau liés à une surexploitation de l'aquifère. De ce fait, l'intégralité de la **nappe captive** des Grès des Vosges a été classée en Zone de Répartition des Eaux (= ZRE fixée par l'Arrêté Préfectoral n°1529/2004 du 8 juillet 2004). Cette contrainte réglementaire abaisse le seuil du régime de l'autorisation à 8 m³/h (c'est-à-dire que le régime d'autorisation s'applique lorsque la capacité de pompage installée dépasse 8 m³/h).

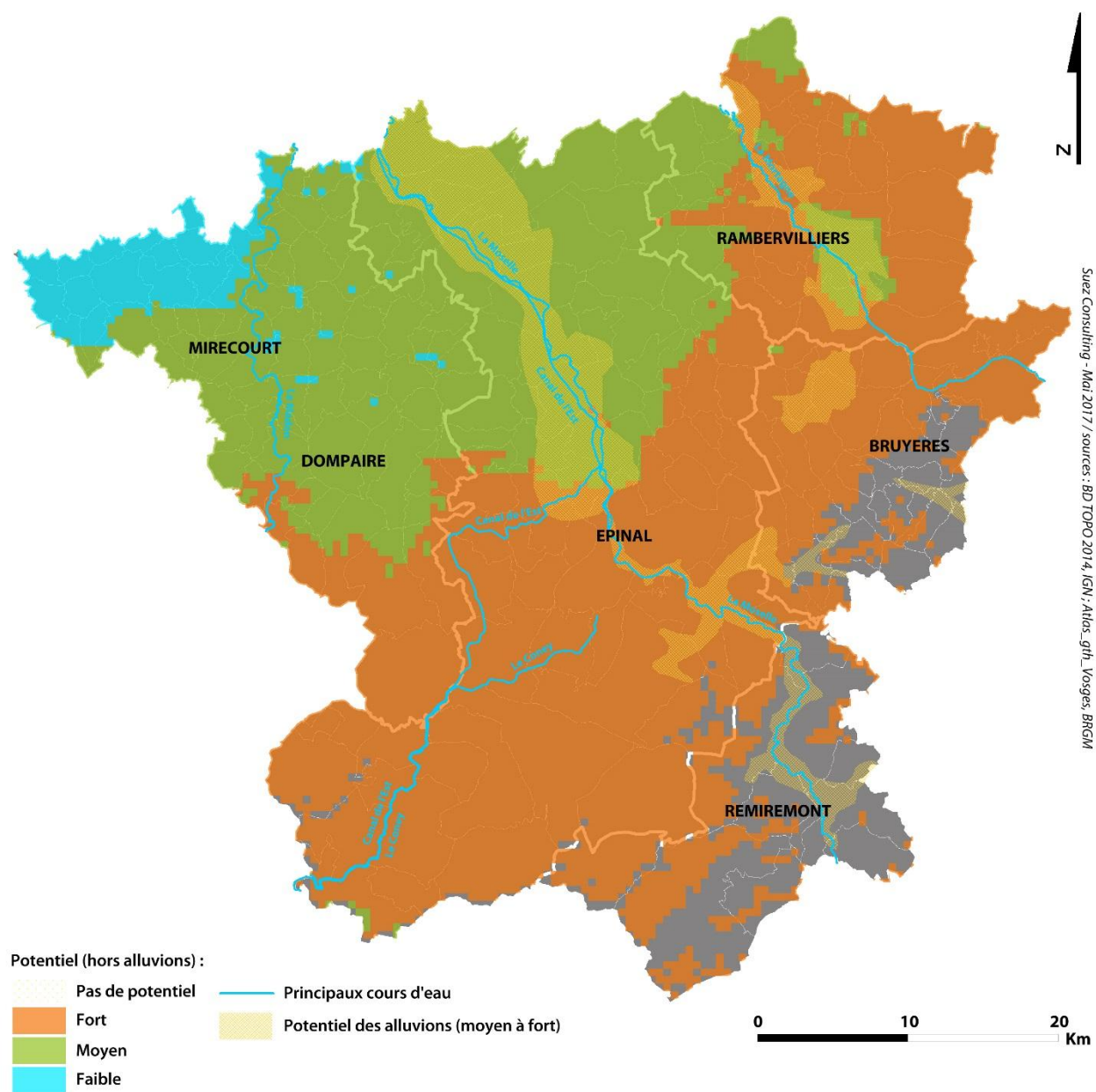
Aussi, compte tenu de la profondeur et des contraintes réglementaires, la partie captive de l'aquifère des Grès du Trias Inférieur a été exclue de la suite de cette étude (cf. carte suivante).

Identification du meilleur aquifère



En affleurement, la qualité physico-chimique de la nappe des GTI montre des eaux peu minéralisées, à faible dureté, acides et agressives. Elles sont naturellement potables, mais peuvent nécessiter une déferrisation en raison de teneur localement élevées en fer voire en manganèse. Les eaux sont par ailleurs très vulnérables aux pollutions de surface. En l'état actuel des connaissances, **aucune information n'est disponible sur les capacités de réinjection dans la nappe des Grès du Trias Inférieur**. Cette absence d'information est pénalisante pour un projet d'aquathermie puisque nécessitant une phase de reconnaissance voire un investissement plus important (multiplication des forages de rejet). En l'absence d'informations complémentaires, dans la suite de ce rapport, nous avons considéré un forage de captage pour deux forages de rejet.

Potentiel du meilleur aquifère



7.3.2.4 La nappe du Muschelkalk

Le système aquifère dit du Muschelkalk est constitué par les formations carbonatées de la Lettenkohle et du Muschelkalk, soit les 3 niveaux de calcaires coquillers (calcaire à entroques, calcaire à Cératites et calcaire à Térébratules). **Cette formation est mal connue et la productivité est généralement faible (<15 m³/h) et fortement conditionnée par le degré de fracturation des bancs calcaires.**

Quelques ouvrages anciens sollicitaient cet aquifère pour l'alimentation en eau potable de certaines agglomérations. Toutefois, les eaux étant très minéralisées (sulfate de calcium) et les captages très difficiles à protéger, l'utilisation de cette nappe pour l'eau potable tend à être systématiquement abandonnée au profit de forages au Buntsandstein (GTI).

Localement, dans le secteur de Vittel-Contrexéville (hors périmètre du SCOT), l'ensemble carbonaté du Muschelkalk est largement dominé par les circulations de type karstique (débit plus important) permettant l'hydrothermalisme et l'embouteillage.

Comme pour le GTI, **aucune information n'est disponible sur les capacités de réinjection dans la nappe du Muschelkalk.**

7.3.2.5 Nappe des alluvions

L'aquifère des alluvions de la Moselle n'est vraiment important qu'à l'aval d'Epinal où l'épaisseur des formations aquifère atteint, voire dépasse, 10 m.

Plusieurs ouvrages réalisés dans cette nappe alimentent en eau potable des collectivités et fournissent des débits parfois très importants (> 100 m³/h) qui s'expliquent par une forte réalimentation de la nappe par les eaux superficielles lors des pompages et par la conception des ouvrages (puits à drains rayonnants assurant une surface de contact plus importante qu'avec un ouvrage simple).

Les eaux captées sont très douces et peu minéralisées, ce qui les rend agressives. Par ailleurs, l'alimentation de la nappe par la rivière favorise l'augmentation des teneurs en fer et en manganèse (ainsi que le développement bactérien).

Comme pour les autres nappes, **aucune information n'est disponible sur les capacités de réinjection dans la nappe alluviale.** Toutefois, compte tenu de la porosité d'interstice et de la perméabilité intéressante (entre $5 \cdot 10^{-4}$ et $1 \cdot 10^{-2}$ m/s) des alluvions, cette réinjection semble envisageable.

7.3.3 Synthèse des contextes géologiques et hydrogéologiques

Le tableau suivant synthétise les caractéristiques des principales nappes du territoire du SCoT des Vosges Centrales :

Nappe	Grès du Trias Inférieur (GTI)		Muschelkalk	Alluvions anciennes et formations glaciaires
Etat de la nappe	Libre	Captive	Libre et captive	Libre
Accessibilité (profondeur)	Moyenne à élevée (20-200 m)	Très élevée (300-600 m)	Moyenne à élevée (25-150 m)	Bonne (<25m)
Productivité (pour un ouvrage)	Bonne (30 à 45 m ³ /h)	Très bonne (30 à 150 m ³ /h)	Faible (0 à 15 m ³ /h)	Variable (0->50 m ³ /h)
Capacité de réinjection	Inconnue	Inconnue	Inconnue	Vraisemblable
Qualité des eaux	Présence de fer et de Manganèse ¹⁵		Présence de sulfates ¹⁶	Eau en relation avec les eaux superficielles Présence de fer et de Manganèse
Réglementaire	Captages AEP	ZRE ¹⁷	Présence d'évaporites	Captages AEP

D'un point de vue de l'aquathermie de faible profondeur, les aquifères les plus intéressants correspondent aux GTI en affleurement et aux alluvions anciennes et fluvioglaciaires.

Toutefois, il existe :

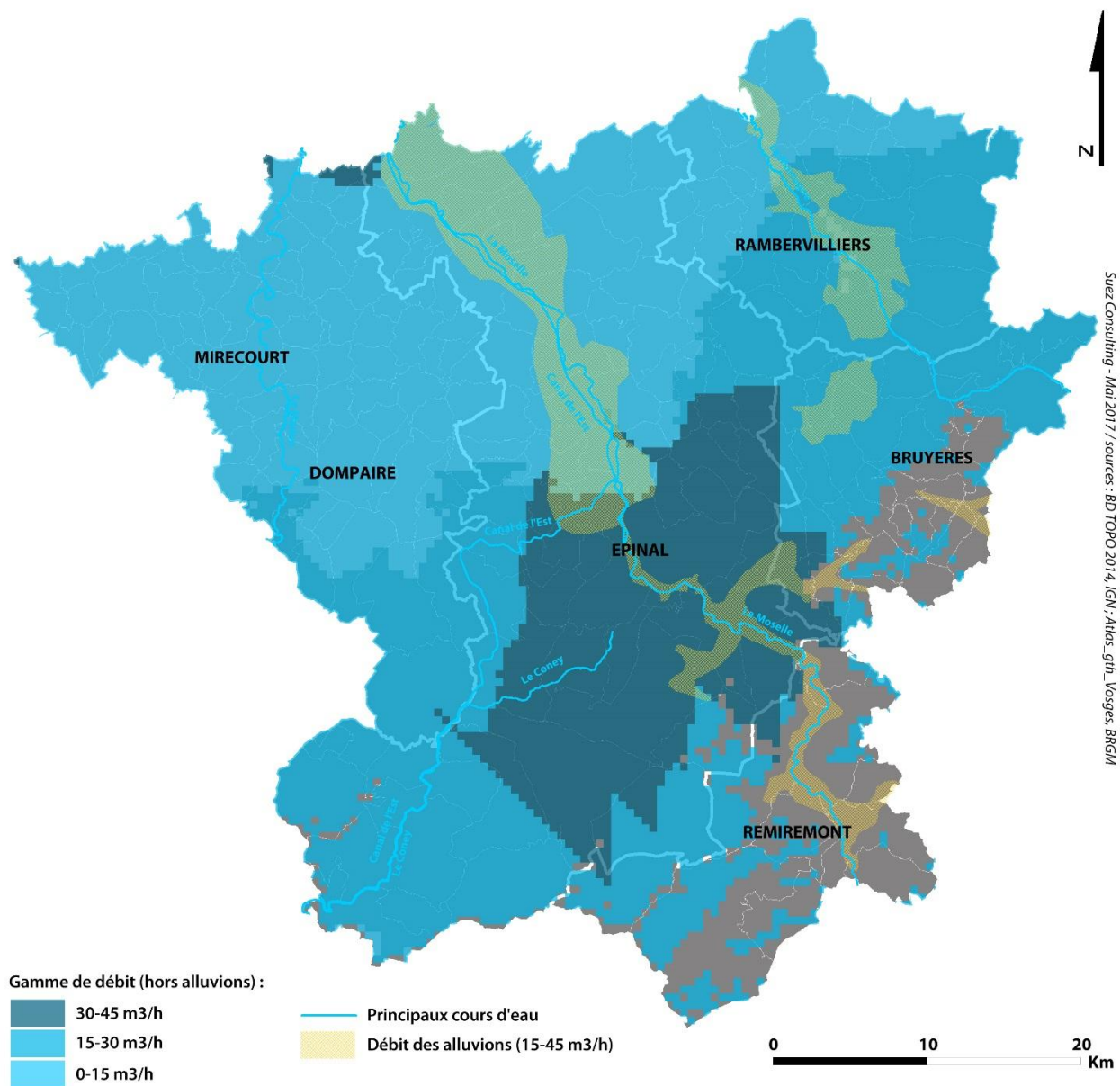
- Une **incertitude majeure quant à la capacité de réinjection des eaux** au sein des Grès et dans une moindre mesure dans les alluvions ;
- Des contraintes liées à la qualité des eaux qui nécessiteront des équipements spécifiques couplé à **une surveillance et une maintenance accrues des ouvrages**.

¹⁵ La présence de fer et de manganèse (couplé à la présence de ferrobactéries) engendre un risque de colmatage plus important des forages, donc une maintenance plus régulière (voire la mise en place de traitement des eaux avant réinjection)

¹⁶ La présence de sulfates accentue les risques de corrosion des aciers et des bétons, ce qui nécessite de mettre en place des équipements adaptés (exemple tubage en inox)

¹⁷ Zone de Répartition des Eaux impliquant un passage en autorisation au-delà de 8 m³/h (40 kW)

Débit du meilleur aquifère



7.3.4 Définition des zones à enjeux potentiels

Les métadonnées utilisées pour la définition des zones à enjeux potentiels sont issues de l'Atlas du potentiel géothermique des aquifères lorrains (BRGM).

7.3.4.1 Méthodologie

Les zones à enjeux ont été définies en croisant les profondeurs et gamme de débit fournies dans les couches SIG de l'Atlas du potentiel géothermique des aquifères lorrains, comme défini dans le tableau ci-après :

Débit Profondeur	30-45 m ³ /h	15-30 m ³ /h	0-15 m ³ /h	Pas de potentiel
0-25 m	Classe 1A	Classe 1B	Classe 2A	
25-50 m	Classe 1B	Classe 2A	Classe 2B	
50-100 m	Classe 3A	Classe 3B		
100-250 m	Classe 3B			
>250 m				

A chacune des classes définies peut être rattachée un enjeux/priorités d'actions vis-à-vis de l'aquathermie, la classe 1A étant la plus favorable et la classe 3B étant la plus défavorable.

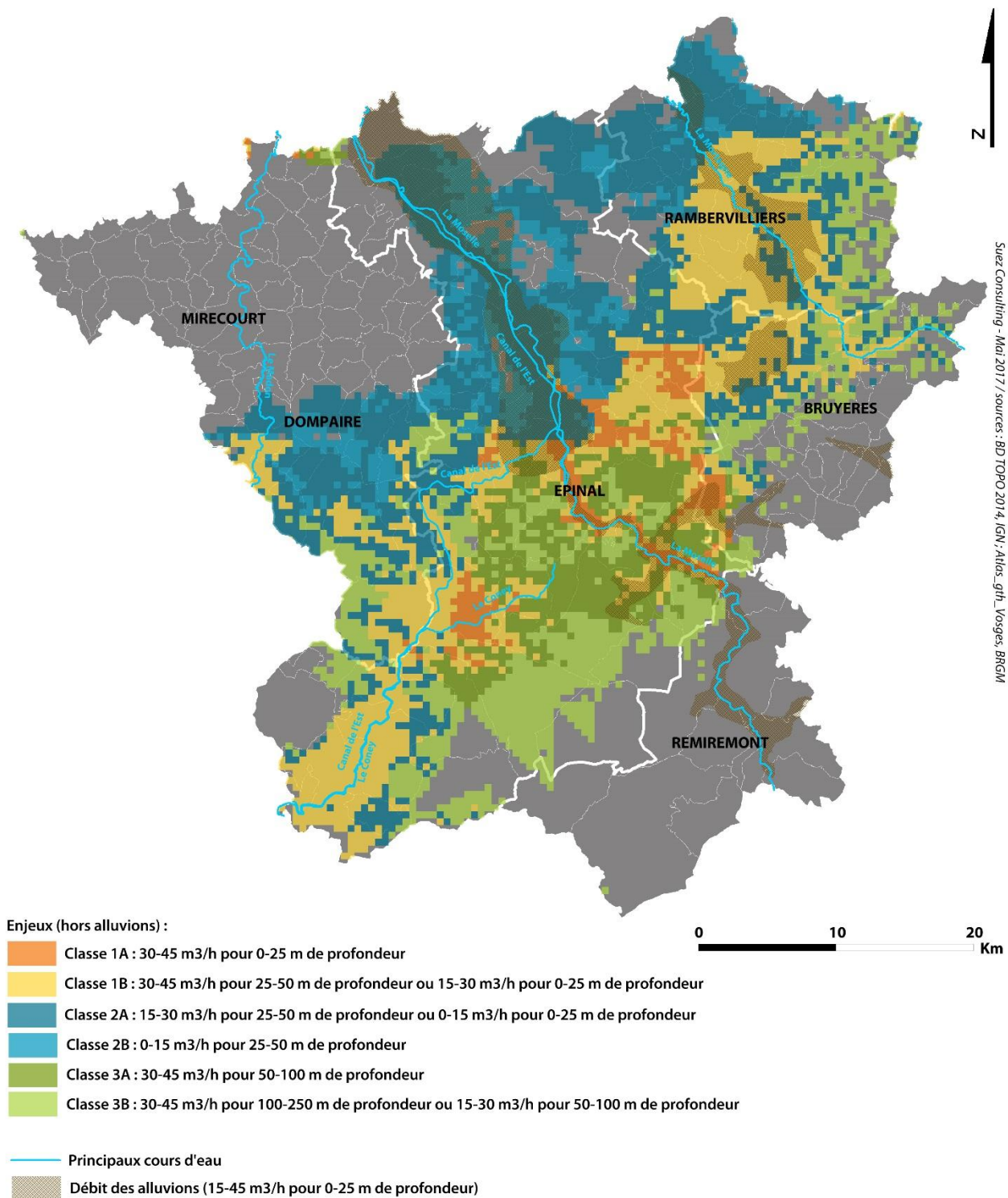
Les données de productivité des ouvrages ne préjugent pas de la capacité de réinjection qui ne pourrait qu'être estimée dans la suite de ce rapport.

7.3.4.2 Cartographie des zones à enjeux potentiels

La cartographie des zones à enjeux potentiels¹⁸ est fournie sur la figure suivante. Les résultats indiquent que les enjeux potentiels sont centrés majoritairement sur les territoires de la future communauté d'agglomération d'Epinal et de la Communauté de communes de Rambervillers.

¹⁸ Sans tenir compte des formations alluvionnaires

Zones à enjeux potentiels



7.4 Approche sommaire du temps de retour sur investissement

Les temps de retour sur investissement ont été approchés sommairement à partir :

- Des données de l'étude technico économique réalisée par l'Association des Professionnels de la Géothermie (AFPG) ;
- De suppositions d'aménagements sur les différentes classes d'enjeux potentiels précédemment définies.

Les hypothèses restent les mêmes que celles définies dans l'étude technico-économique de l'AFPG¹⁹, seuls les coûts d'investissement et de maintenance ont été adaptés au contexte hydrogéologique du territoire du SCoT des Vosges Centrales.

7.4.1 Hypothèse définies pour chaque classe d'enjeux potentiels

Pour chacune des 6 classes d'enjeux identifiées dans le premier chapitre du rapport, nous avons déterminé des hypothèses en termes de profondeur et de nombre d'ouvrages pour les puissances de 300 kW et de 1 000 kW, représentant respectivement 40 et 140 m³/h :

Classe	Profondeur (m)	Débit pour un ouvrage (m ³ /h)	Nombre de forages ²⁰	
			pour 40 m ³ /h	pour 140 m ³ /h
1A	25	30-45	3	9
1B	25	15-30	6	15
	50	30-45	3	9
2A	25	0-15	9	18
	50	15-30	6	15
2B	50	0-15	9	18
3A	100	30-45	3	9
3B	100	15-30	6	15
	200	30-45	3	9

En première approche, compte tenu de l'incertitude sur les capacités de réinjection, le nombre de forage a été augmenté ce qui pénalise largement l'investissement d'une solution géothermique.

En ce qui concerne la maintenance, la qualité des eaux ne paraît pas très favorable, ce engendrera une surveillance accrue accompagné d'entretiens plus régulier.

¹⁹ Source : AFPG – Géothermie assistée par pompes à chaleur – étude technico-économique – juillet 2014

²⁰ En considérant un forage de captage et deux forages de rejet, soit un triplet d'ouvrage pour le débit annoncé.

7.4.2 Estimation du coût d'investissement et de maintenance

En reprenant la méthodologie définie par l'AFPG et les estimations fournies dans le chapitre précédent (cf. §2.10), les coûts d'investissement et de maintenance retenus sont fournis dans le tableau ci-après :

Classe	Profondeur (m)	Débit (m³/h)	Investissement (€HT)		Maintenance (€HT)	
			Collectif	Tertiaire	Collectif ²¹	Tertiaire ²²
1A	25	30-45	271 750	955 750	8 200	38 230
1B	25	15-30	424 750	1 356 250	12 750	54 250
	50	30-45	365 500	1 237 000	10 965	49 480
2A	25	0-15	577 750	1 556 500	17 350	62 260
	50	15-30	612 250	1 825 000	18 400	73 000
2B	50	0-15	859 000	2 119 000	25 770	84 760
3A	100	30-45	928 000	2 924 500	28 840	116 980
3B	100	15-30	1 737 250	4 637 500	52 120	185 500
	200	30-45	1 678 000	5 174 500	50 340	206 980

Les hypothèses de fonctionnement pour le gaz et la géothermie sont fournies ci-après²³ :

Géothermie			
	Investissement	Maintenance	Fonctionnement
Collectif	421 050	12 040	16 780
Tertiaire	690 550	29 500	60 700
Gaz naturel			
	Investissement	Maintenance	Fonctionnement
Collectif	–	12 150	33 890
Tertiaire	–	29 870	118 780

A partir de la méthodologie définie par l'AFPG (et notamment les critères d'aide de l'ADEME), nous avons pu actualiser le Temps de Retour sur Investissement (TRI) pour les différentes classes d'enjeux potentiels définies précédemment :

²¹ 3% du montant d'investissement par an

²² 4% du montant d'investissement par an

²³ Source : AFPG – Géothermie assistée par pompes à chaleur – étude technico-économique – juillet 2014

Classe	Profondeur (m)	Débit (m³/h)	TRI sans aides		TRI avec aides	
			Collectif	Tertiaire	Collectif	Tertiaire
1A	25	30-45	13 ans	20 ans	11 ans	16 ans
1B	25	15-30	26 ans	> 40 ans	21 ans	33 ans
	50	30-45	20 ans	33 ans	16 ans	26 ans
2A	25	0-15	> 40 ans	> 40 ans	39 ans	> 40 ans
	50	15-30	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans
2B	50	0-15	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans
3A	100	30-45	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans
3B	100	15-30	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans
	200	30-45	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans	> 40 ans

D'une manière générale en tenant compte de scénarios d'aménagement théoriques, il apparaît que l'aquathermie serait pertinent uniquement en cas de présence d'une nappe productive (>30 m³/h) à faible profondeur (<50 m).

7.5 Synthèse du potentiel

Si la productivité (capacité à fournir de l'eau) est avérée au niveau du territoire (parfois à relative grande profondeur), il n'en est pas de même pour la réinjection (incertitudes existantes), ce qui conditionne des investissements lourds. De même, la qualité des eaux observée nécessitera une surveillance accrue des dispositifs géothermiques ainsi que des maintenances régulières (voir préventives).

Aussi, compte tenu de ce contexte hydrogéologique local, les temps de retours sur investissement sont significativement augmentés par rapport à l'étude de l'AFPG puisqu'ils sont compris entre 11 et 26 ans (avec subventions).

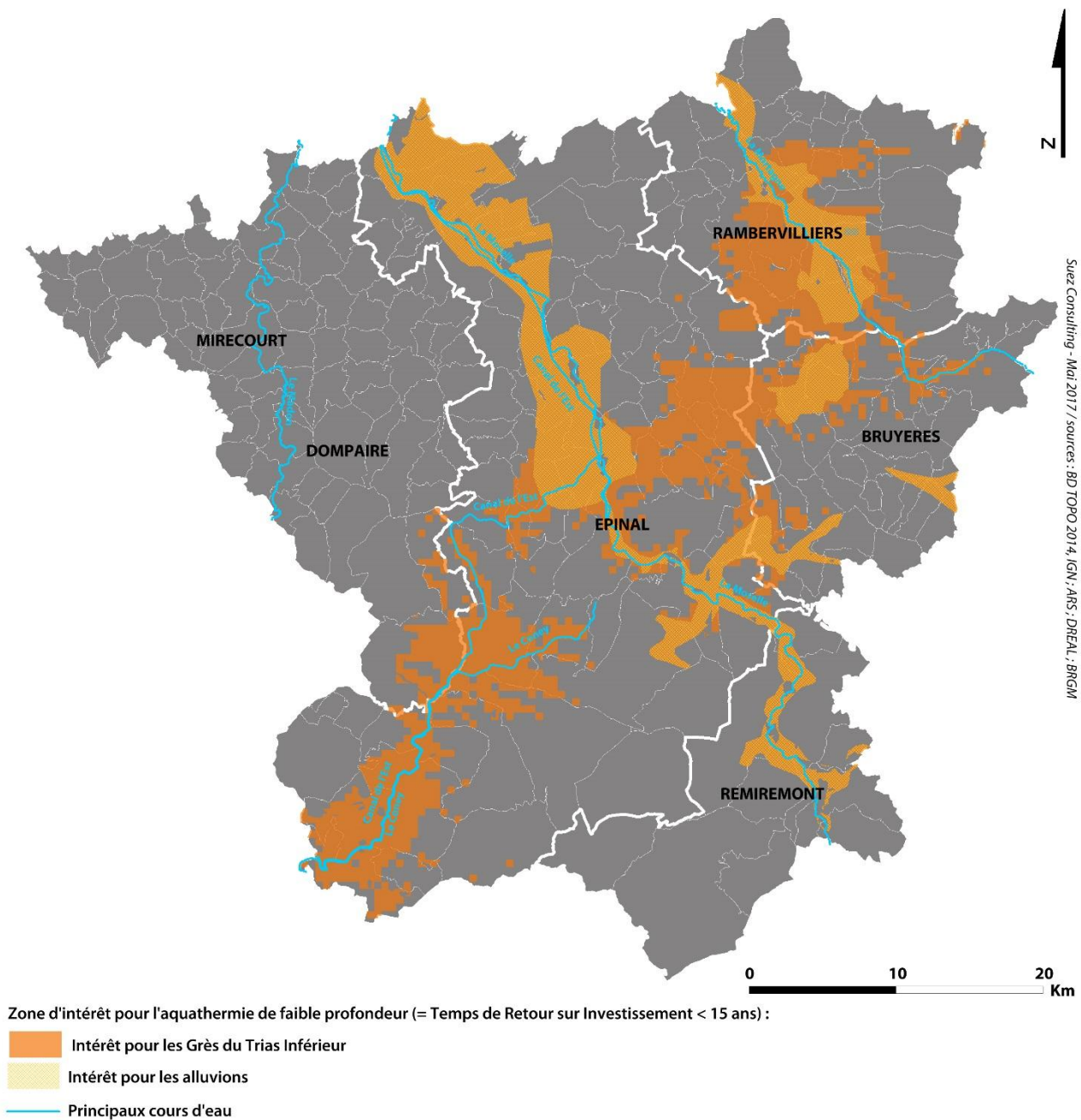
Compte tenu de l'investissement (augmentation du nombre de forage de rejet notamment), les opérations de plus faible puissance peuvent devenir intéressantes mais nécessite des Maitres d'Ouvrages disposant de ressources suffisantes pour assurer l'investissement et l'entretien des installations (ce qui exclut généralement les copropriétés).

Ainsi, pour que l'opération de géothermie soient attractive avec un taux de retour sur investissement suffisant, il est nécessaire de cibler principalement les gros consommateurs énergétiques (tertiaire avec refroidissement, refroidissement industriel, lycées/collèges/écoles, EHPAD/Hôpitaux, ZAC avec réseau d'eau tempérée...) qui peuvent assurer, au moins partiellement, une partie de leurs besoins via la géothermie.

A partir des estimations des Taux de Retour sur Investissement, la zone d'intérêt pour la géothermie sur nappe (aquathermie) de faible profondeur présentée sur la figure suivante a pu être définie en tenant compte :

- Des résultats métadonnées de l'Atlas du potentiel géothermique des aquifères lorrains qui ont permis de délimiter les classes 1A et 1B (les plus favorables) ;
- Des affleurements des alluvions fluvioglaciaires et anciennes des principaux cours d'eau du territoire (Moselle et Mortagne) qui ont permis de corriger les zones à enjeux potentiels en intégrant ces formations de surface productives (puisqu'elles sont en relations avec les cours d'eau).

Zone d'intérêt pour l'aquathermie de faible profondeur

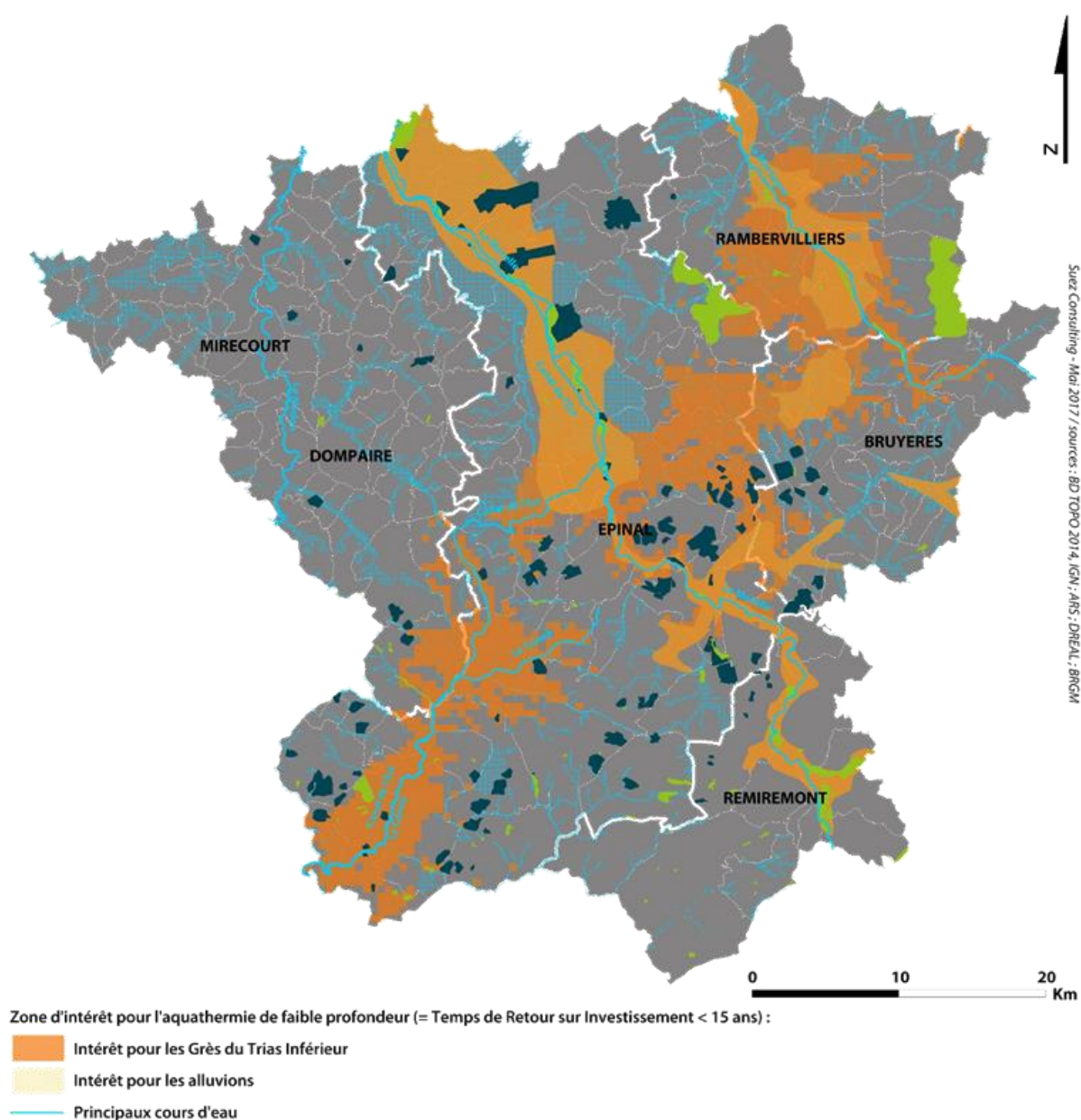


Pour le territoire du SCoT des Vosges Centrales, il a été décidé d'exclure des zones d'intérêt pour la géothermie les réglementations les plus contraignantes :

- La Zone de Répartition des Eaux des GTI ;
- Les Périmètres de Protection Rapprochée des captages d'Alimentation en Eau Potable ;
- Les zones humides remarquables.

La carte suivante replace ces réglementations en parallèle des zones d'intérêt pour l'aquathermie.

Zone d'intérêt pour l'aquathermie de faible profondeur



7.5.1 Besoins de la filière et proposition de plan d'actions

Dans le cadre de cette étude, divers acteurs de la filière géothermie ont été sollicités (principalement les bureaux d'études et foreur susceptibles d'intervenir sur le territoire) par le biais de contacts téléphonique.

Lorsqu'un accueil favorable nous a été accordé (2 à 3 acteurs), les réponses obtenues étaient évasives et peu concrètes.

Les principales conclusions de ces échanges sont très sommaires :

- Peu d'acteurs réalisent ou sont sollicités pour des projets sur le territoire du SCoT des Vosges Centrales : l'aquathermie de faible profondeur n'est pas ou très peu développé sur le territoire ;
- Il existe un manque de visibilité de cette solution au regard des autres énergies renouvelables.

Les principales conclusions de l'étude mettent en évidence un déficit de visibilité de l'aquathermie de faible profondeur liée notamment à une absence de projets en fonctionnement sur le territoire.

Toutefois, un dispositif géothermique sur nappe aurait été mis en service il y a une quinzaine d'année au niveau du Conseil Départemental et de la Préfecture des Vosges à Epinal. D'après les témoignages recueillis, il aurait été utilisé principalement pour les besoins en refroidissement estival des bâtiments administratifs (et en appoint de chaud en intersaison). Suite à la décentralisation, le dispositif aurait été arrêté notamment en raison de surconsommation électriques. Ainsi, le seul exemple n'apparaît pas en faveur du développement de la filière géothermique sur le territoire des Vosges Centrales.

Néanmoins, nous proposons ci-après quelques actions qui pourraient permettre le développement de l'aquathermie de faible profondeur :

Action	Descriptif/objectifs	Acteur de la démarche
1	Imposer de réaliser une étude de faisabilité dans les zones d'intérêt de manière à s'assurer que l'aquathermie est étudiée dans les secteurs où sont développement est le plus favorable	SCoT des Vosges Centrales
2	Définir un dispositif d'aide adapté au contexte local de manière à favoriser les premiers projets et ainsi obtenir un retour d'expérience favorable sur le territoire	Financeurs
3	Acquérir de l'information sur la capacité de réinjection (création d'un site pilote ?)	SCoT des Vosges Centrales Conseil Départemental
3bis	Diagnostiquer le dispositif abandonné d'Epinal	

Une réunion de concertation avec les principaux acteurs institutionnels de la filière et les financeurs est organisée le 17 mai 2017. Les actions présentées dans le tableau précédent, pourraient alors être complétées/développées le cas échéant.

7.5.2 Conclusion

Le travail mené dans cette partie montre que la géothermie sur aquifère peut être mise en œuvre sur le territoire qu'à certaines conditions : uniquement en cas de présence d'une nappe productive à faible profondeur.

L'analyse réalisée a été effectuée à une **échelle macroscopique** : elle nécessitera d'être vérifiée à l'échelle de chaque projet.

Les résultats montrent que les aquifères les plus intéressants correspondent aux Grès du Trias Inférieur en affleurement et aux alluvions anciennes et fluvioglaciaires.

Néanmoins, il existe :

- Une **incertitude majeure quant à la capacité de réinjection des eaux** au sein des Grès et dans une moindre mesure dans les alluvions ;
- Des contraintes liées à la qualité des eaux qui nécessiteront des équipements spécifiques couplé à **une surveillance et une maintenance accrues des ouvrages**.

Ces deux points conduisent à des investissements et une maintenance plus lourde.

Aussi, compte tenu de ce contexte hydrogéologique local, même en considérant l'obtention de subventions, les temps de retours sur investissement sont relativement longs : compris entre 11 et 26 ans selon la puissance recherchée.

Compte tenu de l'investissement important, les opérations de plus faible puissance peuvent devenir intéressantes mais nécessite des Maitres d'Ouvrages disposant de ressources suffisantes pour assurer l'investissement et surtout l'entretien des installations (ce qui exclus généralement les copropriétés).

Ainsi, pour que l'opération de géothermie soient attractive avec un TRI suffisant, il est nécessaire de cibler principalement les gros consommateurs énergétiques (tertiaire avec refroidissement, refroidissement industriel, lycées/collèges/écoles, EHPAD/Hôpitaux, ZAC avec réseau d'eau tempérée...) qui peuvent assurer, au moins partiellement, leur fourniture d'énergie via la géothermie.

Suite aux diverses interprétations menées, une zone où la géothermie sur nappe présente un intérêt a été délimitée : elle couvre près de 25% du périmètre d'étude centrés majoritairement sur les territoires de la future Communauté d'agglomération d'Epinal et de la communauté de communes de Rambervillers.

ANNEXES

8.6	Annexe photovoltaïque.....	Erreur ! Signet non défini.
8.6.1	Etude de pré-faisabilité de l'école de Louis Blanc (Vittel).....	Erreur ! Signet non défini.
8.6.2	Etude de pré-faisabilité de l'école Tarpenet (Plombières) ...	Erreur ! Signet non défini.
8.7	Annexes méthanisation.....	Erreur ! Signet non défini.
8.7.1	Gisement méthanogène des industries agro-alimentaires .	Erreur ! Signet non défini.
8.7.2	Réglementation liée à la méthanisation.....	Erreur ! Signet non défini.
8.8	Annexes hydroélectricité	Erreur ! Signet non défini.
8.8.1	Annexe 1 : Principe d'une PCH.....	Erreur ! Signet non défini.
8.8.1	Eléments méthodologiques pour les calculs sur les ouvrages existants.	Erreur ! Signet non défini.
8.8.2	Annexe 2 : Caractéristiques du barrage de Bouzey .	Erreur ! Signet non défini.
8.9	Annexe Aquathermie.....	Erreur ! Signet non défini.
8.9.1	Programme d'un projet géothermique sur nappe..	Erreur ! Signet non défini.
8.9.2	Etape 1 : étude préalable sommaire	Erreur ! Signet non défini.
8.9.3	Etapas 2 à 5 : étude de faisabilité.....	Erreur ! Signet non défini.
8.9.4	Etape 6 : faisabilité réglementaire	Erreur ! Signet non défini.
8.9.5	Etape 7 : suivi technique des travaux	Erreur ! Signet non défini.
8.9.6	Généralités concernant la conception des forages .	Erreur ! Signet non défini.
8.9.7	Installations de surface.....	Erreur ! Signet non défini.
8.9.8	Contraintes à prendre en compte	Erreur ! Signet non défini.
8.9.9	Evaluation des coûts et des délais.....	Erreur ! Signet non défini.

8 Annexes

8.1 Annexe photovoltaïque

8.1.1 Etude de pré-faisabilité de l'école de Louis Blanc (Vittel)

8.1.1.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée le système photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de son implantation générale, des équipements et de son fonctionnement.

Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture du système
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée
- Le système photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïques
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - L'onduleur
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée à la centrale.

8.1.1.2 Description générale du site

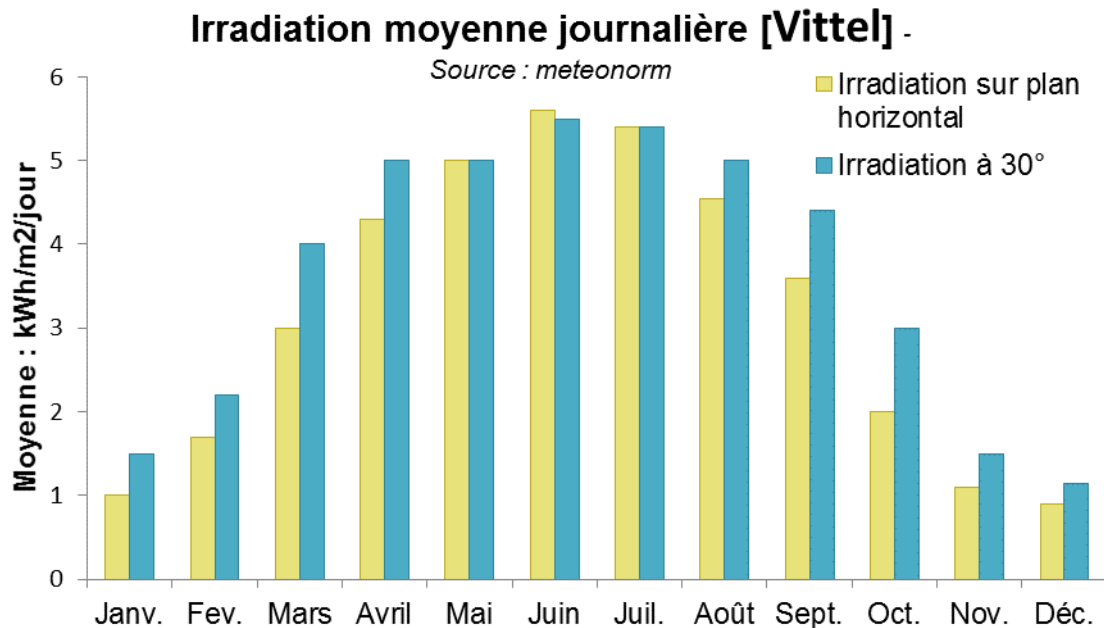
Le site possède les caractéristiques suivantes :

- L'école maternelle de Louis Blanc (Vittel)
- Adresse : 100 Rue Lt Gauffre, 88800 Vittel
- Altitude : 363 m
- Surface de toiture disponible pour un système PV : environ 100 m²
- Surface de toiture effectivement utilisée par le système PV : 57,6 m²
- Orientation : Sud-Est
- Inclinaison : 28 °
- Aucun ombrage.



8.1.1.3 Irradiation du site

L'irradiation solaire du site est la suivante :



8.1.1.4 Description technique du système photovoltaïque

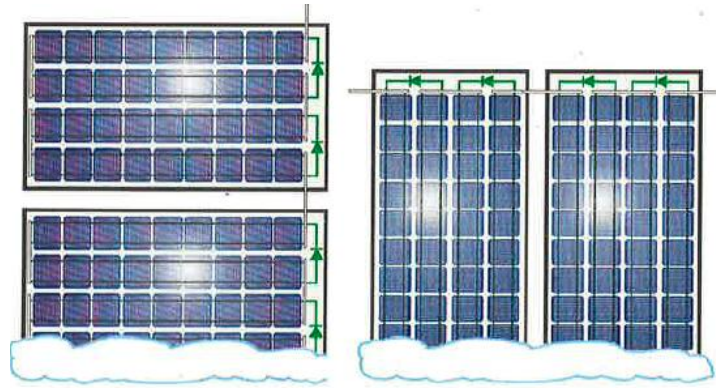
Le système est implanté sur la surface sélectionnée en jaune sur le plan ci-dessus.

8.1.1.4.1 Architecture de la centrale

Le système se compose de 36 modules photovoltaïques en silicium polycristallin de 250 Wc unitaire pour une puissance totale de 9 kWc.

La toiture sélectionnée n'est pas concernée par des ombrages de proximité (aucun arbre ni bâtiment de plus haute hauteur n'engendrera des ombres portées). Les seuls ombrages pouvant survenir sont ceux liés à l'accumulation de neige.

Dans les régions à fort taux d'enneigement, les pertes liées à la neige peuvent être fortement réduites par un plan de câblage approprié des modules. Il faut ici tenir compte avant tout de l'orientation des branches de cellules connectées en série et du nombre de diodes bypass qui y sont associées. Si des modules standard sont déposés horizontalement, le nombre de branches de cellules affectées par l'ombrage lors du glissement de la neige sera nettement inférieur, c'est pourquoi cette disposition est privilégiée. Elle permettra de maximiser la production du système solaire annuelle.



Disposition horizontale favorable

Les ombrages étant considérés comme peu fréquents, un montage en série est privilégié (montage plus simple et moins coûteux). Par ailleurs, l'utilisation de systèmes en 1500 V permet ce type de montage.

Le courant en courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire de chaîne qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. Le système possède un (1) onduleur solaire de 9 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DC maximale 1500 V, est connecté via des câbles basse tension au point de livraison présent au sein de l'école.

8.1.1.4.2 Schéma de calepinage

Dimensions du système :

- Longueur du système : 19,3 m (12 modules en format paysage) ;
- Largeur du système : 3 m (3 rangées de 12 modules) ;
- Espace horizontal entre les modules : 0 m ;
- Espace vertical entre les modules : 0 m.

Les rangées de modules seront en série et reliées à l'onduleur de chaînes.

8.1.1.4.3 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (Pm)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (Voc)	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (Vmpp)	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (Isc)	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (Impp)	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

• Structure

Le mode d'intégration privilégié est **l'intégration au bâti**. Dans le cas de ce type de montage, les modules se trouvent dans le même plan que le revêtement de toiture habituel et le remplacent partiellement : les composants du toit sont remplacés par les composants du système photovoltaïque. Celui-ci fait alors partie de l'enveloppe du bâtiment et il assume, outre la production d'électricité, des fonctions d'étanchéité, de protection contre les intempéries, l'isolation thermique, l'insonorisation ou la protection solaire.

Ainsi, les modules auront comme orientation : Sud-Est ; et comme inclinaison 28°.

La structure sera de type métallique et comportera :

- Un écran de sous-toiture
- La fixation au toit
- Les rails porteurs métalliques
- La fixation des modules.

Conformément à une règle fondamentale de toutes les normes de la construction, la structure du système solaire intégré au bâti devra être stable, et ses fixations devront être dimensionnées de telle sorte que le système ne se soulève pas, ne bascule pas, ne glisse

pas sous l'effet des charges supposées sur le lieu d'utilisation. Ainsi, le nombre de fixations au toit ainsi que la résistance des rails porteurs (précisés en phase d'Avant-Projet) devront être définis en fonction des caractéristiques du toit de l'école (forme géométrique, pente, type de couverture) et de la disposition des modules. Il s'agira également de vérifier que la construction de la toiture pourra absorber les charges supplémentaires.

- **Onduleurs**

L'onduleur de chaînes envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 9 kWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (800~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques
- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale.

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur.

L'onduleur sera installé au sein du bâtiment, de préférence dans un local sec, frais et si possible à proximité du compteur. Attention à ne pas positionner les onduleurs sur des parois en bois.

La durée de vie de l'onduleur est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum.

8.1.1.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire de l'onduleur qui sera connecté au point de livraison situé dans l'école.

8.1.1.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'un système intégré au bâti sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec de l'eau filtrée puis adoucie ;
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective.

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

8.1.1.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiance) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- De la disposition du système (orientation Sud-Est et inclinaison 28°)
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

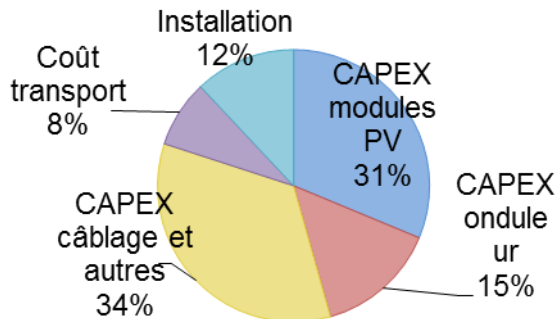
On obtient les résultats suivants :

- Le productible du système PV est estimé à environ **9,9 MWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 84%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes. Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

8.1.1.5 Calcul de rentabilité

La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

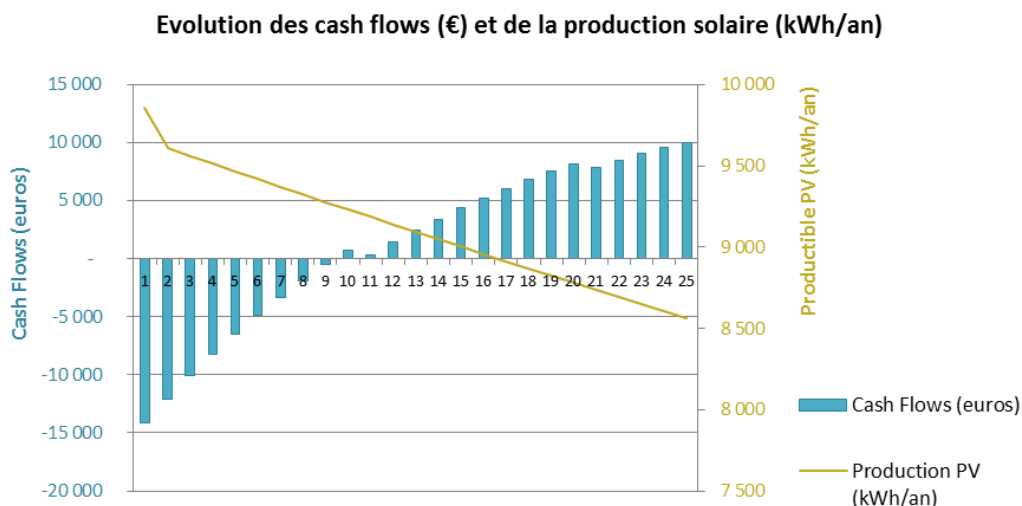
- CAPEX : 1,84 €/Wc, soit 16,7 k€



- OPEX : 132 € /an
- Productible PV (1^{ère} année) : 9,9 MWh/an
- Baisse du productible : 0,5%/an
- Taux de disponibilité : 98%
- Taux d'inflation : 0,2%/an
- Tarif de rachat de l'électricité produite : 24,63 c€/kWh
- Changement de l'onduleur année 11.

Le temps de retour sur investissement calculé est de **10 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de 0,168 €/kWh.

L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :



8.1.1.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec une surface de toit favorable à l'implantation d'une centrale PV (inclinaison pertinente, orientation optimale, sans ombrage). Le temps de retour sur investissement est

relativement court (10 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera de préciser techniquement la capacité de la toiture à supporter le poids du système et vérifier la faisabilité technique de l'implantation du système et de sélectionner les principaux équipements électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX.

8.1.2 Etude de pré-faisabilité de l'école Tarpenet (Plombières)

8.1.2.1 Généralités

Ce rapport présente une description détaillée le système photovoltaïque et permet une meilleure compréhension de son implantation générale, des équipements et de son fonctionnement.

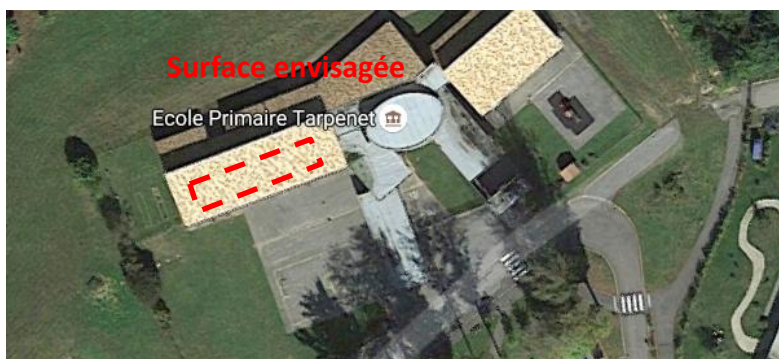
Cette étude a pour but :

- De présenter l'architecture du système
- De décrire techniquement les systèmes principaux de la centrale envisagée
- Le système photovoltaïque avec ses principaux éléments caractéristiques :
 - Panneaux photovoltaïques
 - Boîtes de regroupement
 - Le câblage
 - L'onduleur
- De préciser l'investissement total de la centrale ainsi que les coûts d'exploitation envisagés
- De présenter les résultats de l'analyse économique associée à la centrale.

8.1.2.2 Description générale du site

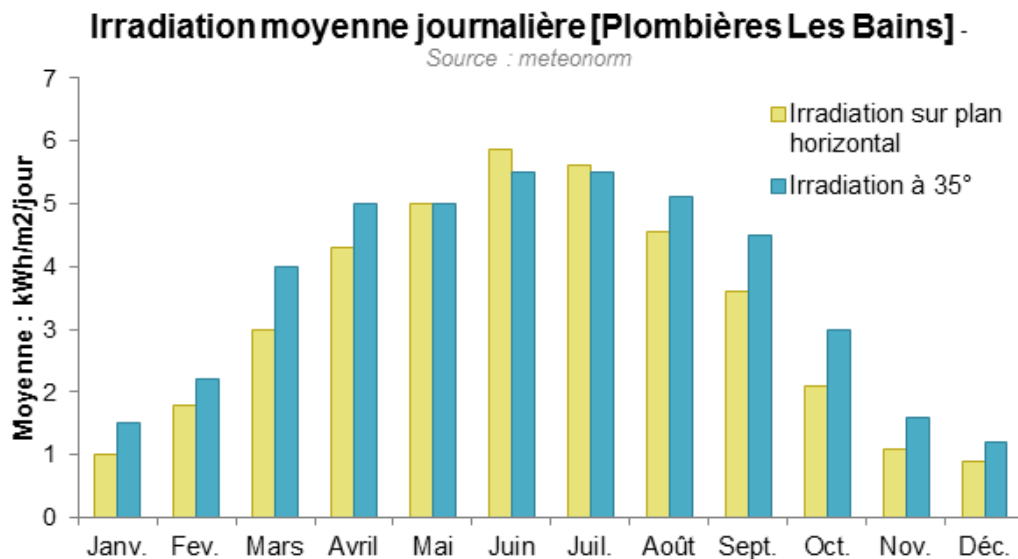
Le site possède les caractéristiques suivantes :

- L'école primaire Tarpenet (Plombières-les-Bains)
- Adresse : Rue Gérard Grivet, 88370 Plombières-les-Bains
- Altitude : 310 m
- Surface de toiture disponible pour un système PV : environ 200 m²
- Surface de toiture effectivement utilisée par le système PV : 57,6 m²
- Orientation : Sud-Est
- Inclinaison : 35 °
- Aucun ombrage.



8.1.2.3 Irradiation du site

L'irradiation solaire du site est la suivante :



8.1.2.4 Description technique du système photovoltaïque

Le système est implanté sur la surface sélectionnée en jaune sur le plan ci-dessus.

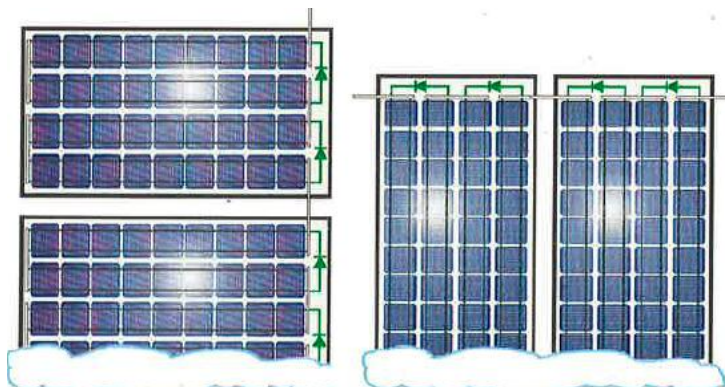
8.1.2.4.1 Architecture de la centrale

Le système se compose de 36 modules photovoltaïques en silicium polycristallin de 250 Wc unitaire pour une puissance totale de 9 kWc.

La toiture sélectionnée n'est pas concernée par des ombrages de proximité (aucun arbre ni bâtiment de plus haute hauteur n'engendrera des ombres portées). Les seuls ombrages pouvant survenir sont ceux liés à l'accumulation de neige.

Dans les régions à fort taux d'enneigement, les pertes liées à la neige peuvent être fortement réduites par un plan de câblage approprié des modules. Il faut ici tenir compte avant tout de l'orientation des branches de cellules connectées en série et du nombre de diodes bypass qui y sont associées. Si des modules standards sont déposés horizontalement, le nombre de branches de cellules affectées par l'ombrage lors du glissement de la neige sera nettement inférieur, c'est pourquoi cette disposition est privilégiée. Elle permettra de maximiser la production du système solaire annuelle.

Disposition horizontale favorable



Les ombrages étant considérés comme peu fréquents, un montage en série est privilégié (montage plus simple et moins coûteux). Par ailleurs, l'utilisation de systèmes en 1500 V permet ce type de montage.

Le courant en courant continu est ensuite acheminé au travers d'un onduleur solaire de chaîne qui permet de convertir ce courant continu en courant alternatif. Le système possède un (1) onduleur solaire de 9 kW alimenté par l'ensemble des modules solaires. L'onduleur, de tension DC maximale 1500 V, est connecté via des câbles basse tension au point de livraison présent au sein de l'école.

8.1.2.4.2 Schéma de calepinage

Dimensions du système :

- Longueur du système : 19,3 m (12 modules en format paysage)
- Largeur du système : 3 m (3 rangées de 12 modules)
- Espace horizontal entre les modules : 0 m
- Espace vertical entre les modules : 0 m.

Les rangées de modules seront en série et reliées à l'onduleur de chaînes.

8.1.2.4.3 Description technique des différents équipements

• Modules solaires

Les modules solaires photovoltaïques en Silicium Poly cristallin de 250Wc (type Suntech) seront utilisés pour l'ensemble de la centrale photovoltaïque. Leurs caractéristiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Conditions d'essai standard STC : AM 1,5 Irradiation : 1 000 W/m ² Température: 25 °C			
Puissance en crête (P _m)	250 Wc	Plage de températures	-40~+85 °C
Tension en circuit ouvert (V _{oc})	37,4 V	Facteur de température en puissance de crête	-0,43 %/°C
Tension de service du point de la puissance la plus élevée (V _{mpp})	30,7 V	Facteur de température du courant de court-circuit	0,067 %/°C
Courant de court-circuit (I _{sc})	8,63 A	Facteur de température de tension du circuit ouvert	-0,33 %/°C
Courant de service du point de la puissance la plus élevée (I _{mpp})	8,15 A	Résistance au vent	5 400 Pa
Poids (kg)	23	Dimension externe (mm)	1 634×986×6
Efficacité des modules	15,5 %	Tension maximale compatible	1500 V

• Structure

Le mode d'intégration privilégié est **l'intégration au bâti**. Dans le cas de ce type de montage, les modules se trouvent dans le même plan que le revêtement de toiture habituel et le remplacent partiellement : les composants du toit sont remplacés par les composants du système photovoltaïque. Celui-ci fait alors partie de l'enveloppe du bâtiment et il assume, outre la production d'électricité, des fonctions d'étanchéité, de protection contre les intempéries, l'isolation thermique, l'insonorisation ou la protection solaire.

Ainsi, les modules auront comme orientation : Sud-Est ; et comme inclinaison 35°.

La structure sera de type métallique et comportera :

- Un écran de sous-toiture
- La fixation au toit
- Les rails porteurs métalliques
- La fixation des modules.

Conformément à une règle fondamentale de toutes les normes de la construction, la structure du système solaire intégré au bâti devra être stable, et ses fixations devront être dimensionnées de telle sorte que le système ne se soulève pas, ne bascule pas, ne glisse pas sous l'effet des charges supposées sur le lieu d'utilisation. Ainsi, le nombre de fixations au toit ainsi que la résistance des rails porteurs (précisés en phase d'Avant-Projet) devront être définis en fonction des caractéristiques du toit de l'école (forme géométrique, pente, type de couverture) et de la disposition des modules. Il s'agira également de vérifier que la construction de la toiture pourra absorber les charges supplémentaires.

• Onduleurs

L'onduleur de chaînes envisagé présente les caractéristiques suivantes :

- Capacité de 9 kWac
- Capables de fonctionner dans une grande plage de tension d'entrée à courant continu (800~1300 V) et d'assurer la stabilité de tension sortie à courant alternatif
- Les onduleurs présentent un rendement élevé (rendement européen $\geq 98\%$)
- Les onduleurs peuvent supporter un courant maximal de 1 200 A et une tension maximale de 1 500 V. Cela permet notamment d'accepter des chaînes de modules plus longues
- Le côté courant alternatif des onduleurs comprend 1 sortie équipée d'une protection de fusible à courant alternatif et d'un parafoudre à courant alternatif
- Les onduleurs sont capables d'assurer ce qui suit
- Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau
- Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau
- Faible taux d'harmonique
- Faible perturbations électromagnétiques

- Insensibilité aux signaux de commande du réseau
- Enclenchement et déclenchement automatique avec un seuil d'irradiation faible
- Bonne qualité et précision de la recherche du point de puissance maximale.

L'onduleur permettra un fonctionnement de la centrale respectant le Grid Code en vigueur.

L'onduleur sera installé au sein du bâtiment, de préférence dans un local sec, frais et si possible à proximité du compteur. Attention à ne pas positionner les onduleurs sur des parois en bois.

La durée de vie de l'onduleur est de l'ordre de 10-15 ans, et devra être garanti 5 ans minimum.

8.1.2.4.4 Raccordement de la centrale photovoltaïque

L'énergie produite par la centrale photovoltaïque sera rendue disponible par l'intermédiaire de l'onduleur qui sera connecté au point de livraison situé dans l'école.

8.1.2.4.5 Maintenance

Les opérations de maintenance d'un système intégré au bâti sont très limitées, permettant de réduire au maximum les OPEX. La maintenance comprend :

- Le nettoyage des modules (2 fois par an) avec de l'eau filtrée puis adoucie ;
- Le contrôle des équipements électriques principaux (onduleurs principalement)
- 1 visite par an avec une caméra infrarouge afin de détecter tous points chauds pouvant créer un départ d'incendie
- Le changement de consommables (fusibles,...)
- Les éventuelles opérations de maintenance corrective.

Ces opérations permettent de sécuriser les installations et maximiser le productible solaire.

8.1.2.4.6 Estimation du productible annuel global

Sur la base :

- Des données climatiques annuelles (températures et irradiance) disponibles pour le site considéré
- Du type de module considéré : polycristallin 250 Wc, de fabrication chinoise, avec un rendement de l'ordre de 15,4%
- De la disposition du système (orientation Sud-Est et inclinaison 35°)
- De facteurs de pertes standards : pertes dues à la température, pertes pour qualité du module, pertes pour « mismatch », pertes ohmiques de câblage, pertes dues à l'onduleur, etc...

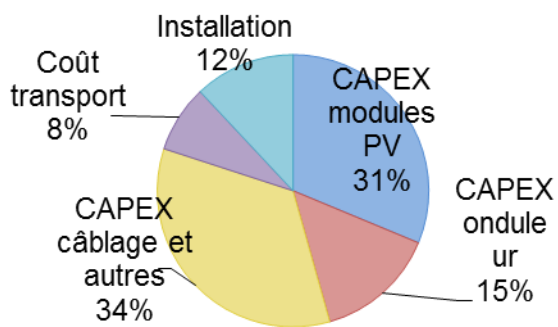
On obtient les résultats suivants :

- Le productible du système PV est estimé à environ **10,3 MWh/an**
- Un indice de performance élevé de l'ordre de 84%, dans la fourchette haute des valeurs observées pour des installations performantes. Pour rappel, le ratio de performance s'obtient en effectuant le rapport entre la production réelle et la production théorique, en prenant en compte l'ensemble des pertes engendrées par les divers équipements et les consommations des auxiliaires.

8.1.2.5 Calcul de rentabilité

La rentabilité du système a été calculée en tenant compte des éléments de coûts suivants :

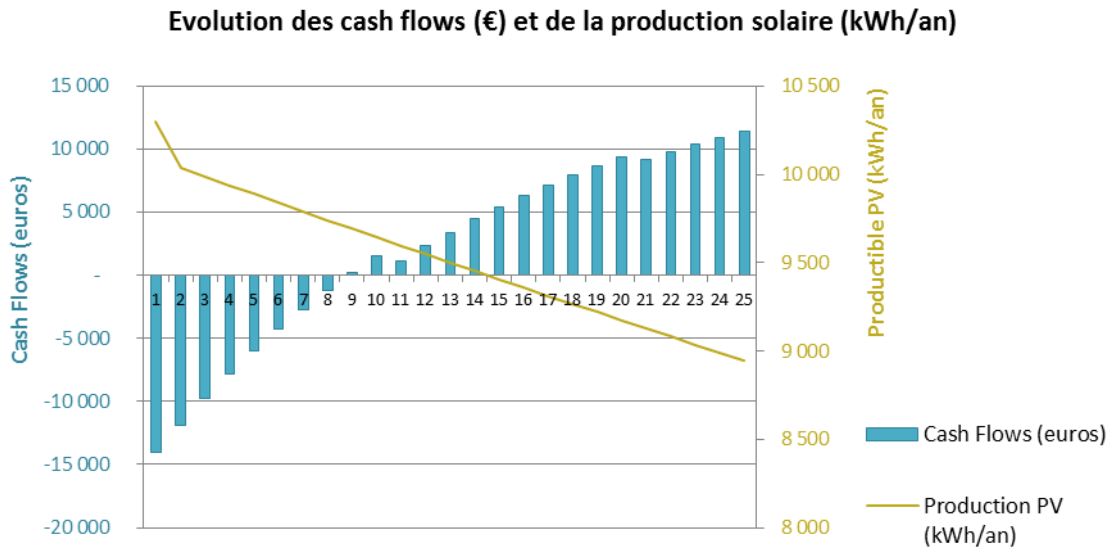
- CAPEX : 1,84 €/Wc, soit 16,7 k€



- OPEX : 132 €/an
- Productible PV (1^{ère} année) : 10,3 MWh/an
- Baisse du productible : 0,5%/an
- Taux de disponibilité : 98%
- Taux d'inflation : 0,2%/an
- Tarif de rachat de l'électricité produite
- 24,63 c€/kWh
- Changement de l'onduleur année 11.

Le temps de retour sur investissement calculé est de **10 ans**. Le Levelized Cost Of Electricity (LCOE) est de **0,164 €/kWh**.

L'évolution des cash flows (€) et de la production solaire (kWh/an) est présentée ci-dessous :



8.1.2.6 Conclusion

En conclusion, le projet est considéré pertinent techniquement et économiquement, avec une surface de toit favorable à l'implantation d'une centrale PV (inclinaison pertinente, orientation optimale, sans ombrage). Le temps de retour sur investissement est relativement court (10 ans), rendant un tel projet intéressant économiquement. La prochaine étape sera de préciser techniquement la capacité de la toiture à supporter le poids du système et vérifier la faisabilité technique de l'implantation du système et de sélectionner les principaux équipements électriques, ce qui permettra d'affiner les CAPEX.

8.2 Annexes méthanisation

8.2.1 Gisement méthanogène des industries agro-alimentaires

SOC INDUST TRANSFORMATION PRODUITS AGRIC	88011	Arches
SARL NATURE	88027	Badménéil-aux-Bois
LORRAINE DE VIANDES	88039	Baudricourt
PATISFRANCE - PURATOS	88090	Charmes
AUX CHARMES GOURMANDS AUX CHARMES GOURMANDS	88090	Charmes
SARL BLE D'OR	88131	Deycimont
UNION LAITIERE VITTELLOISE - FROMAGERIE DE L ERMITAGE	88148	Dommartin-lès-Remiremont
ABATTOIRS MONTAGNE SUD	88148	Dommartin-lès-Remiremont
ELIVIA MIRECOURT	88155	Domvallier
GLACES THIRIET	88158	Eloyes
SOCIETE ANDRE BAZIN	88158	Eloyes
LORIAL	88158	Eloyes
FITOU SARL	88160	Epinal
SARL VINTER	88160	Epinal
THIL CHOCOLATIER	88160	Epinal
ABATTAGE DECOUPE QUALITE TRADITION VOSGES - ADEQUAT VOSGES	88160	Epinal
BOULANGERIE PATISserie DU QUAI	88160	Epinal
BAYARD CYRIL	88160	Epinal
SAS VALENTIN	88160	Epinal
BOTHINE La Boulange Dorce	88209	Golbey
LA BOUCHERIE DE L'HOTEL DE VILLE	88209	Golbey
PIERRAT	88256	Jussarupt
SARL ROBERT ET FILS	88304	Mirecourt
FERME AVICOLE DU MORI	88313	Moriville
SARL MOULIN DE NOMEXY	88327	Nomexy
ABATTOIR-ADEQUAT SAS	88367	Rambervillers
SARL ABATTOIR DE RAMBERVILLERS	88367	Rambervillers
ABATTAGE DECOUPE QUALITE TRADITION VOSGES - ADEQUAT VOSGES	88367	Rambervillers
HOLLARD JEAN-CLAUDE	88367	Rambervillers
SARL COLORENERGIE	88367	Rambervillers
SARL EST PRESTATION	88371	Raon-aux-Bois
CHARCUTERIE THIEBAUT	88383	Remiremont
SAS DU PAS DE L ANE	88383	Remiremont
COMMUNE DE REMIREMONT SERVICE ABATTOIR	88383	Remiremont
ADRIAN LAURENT	88383	Remiremont
COURROYE JEAN SA	88415	Saint-Etienne-lès-

		Remiremont
BRASSERIE ARTISANALE DES VOSGES	88415	Saint-Etienne-lès-Remiremont
ELIVIA	88429	Saint-Nabord
LES NOUVELLES SALAISONS DU TOULOIS	88429	Saint-Nabord
AU FUME VOSGIEN	88465	Thaon-les-Vosges
LECORNEY DIDIER	88465	Thaon-les-Vosges
VINTER LUDOVIC SARL	88465	Thaon-les-Vosges
SOCIETE FROMAGERE DE XERTIGNY	88530	Xertigny
EURL BOULANGERIE DU CENTRE	88530	Xertigny

8.2.2 Réglementation liée à la méthanisation

Thème	Arrêté ministériel de prescriptions générales du 10/11/2019 – Déclaration rubrique 2781-1	Arrêté ministériel de prescriptions générales du 10/11/2019 – Autorisation rubrique 2781
Implantation	Sans préjudice des règlements d’urbanisme, les lieux d’implantation de l’aire ou des équipements de stockage des matières entrantes et des digestats satisfont les dispositions suivantes : <ul style="list-style-type: none">• Ils ne sont pas situés dans le périmètre de protection rapproché d’un captage d’eau destinée à la consommation humaine ;• Ils sont distants d’au moins 35 mètres des puits et forages de captage d’eau extérieurs au site, des sources, des aqueducs en écoulement libre, des rivages et des berges des cours d’eau, de toute installation souterraine ou semi-enterrée utilisée pour le stockage des eaux destinées à l’alimentation en eau potable, à des industries agroalimentaires, ou à l’arrosage des cultures maraîchères ou hydroponiques ; la distance de 35 mètres des rivages et des berges des cours d’eau peut toutefois être réduite en cas de transport par voie d’eau.• La distance entre les digesteurs et les habitations occupées par des tiers ne peut pas être inférieure à 50 mètres, à l’exception des logements occupés par des personnels de l’installation et des logements dont l’exploitant ou le fournisseur de substrats de méthanisation ou l’utilisateur de la chaleur produite.	
	Le dossier de déclaration mentionne la distance d’implantation de l’installation et de ses différents composants par rapport aux habitations occupées par des tiers, stades ou terrains de camping agréés ainsi que des zones destinées à l’habitation par des documents d’urbanisme opposables aux tiers et établissements recevant du public.	L’arrêté préfectoral mentionne la distance minimale d’implantation de l’installation ou de ses différents composants par rapport aux habitations occupées par des tiers, stades ou terrains de camping agréés ainsi que des zones destinées à l’habitation par des documents d’urbanisme opposables aux tiers , établissement recevant du public , à l’exception de ceux en lien avec la collecte ou le traitement des déchet ou eaux usées.
Comportement au feu	Lorsque les équipements de méthanisation sont couverts, les locaux les abritant présentent les caractéristiques suivantes de <ul style="list-style-type: none">• Réaction au feu minimale : matériaux de classe A1 selon NF EN 13 501-1 (incombustible).• Résistance au feu minimale :	/

278

	<ul style="list-style-type: none"> - Murs extérieurs et murs séparatifs REI 120 (coupe-feu de degré deux heures) - Planchers REI 120 (coupe-feu de degré deux heures) - Les toitures et couvertures de toiture répondent à la classe BROOF (t3), pour un temps de passage du feu au travers de la toiture supérieure à trente minutes (classe T 30) et pour une durée de la propagation du feu à la surface de la toiture supérieure à trente minutes (indice 1). • Les locaux les abritant sont équipés en partie haute de dispositifs d'évacuation naturelle de fumées et de chaleur, conformes aux normes en vigueur, permettant l'évacuation à l'air libre des fumées, gaz de combustion, chaleur et produits imbrûlés dégagés en cas d'incendie. 	
Contrôle d'accès à l'installation	<p>L'installation présente une clôture minimale de 2 m de hauteur.</p> <p>Interdiction d'accès à toutes personnes non autorisées.</p> <p>Un accès est aménagé pour les conditions normales de fonctionnement de l'installation.</p>	
Moyens de secours	Présence de moyens de secours contre l'incendie approprié.	

Destruction du biogaz	/	L'installation dispose d'un équipement de destruction du biogaz produit en cas d'impossibilité temporaire de valorisation du biogaz.
Caractéristiques des matières entrantes	Recueil d'information des matières entrantes admises dans l'installation.	
Enregistrement des déchets et matières entrantes	Toute entrée de déchets ou matières est enregistrée	
Nuisances odorantes	Sans préjudice des dispositions du code du travail, les installations et les entrepôts pouvant dégager des émissions odorantes sont aménagés autant que possible dans des locaux confinés et si besoin ventilés. Les effluents gazeux canalisés odorants sont, le cas échéant, récupérés et acheminés vers une installation d'épuration des gaz. Les sources potentielles d'odeurs (bassin de stockage, bassin de traitement...) difficiles à confiner en raison de leur grande surface sont implantées de manière à limiter la gêne pour le voisinage en tenant compte, notamment, de la direction des vents dominants.	/
Nuisances sonores	<p>Les émissions sonores émises par l'installation ne doivent pas être à l'origine, dans les zones à émergence réglementée, d'une émergence supérieure aux valeurs admissibles définies dans les arrêtés mentionnés.</p> <p>De plus, le niveau de bruit en limite de propriété de l'installation ne devra pas dépasser, lorsqu'elle est en fonctionnement, 70 dB (A) pour la période de jour et 60 dB (A) pour la période de nuit, sauf si le bruit résiduel (hors fonctionnement de l'installation) dépasse ces limites.</p>	

Limitations des nuisances	<p>L'installation est conçue, équipée, construite et exploitée de manière que les émissions de toutes natures soient aussi réduites que possible, et cela tant au niveau de la réception, de l'entreposage et du traitement des matières entrantes qu'à celui du stockage et du traitement du digestat et de la valorisation du biogaz.</p> <p>Les matières et effluents à traiter sont déchargés dès leur arrivée dans un dispositif de stockage étanche, conçu pour éviter tout écoulement incontrôlé d'effluents liquides.</p> <p>La zone de déchargement est équipée des moyens permettant d'éviter tout envol de matières et de poussières à l'extérieur du site de l'installation.</p>	
Risques de fuites	/	Les locaux et dispositifs confinés font l'objet d'une ventilation efficace et d'un contrôle de la qualité de l'air portant a minima sur la détection de CH ₄ et de H ₂ S avant toute intervention.
Ventilation des locaux	La ventilation assure en permanence, y compris en cas d'arrêt de l'installation et notamment en cas de mise en sécurité de celle-ci, un balayage de l'atmosphère du local, au minimum au moyen d'ouvertures en parties haute et basse permettant une circulation efficace de l'air ou par tout autre moyen équivalent.	
Soupape de sécurité	Les équipements dans lesquels s'effectue le processus de méthanisation sont dotés d'un dispositif destiné à prévenir les risques de surpression ou de sous-pression, ne débouchant pas sur un lieu de passage et conçu et disposé pour que son bon fonctionnement ne soit entravé ni par la mousse, ni par le gel, ni par quelque obstacle que ce soit. Les équipements dans lesquels s'effectue le processus de méthanisation sont dotés d'un dispositif de limitation des conséquences d'une surpression brutale tel qu'une membrane souple, un disque de rupture, un évent d'explosion ou tout autre dispositif équivalent.	
Pollution de l'air	<p>Le rejet direct de biogaz dans l'air est interdit en fonctionnement normal.</p> <p>La teneur en CH₄ et H₂S du biogaz produit est mesurée au moyen d'un équipement contrôlé et calibré annuellement</p>	
	Les installations comportant des phases de travail provoquant de fortes émissions de poussières sont équipées de dispositifs permettant de collecter, canaliser et traiter autant que possible les effluents gazeux.	/

Rétentions	<p>L'installation est munie d'un dispositif de rétention étanche, éventuellement réalisé par talutage, d'un volume au moins égal au volume du contenu liquide de la plus grosse cuve, qui permet de retenir à l'intérieur du site le digestat ou les matières en cours de traitement en cas de débordement ou de perte d'étanchéité du digesteur ou de la cuve de stockage du digestat.</p> <p>L'installation est équipée d'un bassin étanche qui doit pouvoir recueillir l'ensemble des eaux susceptibles d'être polluées lors d'un accident ou d'un incendie.</p>
Rejets	Valeurs limites de rejets à respecter.
Déchets	L'exploitant tient à jour un registre des déchets ou matières sortantes et plan d'épandage

8.3 Annexes hydroélectricité

8.3.1 Annexe 1 : Principe d'une PCH

- **Définition d'une *Petite Centrale Hydroélectrique (PCH)***

Une PCH se définit comme une installation de production énergétique, d'une puissance inférieure à 10 000 kW, transformant l'énergie hydraulique d'un cours d'eau en énergie électrique.

D'après l'UNPEDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique) on classe les PCH en fonction de la puissance installée et on parle de :

- Petite centrale pour une puissance comprise entre 2 000 kW et 10 000 kW
- Mini-centrale pour une puissance comprise entre 500 kW et 2 000 kW
- Micro-centrale pour une puissance comprise entre 20 kW et 500 k
- Pico-centrale pour une puissance inférieure à 20 kW.

Les deux facteurs essentiels de la récupération d'énergie disponible sont la hauteur de chute et le débit d'eau, qui dépendent du site et qui doivent faire l'objet d'études préalables pour déterminer le projet d'aménagement.

On peut parler de PCH au sens large, c'est-à-dire de l'ensemble des installations d'une puissance inférieure à 10 000 kW.

- **Les différentes composantes d'une PCH**

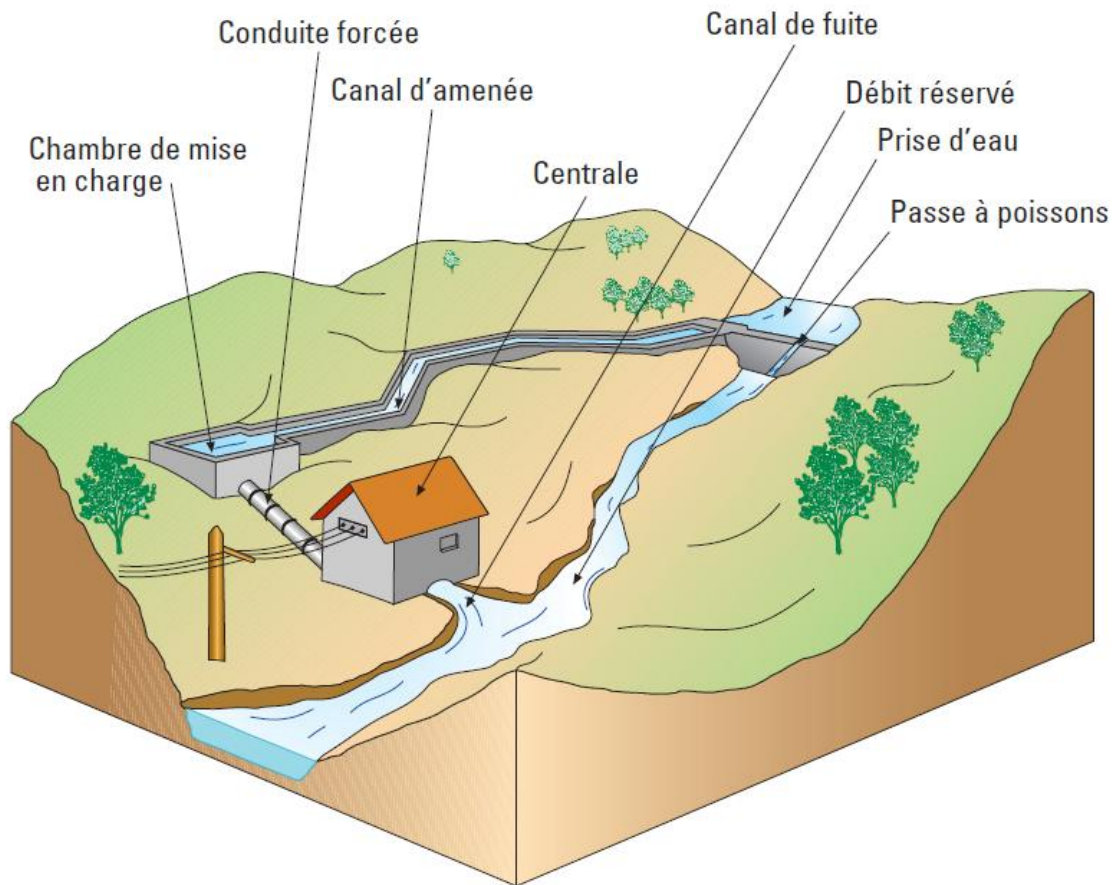
Une petite centrale hydroélectrique est composée de quatre éléments principaux :

- Les ouvrages de prise d'eau (digues, barrages)
- Les ouvrages d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée)
- Les équipements de production (turbines, générateurs, systèmes de régulation)
- Les ouvrages de restitution.

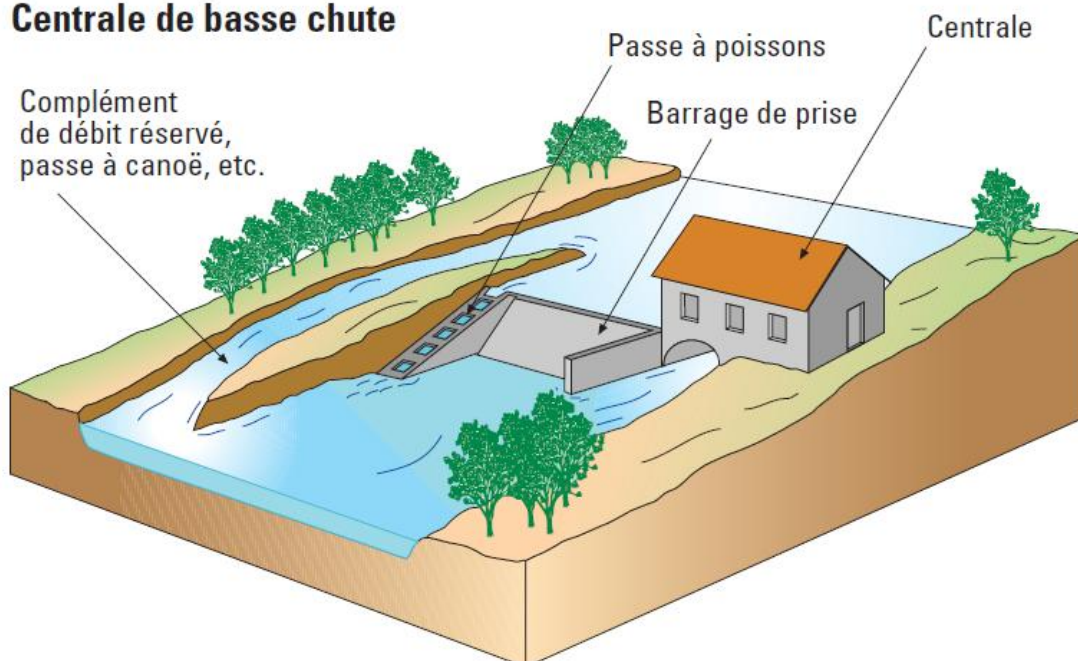
Selon la longueur des ouvrages d'amenée on pourra distinguer :

- La centrale en dérivation, où une partie du débit du cours d'eau est dérivée sur quelques dizaines de mètres jusqu'à plusieurs kilomètres, puis turbinée sous une hauteur de chute supérieure à la hauteur du barrage
- La centrale de pied de barrage qui utilise uniquement le dénivelé créé par le barrage.

Centrale de moyenne et haute chute



Centrale de basse chute



**Deux exemples d'aménagements hydroélectriques :
la centrale en dérivation et la centrale de pied de barrage**

- **L'ouvrage de prise d'eau**

La forme et les dimensions de cet ouvrage sont adaptées à la nature du terrain ou à la conformation du lit du cours d'eau. Il est construit en enrochements, en gabions, en terre, en maçonnerie ou en béton. Il peut parfois tirer parti des faciès naturels et ne nécessiter aucun aménagement.

La prise d'eau peut également être installée sur un canal d'irrigation ou sur une adduction d'eau potable.

- **Les ouvrages d'amenée et de mise en charge**

Un canal d'amenée, en terre ou en béton, et la conduite forcée le plus souvent en acier ou en polyéthylène dirigent l'eau vers la centrale. Le canal est muni d'une grille qui retient les corps solides charriés par le cours d'eau. Eventuellement un dessableur favorise le dépôt des particules avant l'entrée dans l'installation.

Un système de vannes répond à différentes utilisations : protection contre les crues, isolement du canal, isolation de la turbine, etc.

Une chambre de mise en charge si le canal d'amenée est à écoulement libre, ou une cheminée d'équilibre s'il s'agit d'une conduite en charge, assure la jonction avec la conduite forcée qui alimente en eau la turbine.

- **Les équipements de production**

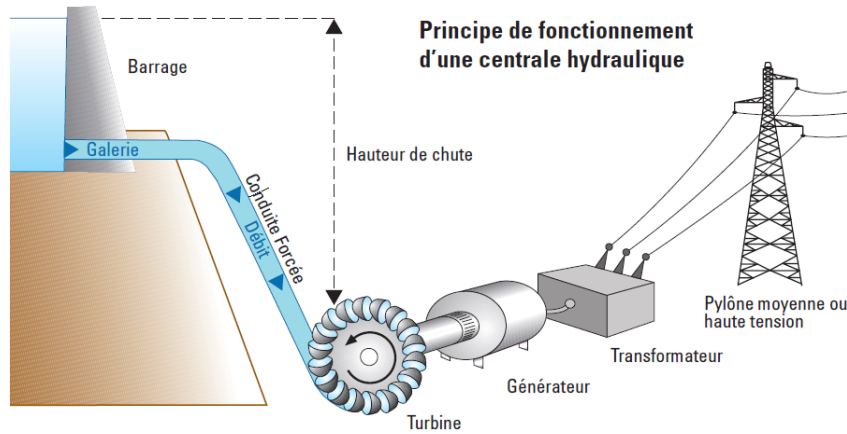
Une turbine, comme la roue à aube d'un moulin, transforme en énergie mécanique l'énergie fournie par la chute d'eau. Il existe de nombreux types de turbines s'adaptant aux différentes contraintes imposées par chaque site.

Un générateur produit l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique de la turbine. C'est en général un alternateur synchrone en réseau autonome et une génératrice asynchrone en réseau connecté pour des puissances inférieures à 1 000 ou 2 000 kW.

Un système de régulation a pour rôle d'adapter en permanence les variations, parfois brutales, du débit d'eau à la demande des consommateurs (en réseau autonome) et d'utiliser au mieux l'eau disponible (en réseau interconnecté).

Un bâtiment abrite toutes les installations de production et les tableaux de commande qui peuvent être contrôlés sur place ou pilotés à distance.

Une ligne d'évacuation transporte le courant électrique produit, soit à un réseau interconnecté, soit à un réseau isolé



- **Les ouvrages de restitution**

A la sortie de la centrale, les eaux turbinées sont renvoyées dans la rivière par un canal de fuite. Ce canal est établi soit à l'air libre, soit en galerie dans le cas où la centrale est souterraine.

La longueur du canal de fuite est très variable selon le type d'aménagement.

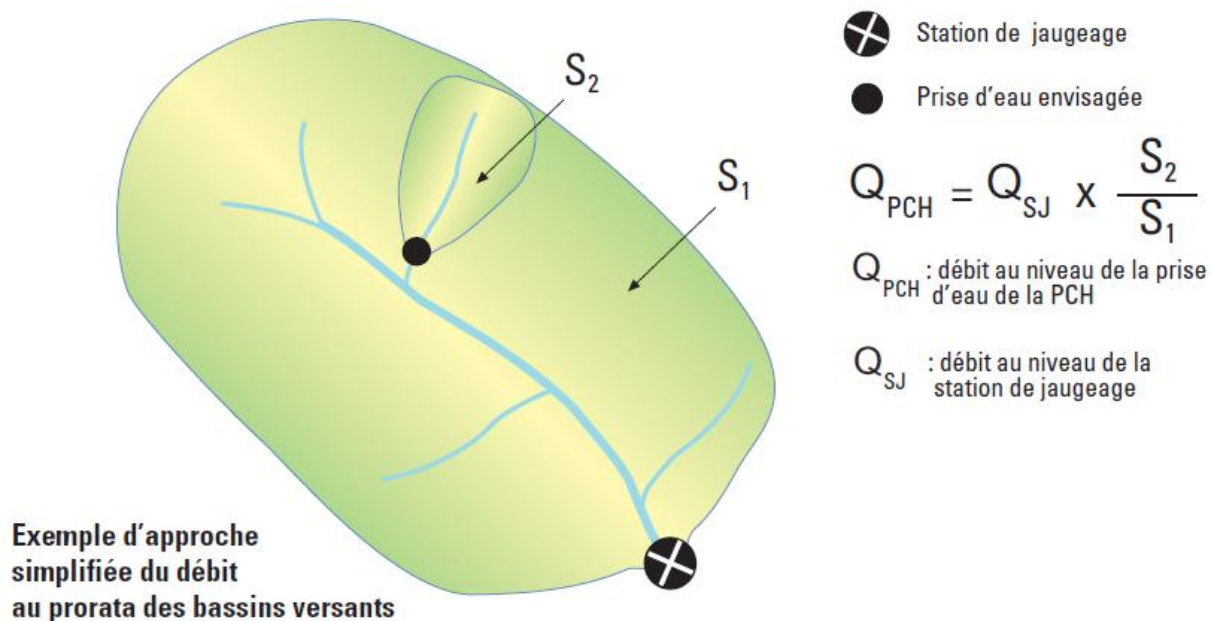
8.3.1 Eléments méthodologiques pour les calculs sur les ouvrages existants

- **Détermination des débits de références au droit de chaque ouvrage**

La connaissance des stations hydrométriques à proximité des sites est indispensable.

Pour connaître ces débits, il suffit de multiplier les débits observés à proximité par le rapport des bassins versants.

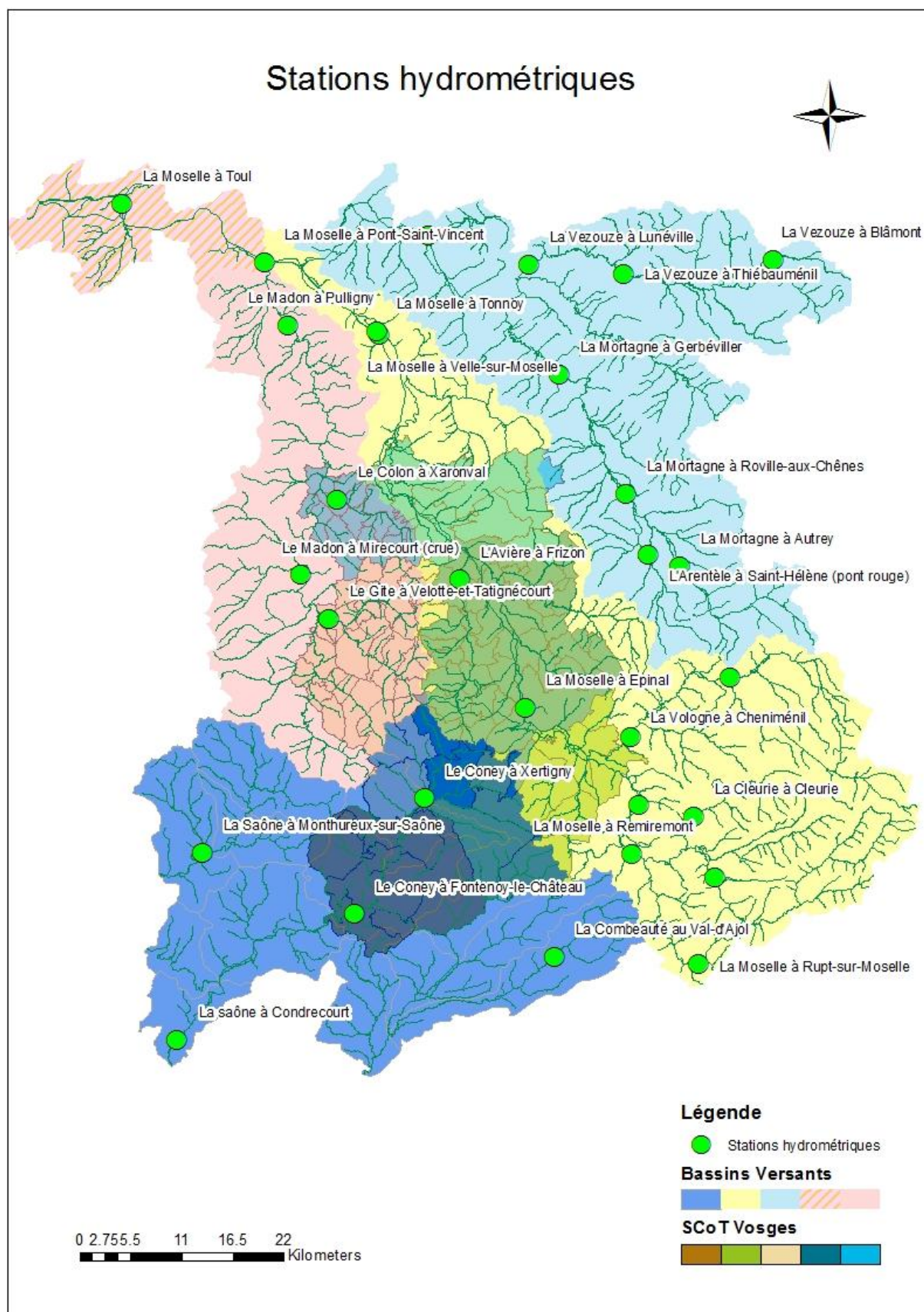
Exemple d'approche simplifiée du débit au prorata des bassins versants



Cette extrapolation n'est toutefois pas faite sans un minimum de précautions passant par :

- Une analyse régionale des stations hydrométriques de façon à voir si les stations hydrométriques ont globalement une réponse identique de leur débit moyen par rapport à leur surface (ce qui permet de mettre en évidence de trop fortes influences par des alimentations de nappes par exemple).
- Un choix de la station hydrométrique de référence pour un ouvrage en respectant les critères ci-dessous :
 - La station présente un bassin versant de surface comparable à celui de l'ouvrage (ratio n'excédant pas 5)
 - Le bassin versant de la station présente une bonne homogénéité avec le bassin versant ciblé en termes d'occupation du sol, de contexte géologique et d'altitude moyenne
 - La station hydrométrique doit disposer d'une chronique de suivi des débits suffisamment fournie (au moins une vingtaine à trentaine d'années).

La carte ci-dessous représente toutes les stations hydrométriques qui nous sont utiles.



Le tableau ci-dessous synthétise les données des Stations hydrométriques sur le territoire :

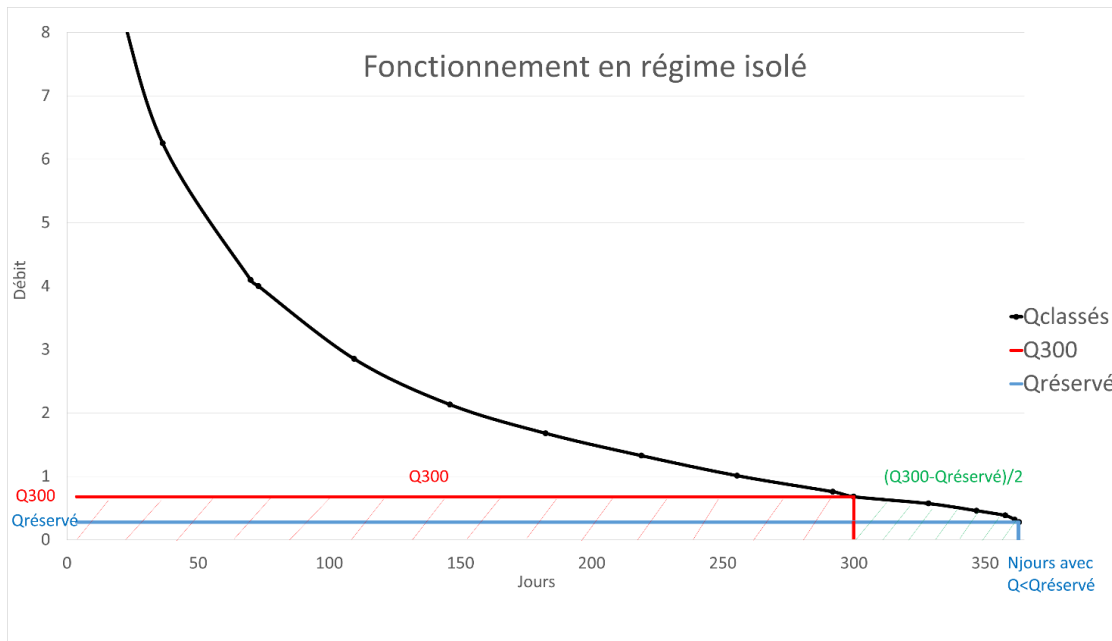
Nom	Cours d'eau	Surface du BV amont (km²)	Module interannuel (m³/s)	Débit classé: Q isolé (m³/s)	Débit classé : Q parallèle (m³/s)
L'Arentèle à Saint-Hélène (pont rouge)	L'Arentèle	55	0.716	0.925	0.224
Le Colon à Xaronval	Le Colon	62	0.69	0.85	0.245
La Cleurie à Cleurie	La Cleurie	63	2.33	3.26	0.756
La Combeauté au Val-d'Ajol	La Combeauté	63	2.09	3	0.569
Le Coney à Xertigny	Le Coney	65	1.29	1.7	0.682
Le Neuné à Laveline-devant-Bruyères	Le Neuné	96	2.12	2.92	0.776
La Mortagne à Autrey	La Mortagne	100	1.59	2.12	0.698
L'Avière à Frizon	L'Avière	105	1.24	1.45	0.387
Le Gite à Velotte-et-Tatignécourt	Le Gite	114	1.42	1.87	0.29
La Moselle à Rupt-sur-Moselle	La Moselle	152	6.72	9.42	1.49
La Moselotte à Vagney [zainvillers]	La Moselotte	184	8.32	12	2.11
La Saône à Monthureux-sur-Saône	La Saône	228	3	3.98	0.671
Le Sanon à Dombasle-sur-Meurthe	Le Sanon	284	2.95	3.63	0.946
La Mortagne à Roville-aux-Chênes	La Mortagne	300	3.65	4.99	1.37
Le Coney à Fontenoy-le-Château	Le Coney	317	5.3	7.62	1.78
La Vologne à Cheniménil	Cheniménil	355	9.52	14.7	3.18
Le Madon à Mirecourt (crue)	Le Madon	381	4.09	5.23	0.99
La Vezouze à Thiébauménil	La Vezouze	458	5.31	6.96	1.36
La Mortagne à Gerbéviller	La Mortagne	493	5.68	7.75	1.84
La Vezouze à Lunéville	La Vezouze	559	6.65	8.7	1.65
La Moselle à Saint-Nabord	La Moselle	626	24.1	34.8	5.85
Le Madon à Pulligny	Le Madon	943	10.4	13.6	1.88
La saône à Condrecourt	La Saône	1130	17.4		
La Moselle à Epinal	La Moselle	1217	37.9	54.5	11.2
La Moselle à Velle-sur-Moselle	La Moselle	1975	48.4	70	12.5
La Moselle à Tonnoy	La Moselle	1976	48.5	70.6	12.8
La Moselle à Pont-Saint-Vincent	La Moselle	3070	55	80.5	13.3
La Moselle à Toul	La Moselle	3338	63.1	92.5	16

- **Calcul en production isolée ou production en parallèle**

On considère qu'un débit $Q_{\text{réservé}} = \frac{\text{Module}}{10}$ doit être maintenu en permanence dans le lit de la rivière.

On effectue le calcul de la production d'énergie sur un an pour les deux modes de fonctionnement :

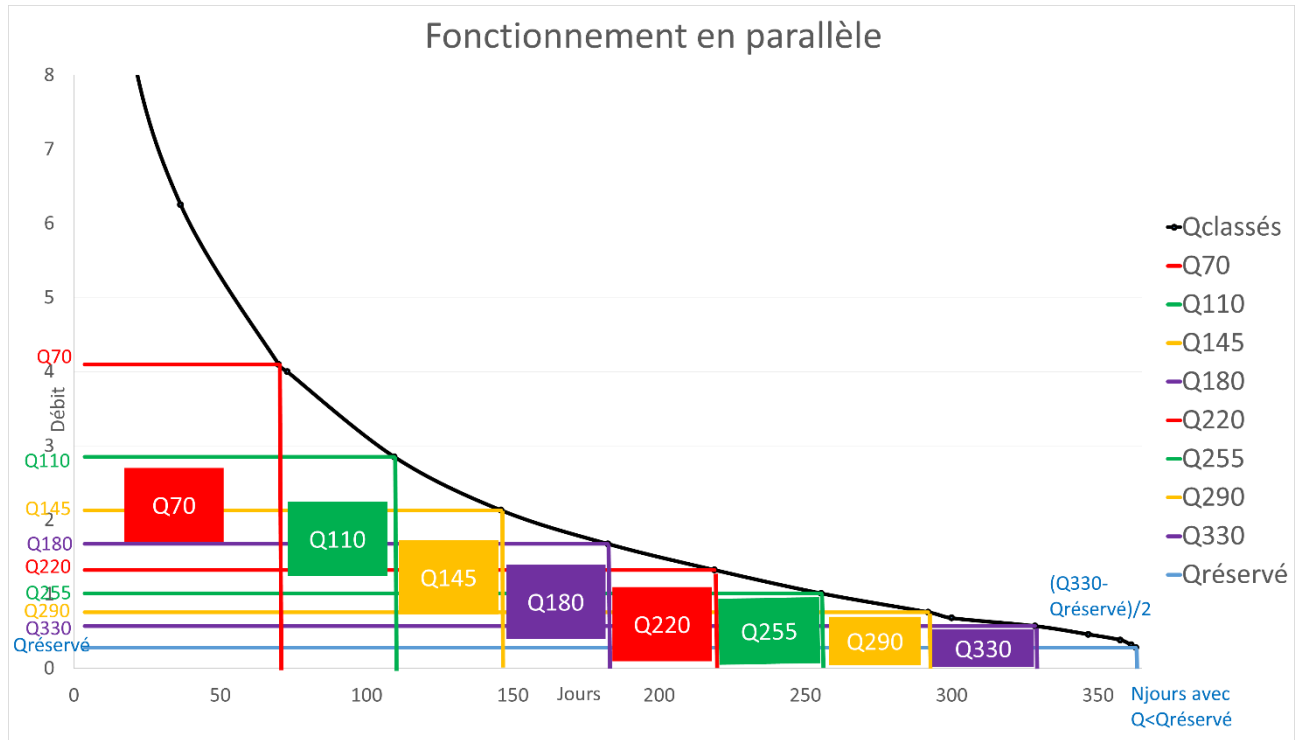
- **Fonctionnement en régime isolé**



$$W(\text{MWh}) = \frac{g * 24 * H_{\text{chute}}}{1000} * \left[\eta_1 * Q_{300} * 300 + \eta_2 * \frac{Q_{300} - Q_{\text{réservé}}}{2} * (65 - N_{\text{Jours avec } Q \leq Q_{\text{réservé}}}) \right]$$

○ Fonctionnement en parallèle

$$W(\text{MWh}) = \frac{g \cdot 24 \cdot H_{\text{chute}}}{1000} * \left[\eta_1 * Q_{70} * 70 + \eta_2 * Q_{110} * 40 + \eta_3 * Q_{145} * 35 + \eta_4 * Q_{180} * 35 + \eta_5 * Q_{220} * 40 + \eta_6 * Q_{255} * 35 + \eta_7 * Q_{290} * 35 + \eta_8 * Q_{330} * 40 + \eta_9 * Q_{330} - Q_{\text{réservé}} * 35 \right. \\ \left. - N_{\text{jours avec } Q \leq Q_{\text{réservé}}} \right]$$

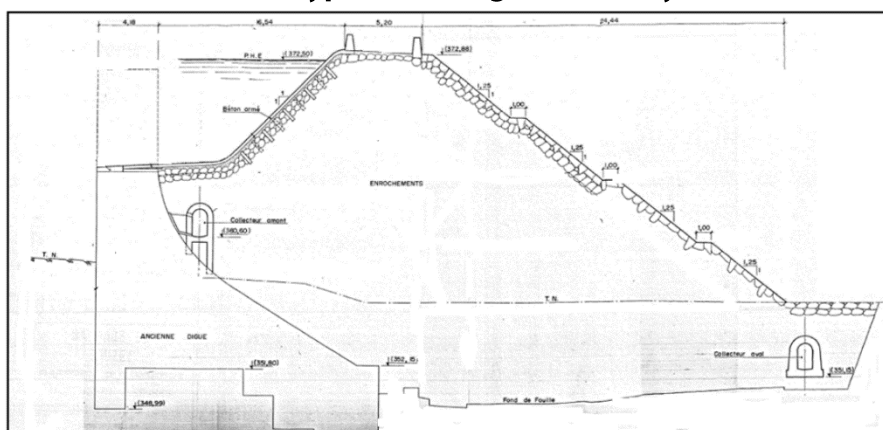


8.3.2 Annexe 2 : Caractéristiques du barrage de Bouzey

Le tableau suivant récapitule les principales caractéristiques du barrage :

<i>Volume de la retenue</i>	7 000 000 m ³ sous retenue normale
<i>Niveau de retenue normale (RN)</i>	+ 371.50 m
<i>Niveau de Plus Hautes Eaux (PHE)</i>	+ 372.50 m
<i>Type de barrage</i>	Poids et remblai
<i>Matériaux constitutif du barrage</i>	Enrochement et maçonnerie
<i>Matériau de fondation</i>	Grès bigarré (Fondation hétérogène)
<i>Côte minimale des fondations</i>	+ 349.70 m
<i>Etanchéité du barrage</i>	Masque amont en béton armé. Ancienne digue maçonnée
<i>Etanchéité de la fondation</i>	Rideau d'injection de ciment en pied amont
<i>Drainage du barrage</i>	Drains horizontaux derrière masque - Enrochement drainant
<i>Drainage des fondations</i>	Par dalot sous la maçonnerie et puits drainants, collecteur vers galerie aval visitable
<i>Côte de la crête</i>	+373.10 m
<i>Longueur de crête</i>	520 m rectiligne
<i>Largeur de crête</i>	6 m
<i>Largeur maximale en base</i>	46 m
<i>Côte des parapets</i>	+374.20 m
<i>Hauteur maximale du barrage / terrain</i>	16.90 m
<i>Hauteur maximale du barrage / fondation</i>	23.40 m
<i>Volume du corps du barrage</i>	221 560 m ³
<i>Parement amont</i>	Masque : Fruit de 1/1 avec 1 risberme Maçonnerie : parement vertical
<i>Fruit du parement aval H/V</i>	Fruit 1.25/1 avec 3 risbermes Fruit moyen 1.43/1

Profil type du barrage de Bouzey



8.4 Annexe Aquathermie

8.4.1 Programme d'un projet géothermique sur nappe

Les différentes étapes (études et travaux), qui peuvent être engagées de la conception à l'exécution d'un dispositif de forages captage-rejet permettant une exploitation géothermique de la nappe, sont présentées sur un synoptique présenté sur la figure ci-après. Il est essentiel de signaler que la réalisation de l'ensemble des différentes étapes présentées sur ce synoptique n'est pas nécessairement obligatoire. Leur exécution dépend des données bibliographiques disponibles, ainsi que du contexte environnemental et des caractéristiques du projet. **Chaque étude est menée au cas par cas pour chaque projet (étude microscopique).**

La mise en œuvre du projet d'exploitation géothermique d'une nappe se décompose en trois grandes phases.

Phase 1 : Faisabilité technique du projet

Cette première phase comprend plusieurs étapes dont l'exécution est conditionnée par les données bibliographiques disponibles, ainsi que le contexte environnemental et les caractéristiques du projet.

Dans un premier temps, il s'agit d'identifier une ressource en eau souterraine exploitable pour le projet géothermique, puis de la caractériser à partir des données bibliographiques disponibles. Si les données bibliographiques s'avèrent insuffisantes pour caractériser la ressource, des travaux de reconnaissance hydrogéologique (forage et pompage d'essai), éventuellement couverts par une garantie AQUAPAC, devront être réalisés.

Lorsque l'identification et la caractérisation de la ressource en eau souterraine sont achevées, le futur dispositif de forages captage-rejet peut être dimensionné en fonction des capacités de la nappe et des besoins du projet. En fonction du contexte environnemental, une modélisation hydrodynamique et thermique de l'exploitation du futur dispositif de forages captage-rejet peut s'avérer nécessaire pour valider la faisabilité technique du projet.

Phase 2 : Faisabilité réglementaire du projet

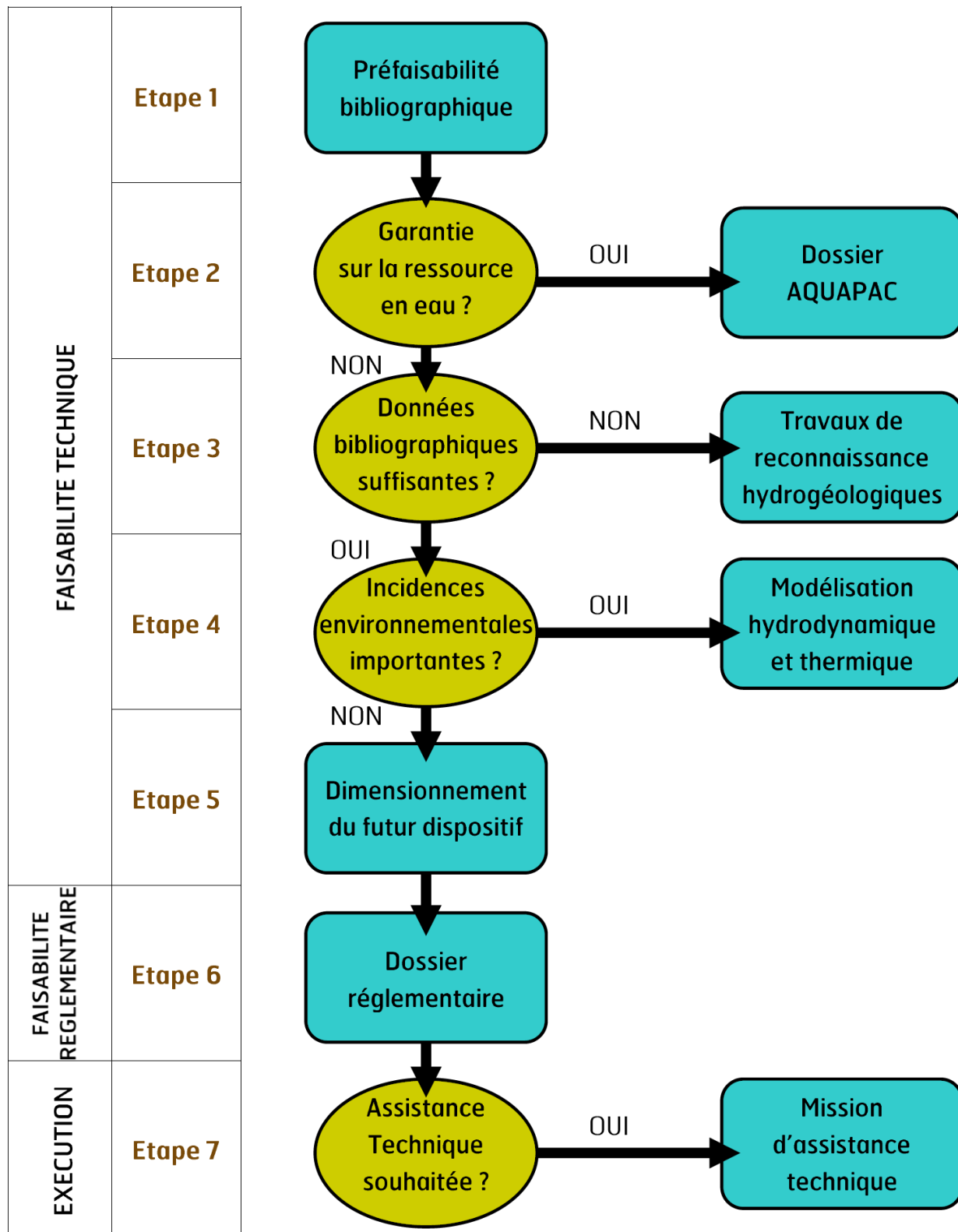
Lorsque l'exploitation géothermique prévisionnelle de la nappe et les caractéristiques du futur dispositif de forages captage-rejet ont été définies, un dossier réglementaire de déclaration ou d'autorisation doit être établi au titre du Code de l'Environnement et/ou du code Minier.

Toutefois, lorsque l'exploitation géothermique prévisionnelle de la nappe et les caractéristiques du futur dispositif de forages captage-rejet ont été définies, une procédure de déclaration par Internet est entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2015. Cette procédure ne nécessite plus l'intervention d'un bureau d'étude spécialisé pour les projets soumis à déclaration.

Phase 3 : Exécution des forages d'exploitation et de la boucle géothermale

Les travaux d'exécution des forages ne peuvent être entrepris qu'après réception du récépissé préfectoral accompagné des prescriptions techniques à mettre en œuvre. La consultation des entreprises de forages peut être effectuée pendant le délai d'instruction du dossier réglementaire, c'est-à-dire dès la fin de la phase 1.

Synoptique du déroulement des différentes étapes d'un projet d'exploitation géothermique sur eau de nappe : de la faisabilité à l'exécution



Source du document : Suez Consulting

8.4.2 Etape 1 : étude préalable sommaire

Cette première partie est réalisée en amont du projet (généralement dans le cadre de l'Avant-Projet Sommaire). Elle correspond à la pré faisabilité technique et réglementaire.

8.4.2.1 Etude de pré faisabilité hydrogéologique et technique

- **Estimation/validation des besoins**

A ce stade, les besoins ont été définis :

- Soit par le bureau d'étude thermique de l'opération (s'il existe)
- Soit par à partir de ratios de consommation.

Si le projet n'est pas suffisamment avancé, il peut être considéré des rations de puissance. Les exigences réglementaires (RT 2012) imposent une réduction des besoins pour les bâtiments neufs qui doivent respecter le label BBC (Bâtiments Basses Consommations). La consommation doit être **inférieure à 50 kWh/m²/an**.

En règle générale, pour les grands projets, les besoins en énergie sont importants notamment pour l'eau chaude sanitaire des logements. Dans ces conditions, sauf en cas de secteur hydrogéologique très favorable (cas de la classe 1A), **la géothermie sur nappe n'est utilisée que pour les besoins en chauffage** (besoins réguliers sans pointes trop importantes).

Dans le cas de pompes à chaleur électrique, les ECS moyennes peuvent être prises en compte par la géothermie, mais pas les pointes qui nécessitent un appoint (gaz, électrique...). En revanche les PAC-Gaz à absorption sont capable de fournir l'ensemble des ECS.

Dans certaines études de pré faisabilité, cette partie concernant les besoins n'est pas abordée puisque le projet n'est pas défini encore avec précision. L'objectif de la pré faisabilité étant de déterminer le potentiel hydrogéologique disponible sous l'emprise du projet.

8.4.2.2 Détermination des potentialités aquifères

Pour pouvoir apprécier les possibilités d'une exploitation géothermique des eaux souterraines au droit d'un site, une synthèse des données géologiques et hydrogéologiques disponibles sera effectuée à partir d'une recherche bibliographique, dont les données collectées seront ensuite complétées, si nécessaire, par une enquête de terrain.

La **recherche bibliographique** consiste à recueillir principalement des données géologiques et hydrogéologiques relatives à la zone d'étude, accessibles :

- À la Banque de données du Sous-Sol (BSS) gérée par le BRGM ;
- Auprès d'organismes ou administrations publiques (ARS, DDT, Collectivités...), et éventuellement auprès d'entreprises de forages et d'autres bureaux d'études ;
- Dans les études de sols disponibles au droit du site et en périphérie.

L'**enquête de terrain** consistera (si elle s'avère nécessaire) :

- À compléter les données sur des ouvrages recensés dans les archives publiques ;
- À recueillir des informations sur d'éventuelles exploitations de la nappe présentes dans le secteur qui ne seraient pas recensées dans les archives publiques ;
- À effectuer des mesures sur les ouvrages existants dans le secteur du projet.

La **synthèse des données collectées** comprendra une description :

- Du cadre géomorphologique et du site
- Du cadre hydrogéologique avec l'identification des aquifères présents au droit du site, les niveaux piézométriques connus, la direction et le sens d'écoulement probables, l'évaluation (à partir des données disponibles) des paramètres hydrodynamiques (transmissivité et perméabilité), la chimie des eaux souterraines (qualité naturelle et pollutions)
- L'inventaire des points d'eau environnants et des exploitations existantes (localisation, débit, historique des prélèvements...).

A l'issue de la collecte et de la synthèse des données géologiques et hydrogéologiques, un **examen des possibilités d'une exploitation géothermique des eaux souterraines** au droit du site sera entrepris à partir des données disponibles. Cet examen prendra en compte les conditions géologiques et hydrogéologiques du secteur, mais également les contraintes techniques et réglementaires. Ainsi, l'examen portera sur :

- La productivité des aquifères et la ressource potentiellement mobilisable
- L'accessibilité des aquifères et les contraintes d'exécution de forages
- Les capacités de prélèvement et de réinjection d'un forage
- Les risques de recyclage thermique.

Suite à cette étape, il s'agira de définir et **décrire le programme des investigations hydrogéologiques à mettre en œuvre pour conclure à la faisabilité du projet**, et de fournir une estimation du budget nécessaire pour l'accomplissement de ces investigations. Ces éléments devront permettre au Maître d'Ouvrage de confirmer son intérêt à poursuivre les investigations sur cette solution énergétique.

Cette phase doit être réalisée par un bureau d'étude spécialisé.

8.4.2.1 Potentiel géothermique disponible

Cette étape consiste à vérifier l'adéquation entre les besoins et le potentiel disponible.

A partir des puissances nécessaires du projet, une estimation du débit d'eau nécessaire peut être réalisée à partir de la formule suivante :

$$Q = \frac{W_c \times \left(1 - \frac{1}{COP}\right)}{\rho \times c \times \Delta T}$$

Où :

Q , est le débit en m³/h,

W_c , est la puissance thermique de chauffage en kW,

COP , est le coefficient de performance de la PAC,

ρ , est la masse volumique de l'eau dans le circuit,

c , la chaleur massique de l'eau ($\rho \times c \approx 1,162$),

ΔT , est la variation de température entre le prélèvement et le rejet (5-6°C en période de chauffe).

Le débit calculé correspond aux besoins moyens (ajout d'un coefficient compris entre 1,3 et 1,5 pour la pointe).

Cette première estimation des besoins en termes de débit d'eau permet de dimensionner sommairement le dispositif à mettre en place (la puissance de chauffe étant dans la plupart des cas le paramètre pénalisant).

A titre d'information, le débit d'eau de froid peut être calculé à partir de la formule suivante :

$$Q = \frac{W_f \times \left(1 + \frac{1}{Cr}\right)}{\rho \times c \times \Delta T}$$

Où :

W_f , est la puissance thermique de froid en kW,

Cr , est le coefficient d'efficacité énergétique de la PAC.

8.4.2.2 Conclusion de l'étude préalable sommaire

L'étude préalable sommaire permet de conclure l'opportunité d'utiliser la géothermie au niveau du projet et trace les grandes lignes du dispositif à mettre en place.

Bien entendu, la qualité de l'examen dépendra des données disponibles qui auront pu être collectées. Dans le cas où ces données s'avèreraient suffisantes, le futur dispositif de forages captage-rejet pourra être pré-dimensionné en fonction des besoins du projet.

Dans le cas contraire, il s'agira de définir et décrire le programme des investigations hydrogéologiques à mettre en œuvre pour conclure à la faisabilité du projet, et de fournir une estimation du budget nécessaire pour l'accomplissement de ces investigations.

Ces éléments devront permettre au Maître d'Ouvrage de confirmer son intérêt à poursuivre les investigations sur cette solution énergétique.

8.4.3 Etapes 2 à 5 : étude de faisabilité

Si le Maître d'Ouvrage décide de poursuivre dans la voie de la géothermie, cette deuxième partie est généralement réalisée dans le cadre de l'Avant-Projet Définitif (APD).

Elle consiste à valider les éléments définis dans l'étude de préfaisabilité. L'ensemble des éléments sont repris et modifiés en fonction de l'avancée du projet (et notamment l'adaptation des besoins). Un chiffrage détaillé des solutions préconisées est réalisé.

8.4.3.1 Etapes 2 et 3 : travaux de reconnaissance

8.4.3.1.1 Etape 2 : garantie AQUAPAC

La garantie AQUAPAC, créée par l'ADEME, le BRGM et EDF, est **une assurance** qui couvre les risques géologiques liés à la possibilité d'exploitation énergétique d'une ressource d'eau souterraine (garantie de recherche), puis au maintien de ses capacités dans le temps (garantie de pérennité). En cas d'échec total ou partiel, le comité AQUAPAC déclenche le versement de l'indemnité égale au total ou à une partie du montant garanti, plafonnée à un montant de 115 000 € H.T/sinistre.

Par conséquent, cette garantie ne s'applique pas aux Systèmes Géothermiques Verticaux.

La procédure est globalement la suivante :

- Un dossier de demande de garantie AQUAPAC est déposé auprès du comité qui peut éventuellement demander des compléments s'il le juge nécessaire pour délivrer, dans un premier temps, la garantie de recherche. Le comité se réunit régulièrement (en moyenne une fois par mois) pour délibérer sur les demandes. Pour une bonne instruction, il convient de transmettre le dossier **10 jours avant la date de la réunion**.
- Après l'obtention de la **garantie de recherche**, qui couvre uniquement la réalisation des forages et les essais, les travaux d'exécution pourront être engagés sous réserve du récépissé de la Préfecture autorisant les travaux (dossier réglementaire).
- Lorsque l'ensemble du dispositif de captage-rejet est exécuté, un avenant doit ensuite être établi pour bénéficier de la **garantie de pérennité** sur une période de 10 ans.

Si l'avis du Comité AQUAPAC est favorable, un contrat est alors signé entre la SAF²⁴ (qui gère financièrement et administrativement le système de garantie) et le Maître d'Ouvrage qui verse en une seule fois, et au moment de la souscription de chaque garantie, les cotisations et commissions forfaitaires suivantes :

- Pour la garantie de recherche : une cotisation égale à **5% du montant des ouvrages garantis en recherche**
- Pour la garantie de pérennité : une cotisation égale à **4% du montant des ouvrages garantis en pérennité**.

Le dossier de demande de garantie AQUAPAC doit aborder les points suivants:

- Identification de l'opération et des différents intervenants
- Description du fonctionnement de l'installation : besoins énergétiques et besoins en eau
- Eléments relatifs à la faisabilité du projet : cadre géologique, caractéristiques de la ressource, contraintes environnementales et réglementaires, dimensionnement du dispositif de captage-rejet
- Eléments économiques relatifs aux coûts prévisionnels d'investissement et de fonctionnement de l'installation, ainsi que le montant de garantie demandée.

Le dossier AQUAPAC sera établi sur la base :

- Des données collectées dans le cadre des études précédentes
- Des renseignements économiques (coûts prévisionnels d'investissement et de fonctionnement de la pompe à chaleur) et documents techniques (description de la pompe à chaleur) qui seront par le bureau d'études fluides. Dans le cadre de la remise du dossier AQUAPAC, **il est impératif de remettre une note sur le calcul et la justification des besoins en eau demandés.**

Conformément à la procédure AQUAPAC, le Maître d'Ouvrage devra transmettre au comité, les résultats obtenus pour chaque forage. Il est par ailleurs, impératif de souscrire la garantie recherche pour obtenir la garantie pérennité.

L'analyse, des résultats des travaux et essais d'eau effectués pour chaque forage, sera effectuée dans le cadre d'une mission d'assistance technique pour l'exécution des forages.

²⁴ La SAF Environnement est une société auxiliaire de financement, filiale de la Caisse des dépôts et des consignations (CDC).

La SAF Environnement gère :

1. Le fonds de garantie long terme. Il s'agit d'une garantie de pérennité couvrant le risque de détérioration de la ressource ou de dommages aux installations en cours d'exploitation.
2. La garantie AQUAPAC. La garantie Aquapac couvre le risque d'échec consécutif à la découverte d'une ressource en eau souterraine insuffisante pour le fonctionnement des installations prévues, ainsi que le risque de diminution ou de détérioration de la ressource durant les dix premières années d'exploitation.

8.4.3.1.1 Etape 3 : travaux de reconnaissance

Pour préciser la faisabilité de la mise en œuvre d'une solution géothermique sur nappe, il est recommandé de réaliser **au moins un forage de reconnaissance sur site même** si la préfaisabilité a conclu à un potentiel intéressant au niveau du projet. C'est le cas **de l'aléa géologique**, c'est-à-dire que l'hydrogéologie n'est pas une science exacte (il existe toujours une part de risque).

Cet ouvrage pourra soit être un forage de reconnaissance (non conservé dans le dispositif final) ou soit un forage dimensionné comme un ouvrage définitif.

Quel que soit le choix retenu, il est impératif (notamment lorsque le projet est soumis à une garantie Aquapac ou soumis à subventions) :

- De faire réaliser les travaux par une **entreprise compétente** (charte de qualité des foreurs d'eau, QUALIFORAGE...)
- D'effectuer un **suivi technique** de cet ouvrage soit réalisé par un bureau d'étude spécialisé.

Ce forage permettra de valider et préciser les éléments de la préfaisabilité en déterminant :

- Le débit réel de la nappe
- Les capacités de réinjection
- Les paramètres hydrodynamiques de la nappe (transmissivité, emmagasinement, perméabilité...)
- La qualité des eaux (agressivité, corrosion, turbidité...).

Ces éléments seront essentiels pour le dimensionnement

Dossier de déclaration

La réalisation d'un forage de reconnaissance est soumise à déclaration au titre de la **rubrique 1.1.1.0 de la réglementation « Eaux et milieux aquatiques », articles L.214-1 à L.214-6 et R.214-1 à R.214-60 du Code de l'Environnement** : *« Sondage, forage, création de puits ou d'ouvrage souterrain, non destiné à un usage domestique, exécuté en vue de la recherche ou la surveillance d'eaux souterraines ou en vue d'effectuer un prélèvement temporaire ou permanent dans les eaux souterraines y compris dans les nappes d'accompagnement de cours d'eau ».*

La procédure réglementaire est la suivante :

- Avant la réalisation des travaux de reconnaissance, le Maître d'Ouvrage doit transmettre à la Préfecture trois exemplaires du dossier de déclaration afin d'obtenir un récépissé autorisant les travaux
- Après la réalisation des travaux, le maître d'ouvrage doit, dans un délai de deux mois, adresser à la Préfecture deux exemplaires du compte-rendu des travaux.

Conformément aux prescriptions réglementaires, le dossier de déclaration doit aborder les points suivants:

- Nom et adresse du demandeur
- Emplacement des installations
- Nature et consistance, volume et objet des ouvrages
- Note indiquant les incidences du projet sur la ressource en eau et le milieu naturel
- Mesures compensatoires ou correctives, moyens de surveillance et d'intervention
- Plans, coupes techniques et coupes géologiques prévisionnelles.

Le dossier de déclaration au titre de la rubrique 1.1.1.0 sera réalisé à partir des éléments collectés lors de l'étude bibliographique de préfaisabilité. Le dossier de déclaration doit être remis en 3 exemplaires à la Préfecture. Le délai d'instruction est de 2 mois à partir du dépôt complet du dossier.

Exécution du forage

Le forage sera réalisé conformément aux règles de l'Art et notamment à la **Norme NF X 10-999 d'août 2014** relative à la réalisation de forages d'eau et de géothermie : « réalisation, suivi et abandon d'ouvrages de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisées par forages »

Le détail et le principe du dimensionnement sont fournis dans le paragraphe 2.4.2.

Suivi technique des travaux

Cette phase doit être réalisée par un bureau d'étude spécialisé. Le détail des prestations type devant être réalisées est fourni dans le paragraphe 2.6.

8.4.3.2 Etapes 4 et 5 : modélisation et dimensionnement

Quel que soit le dispositif retenu, la définition du nombre d'ouvrage et de leur espacement doit s'effectuer à l'aide d'un logiciel de dimensionnement approprié.

8.4.3.2.1 Étape 4 : modélisation hydrodynamique et thermique

Pour évaluer les interférences hydrodynamiques et thermiques des forages géothermiques à créer et par conséquent adapter le dispositif (distance entre les forages, caractéristiques de la pompe à chaleur...). Ces incidences seront définies par le recours à une modélisation mathématique de l'aquifère sollicité comprenant :

- La détermination de la piézométrie de référence
- La simulation hydrodynamique pour déterminer l'influence sur le niveau de nappe sur le long terme (30 ans, soit la durée de l'autorisation accordée)
- La simulation thermique pour déterminer le recyclage thermique sur le long terme (30 ans, soit la durée de l'autorisation accordée).

La modélisation hydrodynamique et thermique du futur dispositif de captage-rejet devra être réalisée à l'aide d'un logiciel qui permet de prendre en compte une ou plusieurs couches de terrains, met en œuvre un code de calcul en différences finies utilisant un maillage irrégulier. Il permet de simuler, en régime permanent et en régime transitoire, les écoulements souterrains (hydrodynamique), le transport hydro dispersif pour des éléments dissous (propagation de polluants et biseaux salés) et le transport thermique (impact de rejets d'eaux chaudes ou froides).

La modélisation sera mise en œuvre et calée à partir **des données collectées lors des pompages d'essai**. Elle permettra de calculer et d'illustrer les incidences hydrodynamique (courbes de variation du niveau de la nappe) et thermique (panache de propagation des variations de température) induites par l'exploitation du futur dispositif de captage - rejet sur la nappe et les installations avoisinantes.

Les résultats de la modélisation seront à intégrer au dossier réglementaire (pour l'exploitation du dispositif géothermique).

8.4.3.2.2 Étape 5 : dimensionnement du futur dispositif

Le dimensionnement du futur dispositif d'exploitation de la nappe consistera à définir ou valider, à partir des débits et volumes d'exploitation envisagés ainsi que des données géologiques et hydrogéologiques collectées dans le cadre de l'étude, les principales caractéristiques des forages (nombre d'ouvrages, profondeur, diamètre de foration et d'équipement, hauteur et type de crépine...).

Les caractéristiques techniques des forages sont déterminées en fonction du respect des paramètres hydrauliques suivants :

- Le rabattement (ou la charge) induit par le débit d'exploitation envisagé qui doit être compatible avec la hauteur d'aquifère mouillée disponible pour le rabattement (ou avec la hauteur de terrain non saturé disponible pour la charge)
- La vitesse de l'eau à l'entrée du filtre qui doit être inférieure à la vitesse de Sichardt au-delà de laquelle il y a un risque d'entraînement de sables
- La vitesse de l'eau à travers les crépines qui doit être inférieure à 3 cm/s pour limiter les pertes de charge qui réduiraient le débit d'exploitation.

L'étude de dimensionnement comprendra également l'examen de l'implantation des forages de captage et de rejet du fait que des installations avoisinantes peuvent interagir avec le projet. **Si cela s'avère nécessaire, les interactions éventuelles avec d'autres ouvrages seront examinées à l'aide d'une modélisation qui est décrite ci-dessus.**

En plus des principales spécifications techniques pour l'exécution des forages et la réalisation des essais d'eau, une liste des équipements techniques et réglementaires nécessaires pour la surveillance et la protection de l'environnement sera fournie.

Principe de positionnement des forages

Le principe général consiste à implanter le forage de captage en amont hydraulique et de positionner le ou les forages de rejet en aval hydraulique de la nappe.

En fonction des débits prélevés et de la surface disponible, on recommande un espacement minimum **de 100 m** entre les forages de pompage et les ouvrages de rejet. Cette distance peut être revue à la baisse en fonction des débits prélevés.

Remarque concernant l'arrête du 11 septembre 2003 :

L'arrêté indique que « aucun sondage, forage, puits, ouvrage souterrain, ne peut être effectué à proximité d'une installation susceptible d'altérer la qualité des eaux souterraines.

En particulier, ils ne peuvent être situés à moins de :

- 200 mètres des décharges et installations de stockage de déchets ménagers ou industriels
- 35 mètres des ouvrages d'assainissement collectif ou non collectif, des canalisations d'eaux usées ou transportant des matières susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines
- 35 mètres des stockages d'hydrocarbures, de produits chimiques, de produits phytosanitaires ou autres produits susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines ».

Les distances mentionnées ci-dessus peuvent être réduites (notamment pour celles liées à l'assainissement), sous réserve que les technologies utilisées ou les mesures de réalisation mises en œuvre procurent un niveau équivalent de protection des eaux souterraines.

8.4.3.3 Conclusion sur l'étude de faisabilité

L'étude de faisabilité technique permet de :

- Conclure sur la possibilité de recourir l'aquathermie pour le projet
- Détailler la conception de la boucle géothermale et des installations de sous-sol (dont les grands principes sont fournis dans le paragraphe suivant – cf. §2.5).

Un chiffrage détaillé des scénarios proposés permettra au Maître d'Ouvrage de déterminer son budget et la part d'énergie renouvelable (géothermique) qu'il souhaite pour son projet.

Pour la plupart des projets que nous avons traités (au niveau de projet isolés ou au niveau d'écoquartier), nous avons pu voir que :

- Les Maîtres d'Ouvrages privés s'orientent de plus en plus vers l'utilisation d'énergies renouvelables du fait des réglementations de plus en plus contraignantes sur les nouvelles constructions. C'est en règle générale ces clients qui mènent jusqu'à leur terme les études géothermiques **notamment en cas de bâtiment tertiaires qui nécessite un rafraîchissement**. En effet, il est possible de communiquer sur ce type de technologie.
- Les Maîtres d'Ouvrages publics réalisent en règle général les études préalables voir le forage de reconnaissance, mais abandonnent l'utilisation de ce type de technologie en raison de l'investissement très élevé. Il faut en règle générale, soit un contexte favorable, soit une décision politique forte pour que les projets aboutissent.

8.4.4 Etape 6 : faisabilité réglementaire

L'exploitation géothermique de la nappe est réglementée par le **Code de l'Environnement** et/ou par le **Code Minier**.

Si la profondeur est inférieure à 10 m, c'est le **Code de l'Environnement** qui s'applique.

Pour tous les ouvrages supérieurs à 10 m de profondeur, l'installation est réglementée par le **Code Minier**. Si la puissance thermique récupérée dans l'ensemble de l'installation est supérieure à 500 KW et/ou que la profondeur des ouvrages est supérieure à 200 m, les services instructeurs considèrent le projet comme un gîte géothermique basse température. Si la puissance thermique récupérée dans l'ensemble de l'installation est inférieure à 500 KW et/ou que la profondeur des forages est inférieure à 200 m (mais supérieure à 10 m), le projet est considéré comme un gîte géothermique de minime importance.

Le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015 modifie les conditions de la minime importance. Les régimes applicables sont fournis dans le tableau ci-après²⁵.

8.4.4.1 Code Minier

L'article 22-2 du décret 2006-649 du 2 juin 2006 précise les pièces constituant la déclaration de l'ouverture des travaux d'exploitation d'un gîte géothermique de minime importance. Celle-ci est à effectuer via un téléservice dédié à l'accomplissement des procédures relatives à la géothermie de minime importance.

²⁵ L'aquathermie ou géothermie sur nappe est considérée d'un point de vue réglementaire comme un système ouvert

Régime de déclaration de l'ouverture des travaux d'exploitation d'un gîte géothermique de minime importance. Le pétitionnaire déclare l'ouverture de travaux d'exploitation auprès d'un téléservice dédié. Il reçoit un récépissé de déclaration et la qualification de la zone d'implantation du projet vis-à-vis de la carte des zones réglementaires :

- Zone « verte » : le régime déclaratif s'applique
- En zone « orange » : le régime déclaratif s'applique, la déclaration comporte en outre une attestation de compatibilité **d'un expert agréé en matière de géothermie minime importante**
- En zone « rouge » : les risques géologiques identifiés par la carte des zones réglementaires excluent le bénéfice du régime administratif de la minime importance. Une installation géothermique présentant les caractéristiques techniques de la minime importance située en zone rouge est considérée comme présentant des dangers et inconvénients graves. Une installation géothermique relève alors de la géothermie de basse température qui nécessite le dépôt d'une demande d'autorisation.

En application du décret 2006-649 du 2 juin 2006 modifié, quatre arrêtés encadrent les pratiques et la reconnaissance d'une compétence en matière de forage géothermique :

- Arrêté relatif aux prescriptions générales applicables aux activités géothermiques de minime importance : l'arrêté précise, outre les conditions relatives à l'implantation d'une installation de géothermie de minime importance, les mesures à mettre en œuvre lors de la réalisation de l'ouvrage géothermique, son exploitation et sa cessation d'exploitation ainsi que les modalités de surveillance et d'entretien de l'installation. Ces dispositions visent à garantir la pérennité des installations et de prévenir les risques sur l'environnement notamment pour protéger le patrimoine bâti et les ressources en eau.

Type de géothermie	Conditions générales	Régime administratif
Géothermie avec puits canadiens, géostructures thermiques ou corbeilles	Aucune	Code minier non applicable (*)
Géothermie avec des échangeurs thermiques fermés horizontaux (profondeur < 10 m)	Profondeur inférieure à 10 m	Code minier non applicable (*)
Echangeurs géothermiques ouverts	Profondeur < 10 m, puissance < 500 kW, température < 25 °C, débit < 80 m³/h et réinjection même nappe	Code minier non applicable (*)
	Profondeur > 10 m et < 200 m, puissance < 500 kW, température < 25 °C, débit < 80 m³/h, réinjection même nappe et en zone verte ou orange	Déclaration
	Profondeur > 200 m ou puissance > 500 kW ou température > 25 °C ou débit > 80 m³/h ou pas de réinjection en même nappe ou zone rouge	Autorisation instruite par les services de l'Etat
Echangeurs géothermiques fermés (capteurs verticaux) d'une profondeur de 10 à 200 m	Puissance < 500 kW et zone verte ou orange	Déclaration
	Puissance > 500 kW ou zone rouge	Autorisation instruite par les services de l'Etat
Echangeurs géothermiques d'une profondeur supérieure à 200 m	Profondeur > 200 m	Autorisation instruite par les services de l'Etat
Code minier non applicable (*)	Déclaration	Autorisation instruite par les services de l'Etat

(*) Pour ces forages de moins de 10 m de profondeur, d'autres réglementations peuvent s'appliquer, en particulier les dispositions du code de l'environnement (livre 2, titre 1^{er}, relatif à l'eau, aux milieux aquatiques et marins) et le code général des collectivités territoriales (CGCT) qui prévoit une information des Maires en cas de forage (pour les forages qui ne sont pas soumis à une procédure au titre du code de l'environnement).

- Arrêté relatif à la qualification des entreprises de forage intervenant en matière de géothermie de minime importance : l'arrêté vise à s'assurer que les ouvrages réalisés dans le cadre de la géothermie de minime importance soient mis en œuvre selon les prescriptions générales applicables et les règles de l'art par des entreprises de forage disposant des compétences professionnelles, techniques et financières afin de préserver les intérêts mentionnés à l'article L.161-1 du code minier. Ces dispositions sont d'application obligatoire pour les entreprises qui réalisent les travaux de forage lors de l'ouverture des travaux d'exploitation d'un gîte géothermique de minime importance ou qui réalisent les mesures d'arrêt des travaux d'exploitation.

- Arrêté relatif à la carte des zones réglementaires en matière de géothermie de minime importance : l'arrêté fixe la carte des zones de géothermie de minime importance ainsi que la méthodologie d'élaboration de la carte et les modalités de sa révision.
- Arrêté relatif à l'agrément d'expert en matière de géothermie de minime importance : l'arrêté expose le cadre et les modalités d'agrément des experts, les modalités dans lesquels ce dernier établit l'attestation de compatibilité d'un projet géothermique prévue dans la déclaration d'ouverture des travaux d'exploitation d'une activité de géothermie de minime importance. Le texte précise les compétences requises pour obtenir cet agrément

Le téléservice, appelé par le décret 2015-15, permet d'effectuer les déclarations prévues. Celui-ci est accessible sur le site internet ADEME-BRGM <http://www.geothermieperspectives.fr/>.

8.4.4.2 Code de l'Environnement

La réalisation et l'exploitation d'une pompe à chaleur, alimentée sur eau de nappe **par un dispositif de forages captage/rejet de moins de 10 m de profondeur**, sont réglementées par le Code de l'Environnement au titre de la réglementation relative aux « Eaux et milieux aquatiques ». Le cadre réglementaire applicable à ce type de projet est synthétisé ci-dessous.

Au titre de la réglementation « Eaux et milieux aquatiques », articles L.214-1 à L.214-6 et R.214-1 à R.214-60 du Code de l'Environnement²⁶ :

- **La réalisation de forages** est soumise à déclaration au titre de la rubrique 1.1.1.0 « *Sondage, forage, création de puits ou d'ouvrage souterrain, non destiné à un usage domestique, exécuté en vue de la recherche ou la surveillance d'eaux souterraines ou en vue d'effectuer un prélèvement temporaire ou permanent dans les eaux souterraines y compris dans les nappes d'accompagnement de cours d'eau* »
- **Le prélèvement en nappe (hors nappe d'accompagnement)** est soumis au titre de la rubrique 1.1.2.0,
 - À déclaration pour des « *Prélèvements permanents ou temporaires issus d'un forage, puits ou ouvrage souterrain dans un système aquifère, à l'exclusion de nappes d'accompagnement de cours d'eau, par pompage, drainage, dérivation ou tout autre procédé, le volume total prélevé étant compris entre 10 000 et 200 000 m³/an* »
 - À autorisation pour des volumes prélevés « *supérieur à 200 000 m³/an* »

²⁶ Il s'agit de présenter ici les principales rubriques concernées par un dispositif géothermique : d'autres peuvent être ajoutées en fonction du projet et de sa localisation

- **Le prélèvement en nappe d'accompagnement** est soumis, au titre de la rubrique 1.2.1.0 « Installations et ouvrages permettant le prélèvement, y compris par dérivation, dans un cours d'eau, dans sa nappe d'accompagnement ou dans un plan d'eau ou canal alimenté par ce cours d'eau ou cette nappe... »
 - À déclaration si « [...] la capacité totale maximale est comprise entre 400 et 1000 m³/h ou entre 2 et 5% du débit moyen mensuel sec de récurrence cinq ans du cours d'eau »
 - À autorisation si « [...] la capacité totale maximale est supérieure à 1000 m³/h ou à 5% du débit moyen mensuel sec de récurrence cinq ans du cours d'eau »
- **La réinjection** dans la même nappe où est effectué le prélèvement est soumis au titre de la **rubrique 5.1.1.0** « Réinjection dans une même nappe des eaux prélevées pour la géothermie, l'exhaure des mines et carrières ou lors de travaux de génie civil, la capacité totale de réinjection étant supérieure à 80 m³/h » :
 - À déclaration si « [...] le débit réinjecté est supérieur à 8 m³/h mais inférieur à 80 m³/h »
 - À autorisation si « [...] le débit réinjecté est supérieur à 80 m³/h »

La procédure réglementaire est la suivante :

- Avant la réalisation des travaux, le Maître d'Ouvrage doit transmettre à la Préfecture, en fonction du régime réglementaire applicable au projet (déclaration ou autorisation), trois à cinq exemplaires du dossier
- Les travaux ne peuvent débuter avant réception du récépissé dans le cadre d'un dossier de déclaration ou de l'arrêté préfectoral dans le cadre d'un dossier d'autorisation
- Après la réalisation des travaux, le Maître d'Ouvrage doit, dans un délai de deux mois, adresser à la Préfecture deux exemplaires du compte-rendu des travaux.

Conformément aux prescriptions réglementaires, le dossier à établir comprendra :

- **La description du projet** avec l'identification du demandeur, la localisation de l'installation et la description du dispositif de captage-rejet retenu
- **La description du cadre environnemental** comprenant la topographie, l'hydrographie, la géologie, l'hydrogéologie et les zones environnementales réglementaires présentes au voisinage de l'installation
- **Le dimensionnement du dispositif de captage-rejet** retenu avec les paramètres hydrodynamiques
- **Les principales caractéristiques des ouvrages qui constituent le dispositif de captage-rejet**
- **Les moyens de protection et de surveillance** (maintenance et entretien)
- **L'examen des incidences sur l'environnement** comprenant l'analyse des modifications induites et la description des mesures compensatoires ou correctives envisagées.

En fonction du régime réglementaire applicable au projet (déclaration ou autorisation), **le rapport doit être transmis en trois ou sept destinés à la Préfecture**. Le rapport sera également transmis sous format informatique pdf.

8.4.4.3 Autre réglementations à prendre en compte

Dans le cadre des projets géothermiques, au stade de la préfaisabilité (étape 1), un état général du contexte réglementaire est réalisé. Les principales réglementations qui peuvent limiter ou réduire le recours à la géothermie sont les suivantes :

Les Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux

Les masses d'eau superficielles et souterraines sont découpées en différentes masses d'eau regroupées en fonction de bassins. Le territoire du SCoT des Vosges Centrales est concerné : par le bassin Rhin-Meuse et par le bassin Rhône-Méditerranée-Corse géré par les Agences de l'Eau éponymes.

Les différentes Agences de l'Eau fixent les règles générales de gestion des diverses masses d'eau. Ces règles sont regroupés dans les Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE).

La géothermie sur aquifère n'est pas réglementée au niveau de de ces SDAGE.

A une échelle plus locale, on retrouve des Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SAGE) qui s'intéresse uniquement à certaines masses d'eau. Actuellement, la quasi-totalité du territoire du SCoT des Vosges Centrales est incluse dans le **SAGE de la nappe des Grès du Trias Inférieur**. La structure porteuse est le Conseil Général des Vosges.

Devant la gestion non-raisonnée de la ressource en eau, ce SAGE en cours d'élaboration devra répondre aux enjeux de gestion de la nappe des GTI.

L'aquathermie est compatible avec une gestion raisonnée de la ressource en eau souterraines dans la mesure où la totalité des eaux pompées sont réinjecté vers la nappe.

Les périmètres de protection de captages d'eau potable ou d'eau minérale

Les captages d'eau potable disposent pour la plupart de périmètres de protection réglementaires qui peuvent induire des prescriptions ou des interdictions à respecter.

Ces prescriptions pourraient être notamment :

- Interdiction de forage
- Création de forages soumis à avis d'Hydrogéologue Agrée,
- Préconisations particulières sur la conception des ouvrages
- ...

Autres réglementations

Il est importants de tenir également compte des diverses réglementations locales pouvant exister :

- Les Plan de Préventions des Risques (inondation, mouvement de terrain, ruissellement...)
- Les zones naturelles (Natura 2000, ZNIEFF, ZICO...)
- Les zones de protection spéciales (aléa retrait/gonflement des argiles, zones de dissolution du gypse, carrières souterraines...).

8.4.4.4 Remarque concernant les contraintes réglementaires

D'une manière générale, les contraintes réglementaires sont à étudier pour chaque projet. Excepté si le recours à la géothermie est clairement interdit (ce qui n'est pas le cas sur le territoire du SCoT des Vosges Centrales), il n'existe aucune contrainte réglementaire rédhibitoire. Néanmoins, des études d'incidences et mesures compensatoires sont à prévoir avant de mettre en service un projet de géothermie (investissement potentiellement plus lourds).

Pour le territoire du SCoT des Vosges Centrales, il a été décidé d'exclure des zones d'intérêt pour la géothermie les réglementations les plus contraignantes :

- La Zone de Répartition des Eaux des GTI
- Les Périmètres de Protection Rapprochée des captages d'Alimentation en Eau Potable
- Les zones humides remarquables.

8.4.5 Etape 7 : suivi technique des travaux

L'ensemble du suivi technique peut faire l'objet d'une mission de maîtrise d'œuvre ou d'assistance technique au maître d'ouvrage.

Elle comprend :

- **L'assistance à la passation du contrat de travaux** (rédaction du DCE ou uniquement du CCTP, analyses des offres...)
- **La direction de l'exécution des travaux** (visa des factures, suivi technique des travaux, contrôle des pompes d'essai, organisation des réunions de chantier...)
- **L'assistance lors des opérations de réception** (DOE...)

Eléments spécifiques au forage :

- **L'assistance géologique** (analyses des cuttings de forage, définition de la coupe technique, interprétation des diagraphies et des paramètres de forage...)
- **La définition des conditions optimales d'exploitation** (interprétation des tests hydrauliques, réalisation d'analyses physicochimiques, rapport de fin de travaux et de préconisations...)

Remarque: Une maîtrise d'œuvre pour les forages n'est pas une maîtrise d'œuvre classique au sens de la Loi MOP (rémunération au pourcentage du montant des travaux). Compte tenu de la spécificité des travaux, il est préférable (pour un suivi optimal des travaux) que la rémunération soit un forfait. C'est plus une mission d'assistance à maîtrise d'ouvrage qu'une réelle maîtrise d'œuvre. En ce qui concerne les installations de surface, il est envisageable que cette prestation soit sous forme d'une maîtrise d'œuvre.

8.4.6 Généralités concernant la conception des forages

La conception et le dimensionnement des ouvrages sont réalisés au cas par cas en fonction des besoins, des potentialités aquifères, de la surface du projet... Sans rentrer dans le détail technique de la conception, ce paragraphe fournit les grands principes de conception.

8.4.6.1 Installation de chantier

8.4.6.1.1 Sécurité et protection de l'Environnement

Le chantier doit être clôturé ou balisé pour en interdire l'accès aux personnes non autorisées. Les consignes de sécurité en relation avec la Propreté, l'Hygiène et la Sécurité du chantier :

- Une signalétique de chantier (entrée interdite, port du casque, consignes de sécurité, etc.)
- Un dispositif de stockage, de protection et de collecte des éventuelles fuites d'hydrocarbures et autres produits potentiellement polluants ;
- Les moyens d'évacuation des déblais, des fluides de forage, des eaux issues du forage
- Les moyens de prévention et matériels de secours (téléphone, liste téléphoniques d'appels d'urgence).

L'ouvrage doit être implanté à distance de toute source de pollution conformément à la réglementation en vigueur (voir notamment à l'arrêté du 11 septembre 2003).

Du matériel conforme CE (ou mis en conformité) doit être utilisé, entretenu et en bon état de propreté. Un cahier de chantier doit être ouvert pour consigner les événements et/ou incidents survenus pendant la durée des travaux.

8.4.6.1.2 Eléments comptant pour le Maître d'Ouvrage

Pour la réalisation de ces travaux, il est couramment demandé aux Maîtres d'ouvrages de fournir :

- Un point d'eau à proximité du chantier :
 - Pour les besoins du chantier : débit de 1 à 10 m³/h pour un volume moyen de 200 à 500 m³ pour toute la durée du chantier (sauf en cas de pertes importantes)
 - Pour l'essai d'injection : débit le plus important possible en continu pendant au moins 24 heures
- Un point de rejet (et les autorisations annexes).

Par ailleurs, les tests hydrauliques des forages d'eau nécessiteront un pompage en continu. Il sera nécessaire d'utiliser un groupe électrogène qui risque de provoquer des nuisances sonores si le projet est en zone urbaine ou à proximité. Une alimentation électrique temporaire serait à prévoir (en règle générale : 380 V pour 32 A).

8.4.6.2 Création du forage

La création des forages d'eau est encadrée par la **Norme NF X 10-999 d'août 2014** relative à la réalisation de forages d'eau et de géothermie : « réalisation, suivi et abandon d'ouvrages de captage ou de surveillance des eaux souterraines réalisées par forages ».

8.4.6.2.1 Méthodes de foration

Plusieurs méthodes sont envisageables pour forer des terrains. Ces différentes techniques pourront être laissées à l'appréciation des entreprises de forages en fonction de leur expérience du secteur et du matériel disponible (Marteau Fond de Trou, Battage, Rotary, tarière, avec ou sans tubage à l'avancement...), **l'essentiel étant de poser un tube en acier cimenté à l'extrados jusqu'au sommet du réservoir (cas nappes captives) ou jusqu'au niveau statique (cas nappes libres).**

En fonction de la profondeur à atteindre, plusieurs télescopes successifs pourraient être mis en œuvre pour créer les forages.

Photographie d'un Tricône (Rotary)



Source : Suez Consulting

Le tableau ci-après fourni les méthodes à employer en fonction de la nature des terrains rencontrés :

Nature des terrains	Méthode pouvant être employée
Calcaires	Marteau Fond de Trou, Battage, Rotary
Marnes	Rotary, tarière
Sables secs	Rotary, tarière avec tubage à l'avancement, ODEX
Sables aquifères	Rotary, BENOTO, ODEX

8.4.6.2.2 Diamètres de foration

Les diamètres sont très variables en fonction des outils et des entreprises. Les diamètres les plus couramment employés pour les forages d'eau sont :

- 216 mm
- 311 mm
- 445 mm
- 509 mm
- 609 mm.

8.4.6.2.3 Type de fluides pour la foration

Chaque outil utilisera un fluide pour la foration des terrains. Ce fluide est important pour permettre de refroidir l'outil et remonter les cuttings (échantillons de terrain).

Les principaux fluides employés sont :

- La boue polymère biodégradable (Rotary)
- L'eau (Rotary)
- L'air (Marteau fond de trou, tarière, ODEX, BENOTO)

8.4.6.2.4 Nature et type d'équipement

Tube cimenté

Pour l'isolation des terrains superficiels, il est nécessaire de mettre en place d'au moins un tube plein en acier ordinaire ou inox (en fonction du degré de corrosion des eaux) qui sera cimenté à l'extrados jusqu'au sommet du réservoir ou jusqu'au niveau statique.

Selon la méthodologie de l'entreprise, un voir plusieurs autres tubes pourront être mise en place (cas de télescopes successifs pour isoler notamment les formations sus-jacentes).

Il faudra veiller à ce que chaque tube plein soit de même nature et que chaque cimentation respecte un espace annulaire d'au moins 2" (soit 50 mm).

Tube crépiné

Un tube crépiné, est un tube présentant des ouvertures permettant de laisser passer l'eau. Ce tube est positionné devant l'aquifère. Ces ouvertures sont de différentes natures du terrain (nervures repoussées, fil enroulé, trou oblongs, fentes verticales...)

Cette colonne captante dans l'aquifère, pourra être de différente nature :

Nature des terrains	Nature de la crépine
Calcaires	Inox ou PVC
Sables aquifères	Inox (crépine à fils enroulés)

Pour le forage de reconnaissance (s'il n'est pas conservé), il peut être envisagé pour limiter les coûts de mettre en place une crépine en PVC pour les sables et les calcaires.

En revanche pour le forage définitif, il est fortement de mettre de l'inox de type AISI 304 ou 304 L, sauf si la corrosion des eaux est importante. Dans ce cas, on peut mettre en place une classe de protection supérieure :

Appellation TUBAFOR	NORMES INTERNATIONALES <i>Int. standards</i>			COMPOSITION CHIMIQUE <i>Chemical analysis</i>					CARACTERISTIQUES MECANIQUES <i>Physical properties</i>		
	FRANCE (AFNOR)	U.S.A. (AISI)	R.F.A. (DIN)	C % maxi	Cr %	NI %	Mo % mini	Divers % maxi	R N/mm ²	Re N/mm ²	A %
E 24.2	E 24.2	A 283 C	St 37-2	0,20					340-460	235	26
APS 20 A	APS 20 A			0,10	4,00			Al 0,90	500	280	20
AISI 430	Z 6 C 17	AISI 430	W 4016	0,08	17,00				460-610	275	17
AISI 304	Z 6 CN 18.09	Type AISI 304	Type W 4301	0,07	17,50	8,80			580-730	215	40
AISI 304 L	Z 2 CN 18.10	Type AISI 304 L	Type W 4306	0,03	18,00	9,30			540-690	195	40
AISI 316	Z 6 CND 17.11	AISI 316	Type W 4401	0,07	17,00	11,00	2,00		550-700	225	40
AISI 316 L	Z 6 CND 17.12	AISI 316 L	Type W 4404	0,03	17,00	11,50	2,00		520-670	215	40
AISI 316 Ti	Z 6 CNDT 17.12	AISI 316 Ti	W 4571	0,08	17,00	11,50	2,00	Ti 0.40	560-710	235	35

8.4.6.2.5 Nettoyage et développement de la formation aquifère

Il est impératif de réaliser la phase de nettoyage et de développement avec le plus grand soin pour s'assurer que les pompages soient représentatifs (par ex. : si le développement et le nettoyage ne sont pas suffisants, le débit de l'ouvrage pourrait être plus faible que ce que peut réellement fournir la nappe et par conséquent pénaliser le projet).

Nettoyage

Le nettoyage s'effectue par :

- Curage à l'air lift (injection d'air dans le forage pour mettre en suspension les dépôts présents dans l'ouvrage)
- Pompage
- Injection d'une solution désinfectante (eau oxygénée, eau de javel...).

Développement

Le développement s'effectue par :

- Traitement chimique (acide pour les calcaires ; hexamétophosphates et eau oxygénée pour les sables...)
- Traitement mécanique (air shock, air pulse, hydro pulse...)
- pompes.

Tests hydrauliques

Une fois le développement terminé, les tests hydrauliques s'organiseront en plusieurs phases :

Test	Nature du pompage	Conditions	Intérêt
Pompage par paliers de débit croissant	4 paliers successif de 2h chacun	Niveau statique avant le test redevenu au niveau statique d'avant les développements	1- Etablir la courbe caractéristique du forage 2- Détermination du débit critique et du débit de pompage pour le test de longue durée
Pompage de longue durée	72h de pompage en continu à débit constant 24h de mesure de niveau d'eau à la remontée	Niveau statique avant le test redevenu au niveau statique d'avant les pompages par paliers de débit Mesure de la remontée pendant 24h Mesures sur les forages de reconnaissance et les ouvrages voisins	1- Détermination de la transmissivité (donc de la perméabilité) des terrains mobilisés 2- Calculer un coefficient d'emmagasinement par un suivi sur un forage voisin
Injection par paliers de débit croissant	4 paliers successif de 2h chacun	Niveau statique avant le test redevenu au niveau statique d'avant les pompages par paliers de débit	1- Détermination de la capacité d'infiltration du forage

Test	Nature du pompage	Conditions	Intérêt
Injection de longue durée	72h de pompage en continu à débit constant 24h de mesure de niveau d'eau à la remontée	Niveau statique avant le test redevenu au niveau statique d'avant les pompages par paliers de débit Mesure de la remontée pendant 8h Mesures sur les forages de reconnaissance et les ouvrages voisins	1- Etablir la capacité d'injection sur le long terme 2- Déterminer l'incidence spatiale de la réinjection

Le rythme des mesures sera celui indiqué dans le fascicule n°76 du cahier des clauses techniques générales des travaux de forage pour la recherche et l'exploitation d'eau potable.

Les essais les plus importants sont les essais d'injection puisqu'en général c'est la réinjection qui pénalise les projets. En règle générale (pour des débits élevés ou dans le cas des GTI), il faut un forage de pompage pour deux forages de rejet.

Ces essais sont les plus délicats à réaliser puisqu'il n'existe en règle générale aucun point d'eau susceptible d'être utilisé à proximité du projet (dans le meilleur des cas il existe des bornes à incendies qu'il est délicat d'utiliser : autorisation, coût élevée à l'achat, débit potentiellement faible par rapport aux besoins).

La solution est de réaliser deux forages de reconnaissance pour évaluer « grandeur nature » les capacités de réinjection.

Dans tous les cas après réalisation de tous les forages du projet, il est impératif de réaliser un essai dans les conditions réelles d'exploitation avant la mise en service de la boucle d'eau.

8.4.7 Installations de surface

Comme pour les forages, les études sur les installations de surface de la boucle d'eau géothermale sont définies au cas par cas en fonction du projet.

8.4.7.1 Equipement des forages

8.4.7.1.1 Forages de pompage

Les pompes de forage seront dimensionnées en fonction de la capacité de la nappe au niveau du projet (débit nominal) et de la Hauteur Manométrique totale (HMT) qui correspond à la hauteur d'élévation de la pompe à laquelle on ajoute les pertes de charges du réseau.

L'équipement type de chaque forage peut être défini comme suit :

- Une pompe immergée à **débit variable** et sa colonne d'exhaure, ainsi qu'une longueur suffisante de câble électrique pour aller jusqu'à l'armoire électrique
- Un coude permettant le raccordement à la tuyauterie du réseau d'eau,
- Un robinet de prélèvement
- Un manchon anti-vibratile
- Un clapet anti-retour
- Un compteur d'eau (débitmètre totalisateur)
- Une vanne
- Un jeu de bougies « manque d'eau »
- Une sonde de mesure du niveau de la nappe, de la température et de la conductivité de l'eau pompée permettant une éventuelle acquisition de ces paramètres
- Une bride pleine de fermeture de la tête de puits équipée de presse-étoupes pour le passage :
 - Des éventuelles sondes de température et de niveau d'eau,
 - Du câble électrique de la pompe,
 - D'une sonde de niveau manuelle ou de contrôle de fond de trou,
 - Des câbles de sonde.

Les éléments devront résister à la corrosion des eaux qui peut être élevée. L'équipement des forages est généralement défini à l'issue des tests hydrauliques sur les ouvrages.

8.4.7.1.2 Forages de rejet

Au niveau des forages de rejet, les ouvrages seront équipés généralement :

- Un coude permettant le raccordement à la tuyauterie du réseau d'eau
- Un tube plongeur
- Un manomètre
- Une sonde de mesure du niveau de la nappe, de la température et de la conductivité de l'eau réinjectée pour permettre une éventuelle acquisition de ces paramètres
- Une soupape permettant à l'air de rentrer (pour éviter les phénomènes de siphonage lors des arrêts de pompage) mais pas de sortir (pour permettre la réinjection sous pression si nécessaire). Cette soupape sera calibrée à une pression définie après les tests hydrauliques (afin d'éviter le claquage des formations géologiques)
- Une bride pleine étanche capable de supporter la pression et équipée de presse-étoupes pour le passage
 - Des éventuelles sondes de température et de niveau d'eau
 - D'une sonde de niveau manuelle ou de contrôle de fond de trou
 - Des câbles de sonde.

8.4.7.2 Pompes à chaleur et échangeurs

En fonction des besoins à assurer (qui dépendent du potentiel disponible et/ou des souhaits du Maître d'ouvrage concernant la part souhaitée pour de l'énergie renouvelable devant être affectée au projet), la pompe à chaleur peut être dimensionnée (débit, puissance...).

Les échangeurs sont généralement des **échangeurs à plaques** en inox 316 L (verticales), pour séparer l'eau de la boucle d'eau et l'eau de l'évaporateur de la PAC.

Il est couramment mis en place un filtre automatique pour assurer une protection à 300 microns pour l'échangeur. Un nettoyage automatique est effectué par contrôle de la pression différentielle. Toutefois, dans le contexte hydrogéologique du territoire du SCoT des Vosges Centrales, il est plus judicieux de mettre en place un **filtre cyclonique** compte tenu des risques de colmatage par des oxydes de fer liés à la qualité de l'eau.

En fonction des résultats de la faisabilité technique, la ou les pompes à chaleur envisagée(s) sont susceptible(s) d'assurer les besoins de chauffage, de rafraîchissement voire les ECS.

Seuls les projets situés dans des contextes très favorables (production importantes et réinjection facile) sont capables d'assurer les besoins en ECS. En effet, les **températures nécessaires pour couvrir ces besoins sont plus importantes, ce qui impose des débits en eau plus importants et plus variables dans le temps.**

Compte tenu de ces éléments, il dans les différents projets étudiés, les besoins moyens en ECS peuvent être assuré par le dispositif géothermique. Un appoint doit donc être prévu pour les pointes (gaz, électrique...) ou le secours.

8.4.7.3 Canalisations

Le réseau de distribution de la boucle d'eau est généralement réalisé en Polyéthylène calorifugé pour éviter les déperditions thermiques. Les raccords entre tubes sont thermo soudés. Il est toutefois possible selon des cas de mettre en place des canalisations de nature différente (acier inox, PVC...). Le diamètre des canalisations est à adapté en fonction des besoins maximums.

La circulation de l'eau dans le réseau est assurée par les pompes de forages.

8.4.8 Contraintes à prendre en compte

8.4.8.1 Contraintes foncières

8.4.8.1.1 Emprise de travaux

Pour un meilleur entretien et une exploitation moins coûteuse des forages, il est conseillé de réaliser les forages au niveau du sol avec un accès pour une machine de forage.

Les dimensions de ces machines sont relativement importantes :

- Mat replié (pour le transport) :
 - Longueur : 10 m
 - Largeur : 3 m
 - Hauteur : 4 m
- Mat déplié (pour les travaux) :
 - Longueur : 5 m
 - Largeur : 3 m
 - Hauteur : 15 m

Photographie d'une machine de forage sur camion

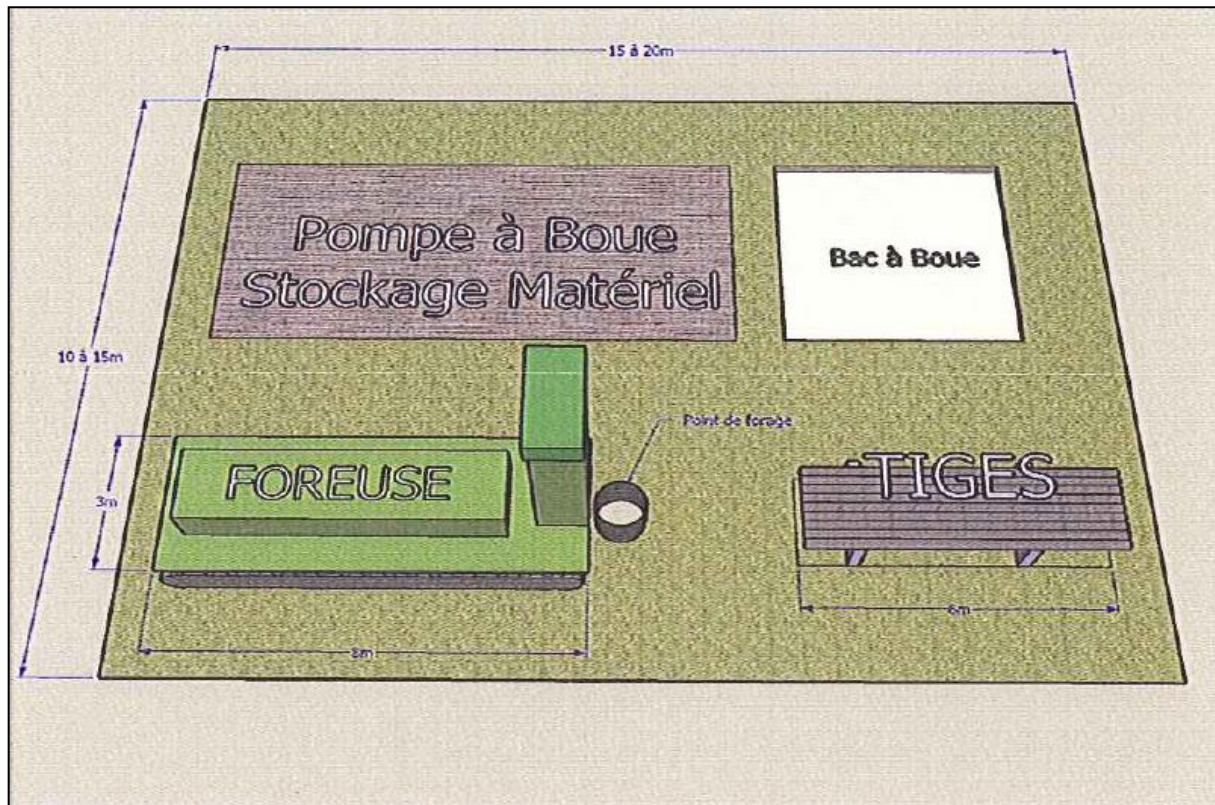
Source de la photographie : Suez Consulting



Pour les travaux, il faut prévoir une aire de travaux de **150 à 200 m² minimum** qui sera condamnée le temps de l'opération.

L'emprise type d'un chantier el la suivante :

Emprise type d'un chantier de forage au Rotary



Source du document : Sondalp SRCE

Pour information, il existe des machines de forages capables de travailler en sous-sol. Mais les entreprises disposant du matériel sont peu nombreuses et les interventions sont très coûteuses et plus longues.

8.4.8.1.2 Tête de puits

Les têtes de puits sont généralement enterrées et doivent être totalement étanches aux pollutions de surface. En surface, seuls un tampon en fonte est visible en surface

8.4.8.2 Contraintes de gestion et d'entretien

La durée de vie des ouvrages souterrains (forages) atteint environ 50 ans. Par contre, les équipements de surface et la PAC possèdent une durée de vie de 25 à 30 ans.

8.4.8.2.1 Contrôle de l'état visuel

Pour une exploitation optimale des forages, il est recommandé de réaliser un contrôle visuel de l'ouvrage tous **les 2 à 5 ans** en fonction de la qualité physicochimique et bactériologique de l'eau rencontrée.

Photographies d'une tête de puits de forage géothermique



Source des photographies : Suez Consulting

Cette opération nécessite le passage d'une caméra vidéo dans l'ouvrage et par conséquent la dépose des pompes d'exploitations en place dans les ouvrages.

En fonction de l'état de l'ouvrage (colmatage, développement bactérien...) une réhabilitation peut s'avérer nécessaire.

8.4.8.2.2 Contrôle de l'exploitation

Pour toutes les installations, il est recommandé de mettre en place au minimum un système d'enregistrement des paramètres de forages (niveau d'eau, pression, débit...) afin d'exercer un contrôle de l'installation.

Ce système raccordé à une **Gestion Technique Centralisée (GTC)** permet d'être alerté en cas de variation notable des paramètres de forages. Par exemple, une augmentation de la pression au niveau des forages de rejet pourrait être le signe d'un colmatage.

Ce système, bien que coûteux, permet d'éviter une détérioration irréversible des forages d'eau.

8.4.8.2.3 Régénération

Lorsqu'une régénération est nécessaire, il faut faire appel à une entreprise spécialisée. En fonction de l'anomalie détectée, un programme doit être engagé. Il pourrait consister à :

- Brosser les parois du forage et surtout les crépines,
- Désinfecter l'ouvrage (eau de Javel, eau oxygénée...)
- Traiter chimiquement l'ouvrage (acides, hexamétaphosphates...)
- Curer l'ouvrage...

Chacun de ces opérations doit se conclure par la réalisation d'un pompage d'essai par palier qui doit être comparé aux essais effectués lors de la création de l'ouvrage.

En moyenne, on considère que cette régénération de l'ouvrage est nécessaire tous les 5 à 10 ans (voir moins selon la qualité des eaux rencontrées).

8.4.8.2.4 Modalités de l'exploitation

La conduite des installations peut être conservée par le maître d'ouvrage, et dans le cas d'un maître d'ouvrage public, confiée à un exploitant de chauffage au secteur privé.

Parmi les types de marchés on peut noter :

- **La gestion directe ou régie dans laquelle**, la collectivité publique cumule l'ensemble des responsabilités (achat d'énergie, maintenance, gestion, facturation...), en ne déléguant que la conduite et l'entretien à une société de chauffage avec laquelle elle établit un contrat d'exploitation
- **L'affermage**, où la collectivité qui a réalisé l'investissement initial, confie la responsabilité des installations à une entreprise fermière. Cette dernière assure la conduite de l'installation, maintient en état les équipements, assure les renouvellements. Le fermier émet et perçoit les redevances de chauffage auprès des abonnés; il reverse une surtaxe à la collectivité pour le financement et l'amortissement des installations
- **La concession** où l'exploitant assure, outre la gestion du service, le financement et la construction des installations. Encouragée par les pouvoirs publics depuis le début des années 2000, la version la plus aboutie du dispositif de concession est la délégation de service public qui permet au maître d'ouvrage de déléguer à des opérateurs spécialisés l'ensemble des missions de service public.

En ce qui concerne les éléments du sous-sol, les opérations, de type P2 et/ou P3, sont généralement réalisées, sous contrat avec le maître d'ouvrage de façon directe ou avec son exploitant, par des sociétés de service spécialisées.

8.4.9 Evaluation des coûts et des délais

Les estimations de coûts communiqués dans ce paragraphe sont fournies à titre indicatif. Ils peuvent varier en fonction de l'importance du projet, du coût des matières premières (inox, carburants...), de contraintes de délais, d'accès...

8.4.9.1 Coûts des études

8.4.9.1.1 Etape 1 : étude de préféabilité

Le coût de l'étude de préféabilité est très variable en fonction des éléments devant être abordés.

Par exemple, le projet (donc les besoins) n'est pas nécessairement finalisé lors de l'étude. Dans ce cas la préféabilité se borne à donner la productivité des diverses nappes en présences.

La gamme de prix s'échelonne entre 2 000 et 5 000 €HT (voir plus).

8.4.9.1.2 Etapes 2 à 5 : étude de faisabilité

Le coût de la faisabilité est dépendant des données disponibles et de la réalisation ou non d'un forage de reconnaissance. Les coûts moyens observés (et pratiqués) sont les suivants :

Description du poste	Coût moyen en €HT
Montage du dossier AQUAPAC	1 000
Etude de faisabilité	3 000
Dossier de déclaration	1 000
Suivi technique d'un forage	4 000
Analyse d'eau	1 000
Compte rendu de travaux	2 000
Modélisation	7 000
TOTAL	19 000

Dans certains cas, il peut être prévu que le forage de reconnaissance soit à la charge du bureau d'étude (opérations « clé en main »). C'est ce qui est privilégié lors que le Maître d'ouvrage souhaite limiter les consultations et donc les délais de réalisation de la faisabilité.

8.4.9.1.3 Etape 6 : faisabilité réglementaire

Les coûts pour un dossier réglementaire dépendent du régime (autorisation/déclaration) auquel le projet est soumis :

Description du poste	Coût moyen en €HT
Déclaration/Téledéclaration	1 000
Avis d'Expert	1 000
Dossier d'autorisation	6 000
Frais d'enquête publique	6 000

8.4.9.1.4 Etape 7 : Suivi technique / maîtrise d'Œuvre

Le chiffrage des coûts de suivi technique et/ou maîtrise d'œuvre est délicat puisque dépendant de chaque projet. Le tableau ci-après fournit une estimation sommaire des différents postes :

Description du poste	Coût moyen en €HT
ACT	3 000
DET (par forage)	4 000
DET canalisations	Variable selon les travaux
AOR	2 000
Assistance géologique et conditions optimales d'exploitation	3 000
GPA	3 000

Ces éléments sont affinés en fonction de chaque projet.

8.4.9.2 Coûts des travaux (investissement)

8.4.9.2.1 Forages

Les coûts de forage sont variables en fonction de chaque projet et des conditions économiques. Le coût moyen des forages est très variable :

- Pour un forage de reconnaissance: **entre 500 et 1 500 €HT** du mètre linéaire
- Pour un forage de 50 m³/h: **entre 1 000 et 1 500 €HT** du mètre linéaire
- Pour un forage de 100 m³/h: **entre 2 000 et 3 000 €HT** du mètre linéaire.

Dans certains cas (forage en sous-sol par exemple), les coûts unitaires peuvent dépasser ces estimations.

8.4.9.2.2 Equipement de forage et tête de puits

Les coûts des équipements de forage (pompe, colonne de refoulement...) sont variables en fonction de chaque projet et des conditions économiques.

Le coût des têtes de puits est compris entre 5 000 et 15 000 €HT par forage selon la nature de la tête de puits préconisée. En cas de tête de puits en sous-sol (repris dans les fondations ou dans les radiers des niveaux bas, ces estimations peuvent être plus importantes.

8.4.9.2.3 Canalisations

Comme pour le forage, les coûts des canalisations sont très variables (en fonction du diamètre, de la longue totale...) : entre **100 et 200 €HT** du mètre linéaire de canalisation.

8.4.9.2.4 Pompe à chaleur

Le coût des pompes à chaleur est variable selon la puissance²⁷ :

Puissance (kW)	Investissement (€)	Maintenance (€/an)
8	7 500	250
120	30 000	1 000
300	75 000	1 000
1 000	300 000	2 500
1 200	360 000	2 500

8.4.9.3 Information concernant les subventions

Les subventions disponibles sont fournies par l'ADEME, le conseil Régional et le FEDER (organisme européen). Les modes d'attributions des aides sont régionalisées.

Deux grands types d'aides sont disponibles (Fond Chaleur) :

- **Les aides à la décision**, qui financent jusqu'à 50% les études de faisabilité nécessaires au choix du maître d'ouvrage. Un rendez-vous avec l'ADEME est dans la plupart des cas nécessaire pour l'obtention des aides. Un dossier de demande de subvention doit être adressé.
- **Les aides à l'investissement** qui peuvent contribuer jusqu'à 60% du surcoût par rapport à une solution de base tout au gaz.

²⁷ Source : AFPG – Géothermie assistée par pompes à chaleur – étude technico-économique – juillet 2014

Le montant des subventions est fonction des crédits disponibles :

- En règle générale, chaque maître d'ouvrage reçoit une subvention pour l'aide à la décision. Ces aides sont souvent faibles et ne couvrent pas les 50% théorique de l'étude de faisabilité.
- En ce qui concerne les aides à l'investissement, tout dépend du mode d'attribut de ces aides. Selon les régions les aides sont conditionnées par des **appels à projets** qui ont des dates de dépôts fixés dans l'année.

8.4.9.4 Coûts de maintenance/entretien

8.4.9.4.1 Cout de l'énergie

Le tableau ci-après renseigne sur les coûts d'énergie (hors taxe) issus de la base de données PEGASE du Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie pratiqués⁹ :

	Prix de l'électricité (€/kWh)	Prix du gaz (€/kWh)	Abonnement gaz (€)	Prix du propane (€/kWh)
Particuliers	0,118	0,059	185	0,134
Collectif	0,08	0,051	1093	–
Tertiaire	0,08	0,051	1093	–

8.4.9.4.2 Entretien des forages d'eau

Inspection vidéo

Le contrôle visuel du forage est estimé à **2 000 €HT** (hors coût de démontage des pompes)

Régénération

Le coût d'entretien des forages d'eau est variables en fonction de la localisation du forage qui détermine son accessibilité (surface/sous-sol). On estime **entre 10 000 et 15 000 €HT** le montant d'une intervention **par forage**.

La fréquence d'intervention est généralement comprise entre 5 et 10 ans.

8.4.9.5 Estimation des délais de mise en œuvre

Consultation d'un bureau d'étude pour la préfaisabilité et la faisabilité : **<1 mois**

Réalisation de l'étude de préfaisabilité : **au maximum 1 mois**

Réalisation de l'étude de faisabilité (cas forage d'eau) : **5-7 mois**

Dossier AQUAPAC (y compris instruction) : 2 mois (en simultané du dossier de déclaration)

Déclaration du forage test (y compris instruction) : 3 mois

Création d'un forage de reconnaissance : 1-3 mois (selon profondeur et diamètre)

Modélisation et dimensionnement définitif : 1 mois

Dossier réglementaire (y compris instruction) : **7-19 mois**

Désignation d'un maître d'œuvre (forage et/ou canalisation) : **3 mois**

Partie forage (pouvant être simultanée à la partie canalisations et pompes à chaleur)

Consultation des entreprises de forage : **1 mois** (minimum selon la complexité des travaux à réaliser)

Durée des travaux par forage d'eau : **1-3 mois** (selon profondeur et diamètre)

Partie canalisations et pompe à chaleur (pouvant être simultanée à la partie forage)

Consultation des entreprises CVC : **1 mois** (minimum selon la complexité des travaux à réaliser)

Durée des travaux CVC : **3-6 mois** (selon diamètre et linéaire de conduites à poser)