



LIVRABLE

**ELABORATION D'UN SCHEMA DIRECTEUR
DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES
RENOUVELABLES**

Rapport de diagnostic



Table des matières

1.	Rappel du contexte et objectifs du SDEnR.....	3
2.	Etat des lieux énergétiques du territoire	4
2.1.	Planification existante et démarches en cours	4
2.2.	Acteurs territoriaux	8
2.3.	Consommations énergétiques.....	10
2.4.	Productions d'énergies renouvelables (EnR).....	14
2.5.	Réseaux énergétiques.....	19
2.5.1.	Réseau électrique	20
2.5.2.	Réseaux gaziers.....	25
2.5.3.	Réseaux de chaleur.....	27
3.	Potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération EnR&R	30
3.1.	Synthèse des potentiels	30
3.2.	Méthodologies d'identification des gisements.....	31
3.2.1.	Gisement brut.....	32
3.2.2.	Passage du gisement brut au potentiel net.....	32
3.2.3.	Potentiel net.....	34
3.2.4.	Priorisation des sites d'implantation potentiels	34
3.3.	Analyse croisée des enjeux.....	35
3.4.	Potentils de développement des EnR&R par filières	40
3.4.1.	Electricité renouvelable	40
3.4.2.	Chaleur renouvelable	66
3.4.3.	Gaz renouvelable.....	90



I. Rappel du contexte et objectifs du SDEnR

La France renforce ses ambitions en termes de développement des énergies renouvelables et de récupération. Le contexte législatif évolue dans ce sens avec la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) publiée au Journal Officiel du 18 août 2015, qui introduit la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) qui ambitionne la neutralité carbone en 2050 et la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) qui vise un objectif de 33% de production d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) dans la consommation finale brute d'énergie en 2030. Plus récemment, la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables introduit à son tour des obligations de planification et de développement des EnR&R à l'échelle locale.

Ces dispositions sont déclinées à l'échelle régionale avec les Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET). En Grand Est, le SRADDET a été adopté en 2019, et fixe un l'objectif de devenir une région à énergie positive en 2050, c'est-à-dire, produire autant d'énergie renouvelable que d'énergie consommée en 2050.

Plus localement, une des deux Communautés de Communes du PETR du Pays de Sarrebourg, la Communauté de Communes Sarrebourg Moselle Sud a adopté son Plan Climat Air Énergie Territorial (PCAET) en 2024. Ce document définit les grandes orientations à l'échelle de l'intercommunalité en matière d'énergie et de climat afin de lutter contre le réchauffement climatique, maîtriser les consommations énergétiques et accélérer le développement des énergies renouvelables.

En 2024, les communes du Pays de Sarrebourg ont également travaillé sur la définition de premières zones d'accélération des énergies renouvelables (ZAER) pour certaines filières EnR&R.

Dans la continuité de l'ensemble de ces démarches, le PETR du Pays de Sarrebourg a décidé de lancer son Schéma Directeur de développement des Énergies Renouvelables (SDEnR). L'objectif du schéma sera de :

- Produire une vision intégrée de l'énergie pour le projet de territoire en concertation avec les acteurs, afin de connaître les capacités du territoire à décarboner son mix énergétique pour atteindre les objectifs fixés ;
- Scénariser la trajectoire énergétique du territoire afin de déterminer la stratégie de planification opérationnelle de développement des EnR&R spécifique du Pays de Sarrebourg ;
- Faciliter le passage à l'action et obtenir une déclinaison opérationnelle des objectifs du territoire ;
- Prendre en compte l'ensemble des enjeux environnementaux et paysagers du territoire pour aboutir à une absence d'incidences notables.

Ce premier rapport de diagnostic inclut :

- Un état des lieux énergétique du territoire (contexte actuel) ;
- Une description détaillée des potentiels de développement des ENR&R sur le territoire du PETR.

2. Etat des lieux énergétiques du territoire

2.1. Planification existante et démarches en cours

ECHELLE NATIONALE

A l'échelle nationale, La Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (LTECV) de 2015 vise à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif. Dans ce cadre, elle fixe des objectifs à moyen et long terme pour la France. Concernant les énergies renouvelables (EnR), l'objectif est de porter la part des EnR à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030. Pour ce faire, elle prévoit l'élaboration d'une stratégie nationale bas carbone (SNBC) et d'une programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) :

- La SNBC est la feuille de route de la France pour lutter contre le changement climatique et atteindre l'objectif de neutralité carbone en 2050. Elle définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et donne des orientations pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone, circulaire et durable.
- La PPE exprime les orientations et fixe les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire afin d'atteindre les objectifs énergétiques de la LTECV. Les objectifs de la PPE2 concernant le développement des EnR sont synthétisés ci-dessous :

	Unité	Réalisé			Objectifs	
		2018	2019	2020	2023	2028
La chaleur et le froid renouvelables et de récupération						
Biomasse	TWh	112	113	106	145	157 à 169
Pompes à chaleur y compris PAC géothermiques	TWh	28	32	33	39,6	44 à 52
Géothermie profonde	TWh	2	2	2	2,9	4 à 5,2
Solaire thermique	TWh	1,19	1,20	1,21	1,75	1,85 à 2,5
Quantité de chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur	TWh	13,9	14,6	nd	24	31 à 36
Le gaz renouvelable						
Biogaz injecté dans les réseaux	TWh	0,7	1,2	2,2	6	14 à 22
L'électricité renouvelable						
Hydroélectricité (yc Step* et énergie marémotrice)	GW	25,5	25,6	nd	25,7	26,4 à 26,7
Éolien terrestre	GW	15,2	16,6	17,5	24,1	33,2 à 34,7
Photovoltaïque	GW	8,4	9,3	10,2	20,1	35,1 à 44,0
Électricité à partir de méthanisation	MW	178	214	235	270	340 à 410
Éolien en mer	GW	0	0	0	2,4	5,2 à 6,2

Figure 1 : Objectifs en matière de développement des EnR dans le cadre de la PPE2 2019-2028 (source : SDES)

La nouvelle loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) introduite en 2023 fixera les nouvelles priorités d'action en tenant compte du rehaussement de l'objectif européen de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre à -55% d'ici 2030. Dans ce cadre, les 3^{èmes} éditions de la SNBC et de la PPE sont en cours d'élaboration : celles-ci constitueront ensemble la Stratégie Française pour l'Energie et le Climat (SFEC).

ECHELLE REGIONALE

En 2016, la Loi NOTRe (Nouvelle Organisation Territoriale de la République) a introduit l'élaboration de Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) dans les missions des Régions. Le SRADDET fixe les objectifs en matière d'équilibre et d'égalité des territoires, d'implantation des différentes infrastructures d'intérêt régional, de désenclavement des territoires ruraux, d'habitat, de gestion économe de l'espace, d'intermodalité et de développement des transports.

En matière de climat, d'air et d'énergie, le SRADDET définit les objectifs de lutte contre le changement climatique, de lutte contre la pollution atmosphérique, de maîtrise de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R).

Ses objectifs s'imposent aux documents de planification (Schéma de cohérence territoriale (SCoT), Plan de Déplacements Urbains (PDU), Plan Climat-Air-Energie Territorial (PCAET), ...).

Le SRADDET de la région Grand Est fixe un objectif de développement de la production des EnR pour viser 100% de la part d'EnR dans la consommation énergétique d'ici à 2050. Côté consommations énergétiques, l'ambition régionale est de baisser de 55% ces consommations d'ici 2050.

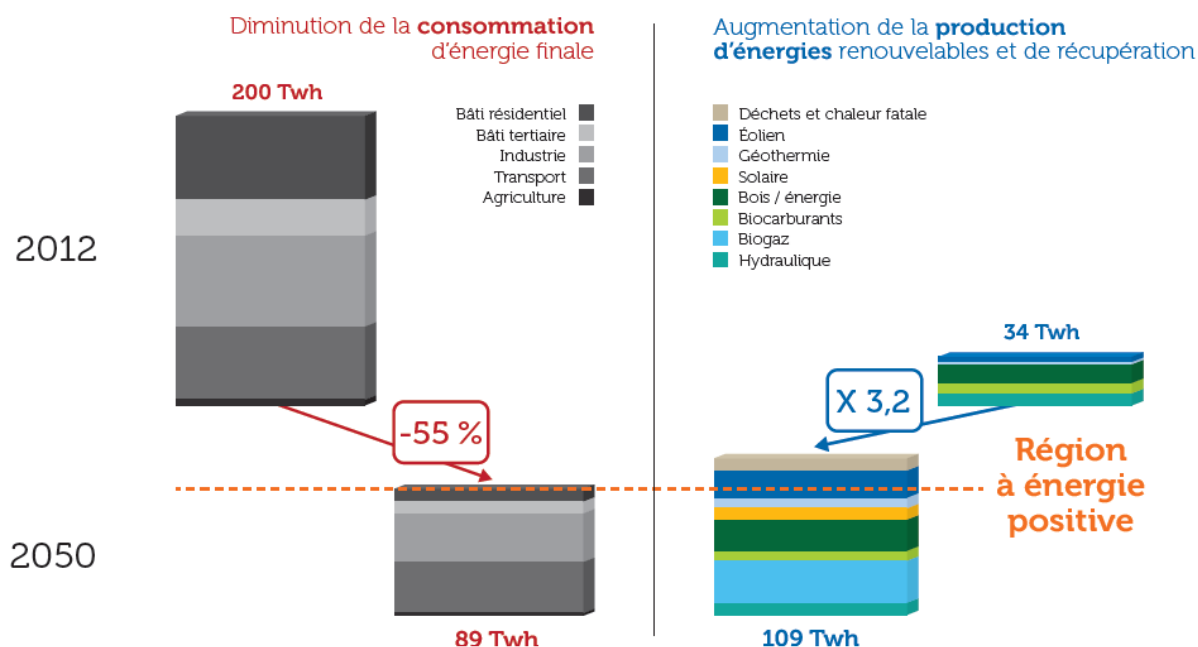


Figure 2 : Scénario région Grand Est à énergie positive et bas carbone en 2050 (Source : SRADDET Grand Est)

La trajectoire de développement de la production d'énergie renouvelable par filière est indiquée à titre indicatif dans le tableau ci-dessous :

GWh	2012	2021	2026	2030	2050	coefficient multiplicateur 2050/2012
Hydraulique réelle	8 550	8 552	8 810	9 016	9 800	1,1
Biogaz	356	1 544	3 612	5 267	27 184	76,4
Biocarburants	6 826	7 726	7 767	7 800	8 000	1,2
Bois énergie	12 482	17 137	17 822	18 370	20 730	1,7
Chaleur fatale	626	2 310	3 666	4 750	9 500	15,2
Solaire thermique	101	181	230	269	726	7,2
Photovoltaïque	396	1 081	1 853	2 470	5 892	14,9
PAC géo/aquathermiques	1 351	3 298	4 010	4 580	6 500	4,8
Géothermie très haute énergie (année réf. 2016)	38	417	735	990	2 250	80,4
Eolien	3 517	6 863	9 710	11 988	17 982	5,1
TOTAL	34 205	49 107	58 215	65 501	108 564	3,2

Figure 3 : Trajectoire de développement indicative de la production EnR par filière pour la région (Source : SRADDET Grand Est)

Une cartographie des zones favorables au développement de l'éolien ZFDE a également été élaboré au niveau régional en 2023. Le travail a consisté en une analyse et hiérarchisation des enjeux paysagers, patrimoniaux, environnementaux, techniques. Ce travail comporte également une notice de recommandations relative au développement éolien décrivant également une priorité régionale en faveur du repowering et de la densification des parcs existant.

En parallèle le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) est établi par le gestionnaire du réseau de transport (RTE), en lien avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité au niveau régional. Il indique, pour chaque poste source de la Région, la capacité réservée à l'injection d'électricité renouvelable. Il est validé par un certain nombre d'autorités dont les syndicats d'énergie puis adopté par le préfet de Région.

Le S3REnR constitue un outil privilégié d'aménagement du territoire pour assurer l'intégration des EnR aux réseaux électriques tout en préservant la sûreté du système et en maîtrisant les coûts. Le schéma a pour objectif de faciliter l'atteinte des ambitions régionales fixées dans le cadre du SRADDET.

Concernant la région Grand Est, 5 000 MW sont mis à disposition actuellement par le schéma en vigueur pour un total de 499M€ d'investissements.

ECHELLE INTERCOMMUNALE

Le PETR du Pays de Sarrebourg et ses deux Communauté de Communes membres mènent plusieurs démarches en faveur de la transition énergétique et écologique :

- Le SCoT (Schéma de Cohérence Territoriale) du Pays de Sarrebourg, approuvé en 2020 et en cours de modification, fixe pour objectif de tendre vers un territoire à énergie positive, c'est-à-dire d'être un territoire qui produit au moins autant voire plus d'énergie qu'il n'en consomme. Pour cela, il prévoit de sensibiliser les professionnels et la population à des



pratiques de réduction des consommations énergétiques ainsi que de promouvoir le développement des EnR en fonction des opportunités du territoire et en intégrant les enjeux environnementaux. Une procédure de modification simplifiée du SCoT est en cours et vise à :

- Supprimer l'interdiction d'installation de panneaux photovoltaïques sur terrains en exploitation agricole ;
- Proposer, au regard de cette suppression, une réécriture de l'orientation du DOO « tendre vers un territoire à énergie positive », afin notamment de rendre le SCoT compatible avec les dispositions de la loi APER portant sur l'Accélération de la Production d'Énergie Renouvelables de 2023.
- Le Plan Climat Air Énergie Territorial (PCAET) de la Communauté de Communes Sarrebourg Moselle Sud adopté en 2024 dans lequel l'intercommunalité s'engage à porter à 50% la production d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale à horizon 2050, avec en parallèle un objectif de réduction des consommations énergétique de -37%. Cet objectif implique de multiplier par 2,5 la production EnR&R d'ici 2050 par rapport au niveau de 2012. Il prend en compte le potentiel de développement des énergies renouvelables du territoire et l'importante consommation énergétique du secteur industriel, qui rend difficile l'atteinte d'une indépendance énergétique à 100%

ECHELLE COMMUNALE

La loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (loi APER) met en place de nouvelles mesures pour permettre à la France de rattraper son retard dans le développement des renouvelables et de donner les moyens d'atteindre les objectifs ambitieux en la matière. Cette loi s'articule autour de 4 axes :

1. Planifier avec les élus locaux le déploiement des énergies renouvelables dans les territoires
2. Simplifier les procédures d'autorisation des projets d'énergies renouvelables
3. Mobiliser les espaces déjà artificialisés pour le développement des énergies renouvelables
4. Partager la valeur des projets d'énergies renouvelables avec les territoires qui les accueillent.

Elle vise notamment à renforcer le déploiement des énergies renouvelables (EnR) en France, en cohérence avec les objectifs de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

Dans ce cadre, elle place en particulier les élus et leurs territoires au centre du jeu. Très concrètement, elle prévoit que les communes puissent définir, après concertation des habitants, des « zones d'accélération » favorables à l'accueil des projets d'énergies renouvelables (ZAER). La liste des zones d'accélération sera consolidée à l'échelle du département, après avis du comité régional de l'énergie quant à la suffisance des zones pour atteindre les objectifs régionaux de développement des EnR. Aucune zone ne pourra être identifiée sans un accord de la commune d'implantation. Dans ces zones, les délais des procédures seront plus précisément encadrés et les projets pourront bénéficier d'avantages dans les procédures d'appels d'offres afin de faciliter leur déploiement (bonus, modulation tarifaire, ...) et d'y attirer les implantations, sur les emplacements que les collectivités auront jugé les plus opportuns dans leur projet de territoire.

Les documents d'urbanisme (type PLUi, ScoT, ...) devront intégrer une carte des zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables

La cartographie des zones d'accélération des EnR est en cours sur les deux CC du PETR. Les communes des deux CC ont d'ores et déjà proposé des ZAER pour certaines filières EnR sur leur territoire et ont encore la possibilité de remonter de nouvelles zones. Ces zones seront arrêtées après avis des services de l'état.

Le schéma ci-dessous résume les différentes strates de la planification de la transition énergétique et leur articulation :

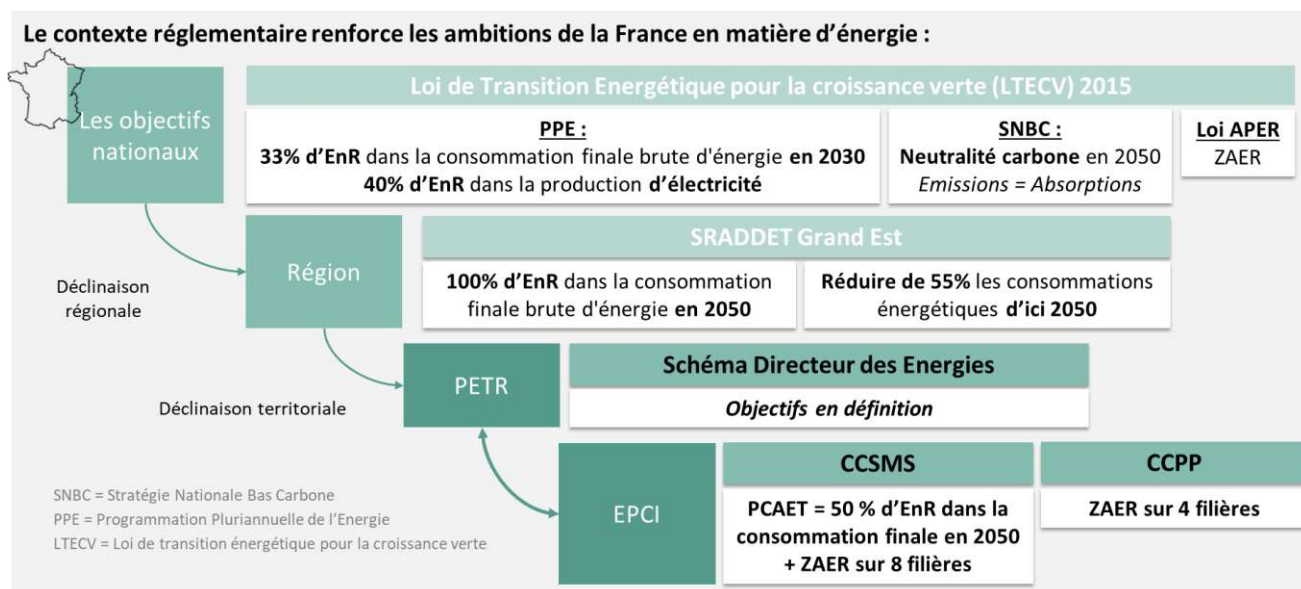


Figure 4 : Planification existante

2.2. Acteurs territoriaux

Le diagramme ci-dessous présente les acteurs EnR présents sur le territoire :

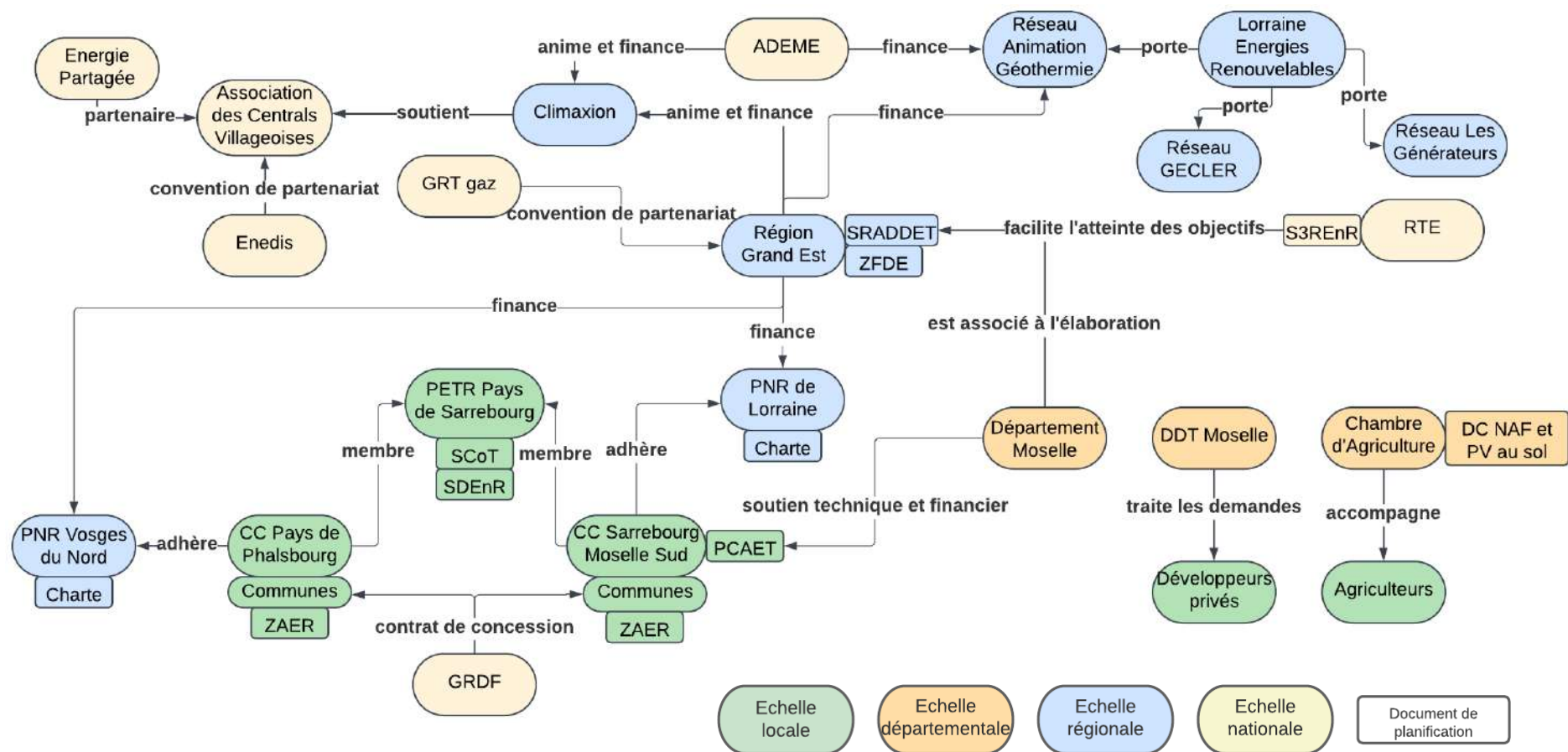


Figure 5 : Diagramme des acteurs EnR du territoire



De nombreux acteurs ont été associés à la démarche d'élaboration du Schéma Directeur des Energies Renouvelables du PETR notamment via :

- **Le Comité de Pilotage** de l'étude : la commission SCoT du PETR, le Conseil de Développement du PETR, les CC membres du PETR, la DDT 57, la CA (Chambre d'Agriculture) 57, le PNR de Lorraine, le PNR Vosges du Nord, le Conservatoire des Espaces Naturels (CEN) de Lorraine, l'ADEME Grand Est, la DREAL Grand Est, le Conseil Régional Grand Est, le Conseil Départemental de Moselle, RTE, Enedis, l'agence de l'eau Rhin Meuse, LER (Lorraine Energies Renouvelables), l'Association Jeunes Agriculteurs, Préservons la Biodiversité, Collectif Paysage de l'Après Pétrole ;
- **La réalisation d'entretiens** : les deux Communautés de Communes, la CA 57, le réseau Animation Géothermie porté par LER ;
- **La concertation** concernant l'analyse croisée des enjeux du territoire : CEN, les PNR, la DDT 57, la CA 57, le PETR, les 2 CC, la DREAL, l'ADEME, ... ;
- **Des questionnaires** à destination des communes et des entreprises du territoire ;

Les éléments recueillis lors des différents temps d'échanges (entretiens, concertation, COPIL) sont intégrés dans la suite de ce rapport.

2.3. Consommations énergétiques

L'état des lieux énergétiques du territoire a été réalisé sur l'année de référence 2022, dernière année pour laquelle les données étaient entièrement disponibles et consolidées. Le territoire du PETR consomme un total de **2 514 GWh_{EF} par an en 2022** avec la répartition par secteur d'activité suivante :

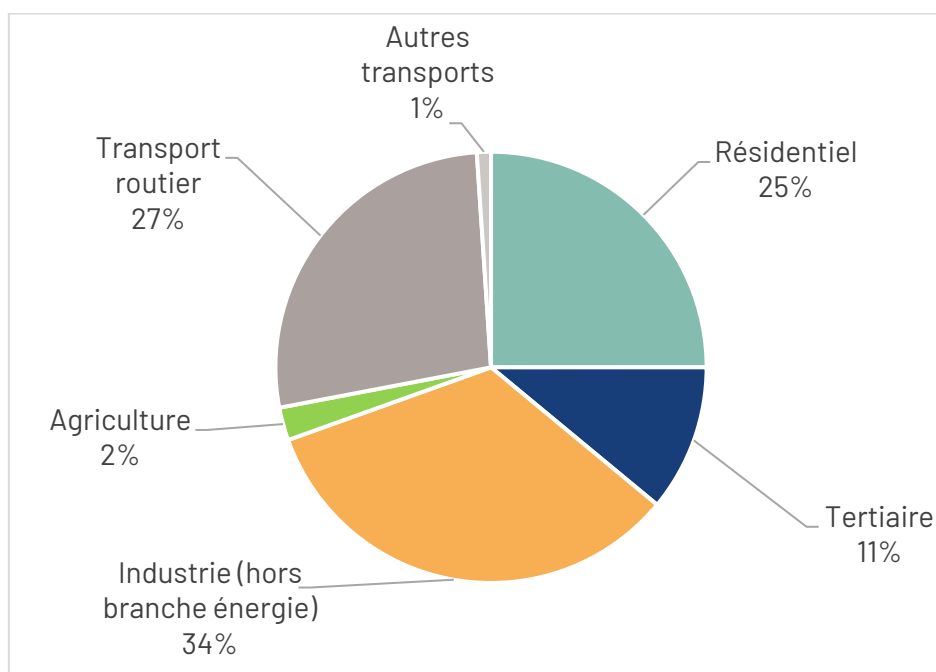


Figure 6 : Répartition des consommations d'énergie par secteur (source : ATMO Grand Est - Invent'Air V2024 et questionnaire entreprise)

Consommation en GWh	Total
Résidentiel	628
Tertiaire	277
Industrie (hors branche énergie)	843
Agriculture	62
Transport routier	677
Autres transports	27
TOTAL	2 514 GWh

Figure 7 : Bilan des consommations d'énergie par secteur (source : ATMO Grand Est et questionnaire entreprise)

Les trois principaux secteurs consommateurs d'énergie sont le **secteur de l'industrie, le secteur des transports routiers et le secteur résidentiel**, énumérés par ordre croissant de consommation. Ces trois secteurs concentrent **86% de la consommation totale** du territoire.

En 2022, la consommation moyenne par habitant s'élève donc à **40,2 MW_{EF}/hab.an**, supérieur à la moyenne régionale de 30,3 MW_{EF}/hab.an. Cette différence s'explique par une forte consommation du secteur industriel sur le territoire du PETR. En effet, en considérant les consommations hors secteur industriel lié à l'activité de cimenterie sur le territoire, la moyenne s'élève à 29,2 MW_{EF}/hab.an, ce qui correspond au niveau régional.

La répartition de la consommation totale par type d'énergie consommée est la suivante :

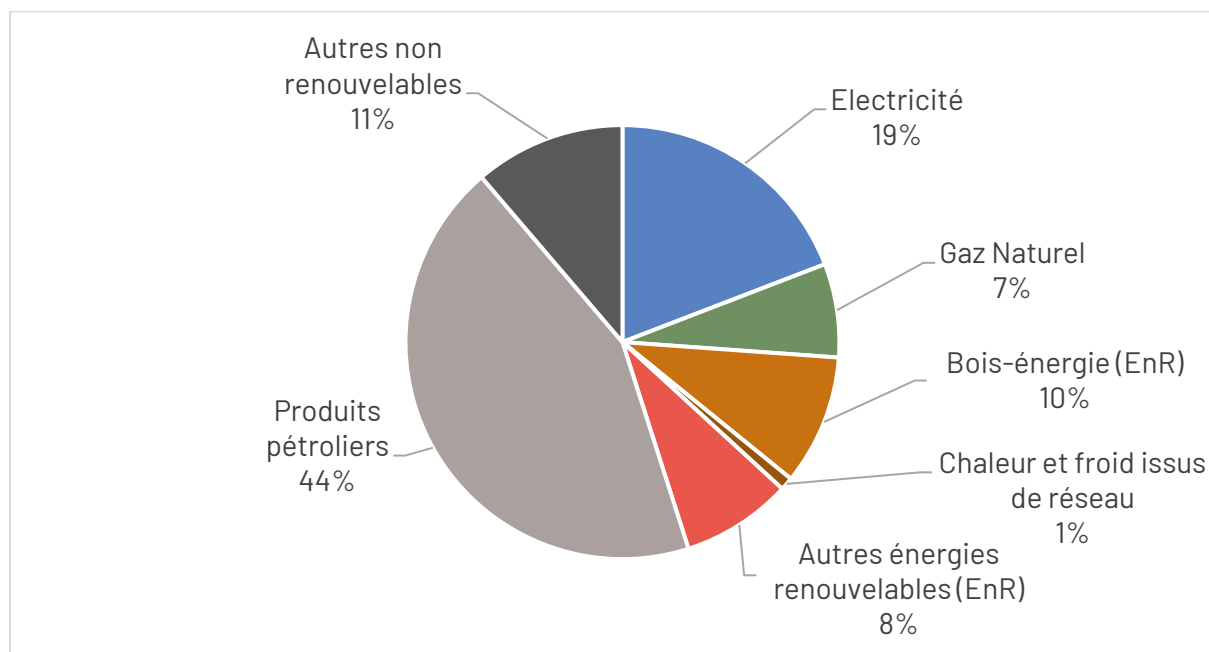


Figure 8 : Répartition des consommations d'énergie par type d'énergie (source : ATMO Grand Est et questionnaire entreprise)

La **part des énergies fossiles dans le mix énergétique atteint les 62%**, avec les produits pétroliers représentant 44% de cette part et le gaz naturel 7%.

11% de la consommation concernent « d'autres énergies non renouvelables », essentiellement du coke de pétrole, des solvants, ...

Cette répartition des consommations par type d'énergie consommé se différencie par secteurs d'activité de la manière suivante :

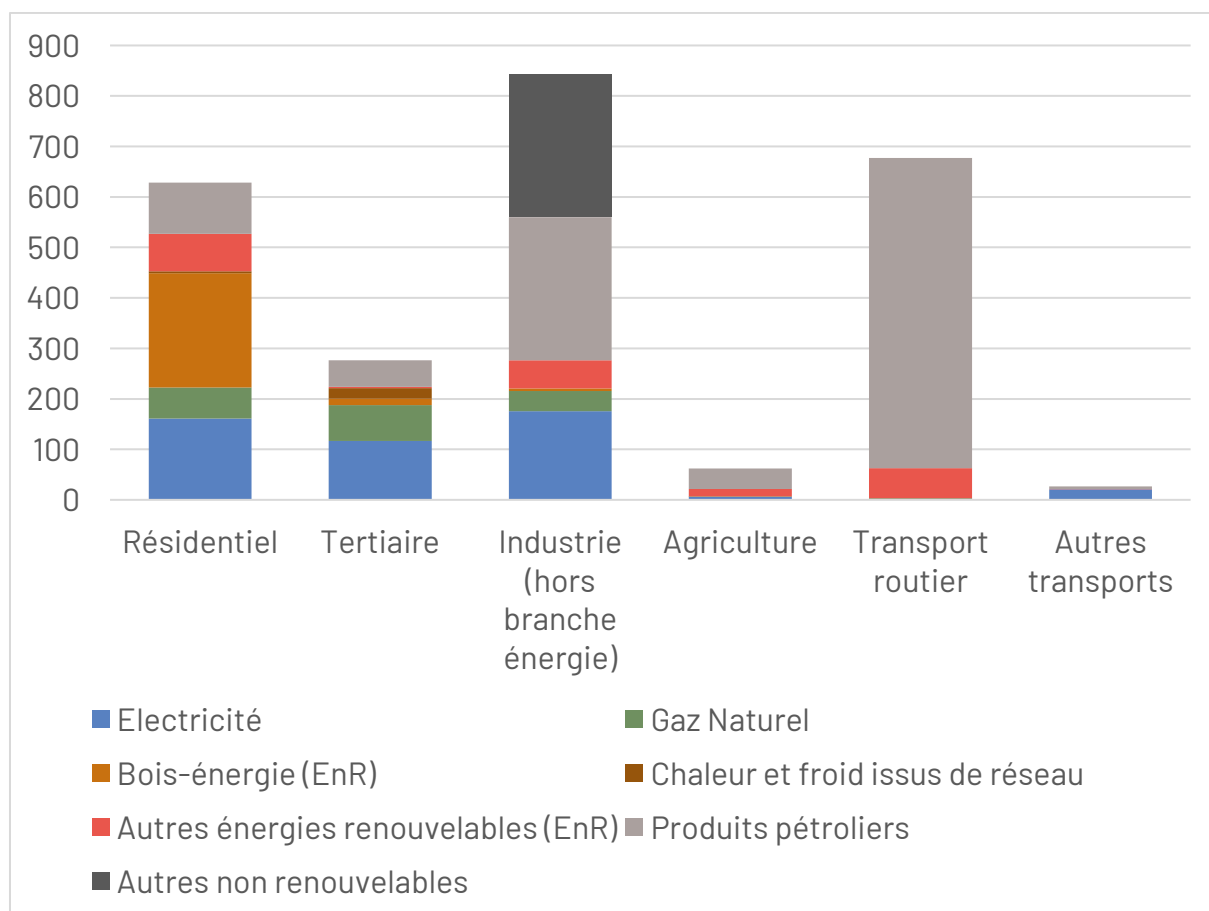


Figure 9 : Répartition des consommations par secteur d'activité et type d'énergie (source : ATMO Grand Est - Invent'Air V2024 et questionnaire entreprise)

Consommation en GWh	Electricité	Gaz Naturel	Bois-énergie	Chaleur et froid issus de réseau	Autres énergies renouvelables	Produits pétroliers	Autres non renouvelables	Total
Résidentiel	160,8	62,0	226,0	3,6	74,6	101,3	-	628
Tertiaire	116,7	71,0	12,8	20,7	2,4	53,0	-	277
Industrie (hors branche énergie)	175,7	40,1	4,9	-	55,7	283,4	282,9	843
Agriculture	6,3	0,4	0,4	-	14,5	40,6	-	62
Transport routier	1,0	2,0	-	-	59,9	614,3	-	677
Autres transports	21,0	-	-	-	0,4	5,1	-	27
TOTAL	482	177	244	24	208	1098	283	2 514

Figure 10 : Détails des consommations énergétiques par secteurs d'activité et type d'énergie (source : ATMO Grand Est - Invent'Air V2024 et questionnaire entreprise)

Les secteurs d'activité dont la part d'énergie fossile reste la plus élevée sont le secteur des transports routiers (91% d'énergie fossile), le secteur de l'agriculture (66% d'énergie fossile) et le secteur industriel (72% d'énergie fossile). Le secteur résidentiel est le secteur dont la part des énergies fossiles est la plus faible, d'une hauteur de 26%.

Concernant les produits pétroliers, 82% des consommations proviennent du secteur des transports et de l'industrie.

Focus secteur industriel

Le secteur industriel étant le premier poste de consommation d'énergie du territoire (34 % des consommations) et un des secteurs dont la part d'énergie fossile est la plus élevée (72% d'énergie fossile), celui-ci a fait l'objet d'un focus particulier à travers la réalisation d'un questionnaire à destination des entreprises du territoire. Le questionnaire a été transmis à 72 entreprises sur l'intégralité du territoire du PETR. 17 entreprises ont répondu au questionnaire, dont 12 industriels de différent secteur.

Ce questionnaire a pour principal vocation à permettre de déterminer les consommations énergétiques futures du territoire qui seront estimées dans le cadre de la phase de scénarisation du SDEnR.

Les résultats de ce questionnaire ont également été utilisés pour l'état des lieux des productions EnR&R et leur potentiel de développement dans la suite de ce document.

Il ressort également que l'activité de cimenterie sur le territoire représente 81% des consommations énergétiques industrielles, soit 27% des consommations totales du territoire.

2.4. Productions d'énergies renouvelables (EnR)

L'année de référence pour les productions d'énergies renouvelables est l'année 2022.

En 2022, **le territoire a produit 461 GWh d'énergie renouvelable**. La répartition de cette production par vecteur énergétique est la suivante : 49 GWh de production électrique, 395 GWh de production thermique, 17 GWh de production de biogaz et 0,4 GWh de production biocarburants.

Le **taux de couverture des énergies renouvelables s'élève donc à 18,3%** de la consommation d'énergie finale et est donc légèrement inférieur au niveau national qui s'élève à 20,7% en 2022.



Figure 11 : Balance énergétique du territoire en 2022

Concernant la **production électrique**, l'éolien contribue à hauteur de 52% de la production électrique et le photovoltaïque à hauteur de 31%.

La filière bois particulier représente 66 % de la **production thermique**, suivi par la production par pompes à chaleur (aérothermie) à hauteur de 15%.

La méthanisation est la seule source de **production de biogaz** sur le territoire (100%).

La répartition de la production renouvelable par filière EnR&R est la suivante :

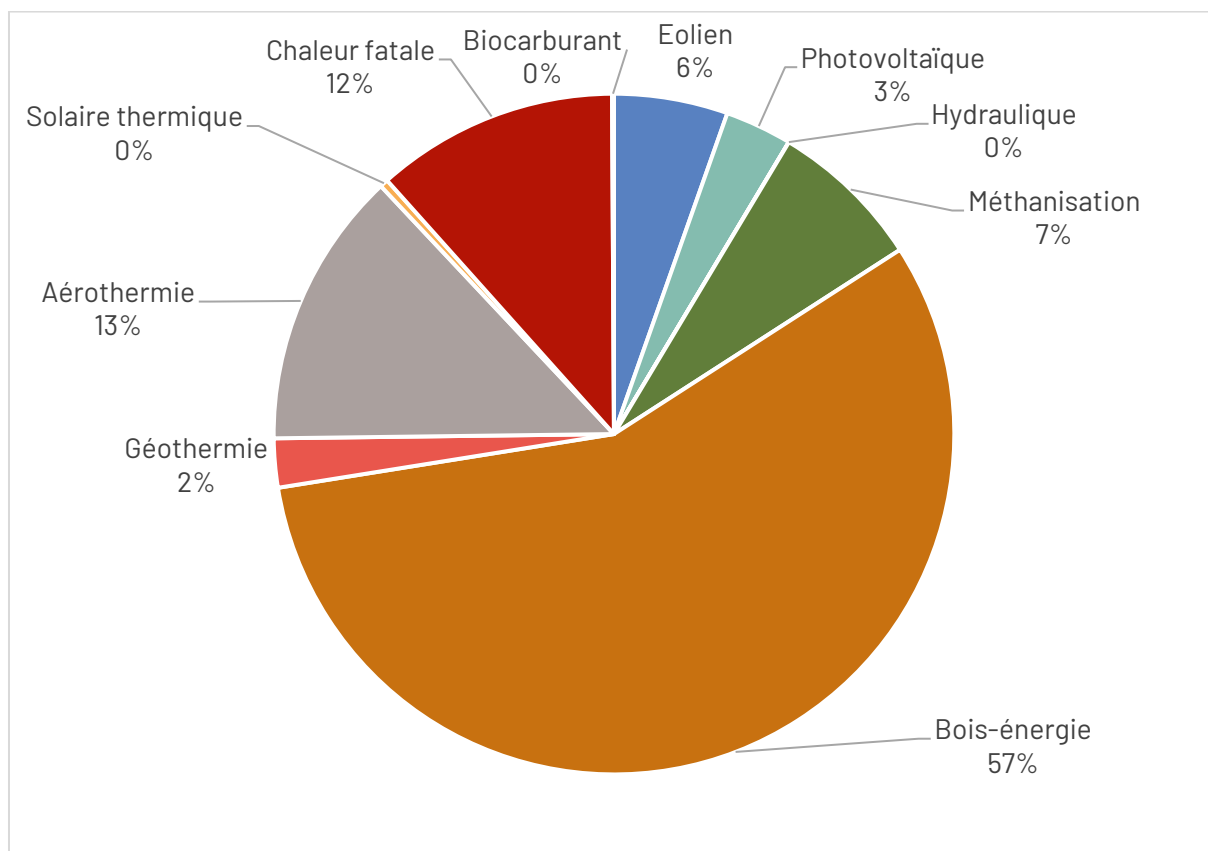


Figure 12 : Répartition de la production ENR par filière (source : ATMO Grand Est - Invent'Air V2024 et questionnaire entreprise)

Production en GWh	Électricité	Chaleur	Biogaz	Biocarburant	Total
Eolien	24,9	-	-	-	25
Photovoltaïque	14,6	-	-	-	16
Hydraulique	0,04	-	-	-	0
Méthanisation	8,4	8,4	16,8	-	34
Bois-énergie	-	260,2	-	-	260
Géothermie	-	10,7	-	-	11
Aérothermie	-	60,7	-	-	61
Solaire thermique	-	1,8	-	-	2
Chaleur fatale	-	53,0	-	-	53
Biocarburant	-	-	-	0,4	0
TOTAL	48	395	17	0,4	460

Figure 13 : Détails des productions d'énergies renouvelables et de récupération par filière (source : ATMO Grand Est - Invent'Air V2024 et questionnaire entreprise)



LES INSTALLATIONS REMARQUABLES ET EN PROJET

La production d'énergie renouvelable sur le territoire s'opère par des installations de différents types : des moyens de production dits centralisés qui correspondent à des installations d'assez grande puissance et qu'il est possible de recenser en détail : parcs éoliens, centrales photovoltaïques, chaufferie bois-énergie collective, installations de méthanisation, ... et des moyens de production diffus, que sont les installations photovoltaïques individuelles, installations bois-énergie individuelles, ... pour lesquelles la connaissance est territoriale, à l'échelle de la commune.

Ainsi, il est impossible de réaliser de manière exhaustive le recensement des installations photovoltaïques en toiture. Les informations site par site ne sont pas accessibles afin de préserver le caractère privé de certaines données, notamment sur les installations de très petite puissance chez des particuliers. Il est cependant possible de dresser la liste des installations de puissance plus importante par le biais du registre national des installations de production d'électricité et de stockage. Cette base de données présente les installations de puissance supérieure à 36 kW. Les informations relatives aux installations de moins de 36 kW sont rendues publiques après agrégation et seront donc présentées à l'échelle de la commune. Seules les installations « remarquables » de plus de 100 KWc installées seront donc recensées en détail.

Le territoire compte en 2022 :

- **Le parc éolien le Haut des Ailes I & 2** de 44 MW en partie sur le PETR, constitué de 22 éoliennes (16 éoliennes installées en 2005 puis extension de 6 éolienne supplémentaire en 2008), dont 8 éoliennes (16 MW) sur le territoire du PETR réparties sur les communes de Foulcrey et Richeval pour une production sur le territoire de 25 GWh en 2022.
- **Une centrale PV au sol de 3,6 MWc** à Hesse pour une production de 5,2 GWh en 2022.
- 15 centrales PV sur toiture de plus de 100kWc, pour une puissance installée total de 3,9MWc.
- Près de 700 installations PV sur toiture au total, pour une production de 9,4 GWh en 2022.
- **Une installation de méthanisation en injection** (Méthaphals) sur la commune de Phalsbourg, produisant 17 GWh de biogaz en 2022.
- **4 installations de méthanisation en cogénération**, produisant 8,4 GWh d'électricité et 8,4 GWh de chaleur en 2022.
- **2 réseaux de chaleur urbain (RCU)** sur Sarrebourg alimentés chacun par une chaudière bois-énergie, délivrant 7,5 GWh de chaleur bois-énergie au total en 2022. Le taux d'EnR au global sur les réseaux de chaleur est de 54% en 2022 et a été porté à 82% en 2023.
- **Un réseau de chaleur privé sur le Centre Hospitalier de Lorquin** alimenté par deux chaudières biomasses livrant 6 GWh/an au total avec un taux de 83% de biomasse.
- **Un réseau de chaleur privé sur le Centre Parcs les Trois Forêts de Hattigny** alimenté par une chaudière biomasse (900 tonnes de bois par an soit 3 GWh/an environ)
- **4 systèmes de récupération de chaleur fatale sur site industriel**, pour une valorisation d'environ 50 GWh au total sur le territoire.

- **8 installations de géothermie sur nappe** réparties sur le territoire.
- Près de 80 installations géothermiques sur sonde, dont une dizaine d'installations collectives.
- De nombreuses pompes à chaleur aérothermiques, réparties sur le territoire.
- 3 600 m² de capteurs solaires thermiques installés en toiture pour une production de 1,8 GWh.

Les installations remarquables et les projets en cours sur le territoire sont représentés dans la cartographie suivante :

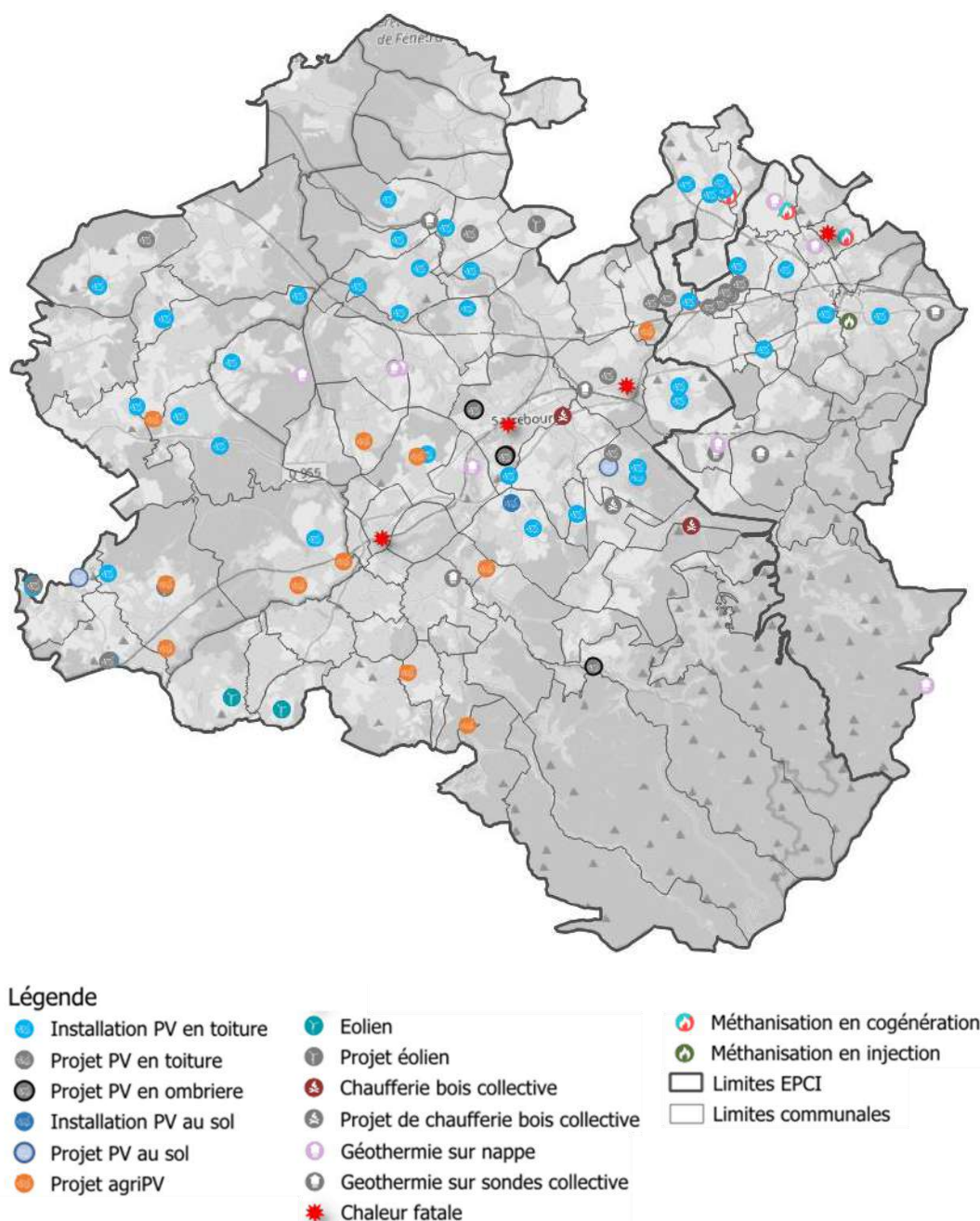


Figure 14 : Localisation des installations d'énergies renouvelables et des projets en cours

Le graphique suivant présente les rythmes annuels de développement des installations photovoltaïques au sol, en ombrière et sur toiture sur le territoire de 2005 à 2023 :

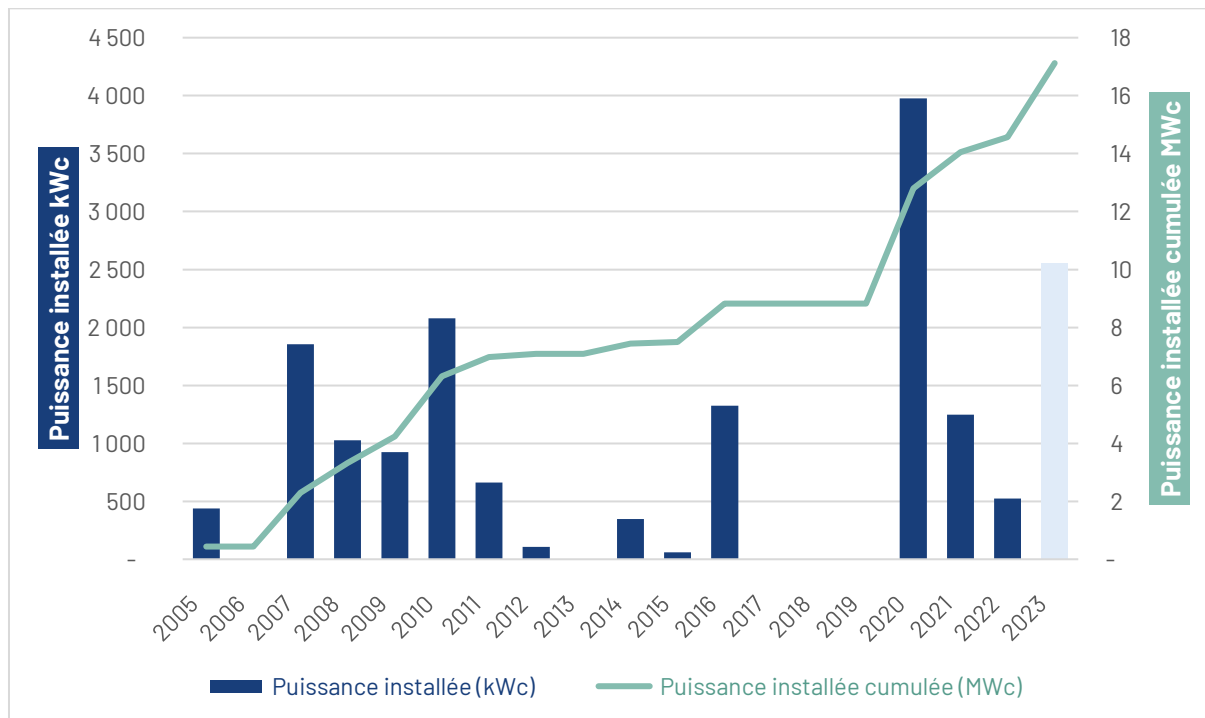


Figure 15 : Rythmes annuels de développement des installations photovoltaïques en capacité installée

L'importante capacité installée en 2020 correspond notamment à la mise en service du projet PV au sol de 3,6 MWc sur la commune de Hesse.

Les projets suivants ont été recensés en cours sur le territoire, via des échanges avec la DDT, la chambre d'agriculture et un questionnaire à destination des communes :

- **3 projets de parc éolien :**
 - Un projet sur la commune de Réchicourt-le-Château de 12 MW ;
 - Un projet sur la commune de Hellering-lès-Fénétrange de 9 MW ;
 - Un projet sur la commune de Bettborn sur terrain communal (non qualifié).
- **3 projets de centrale agrivoltaïque :**
 - 1 projet ovin de 40 MWc sur 50 ha sur la commune de Réchicourt-le-Château ;
 - 2 projets bovin d'environ 10 MWc (environ 15ha) sur les communes de Gondrexange Kerprich-aux-Bois.
- **2 projets de centrale photovoltaïque au sol :**
 - 1 projets sur friche de propriété communale sur la commune de Moussey pour une puissance estimée de 5 MWc et un productible de 6GWh (horizon 2028 pour la mise en service) ;
 - 1 projet de 0,3 MWc sur la commune de Niderviller.



- **3 projets de centrale photovoltaïque sur ombrière de parking :**
 - 1 projet en cours de construction composé de 3 parkings sur Abreschviller qui produira à terme 14 GWh. Le premier parking vient d'être équipé de 5,8 MWc de panneaux ;
 - 2 projets à l'étude sur les parkings du golf et Pépinière d'entreprise de Sarrebourg pour respectivement 0,28 MWc et 0,22 MWc ;
 - 3 entreprises ont également partagé leur volonté d'étudier les possibilités d'installation d'ombrière photovoltaïque sur leur parking.
- **2 boucles d'autoconsommation collective** à l'étude à partir de projets photovoltaïques sur toiture.
- **Une extension du réseau de chaleur de Sarrebourg** pour délivrer 30 GWh d'énergie au total, soit 25 GWh de chaleur renouvelable en considérant le taux d'EnR de 82% réalisé en 2023.
- Une quinzaine de projets d'installation photovoltaïque en toiture remontés par les communes dont 8 de capacité installée de plus de 100 kWc (en majorité sur bâtiment agricole).
- Une **étude en cours pour la récupération de chaleur fatale** au niveau des zones économiques sur la CC du Pays de Phalsbourg.

2.5. Réseaux énergétiques

Un projet d'installation EnR est très dépendant des contraintes techniques liées aux réseaux de distribution d'énergie : les capacités de raccordement en termes de potentiel d'injection, la distance au poste source, les capacités disponibles, ... De ce fait, les réseaux énergétiques offrent des opportunités ou des contraintes particulières pour le déploiement des énergies renouvelables : potentiel d'injection d'énergies renouvelables décentralisées sur le réseau électrique, potentiel d'injection de biométhane sur le réseau de gaz et disponibilité foncière pour certains équipements tels que la méthanisation, ...

Ainsi, un état des lieux et une analyse des différents réseaux de transport et de distribution d'énergie (électricité, chaleur et gaz) sur le territoire a été réalisée. Ce travail permettra de relier les potentiels de développement des EnR&R aux réseaux de distribution et ainsi d'identifier les points des réseaux capables d'intégrer les capacités des nouvelles productions ENR et, le cas échéant, les contraintes de raccordements à ces réseaux et donc les éventuels renforcements à envisager.

Dans le cadre de ce diagnostic territorial, les réseaux de distribution d'énergie décrits correspondent aux réseaux suivants :

- Le réseau électrique ;
- Le réseau gazier ;
- Les réseaux de chaleurs.

Les réseaux électriques, gaziers et de chaleur permettent les échanges entre les producteurs et les consommateurs d'énergie. Ceux-ci sont amenés à évoluer dans le contexte de la transition énergétique pour passer d'un système très vertical – grandes unités de productions centralisées envoyant l'énergie dans un seul sens vers les consommateurs – à un système plus flexible intégrant des moyens de productions ponctuels, locaux et de tailles variées.

Une analyse intégrant les opportunités et contraintes réseaux est donc importante aussi bien pour effectuer les bons investissements sur les réseaux que pour orienter les stratégies territoriales vers telle ou telle filière de développement des EnR.

Cette analyse porte sur les différentes thématiques clés concernant le raccordement des moyens de production d'énergies renouvelables et de récupération : potentiel d'injection d'énergies décentralisées sur le réseau électrique, potentiel d'injection de biométhane sur le réseau gaz, forces et faiblesses des réseaux existants.

2.5.1. Réseau électrique

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

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

À l'échelle du territoire, il est pertinent de s'intéresser au réseau Haute Tension A (HTA, entre 15 kV et 21 kV) et au réseau Basse Tension (BT, à 230/400V).

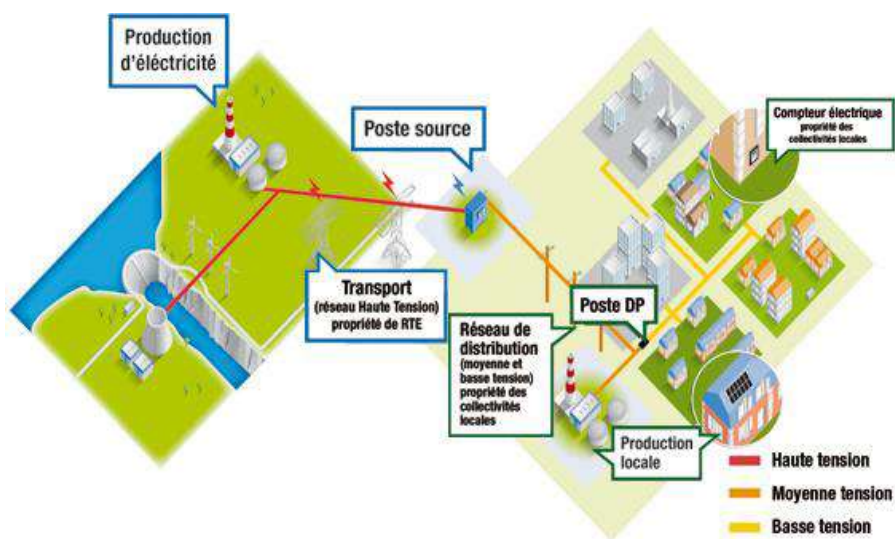


Figure 16 : Schéma de principe du réseau électrique (source – SIPPAREC)

Le territoire du PETR est intégralement maillé par le réseau électrique à l'exception de la zone sud-est au niveau du secteur des Vosges sud-mosellanes où seuls les villages sont maillés :

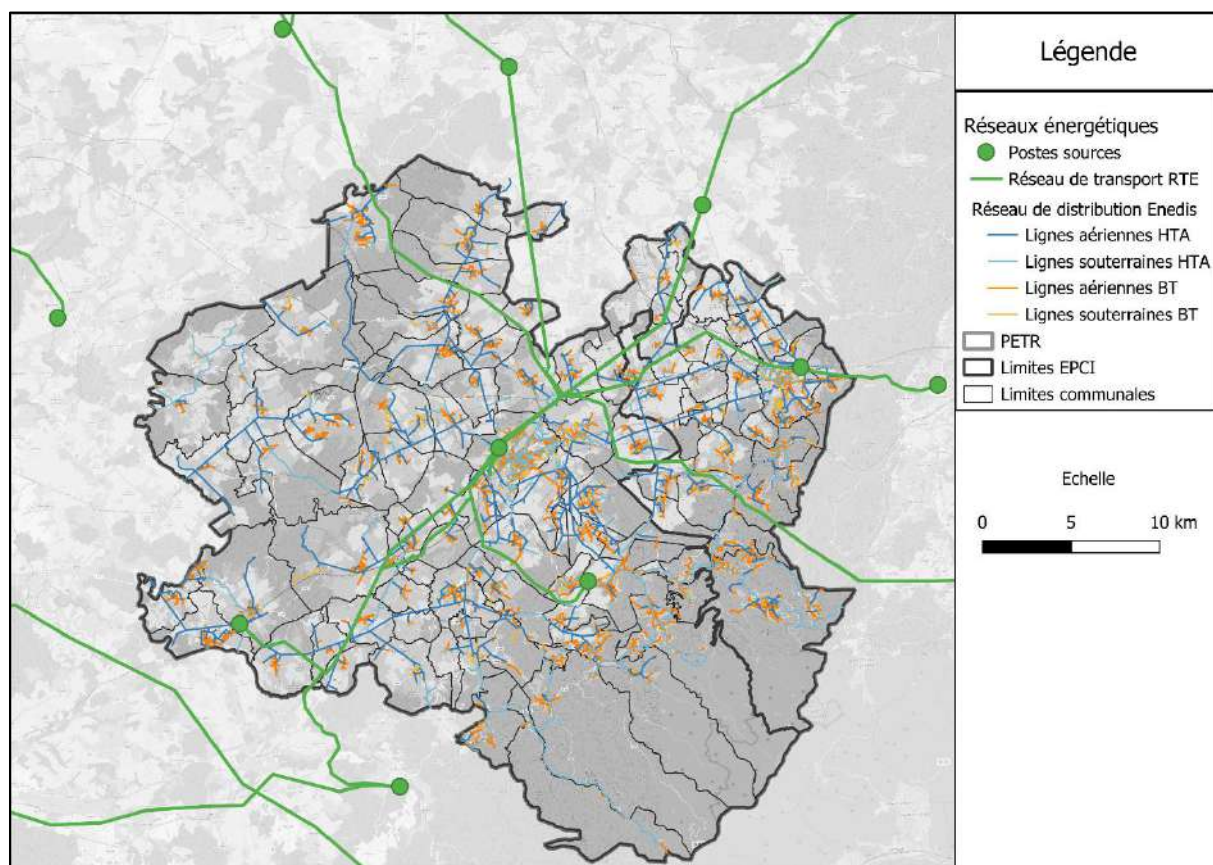


Figure 17 : Cartographie des réseaux électriques et postes sources

RESEAU DE TRANSPORT ET POSTES SOURCES

Le réseau de transport permet d'acheminer l'électricité nécessaire pour approvisionner le territoire et à en assurer le transit vers les différents centres urbains et le réseau de distribution d'électricité. Il est aussi le relais vers l'extérieur du territoire de la production d'énergie locale.

Il existe :

- 4 postes sources sur le territoire qui assure le transit vers les différents centres urbains et le réseau de distribution d'électricité.
- 6 postes sources à proximité qui sont des relais vers l'extérieur du territoire.

La capacité d'accueil sur les postes sources pour un raccordement par création de départ HTA (parc éolien, grandes centrales PV) est la suivante sur les postes sources à proximité du territoire :

Territoire	Nom poste source	Puissance des installations EnR en service du S3REnR en cours	Puissance des projets en file d'attente du S3REnR en cours	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter
CC Sarrebourg Moselle Sud	RECHICOURT-LE-CHATEAU	38.4	55.5	9.6
	SARREBOURG	8.0	3.2	1.3
	BIBERKIRCH	0.1	7.8	2.8
CC du Pays de Phalsbourg	PHALSBOURG	1.0	2.4	0.3
A proximité du PETR	SAVERNE	0.7	0.5	0.0
	SARRE-UNION	13.6	5.4	8.7
	INSMING	15.5	0.8	35.3
	CIREY-SUR-VEZOUZE	15.1	4.7	31.8
	DRULINGEN	5.5	1.1	1.0
	DIEUZE	16.2	3.7	0.6
	BERGHOLZ	0.0	0.0	0.0
Total		114.1	85.1	91.4

Les postes sources identifiés possèdent des capacités d'accueil réservées au titre du S3REnR restant à affecter de 91,4 MW :

- 14 MW pour le poste source sur le territoire du PETR ;
- 77,4 MW pour les postes sources à proximité.

Il existe donc des capacités d'intégration encore disponibles mais limitées dans le cas de grands projets ENR électriques sur le PETR.

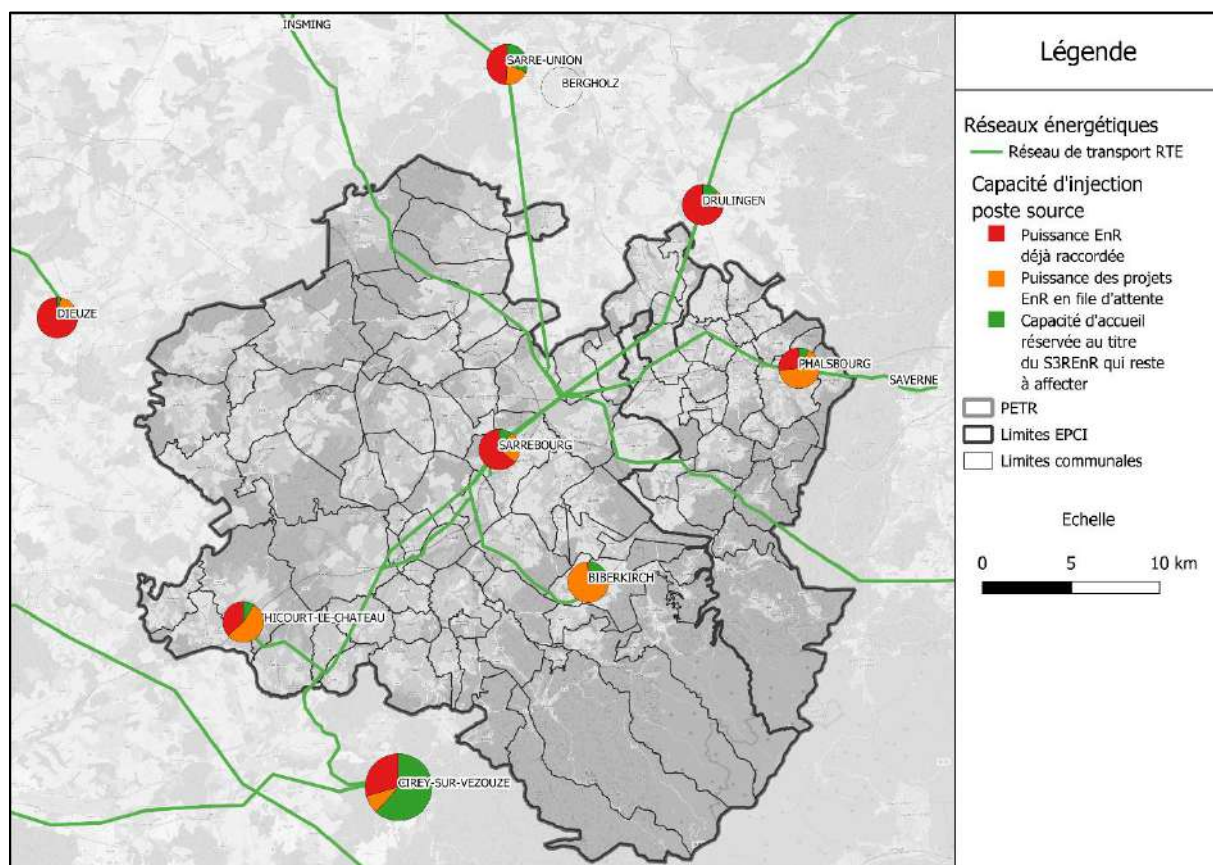


Figure 18 : Cartographie des capacités d'injection des postes sources

Remarque : le S3REnR n'est pas un document contraignant/astreignant/figé. En effet, il peut être adapté si de grands projets émergent, mais cela peut induire des délais plus importants pour la réalisation de ceux-ci. Pour éviter de tels cas de figure, il est conseillé de prévenir les services de l'Etat (DDT ou DREAL) aussitôt que possible en amont du projet.

RESEAUX DE DISTRIBUTION ET POSTES HTA/BT

Le réseau de distribution d'électricité sur le territoire s'articule autour des principales agglomérations, avec une densification importante en termes de postes HTA/BT et de linéaire de réseau souterrain autour des centres-bourgs les plus importants. La structure du réseau de distribution est arborescente afin d'alimenter l'ensemble des communes et des lieux-dits du territoire, à partir des postes sources présentés sur la carte. Le réseau peut également accueillir une production d'électricité renouvelable décentralisée.

Sur le territoire, le distributeur concessionnaire du réseau de distribution est ENEDIS.

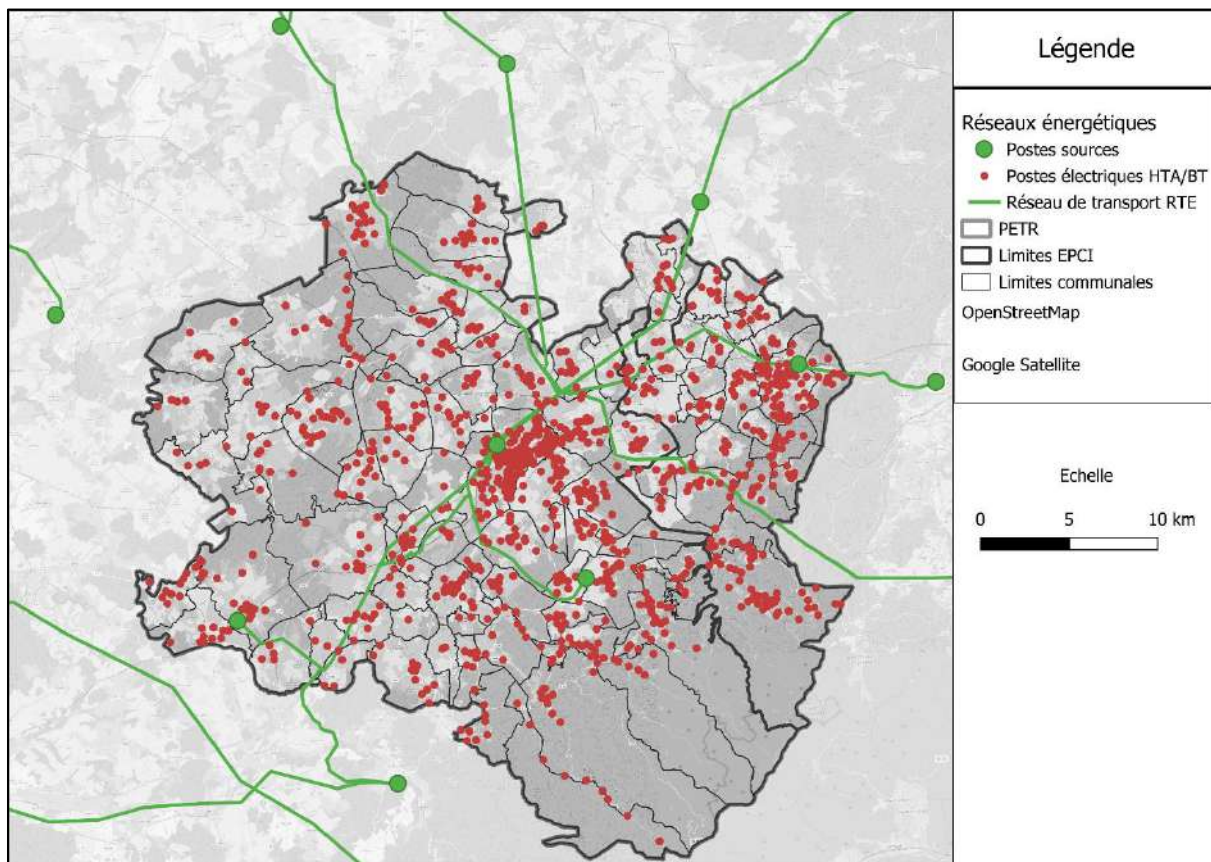


Figure 19 : cartographie des postes de distribution HTA/BT

Le raccordement de moyens de production sur le réseau électrique est possible sur différents ouvrages, en fonction des contraintes du réseau et des niveaux de puissance. Il peut notamment émerger des élévations de tension locales et des contraintes en intensité lors du raccordement de moyens de production sur le réseau de distribution.

Du fait de la division en différents niveaux de tension du réseau électrique, on peut schématiquement associer une solution courante de raccordement à chacune des gammes de puissance. Les solutions de répartition sont détaillées dans le schéma ci-dessous.

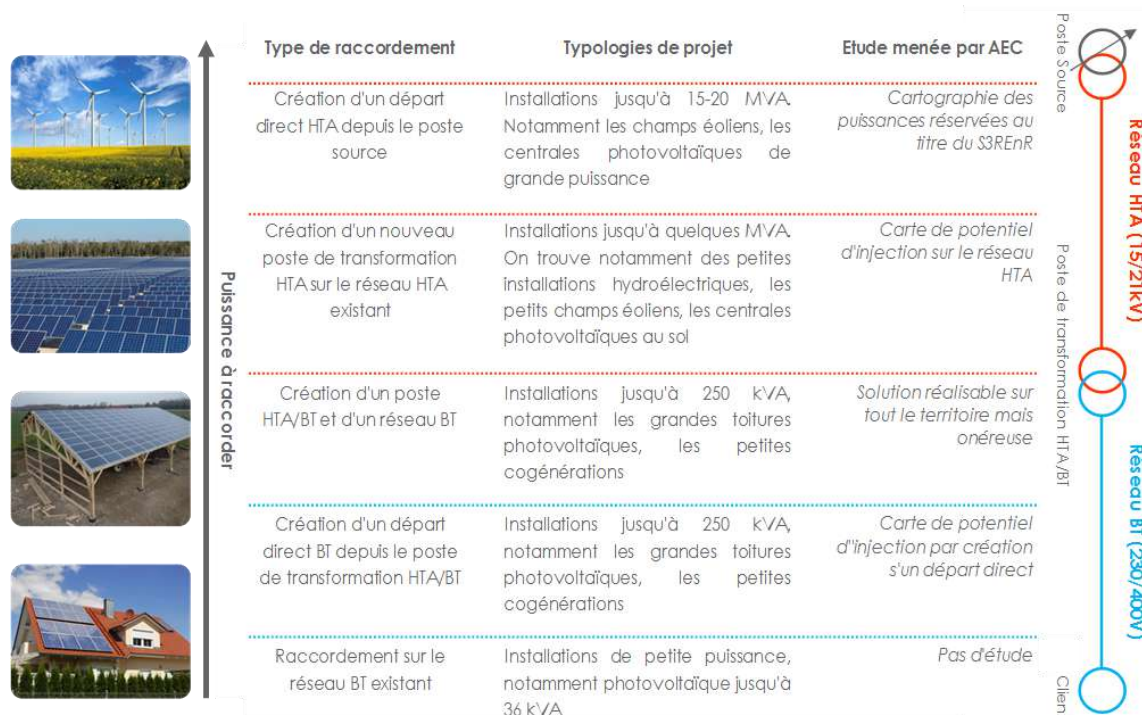


Figure 20 : Solution de raccordement en fonction des gammes de puissance à raccorder

Le cas du raccordement sur le réseau BT existant n'est pas traité car il suppose une connaissance de la localisation des consommateurs sur le réseau Basse Tension, ce qui est une information protégée. De plus, les règles d'exploitation d'ENEDIS rendent très difficile le raccordement direct sur le réseau BT.

2.5.2. Réseaux gaziers

Le réseau de gaz français peut être découpé en deux parties :

- **Le réseau de transport** permet d'importer le gaz depuis les interconnexions terrestres avec les pays adjacents et les terminaux méthaniers. Il constitue aussi un maillon essentiel à l'intégration du marché français avec le reste du marché européen. Le gestionnaire du réseau de transport de gaz en est GRTgaz.
- **Le réseau de distribution** achemine le gaz depuis le réseau de transport jusqu'aux consommateurs finaux qui ne sont pas directement raccordés au réseau de transport. Il est la propriété des communes (raccordées au gaz naturel sur le territoire), qui ont toutes gardé en propre leur compétence d'autorité organisatrice sur le territoire de HBA. L'exploitation du réseau est assurée pour leur compte par GRDF.

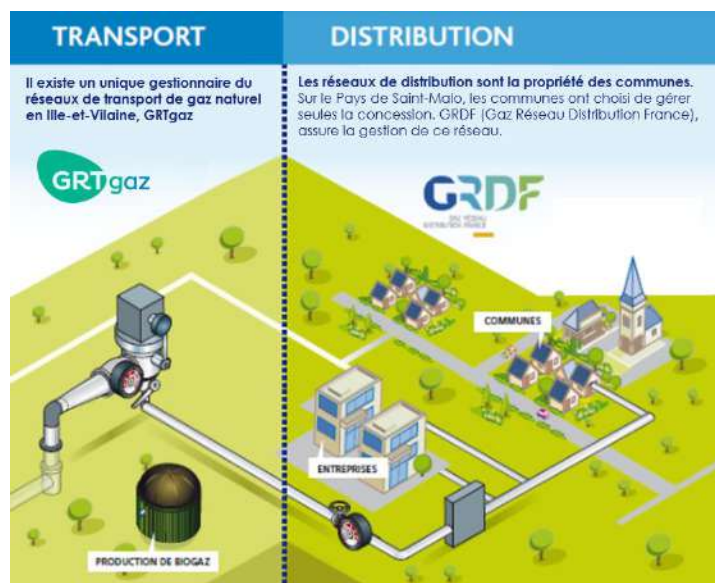


Figure 21 : Schéma de principe du réseau de gaz, source : SYDELA

8 communes du PETR sont desservies en gaz : Sarrebourg, Aspach, Buhl-Lorraine, Hattigny, Hermelange, Hesse, Lorquin, Niderviller, Réding et Phalsbourg.

L'injection de biogaz produit localement peut s'envisager de plusieurs manières :

- **Injection sur le réseau de transport** avec la création d'un poste de compression de grande puissance qui doit permettre d'amener le gaz produit à la pression de service de la canalisation de transport (de l'ordre de 60 bars). Cette solution s'avère a priori trop onéreuse alors que les possibilités d'injection sur le réseau de distribution peuvent exister.
- **Injection sur le réseau de distribution.** Cette injection en aval d'un poste de détente Haute Pression (HP)/Moyenne Pression (MP) doit répondre à certaines contraintes. En effet, les molécules ne circulent historiquement que dans un sens depuis la canalisation de transport vers le réseau de distribution (vers les canalisations de pression les plus basse). Il faut donc que les productions de gaz décentralisées injectées puissent être consommées dans la « poche de distribution » en aval du poste de détente.

Le réseau peut notamment être « maillé » à l'échelle du territoire, en aval du poste de détente, ce qui permet à une molécule injectée en aval d'être consommée partout dans cette zone. En conséquence, pour regarder quelle est la capacité d'injection locale, il faut voir quel est le débit minimal de consommation sur la zone (généralement au milieu de l'été).

Les communes raccordées sur le PETR sont intégrées dans une poche de consommation.

La carte ci-dessous montre les 2 poches d'injection sur le territoire :

- La poche d'injection comprenant la ville de Sarrebourg est de taille moyenne : **547 Nm³/h** ;
- La poche d'injection au niveau de la ville de Phalsbourg est de taille réduite avec une capacité d'injection limité : **87 Nm³/h**.

Le **potentiel d'injection total s'élève à 634 Nm³/h**.

Il est à noter qu'il y a déjà 230 Nm³/h de biogaz qui est injecté sur le réseau de gaz avec l'unités de méthanisation en injection existante.

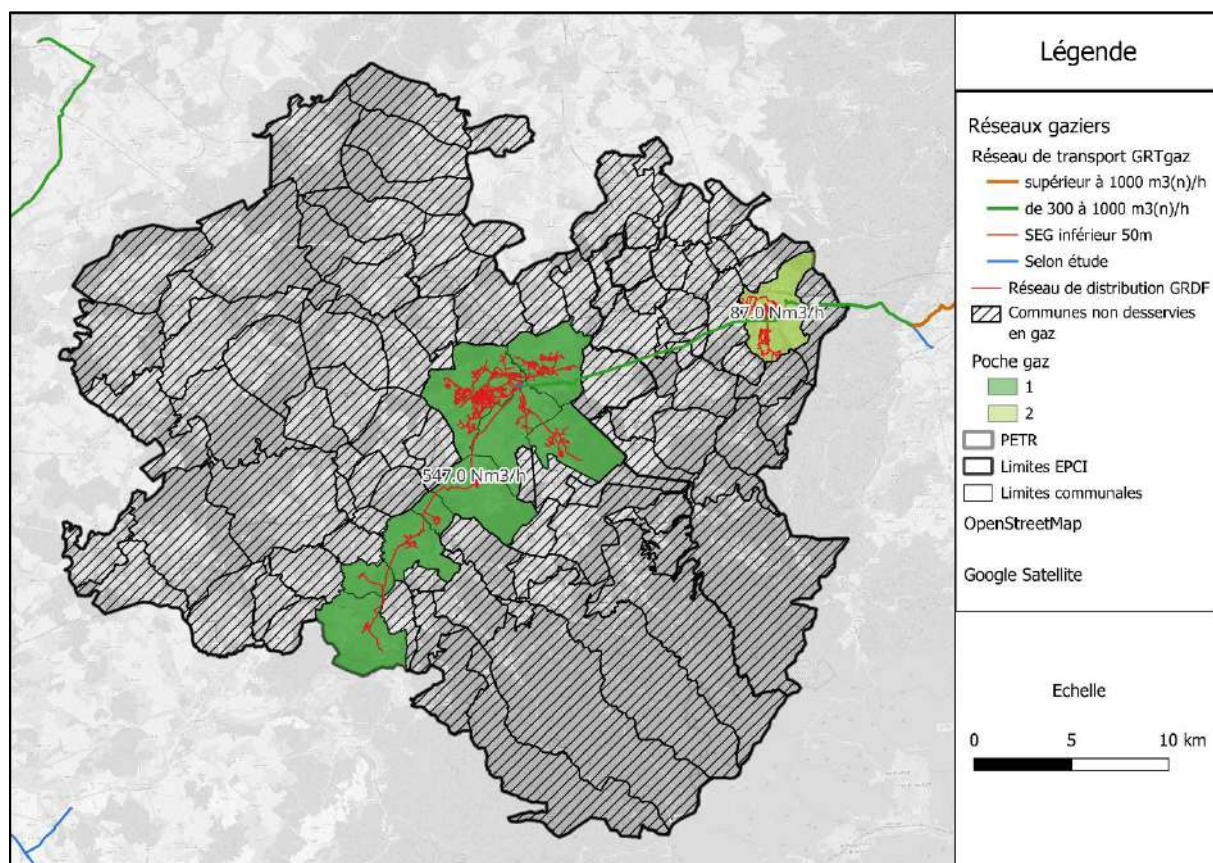


Figure 22 : Cartographie des réseaux de transport et de distribution de gaz et des capacités d'injection

2.5.3. Réseaux de chaleur

Un réseau de chaleur – ou de froid – urbain permet de desservir un certain nombre de consommateurs de chaleur par le biais de canalisations souterraines. Celles-ci permettent de distribuer de la chaleur produite à proximité du lieu de consommation, à partir d'une ou plusieurs centrales d'énergie produisant de l'eau chaude ou de la vapeur¹. Ces réseaux étant décentralisés, ils permettent un chauffage mutualisé et plus économique – en termes de quantité d'énergie et de coûts – pour les consommateurs. Ils peuvent en outre intégrer à leur mix énergétique des moyens de production variés, en particulier de la chaleur renouvelable (bois-énergie, géothermie, solaire thermique, etc.) ainsi que de la chaleur qui serait autrement perdue (eaux usées, gestion des déchets, etc.).

Dans l'hypothèse d'un réseau de chaleur dont la majorité du mix énergétique est d'origine renouvelable, les besoins en termes d'appoint de production lors de pics de consommation, notamment les jours les plus froids en hiver pour le chauffage ou les périodes de canicule pour le froid, sont minimisés car la présence du réseau partagé permet de lisser les pointes et de piloter plus intelligemment la distribution de l'énergie.

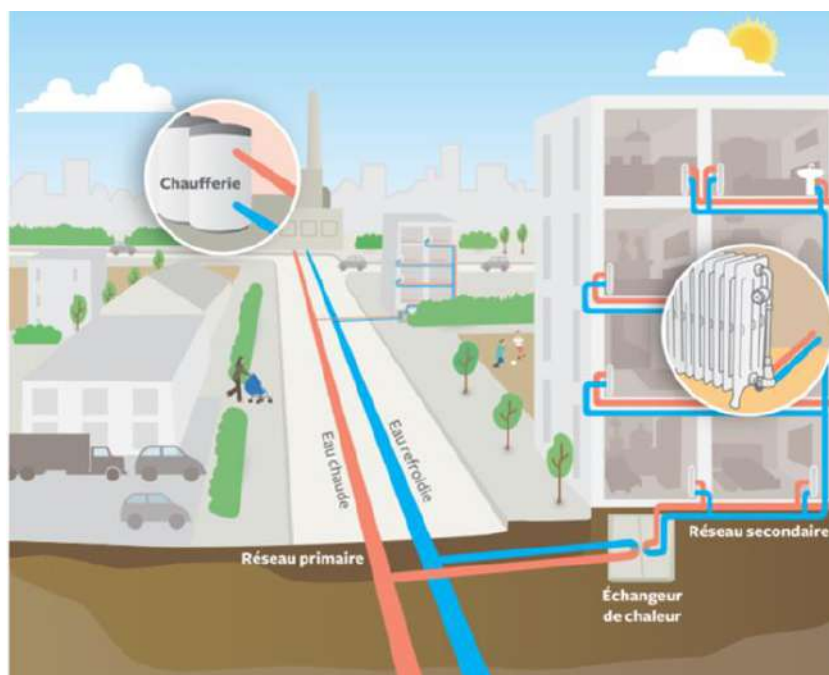


Figure 23 : Schéma de principe d'un réseau de chaleur urbain (source : Brivemag)

Il existe un réseau de chaleur urbain de 8,6 km sur la ville de Sarrebourg qui a été mis en service en 2022. Celui-ci est alimenté par 2 sites de production équipé de 2 chaudières biomasse et 4 chaudières gaz pour une puissance totale disponible de 17,9 MW et alimente 40 sous-stations.

	Equipement	Puissance MW
Chaufferie principale Artisar	1 chaudière biomasse	5,5
Chaufferie Terrasse de la Sarre	1 chaudière biomasse	0,22

Figure 24 : Caractéristiques des chaudières biomasses (source : rapport annuel d'activité 2023 - Sarrebourg Energy)

Les caractéristiques de fonctionnement du réseau sur ces deux premières années de service sont récapitulées dans le tableau ci-dessous :

	2022	2023
MWh vendus	13 844	22 499
Taux EnR	54%	82%
Rendement production biomasse	80%	84%
Rendement réseau	88%	89%

Figure 25 : Bilan de fonctionnement du RCU de Sarrebourg (source : rapport annuel d'activité 2023 - Sarrebourg Energy)



Figure 26 : Réseau de chaleur de Sarrebourg

Un projet d'extension du réseau de chaleur de Sarrebourg est en cours pour délivrer au total 30 GWh d'énergie au total, soit 25 GWh de chaleur renouvelable en considérant le taux d'EnR de 82% réalisé en 2023.

Il existe également deux réseaux de chaleur privés sur le territoire :

- **Un réseau de chaleur privé sur le Centre Hospitalier de Lorquin** alimenté par deux chaudières biomasses livrant 6 GWh/an au total avec un taux de 83% de biomasse.
- **Un réseau de chaleur privé sur le Centre Parcs les Trois Forêts de Hattigny** alimenté par une chaudière biomasse (900 tonnes de bois par an soit 3 GWh/an environ)

Les potentiels de développement des réseaux de chaleur sont présentés dans la partie suivante du rapport.

3. Potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération EnR&R

3.1. Synthèse des potentiels

Les potentiels de développement des EnR&R ont été évalués par filière.

Au total, le potentiel brut de production annuelle des EnR&R s'élève à 5 230 GWh et le **potentiel net à 3 585 GWh**.

Le tableau ci-dessous présente la décomposition du potentiel brut et net par filière :

	Production actuelle (2022)	Gisement brut	Potentiel net
	GWh	GWh	GWh
Photovoltaïque sur toiture	15	1 018	448
Photovoltaïque sur ombrière de parking		92	66
Photovoltaïque au sol		1 627	1 187
Eolien	25	1 220	1 220
Hydroélectricité	0	3	1
Méthanisation en cogénération	8	-	-
TOTAL électricité renouvelable	48	3 960	2 922
Géothermie / PAC	71	161	93
Solaire thermique	2	203	68
Chaleur fatale	53	93	93
Bois-énergie total	260	542	317
Dont RCU	16	92	92
Méthanisation en cogénération	8	-	-
TOTAL chaleur renouvelable	395	1 000	571
Méthanisation en injection	17	267	92
TOTAL gaz renouvelable	17	267	92
TOTAL toutes les filières	460	5 227	3 585

Tableau 1 : Synthèse des potentiels brut et net évalués par filière EnR&R

Le graphique ci-dessous représente la **répartition du potentiel net** de développement des EnR&R par filière :

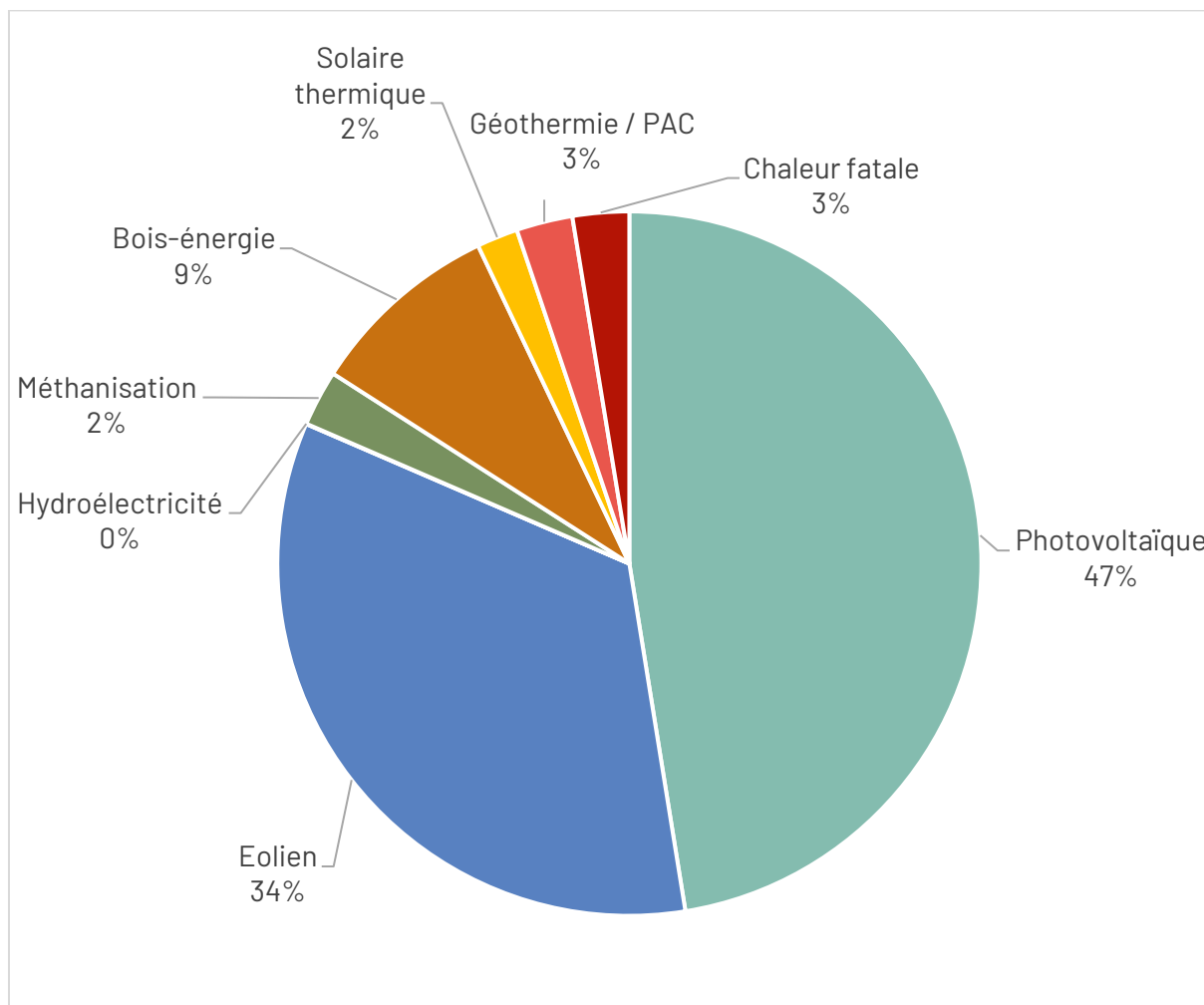


Tableau 2 : répartition du potentiel net de développement des EnR&R par filière

La suite de cette partie présente la méthodologie d'évaluation des potentiels brut et net de développement par filière EnR&R.

3.2. Méthodologies d'identification des gisements

Cette partie vise à définir les gisements bruts et nets disponibles sur le périmètre d'étude, à travers l'identification des zones favorables et défavorables pour chaque filière EnR&R, au regard des enjeux écologiques, paysagers et sociaux-économiques.

La définition des potentiels de production des énergies renouvelables fait intervenir de multiples paramètres et bases de données. Ce travail a été réalisé au regard des installations existantes, des critères de faisabilité et du respect des équilibres territoriaux concernant les enjeux environnementaux, paysagers, patrimoniaux, techniques... Il s'agit bien de prioriser les sites sur la base



d'une analyse croisée des différents enjeux afin de mettre en évidence les zones les plus favorables et au contraire défavorables aux développements des EnR.

Plusieurs notions de gisements d'énergies sont utilisées dans ce rapport : gisement brut, gisement net, contraintes et opportunités.

3.2.1. Gisement brut

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

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

Ce n'est pas forcément le cas pour d'autres énergies qui sont étroitement dépendantes de la demande énergétique et dont le « carburant » peut être déplacé.

En retenant la même définition pour le bois-énergie, on ne s'intéressera qu'à la quantité de bois produite et disponible pour l'énergie sur le territoire, alors que des flux de cette matière traversent le territoire. Il convient donc mieux de s'intéresser en priorité à la demande énergétique qui est susceptible d'être couverte par ce dispositif énergétique. C'est le cas pour le bois-énergie, la géothermie et le solaire thermique, par exemple.

3.2.2. Passage du gisement brut au potentiel net

Outre le périmètre d'investigation, se pose la question des enjeux et opportunités qui pèsent sur la ressource brute. Il s'agit alors de réaliser une analyse croisée des enjeux à prendre en compte dans le développement des projets de production d'énergies renouvelables. Ces enjeux peuvent être génériques ou spécifiques au territoire.

Les enjeux peuvent interdire formellement le développement de projet sur certaines zones ou bien témoigner d'aspects particuliers rendant moins favorable l'implantation d'installations de production EnR. Ces enjeux peuvent en effet bloquer ou rendre difficile l'obtention des autorisations nécessaires, allonger ou alourdir les phases de développement des projets, impacter l'économie des projets, défavoriser l'acceptabilité locale... Au contraire, la présence d'opportunités (aussi appelé enjeux positifs) peut rendre particulièrement favorable certains projets EnR sur le périmètre en question. Les enjeux et opportunités sont de plusieurs types :

- **Réglementaires ou juridiques** : ce sont des enjeux issus d'une réglementation. C'est le cas notamment des enjeux interdisant formellement le développement de certains types de projets EnR, par exemple l'interdiction d'implanter des éoliennes à moins de 500m des habitations. Les règlements des documents d'urbanisme (ScoT, PLUi) peuvent également contraindre le développement de telles installations ;
- **Environnementaux** : il s'agit d'effectuer un état initial de l'environnement (topographie, patrimoine naturel et paysager, vent, ensoleillement...) qui permettra de mesurer l'impact environnemental de telle ou telle installation. Les zonages environnementaux (ZNIEFF de type I et II, zones NATURA 2000 ZPS et ZSC, trame verte et bleu, ...) témoignent de ces enjeux et sont donc à prendre en compte. En effet, ces installations sont susceptibles d'avoir des impacts plus ou moins important sur le patrimoine naturel en question. Selon le zonage,



l'implantations de projet EnR doit donc être à proscrire ou à limiter. Les conditions climatiques (gisements de vents, ensoleillement) sont également à considérer ;

- **Patrimoniaux et paysagers** : il peut être difficile d'implanter des installations lorsque des enjeux paysagers et patrimoniaux sont en jeu (proximité d'un monument historique, inclusion dans un zonage AVAP, ...). Il s'agit ici de prendre en compte les éléments identitaires du paysage et du patrimoine architecturale du territoire afin de garantir la bonne intégration paysagère et de covisibilité des installations ;
- **Doctrinaux** : Il s'agit des positions exprimées dans le cadre de doctrines locales sur le développement des EnR, si existant.
- **Techniques** : les dispositifs ne peuvent être déployés partout, par exemple, lorsque qu'il existe des contraintes liées à la pente ;
- **Financiers et économiques** : selon le coût des dispositifs et les coûts annexes, en fonction des dispositifs de financement existants aux différents échelons, les équipements EnR ne sont pas tous aussi intéressants ;
- **Réseautiques** : la disponibilité en injection est primordiale pour certaines énergies étroitement dépendantes des réseaux d'énergie. Celui-ci n'est pas forcément un obstacle rédhibitoire au développement des EnR mais les investissements supplémentaires et les adaptations doivent être pris en compte au niveau de l'autorité organisatrice.

Les enjeux considérés sur le territoire du PETR du Pays de Sarrebourg sont décrits dans la suite de ce document.

Il s'agit également **d'associer un niveau d'impact à chaque enjeu**. Si certains enjeux sont des interdictions réglementaires strictes au développement de projets EnR, la plupart ne le sont pas mais peuvent rendre plus ou moins difficile la réalisation d'un projet pour diverses raisons. Ainsi, un enjeu peut être :

- Strict (interdiction réglementaire) : les projets sont interdits, le périmètre n'est pas considéré dans les potentialités ;
- Bloquant (impact fort) : le site n'est pas interdit mais la réalisation de projets sur cette zone est particulièrement difficile et peu favorable ;
- Contraignant (impact moyenne) : le site n'est pas prioritaire, les projets sont faisables mais plus complexe à mettre en œuvre et potentiellement conditionnés à certaines adaptations ;
- Positive (opportunité) : le site est particulièrement favorable du fait de la présence de cet « enjeu positif ». Il peut s'agir de situation technique particulièrement propice tel que la proximité aux postes de raccordement ou encore d'éléments de contexte comme l'application de certaines réglementations : le Décret Tertiaire qui prévoit l'obligation d'intégration de production EnR sur certains bâtiments ou encore la loi APER qui prévoit des obligations sur les parkings.

L'enjeu est de bien cartographier et spatialiser les enjeux analysés pour permettre une localisation précise des sites potentiels.

3.2.3. Potentiel net

Comme précisé dans le paragraphe précédent, les potentiels nets évalués pour chaque filière dans cette étude prennent donc en compte les enjeux à impact fort décrits par la suite dans ce document, qui sont considérées comme très contraignants pour la mobilisation de la ressource brute.

Il est également possible d'identifier le potentiel mobilisable, correspondant aux zones ne présentant aucun enjeu pouvant impacter le développement des projets. Il correspond au projet qui sont le plus susceptibles d'émerger à plus court terme.

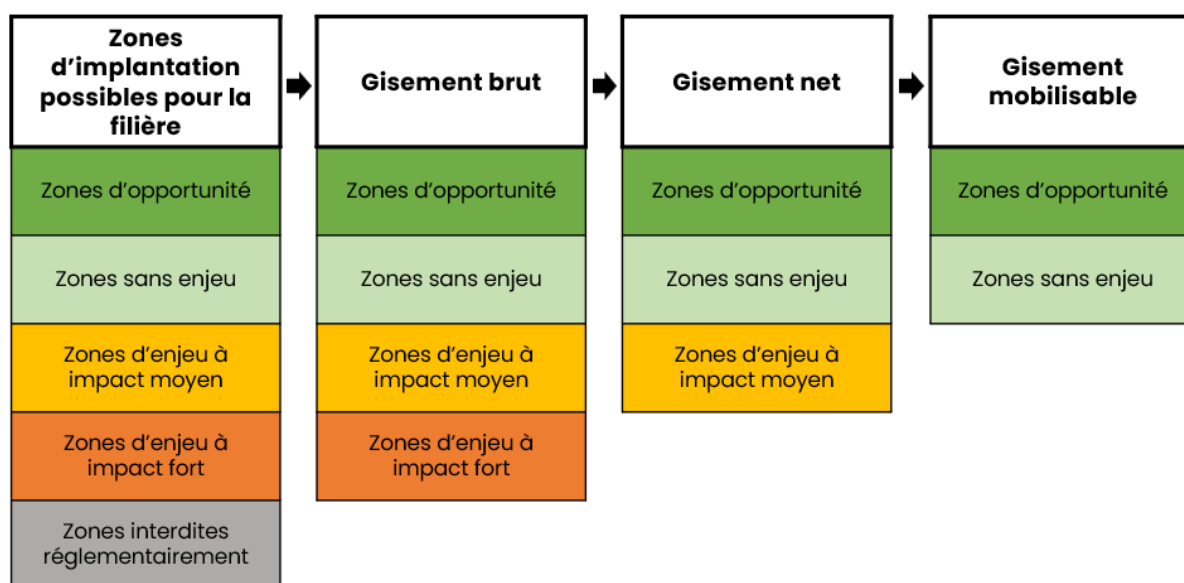


Figure 27 : Affinage du gisement de développement des EnR

3.2.4. Priorisation des sites d'implantation potentiels

Les zones d'implantation potentiel pour le développement des EnR&R sont déclinés par filière en 4 catégories :

- Les **projets prioritaires** : les sites sans enjeux et présentant une opportunité particulière ;
- Les **projets favorables** : les sites ne présentant ni enjeux ni opportunités ;
- Les **projets conditionnels** : les sites présentant un enjeu à impact moyen ;
- Les **projets contraints** : les sites présentant des enjeux à impact fort ;

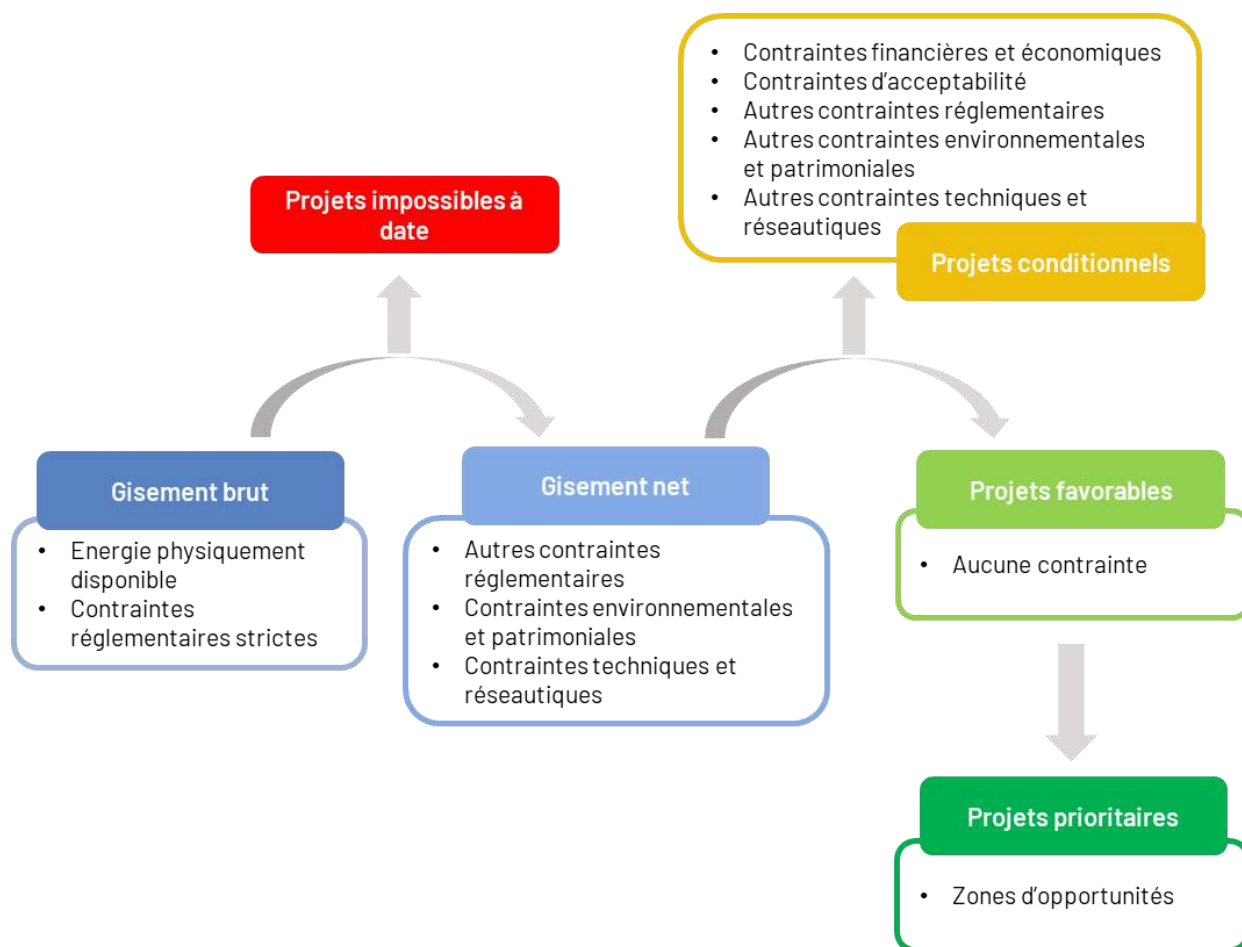


Figure 28 : Priorisation des sites d'implantation potentiel pour le développement des EnR&R

3.3. Analyse croisée des enjeux

L'analyse croisée des enjeux à prendre en compte pour le développement des énergies renouvelables a été réalisée en concertation avec les partenaires du territoire (CEN, les PNR, la DTT 57, la CA 57, le PETR, les 2 CC, la DREAL, l'ADEME, ...).

Les enjeux patrimoniaux, paysagers et environnementaux ont fait l'objet d'un travail plus approfondi détaillé dans un rapport à part : *Définition des enjeux environnementaux et paysagers*.

Il est à noter que la trame verte et bleue est en cours de mise à jour sur le territoire. Il serait pertinent de remettre à jour les potentiels une fois celle-ci finalisée.

En résultat, une matrice croisée des enjeux à considérer pour les différentes filières EnR et le niveau d'impact associé a été réalisée. Celle-ci permet de prioriser les zones d'implantation potentielles, et donc les projets, en fonction de leur impact potentiel. Cette analyse a pour objectif de fournir une première vision statistique des interactions entre les différents enjeux environnementaux, patrimoniaux, paysagers, techniques, et leur influence sur le potentiel de développement des EnR. En

fonction des résultats, les actions pourront être réorientées vers les projets qui présentent des impacts moindres tout en optimisant le gisement énergétique.

La matrice est élaborée en collaboration avec la maîtrise d'ouvrage et les partenaires, qui apportent leur expertise et leurs connaissances spécifiques des projets. Il s'agit d'un outil d'analyse et d'aide à la décision destiné à identifier les projets prioritaires en termes d'opportunités et de risques, offrant ainsi une approche plus systématique dans la gestion des projets EnR.

Cependant, il est important de noter que cette matrice offre une vue d'ensemble à un niveau macro, sans prendre en compte les particularités et contraintes propres à chaque site de développement. Par conséquent, bien que cette analyse soit un point de départ pertinent pour la prise de décision stratégique, la faisabilité technique et réglementaire de chaque projet devra être étudiée de manière approfondie et individualisée afin de garantir sa viabilité. Cette approche permettra de s'assurer que chaque projet est adapté aux réalités locales, tout en minimisant les impacts négatifs et en maximisant les bénéfices énergétiques et environnementaux.

La matrice croisée des enjeux est présentée ci-dessous :

Type d'enjeux	Enjeux	Hydro-électricité	PV sol	PV en ombrières	Solaire thermique et PV en toiture	Géothermie	Méthanisation
Enjeux patrimoniaux urbains	Zones classées						
	Zones inscrites						
	500 m des sites classés						
	500 m des sites inscrits						
	500 m des monuments historiques						
	Sites patrimoniaux remarquables						
	Zone de Préemption de prescription archéologique PLUi (ZPPA)						
Enjeux paysagers	Villages patrimoniaux PNR de Lorraine : 500m						
	Routes à caractère touristique PNR de Lorraine : 200m						
	Paysage remarquables PNR de Lorraine						
	Points de vue remarquables PNR de Lorraine	à prendre en compte au cas par cas					
Enjeux environnementaux	Natura 2000 : ZSC (directive "habitats faune flore")						
	Natura 2000 : ZPS (directive "oiseaux")						

	Arrêtés Préfectoraux de Protection de Biotope (APPB)						
	Réserves biologiques						
	Espaces naturels sensibles (ENS)						
	Site du CEN						
	Zones humides						
	Zone concernée par l'Atlas des Zones Inondables						
	Trame verte et bleu : réservoir de biodiversité						
	ZNIEFF 1						
	ZNIEFF 2						
	Prairies permanentes						
	Bosquets, petits boisements relictuels						
	Massif forestier de plus de 25 ha						
	Cours d'eau de catégorie 1						
	Cours d'eau de catégorie 2						
	Tampon de 35m à proximité de cours d'eau et plans d'eau						
Contraintes techniques et de contexte	Zones de frayère	Données					
	<100m des habitations						Si soumis à déclaration
	<200m des habitations						Si soumis à enregistrement et déclaration
	Zones à proximité des zones de captage AEP : 35m					Données	Données
	Proximité des zones de captage AEP : périmètre immédiat (PPI)						
	Proximité des zones de captage AEP : périmètre rapproché (PPR)						
	Proximité des zones de captage AEP : périmètre éloigné (PPE)						
	30m du réseau d'assainissement					Données	

	Proximité des sites seveso - 300m						
	Zones d'aléa fort risque d'effondrement (zonage PLUi)		Données			Données	
	Cours d'eau avec un débit inférieur à 1m3/s						
	Zones non éligibles à des échangeurs fermés ou ouverts						
	Zones éligibles à des échangeurs fermés ou ouverts avec avis d'expert						
	Pas ou peu de potentiel en géothermie sur nappe identifié par le BRGM						
	Parcelles agricoles		Sauf agripv				
	Zone à plus de 10 km du réseau de distribution de gaz moyenne pression						
	Potentiel d'injection par poche de distribution de gaz inférieur à 50 Nm3/h						
Opportunités techniques et de contexte	Bâtiments de plus de 500m2 (loi APER)						
	Parkings de plus de 1500 m2 (loi APER)						
	Friches et sols pollués						
	Anciennes carrières		Selon date de fin d'exploitation				
	Délaissers routiers						
	Zone à moins de 5 km du réseau de distribution de gaz moyenne pression						
	Bâtiments industriels, agricoles ou commerciaux						
	Zone de raccordement simple aux postes sources (100m)						
	Zone de raccordement simple aux postes HTA/BT (100m)						

Bâti public							
Foncier public							
Zones d'activités économiques (ZAE)							
Zones d'aménagement concerté (ZAC)							
Zonage EnRezo							
Moulins hydrauliques							
Ecluses							
Obstacle à l'écoulement avec potentiel							
Ressources très favorables à la géothermie de surface sur système fermé (sonde)						Sonde	
Ressources très favorables à la géothermie de surface sur système ouvert (nappe)						Nappe	
<300m des bâtiments agricoles							
<5km des principaux élevages							
<4 km des stations d'épuration de plus de 5000 EH							
<4 km des IAA produisant des déchets organiques							
Zone à proximité d'intrants agricoles (STEP, biodéchets, exploitation agricole, IAA)							

Tableau 3 : Matrice de priorisation des enjeux par filière EnR

Les autres filières d'énergies renouvelables, en particulier la chaleur renouvelable, ne sont pas incluses dans cette matrice, car l'étude de leur potentiel se fait du point de vue des besoins plutôt que des sites d'implantation potentiels, comme c'est le cas pour l'électricité renouvelable.



Préconisations d'approfondissement du PNR de Lorraine

En plus des enjeux paysagers pris en compte dans la matrice, le PNR de Lorraine préconise l'établissement d'une carte de sensibilités paysagères plus fine cartographiant les paysages sensibles ordinaires. En effet, le niveau de détail de la charte du PNRL n'a pas permis de prendre d'identifier les sites sensibles « plus ordinaires ». Le PNRL propose notamment que cette cartographie reprenne des éléments comme :

- Des éléments structurants : lignes structurantes du paysage comme les crêtes ou les versants, les sites emblématiques ;
- Des sites et éléments d'attractivités : sites touristiques et de loisirs, silhouettes villageoises préservées, belvédères aménagés, ... ;
- Des co-visibilités : secteurs visuellement très exposés, espaces ouverts de longue portée ou multi-orientés, ... ;
- Des confidentialités : poches confidentielles d'un seul tenant, vallées encaissées au caractère intime.

Ce travail sort du cadre de la présente étude mais pourrait faire l'objet d'un approfondissement futur complémentaire. Ces éléments doivent être étudiés au cas par cas pour chaque projet.

3.4. Potentiels de développement des EnR&R par filières

3.4.1. Electricité renouvelable

I. Photovoltaïque en toiture

La filière solaire photovoltaïque en toiture se développe à l'échelle locale avec une augmentation de la production de 3,4 MWc en 10 ans (de 2012 à 2022).

Différentes lois ont introduit de nouvelles obligations réglementaires pouvant accélérer le déploiement de la filière solaire photovoltaïque (mais également thermique) en toiture, comme présent dans l'encadré ci-dessous :



Obligation de solarisation ou végétalisation de certains bâtiments > 500 m²

Introduite par la Loi Energie Climat et renforcé par la loi APER, la solarisation ou la végétalisation des toitures est une obligation qui s'étend progressivement un nombre croissant de constructions :

- Taille de bâtiments concernés : emprise au sol de plus de 500 m² ;
- Typologie de bâtiments concernés : bâtiments à usage commerciale, industriel ou artisanal, d'entrepôts, de hangars (fermés au public et objet d'une exploitation commerciale), à usage de bureaux, administratifs, aux hôpitaux, équipements sportifs, récréatifs et de loisirs, scolaires et universitaires ;
- Taux de couverture : au moins 50% de la surface de la toiture à termes en 2026 (30% depuis 2019 puis 40% en 2026) ;
- Echéance d'application : vise d'abord les nouveaux bâtiments puis les extensions et rénovations lourdes, en fonction de leur taille et de leurs usages puis touche à terme les bâtiments existants, également en fonction de leur taille et de leurs usages (voir détail sur la figure suivante), des dérogations existent.

Le photovoltaïque peut constituer une réponse à cette obligation.



Objectifs de baisse des consommations - Décret tertiaire

Le décret du 23 juillet 2019, dit décret Tertiaire, fixe des exigences pour réduire les consommations d'énergie finale des bâtiments tertiaire de plus de 1 000 m². Les bâtiments concernés doivent atteindre 2 objectifs de réduction des consommations d'énergie :

- Un objectif de baisse de la consommation par rapport à une année de référence comprise entre 2010 et 2020. Cette baisse doit être de 40 % d'ici 2030, de 50 % d'ici 2040 et de 60 % d'ici 2050,
- Un objectif en de consommation maximale en kWh/(m².an) dont le seuil est fixé par catégorie d'activité et par zone climatique à l'annexe II de l'arrêté du 13 avril 2022.

Concernant l'électricité, la réduction de la consommation peut s'atteindre :

- En agissant sur le comportement des occupants (sobriété),
- En améliorant la performance des équipements (efficacité énergétique),
- Et en installant un système de production d'électricité utilisant une source d'énergie renouvelable comme le photovoltaïque en autoconsommation.

Ainsi, le décret tertiaire pourrait conduire les propriétaires et les occupants de bâtiments tertiaires de plus de 1 000 m² à installer des systèmes photovoltaïques en autoconsommation afin de réduire leur consommation d'électricité et contribuer à l'atteinte de leurs objectifs de réduction des consommations d'énergie.

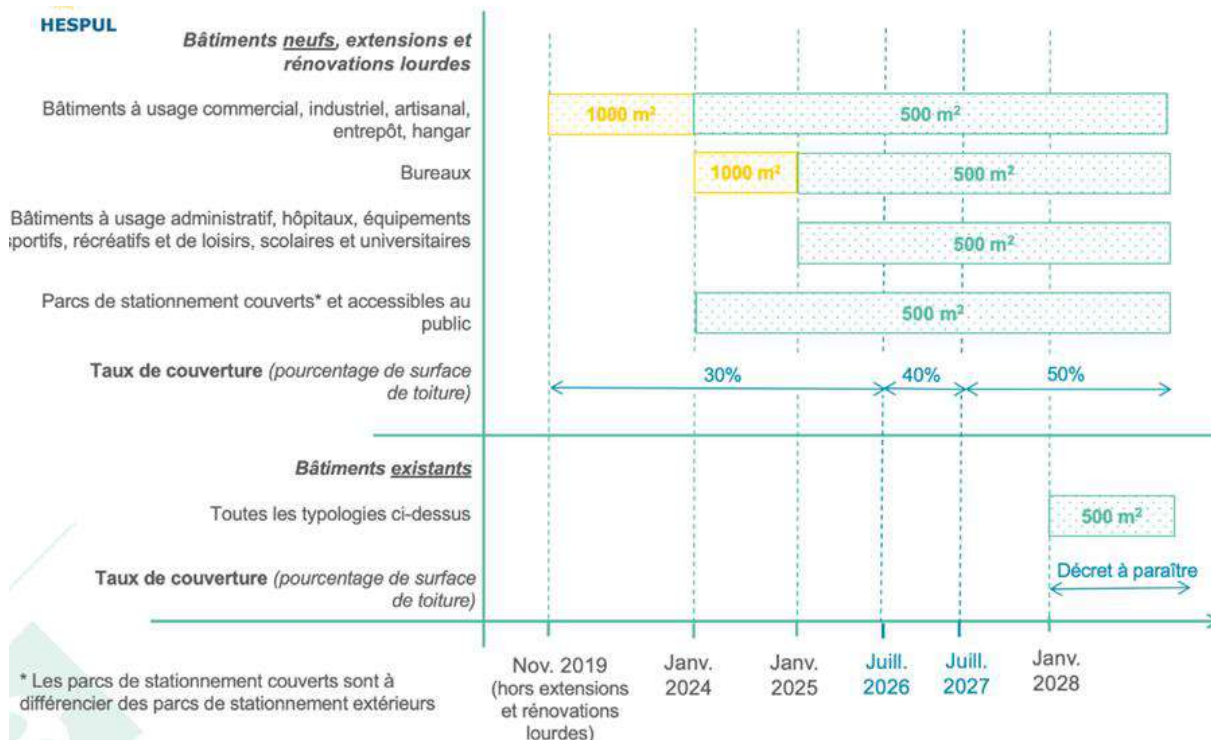


Figure 29 : Détail de l'application de l'obligation de solarisation ou végétalisation (Source : Hepsul)

METHODE D'EVALUATION DU POTENTIEL

Dans le cadre de cette étude, une analyse des toitures sur la base de la BD Topo fournie par l'IGN a été réalisée. Cette analyse vise à prioriser les zones d'implantation potentiel et à fixer les bons ordres de grandeur. Elle est construite de **manière statistique**, sans reconstituer la forme de chaque toit. Son utilisation à l'échelle du bâtiment est donc théorique dans un premier temps.

Ce travail ne correspond pas à l'établissement d'un « cadastre solaire », en effet il ne peut pas être utilisé à l'échelle de chaque bâtiment pour déterminer son potentiel d'installation. Il permet en revanche d'avoir une bonne représentation statistique des potentialités du territoire.

➤ Orientation et inclinaison du bâti

Pour caractériser finement chacun des bâtiments, on cherche à caractériser l'orientation du bâti, l'inclinaison du toit (incliné ou plat) et la surface disponible. La base de données utilisée est la BD Topo, disponible sur le site de l'IGN.

La BD Topo contient une colonne « nature » donnant une information sur le type de bâtiment. Les hypothèses suivantes sont réalisées :

- Les bâtiments d'habitation ont une toiture inclinée à 30° ;
- Tous les autres bâtiments (notamment bâtiments sportifs, industriels, commerciaux, etc.) ont une toiture plate.

Dans le cas de toits inclinés, il est nécessaire d'obtenir l'orientation du bâti. Ce travail est effectué à partir de l'orientation de l'emprise au sol du bâti.

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

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

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

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

source Hepsul

Figure 30 : Facteurs de correction photovoltaïque selon l'inclinaison et l'orientation de la toiture (Source : Hepsul)

La production des panneaux photovoltaïques, sous nos latitudes, est optimale pour un panneau incliné à environ 30°, orienté vers le sud. Pour une surface équivalente, à ensoleillement équivalent, un panneau posé sur un toit horizontal produira en moyenne 7 % d'électricité en moins annuellement. Le tableau précédent fait également ressortir le manque de pertinence de panneaux photovoltaïques positionnés verticalement en termes de rendement.

➤ Surface utile par toit

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

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

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

➤ Puissance installée et production annuelle

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

D'autre part, il s'agit également de prendre en compte l'ensoleillement du territoire pour estimer la quantité d'énergie produite annuellement (en kWh), appelée productible. L'irradiation moyenne annuelle sur le territoire du PETR est de 1 353 kWh/ m².an.



Le productible est estimé de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 \text{Productible} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{an}} \right] &= \text{Surface nette} [\text{m}^2] * \text{Coefficient d'inclinaison} \\
 &* \text{Irradiation moyenne annuelle} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{an}} \right] * \text{Rendement} \frac{\text{élec}}{\text{solaires}} \\
 &* \text{Rendement interne}
 \end{aligned}$$

- La surface nette a été estimée précédemment
- Le coefficient d'inclinaison a été détaillé précédemment
- L'irradiation moyenne annuelle considérée est de 1 353 kWh/ m².an
- Le rendement électrique est pris égal à 20% (observé pour des panneaux en silicium monocristallin)
- Le rendement interne, correspondant aux pertes dans les différents éléments (onduleur, câbles, etc.) est pris égal à 86% = 0,86

- Taux d'abattement

Afin de prendre en compte de manière statistique les contraintes techniques liées à la capacité du bâtiment à accueillir des panneaux photovoltaïques en toiture (structure portante du bâti, type de couverture, ...), des taux d'abattement sont appliqués en fonction de la taille et de l'usage des bâtiments pour l'évaluation du potentiel net de développement de la filière photovoltaïque en toiture.

Les tableaux ci-dessous présentent les taux d'abattement considérés :

Bâtiments tertiaires industriels, agricoles	< 500 m2	500 - 1 000 m2	1 000 - 2 000 m2	2 000 - 10 000 m2	> 10 000 m2
Taux d'abattement	40%	25%	20%	15%	10%

Autres (logements, ...)	Toute surface
Taux d'abattement	75%

Figure 31 : Taux d'abattement considérés par typologie de bâtiments

RESULTATS ET ANALYSES

Le potentiel brut de production annuel s'élève à **1 020 GWh/an** sur le territoire du PETR.

	Potentiel brut (GWh/an)
< 100 kWc	824
≥ 100 kWc	194
TOTAL	1018

Le graphique ci-dessous présente la répartition de ce potentiel brut de production en fonction du segment de puissance installée et de l'usage des bâtiments :

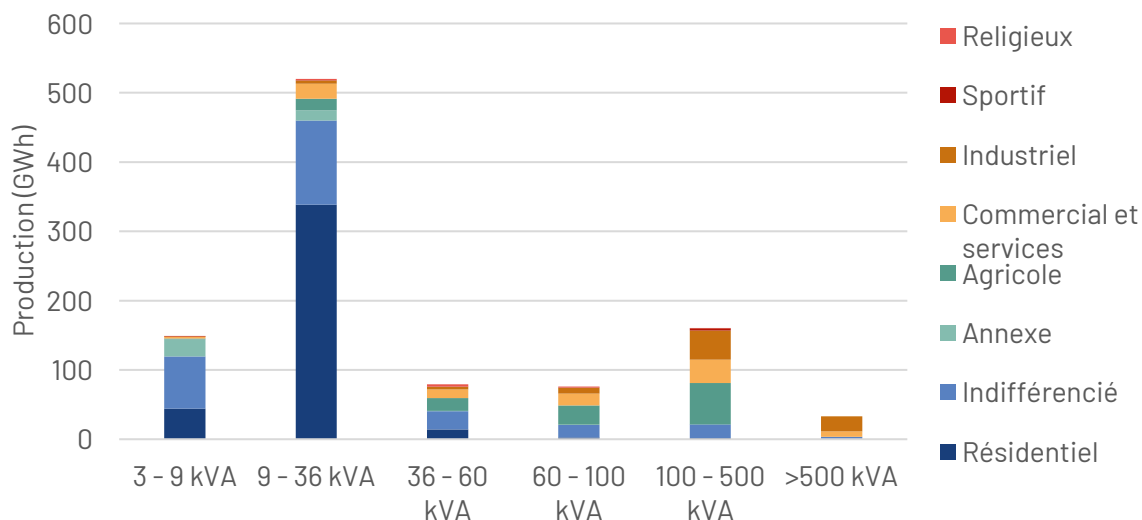


Figure 32 : Répartition du potentiel brut sur toiture en fonction de l'usage et de la puissance installée

Le potentiel brut se divise principalement en deux cibles :

- Les **toitures résidentielles** représentent 65 % du potentiel (toitures des bâtiments résidentiels et indifférenciés), réparti sur 62 000 bâtiments, ce qui en fait un gisement très diffus sur lequel il est difficile d'obtenir des gains d'échelle dans la réalisation des travaux de pose. Néanmoins ce gisement ne doit pas être négligé.
- Les **grandes toitures >100 kWc de puissance installable** représente 16 % du potentiel, réparti sur près de 800 toitures. C'est une proportion notable qu'on ne rencontre pas sur tous les territoires. Les toitures agricoles sont nombreuses, tout comme les toitures des bâtiments commerciaux et industriels. Sur la cible des bâtiments industriels, importants consommateurs d'énergie, le potentiel d'autoconsommation peut s'avérer intéressant : le potentiel de production et les besoins de couverture en autoconsommation pourrait s'avérer correspondre dans de nombreux cas.

Deux autres cibles d'intérêts sont identifiées :

- Près de 700 bâtiments pourraient être concernés par l'obligation de végétalisation ou solarisation sur le territoire, représentant un potentiel brut de production d'environ 140 GWh/an.
- 110 bâtiments publics intercommunaux ont été identifiés (données disponibles sur la CC Sarrebourg Moselle Sud uniquement) dont 6 dont la puissance installable est supérieure à 100 kWc.

De plus, les évolutions récentes ou en cours vont dans le sens des projets d'une puissance de plus de 100 kWc. Il s'agit notamment des évolutions du 26 octobre 2021, où des tarifs d'achats ont été fixés pour la tranche 100-500 kWc afin de favoriser ces installations. Précédemment, les projets dans cette



gamme devaient concourir à un appel d'offre, cette procédure simplifiée sécurise les projets et devrait fortement encourager leur réalisation.

À noter également que la réalisation d'une installation sur grande toiture ne signifie pas forcément que le projet doit être intégralement porté par l'entreprise possédant le site d'implantation. Un tiers développeur peut également installer le dispositif et l'exploiter en rémunérant le propriétaire du site.

➤ Passage au potentiel net

En considérant les enjeux à impact fort identifiés dans la matrice et les taux d'abattement par typologie de bâtiments, le potentiel net de production annuel s'élève à **450 GWh/an**.

	Potentiel net (GWh/an)
< 100 kWc	416
≥ 100 kWc	32
TOTAL	448

La cartographie ci-dessous présente la priorisation des sites d'implantation potentiels selon les enjeux et niveau considérés dans la matrice :

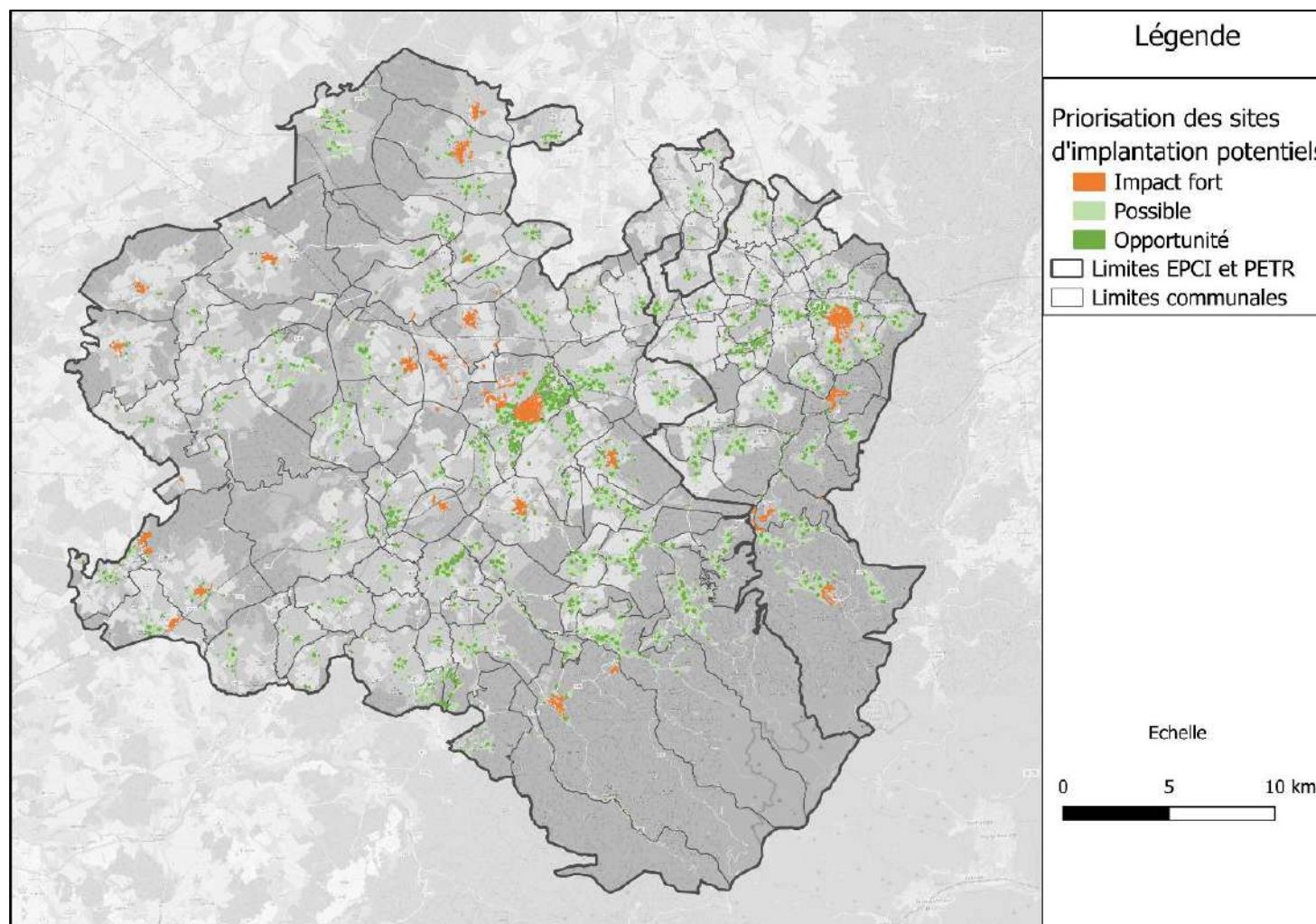


Figure 33 : Priorisation des sites d'implantation potentiels pour la filière photovoltaïque en toiture



Les enjeux considérés pour cette filière sont essentiellement des enjeux patrimoniaux urbains tels que les sites classés et inscrits, les périmètres de protection des monuments historiques ainsi que les sites patrimoniaux remarquables. 15% des bâtiments du territoire sont concernés par ces enjeux.

La filière **photovoltaïque sur toiture** présente un **potentiel brut de production de 1 020 GWh par an, et un potentiel net de 450 GWh par an.**

2. Photovoltaïque en ombrière sur parking

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

En 2022, aucune installation photovoltaïque sur ombrière n'existe sur le territoire du PETR mais des projets sont en cours.

De nouvelles réglementations ont été promulguées concernant la production d'énergie renouvelable au niveau des parkings, celles-ci sont résumées dans l'encadré ci-dessous :



Obligation d'ombrage de certains parkings > 500 m²

Introduite par la Loi Energie Climat, l'obligation d'ombrage de certains parcs de stationnements extérieurs supérieur à 500 m² concerne :

- Taille de parc de stationnement : superficie de plus de 500 m² ;
- Typologie de parc de stationnement : nouveaux parcs de stationnements extérieurs et associés aux bâtiments concernés par des obligations de solarisation/végétalisation, les nouveaux parcs de stationnement extérieur et ouverts au public ;
- Taux de couverture : au moins 50% de la surface ;
- Echéance d'application : 2024 ou 2025 selon les cas.

L'obligation d'ombrage peut être remplie, soit :

- Soit en intégrant des dispositifs végétalisés (tels que des arbres) ;
- Soit en installant des ombrières intégrant un procédé de production d'énergie renouvelable.

L'installation de panneaux photovoltaïques en ombrière peut constituer une réponse à cette obligation.



Obligation de production renouvelable pour les parkings > 1 500 m²

La loi APER a introduit l'obligation réglementaire d'installer un système de production d'énergie renouvelable sur les parkings supérieur à 1 500 m². L'installation de panneaux solaires photovoltaïques en ombrière peut constituer une réponse à cette obligation. Cette réglementation concerne tous les parcs de stationnement extérieur existants de surface supérieur à 10 000 m² d'ici 2026 et supérieur à 1 500 m² d'ici 2028 (des dérogations existent).

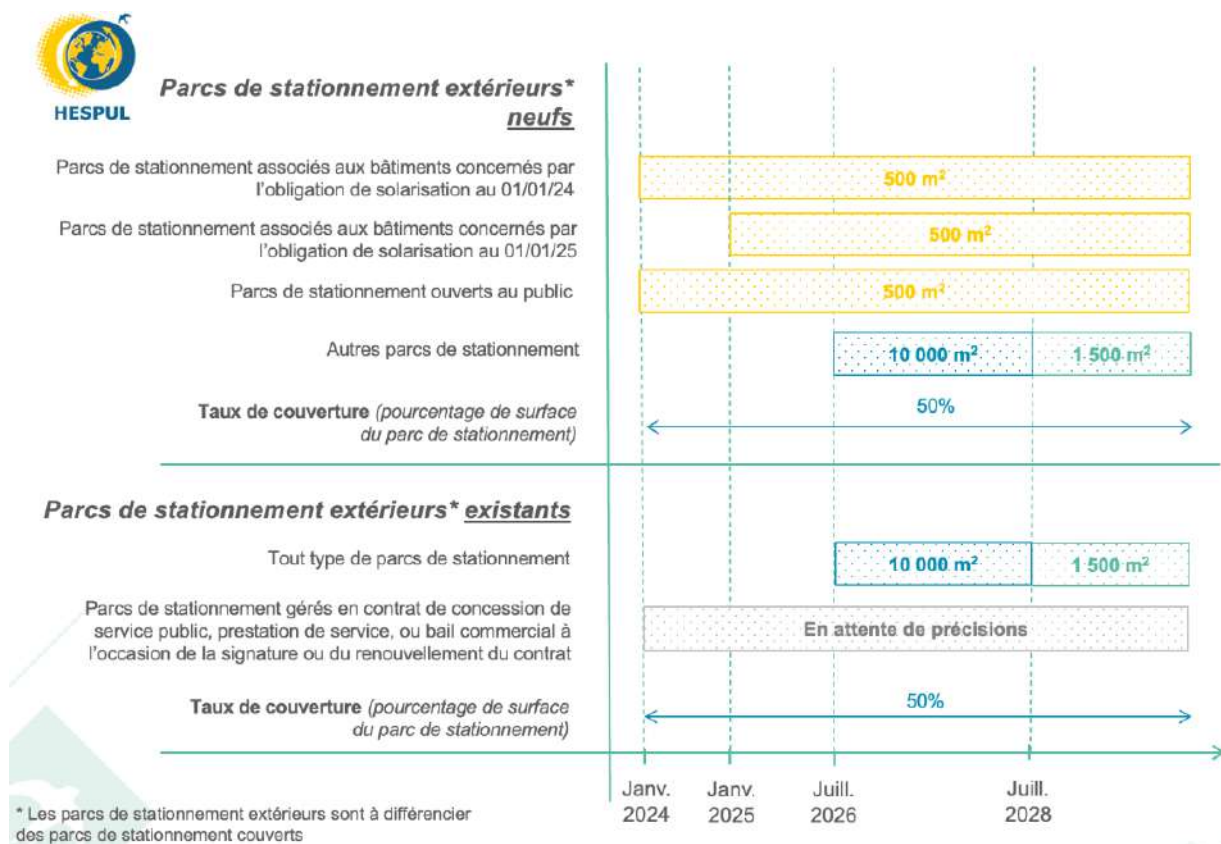


Figure 34 : Détail de l'application des obligations concernant les parcs de stationnement (Source : Hepsul)

La base de données d'Open Street Map a été utilisée. Cette base recense l'ensemble des parkings libres d'accès du territoire (par conséquent la plupart des parkings privés des entreprises ne sont pas recensés mais les parkings de supermarché, par exemple, le sont).

A partir de ce recensement, la méthodologie est similaire à celle appliquée pour l'évaluation du potentiel de production photovoltaïque sur toiture.

La surface utile considérée pour la pose d'ombrière de parking est de 50%, ce qui permet de déterminer par la puissance installable sur chaque parking recensé. De plus, les ombrières de parking sont installés avec une inclinaison de 10°, le facteur de correction a été adapté pour prendre en compte ce point.

Initialement, 558 parkings ont été recensés au total grâce à cette base de données. Seuls les parkings de superficie supérieure à 500 m² sont considérés dans l'évaluation du potentiel, soit 280 parkings.

A partir du recensement des projets en cours, le site du parking du pôle automobile d'Abreschviller situé au niveau de l'ancienne friche industrielle des grandes scieries de 16 ha a été identifié étant donné qu'un projet d'envergure est en cours de construction. Ce site n'était pas identifié dans la base de données utilisées. Le projet est décomposé en 3 parcs dont le premier a été inauguré en 2024 pour une puissance installée de 5,8 MWc. A termes, ce seront 13,5 MWc qui seront installée pour un productible annuel estimé de 14 GWh. Un potentiel de 14 GWh supplémentaire est donc considéré en plus du potentiel évalué sur la base des autres parkings recensés.

ENJEUX LIES AU DEVELOPPEMENT DES PROJETS SUR OMBRIERES DE PARKING

En plus des obligations réglementaires présentés, plusieurs enjeux sont à considérer dans le développement d'ombrières de parking :

- **Artificialisation des sols et usages des parkings.** La loi AER, qui oblige l'installation d'un procédé de production d'énergie renouvelable (type photovoltaïque en ombrière) sur les parkings de plus de 1500 m², peut entrer en contradiction avec la loi ZAN (Zéro Artificialisation Nette) qui vise à limiter l'artificialisation des sols. En effet, l'installation d'ombrières de parking sanctuarise ces espaces pour la durée de vie du projet (entre 15 et 20 ans). Dans un contexte où l'usage de la voiture se voit modifié, il est important d'anticiper les besoins fonciers avant de réaliser ces projets. Ces éléments sont également à prendre en compte lors de l'arbitrage entre solarisation et végétalisation pour les parkings de superficie supérieur à 500 m² concernés par l'obligation réglementaire.
- **Végétalisation et infiltration des eaux pluviales.** La réglementation introduit l'obligation d'équipement de systèmes de gestion des eaux pluviales au sein des parkings. Végétaliser les parkings et les centres urbains permet à la fois d'avoir une meilleure gestion des eaux pluviales, d'améliorer la qualité de l'air et de lutter contre les îlots de chaleur.
- **Préservation du patrimoine local.** Le patrimoine local est une richesse du territoire et donc à considérer en amont de la réflexion des projets.

RESULTATS ET ANALYSES

Le potentiel brut de production annuel s'élève à **92 GWh/an** sur le territoire du PETR. Un productible de 78 GWh a été évalué à partir de la base de donnée des parkings et un potentiel supplémentaire de 14 GWh est considéré en prenant en compte le projet à Abreschviller.

	Potentiel brut (GWh/an)
< 500 kWc	49
≥ 500 kWc	29 + 14
TOTAL	78 + 14

La répartition du potentiel brut par catégorie de taille de parkings est la suivante :

Catégorie de surface	Nombre de parkings	Productible en GWh/an
Pour info : < 500 m²	3	0,1
500 – 1500 m ²	167	19
1500 – 10 000 m ²	109	46
≥ 10 000 m ²	4 + 1*	12,5 + 14*
TOTAL ≥ 500 m²	280 + 1*	78 + 14*

Figure 35 : Répartition du potentiel brut par catégorie de taille de parkings (*projet Abreschviller)

Il est intéressant d'approfondir la faisabilité des parkings concernés par l'obligation de solarisation introduite par la loi APER (parkings avec une emprise au sol supérieure à 1500 mètres carrés) : 113 parkings pourraient être concernés par cette obligation (sans prise en compte des dérogations existantes).

Les parkings les plus remarquables par leur superficie ($> 10\,000\text{ m}^2$) sont présentés ci-après, ils représentent **16% du potentiel total** sur ombrière répartis sur 4 parkings.



Figure 36 : Parking Leclerc zone commerciale des bords de Sarre à Sarrebourg (~46 000 m²)



Figure 37 : Parking du parc Animalier de Sainte-Croix entre Rhodes et Fribourg (~26 000 m²)



Figure 38 : Parking Z.A. Ariane Buhl-Lorraine (~12 000 m²)

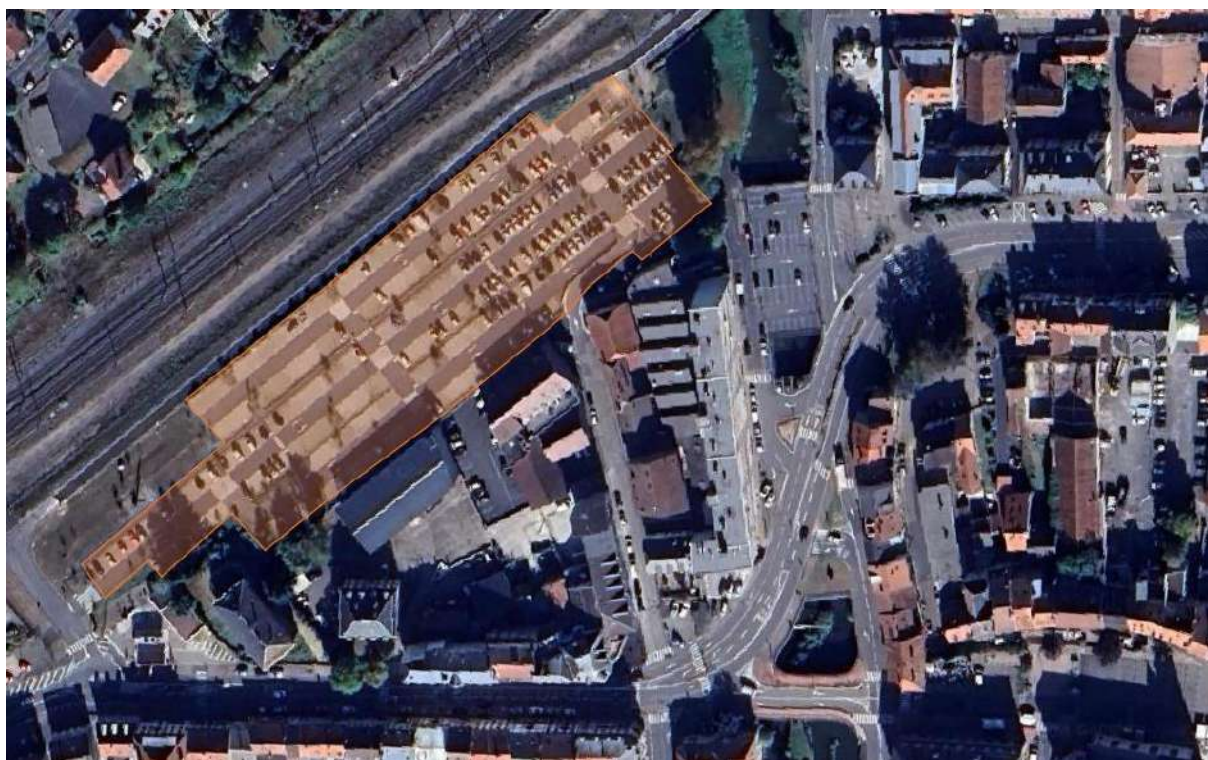


Figure 39 : Parking Faubourg de France à Sarrebourg (~10 600 m²)



➤ Passage au potentiel net

En considérant les enjeux à impact fort identifiés dans la matrice, le potentiel net de production annuel s'élève à **67 GWh/an**.

	Potentiel net (GWh/an)
< 500 kWc	34
≥ 500 kWc	19 + 14
TOTAL	53 + 14

La cartographie ci-dessous présente la priorisation des sites d'implantation potentiels selon les enjeux et niveau considérés dans la matrice :

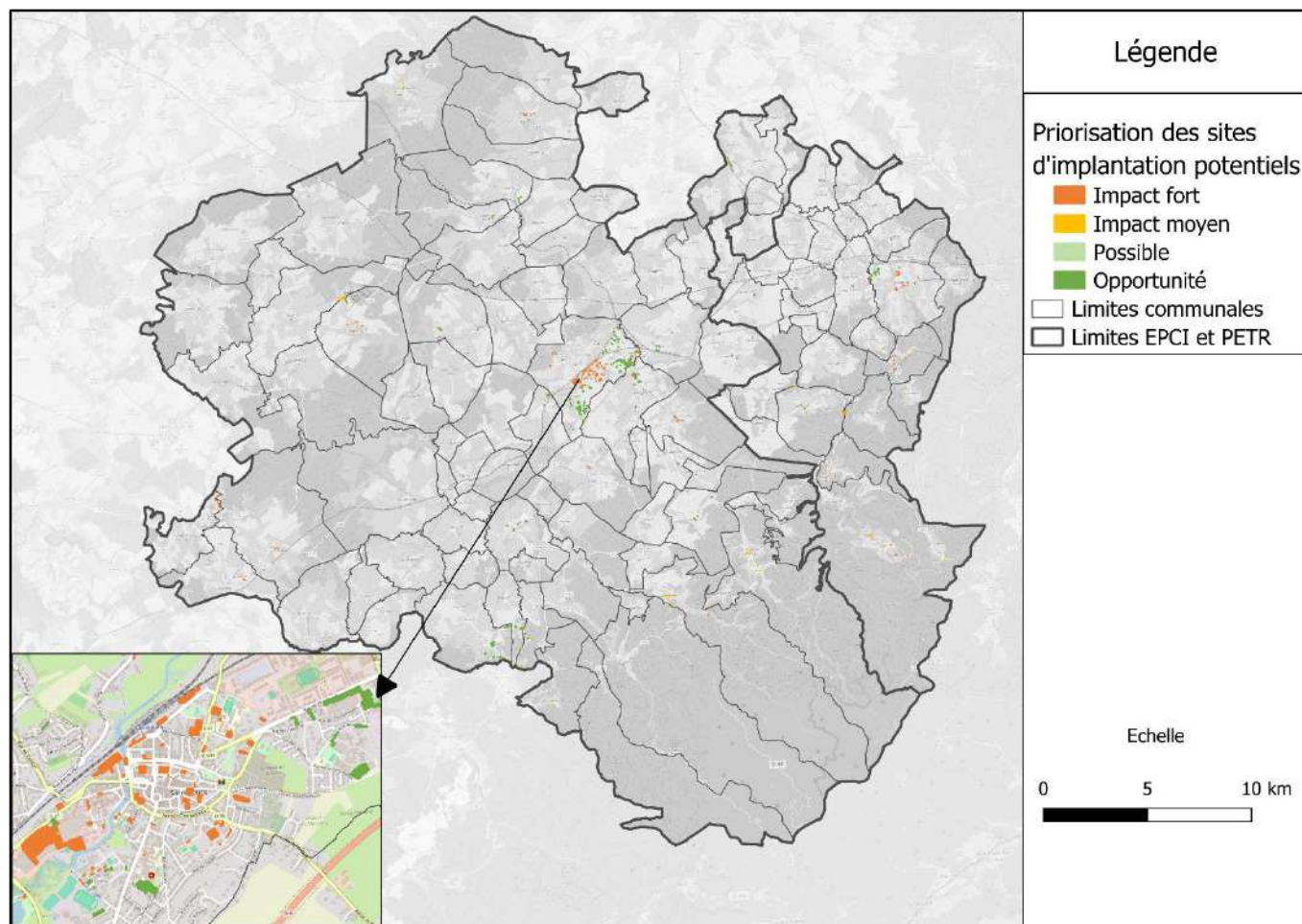


Figure 40 : Priorisation des sites d'implantation potentiels pour la filière PV en ombrière sur parking

En croisant les potentiels avec les différents enjeux cartographiés et cités dans la matrice des enjeux, nous obtenons :

- 29% du potentiel est situé en zone à enjeu environnemental. Toutefois, ce chiffre est légèrement surévalué, car parfois les zonages concernent une petite partie de la surface du parking.
- 22% du potentiel est situé en zone de protection patrimoniale. Il convient de préciser que des projets dans ces zones de protection peuvent être réalisés avec autorisation de l'autorité compétente (l'Architecte des Bâtiments de France le plus souvent). Ainsi, elles ne constituent pas un obstacle arrêté à la réalisation du projet, à condition qu'une réflexion sur l'intégration paysagère soit menée.
- 48% du potentiel se concentre sur des parkings sont concernées (à première vue) par l'obligation de production d'énergie renouvelable introduite par la loi APER pour les parkings $\geq 1500 \text{ m}^2$: 113 parkings concernés.
- 21% du potentiel concerne des parkings sont situés en zone d'activité économique (21 parkings). Ces zones pouvant être concernées par des opérations de densification, il sera donc nécessaire d'approfondir l'étude du futur usage de ce foncier avant de mobiliser ce gisement.
- 4% du potentiel concerne des parkings publics appartenant à la CC Sarrebourg Moselle Sud (22 parkings).

Le graphique ci-dessous présente la répartition du potentiel par niveau d'enjeu et catégorie de taille de parkings (hors potentiel du parking d'Abreschviller en cours de réalisation) :

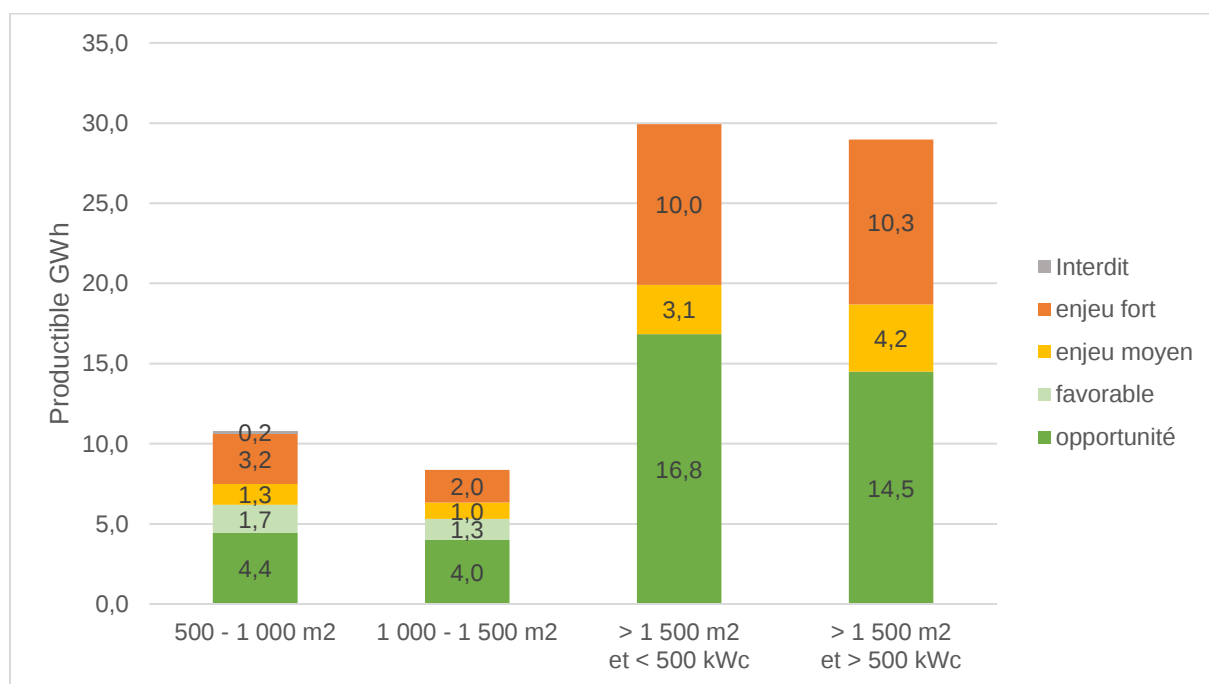


Figure 41 : Répartition du potentiel par niveau d'enjeu et catégorie de taille de parking (hors potentiel du parking Abreschviller)

La filière **ombrières de parking** présente un **potentiel brut de production de 92 GWh par an**, et un **potentiel net de 67 GWh par an**.

3. Photovoltaïque au sol

Les zones d'implantation potentiels pour la filière photovoltaïque au sol ont été identifiées à partir de plusieurs bases de données disponibles :

- L'inventaire national Cartofriche du CEREMA est l'aide au recensement des friches pour les qualifier et faciliter leur réutilisation. Il s'adresse à tout porteur de projet, public ou privé. Le Cerema utilise les données de BASIAS et BASOL, ainsi que d'autres lots de données nationales (candidatures aux appels à projets, par exemple) pour assurer une pré-identification des friches sur tout le territoire national. 41 friches sont identifiées sur le territoire, dont certaines ont déjà fait l'objet d'une réhabilitation ou d'un réaménagement. Au final, une dizaine de friches sont considérées sur le territoire.
- Les anciennes carrières répertoriées par le BRGM. Sur le territoire, 100 carrières dont l'exploitation est terminée sont recensées, dont certaines ont déjà fait l'objet d'une réhabilitation ou d'un réaménagement. Au final, une quinzaine d'anciennes carrières est considérée.
- Les sites pollués répertoriés par Géorisques, anciennement répertoriés par le ministère chargé de l'environnement avec la base BASOL. Il s'agit principalement d'anciens sites industriels, qui sont pollués ou potentiellement pollués, par exemple un ancien centre de dépôt de déchets. Sur le territoire du PETR, aucun site potentiel n'en ressort.
- La base de données OCS décrivant l'occupation du sol sur le territoire du PETR peut permettre d'identifier d'autres sites potentiels tels que : les délaissés routiers et ferroviaires, les friches et délaissés agricoles, des espaces en transition, des bassins artificiels (pouvant résulter de la réhabilitation d'une ancienne carrière par exemple), des zones d'extraction (pouvant présenter un potentiel à plus long terme lors de la fermeture de l'exploitation), certaines emprises urbaines d'activité économique non bâti, ...
- Les espaces forestiers, naturels et agricoles n'ont pas été considérés dans le potentiel, ainsi que les plans d'eau. Dans cette étude, le potentiel de production agrivoltaïque n'a donc pas été évalué (ces installations sont à distinguer des centrales photovoltaïques au sol « classiques »).

Les zones d'implantation potentiels identifiées pour cette filière sont volontairement élargies afin de considérer toutes les pistes possibles. De nombreuses zones doivent en réalité ne pas être propices à une telle utilisation, ce qui n'est pas identifiable cartographiquement. Pour cette filière, il conviendra encore plus d'analyser les sites potentiels au cas par cas. Les potentiels identifiés dans cette partie sont donc très probablement surestimés mais permettent toutefois d'obtenir des ordres de grandeurs sur le territoire.

Pour les zones identifiées, on considère une utilisation de l'espace de 60% pour l'installation des panneaux, ce qui correspond à l'utilisation moyenne pour les fermes solaires en fonctionnement sur le territoire français. La puissance installable et le productible sont ensuite calculés de la même manière que pour le solaire en toiture en se plaçant dans le cas de figure d'une toiture plate. Un cas particulier a cependant été étudié afin d'obtenir un gisement le plus réaliste :

- Les zones à enjeux environnementaux : on considère sur ces zones un espacement 2 fois plus important des panneaux solaires, afin de limiter l'impact de ces ouvrages sur l'environnement. Le potentiel brut est donc divisé par 2 par rapport au gisement brut initial. Ceci correspond aux préconisations habituelles des parcs naturels sur les zones à enjeux environnementaux.

ENJEUX LIES AU DEVELOPPEMENT DES CENTRALES SOLAIRES AU SOL

Plusieurs enjeux sont à considérer pour le développement des centrales au sol, qui sont principalement d'ordre environnemental :

- **Artificialisation des sols.** Les critères d'exemption des installations photovoltaïques dans le calcul de la consommation des espaces naturels, agricoles et forestiers prévus par la loi Climat & Résilience sont la réversibilité de l'installation (celle-ci ne doit pas affecter durablement les fonctions écologiques du sol et son potentiel agronomique) et l'apport minimal de lumière permettant le maintien du couvert végétal et la perméabilisé sous l'installation.
- **Les zones de protection environnementale.** Il s'agit de zonages permettant de localiser les habitats à protéger, les couloirs de passage des espèces et les espèces sensibles. De nombreux zonages existent aujourd'hui où la réalisation de projets peut être réglementé ou non.

A la lumière des résultats précédents, le développement du solaire au sol sur le territoire ne peut se faire qu'en conciliant protection de la biodiversité et production EnR. Pour ce faire, appliquer la séquence éviter, réduire et compenser (ERC) au plus tôt dans les étapes de conception des projets paraît être un outil adapté, permettant d'anticiper les risques à la dégradation de l'environnement. Sensibiliser les développeurs à la démarche peut être un bon outil pour limiter l'impact des projets dans les milieux naturels.

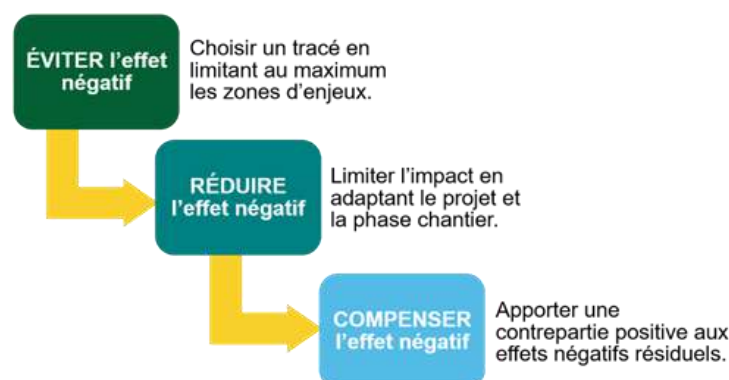


Figure 42 : Séquence ERC

- **L'évitement**, est la première étape, qui intervient au plus tôt dans l'élaboration de stratégies et de plan de développement. Il s'agit comme son nom l'indique, d'éviter l'effet négatif en installant les projets en dehors des zones à enjeux. C'est l'objet du travail de priorisation des enjeux réalisé dans cette étude.
- **Réduire** l'impact des centrales solaires en proposant des aménagements, par exemple :
 - Limiter l'emprise du parc pour minimiser l'atteinte à certaines entités environnementales (ex. : habitat d'espèces à forts enjeux, corridor écologique)
 - Limiter le défrichement, le terrassement, le décapage, le transport et le stockage
 - Adapter le calendrier des travaux à la biologie des espèces
 - Adapter la configuration de la centrale (réduire la densité des panneaux, la couverture et l'ombrage en réhaussant et en espaçant les panneaux...)
 - Maintenir la végétation entre les rangs et assurer une gestion conservatoire de la végétation au sein et autour du parc.
 - Prendre en compte les autres projets à proximité pour déterminer les impacts réels sur la zone



- **Compenser** en offrant une contrepartie positive à un impact dommageable non réductible d'un projet, ou en restaurant et/ou créant des milieux naturels.

RESULTATS ET ANALYSES

Le potentiel brut de production annuel s'élève à **1 630 GWh/an** sur le territoire du PETR.

	Potentiel brut (GWh/an)
100 - 500 kWc	380
≥ 500 kWc	1 250
TOTAL	1 630

➤ Passage au potentiel net

En considérant les enjeux à impact fort identifiés dans la matrice, le potentiel net de production annuel s'élève à **67 GWh/an**.

	Potentiel net (GWh/an)
100 - 500 kWc	240
≥ 500 kWc	950
TOTAL	1 190

La cartographie ci-dessous présente la priorisation des sites d'implantation potentiels selon les enjeux et niveau considérés dans la matrice :

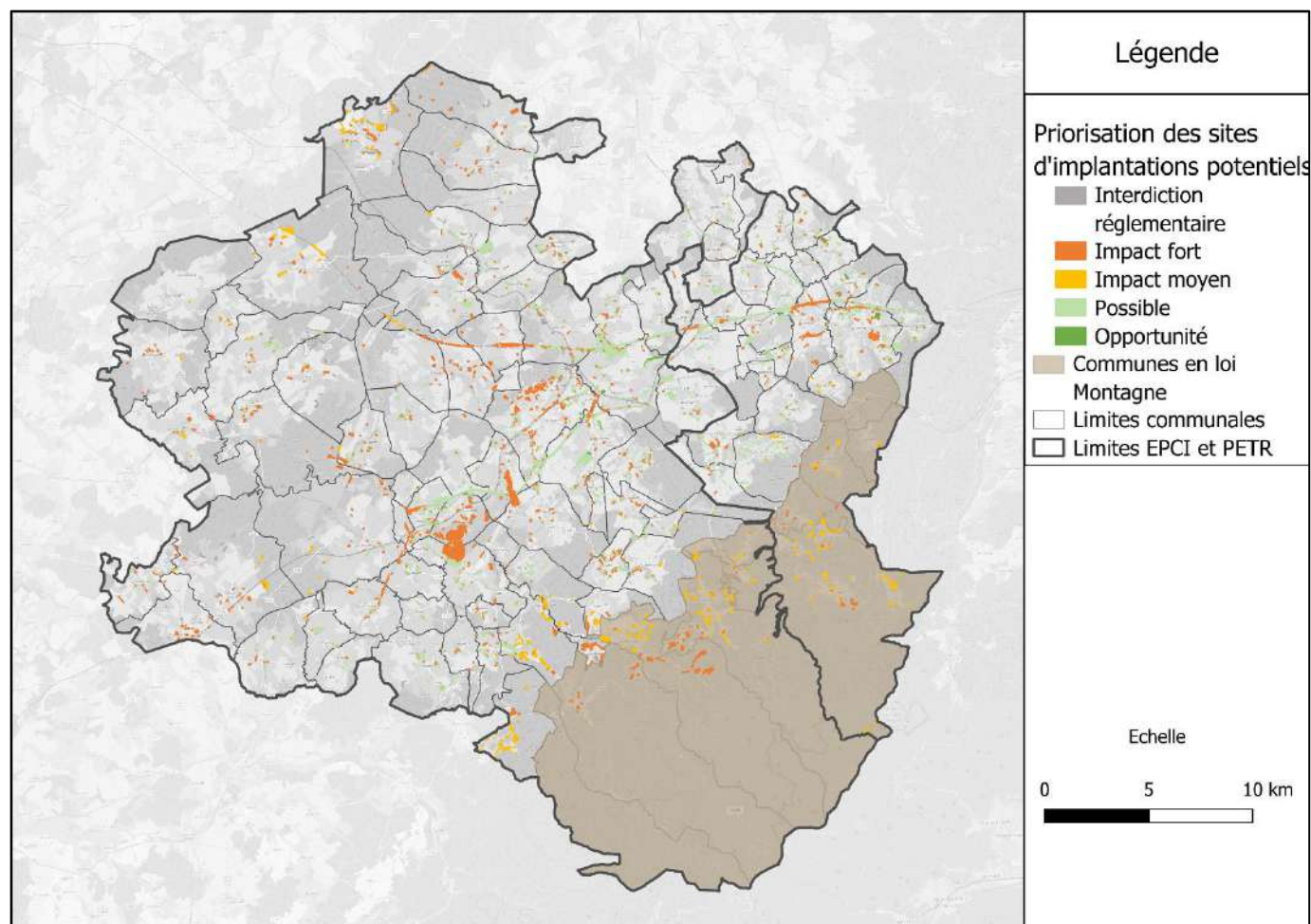


Figure 43 : Priorisation des sites d'implantation potentiels pour la filière PV au sol

En croisant les potentiels avec les différents enjeux cartographiés et cités dans la matrice des enjeux, nous obtenons :

- 45% des zones potentielles sont situées en zone à enjeu environnemental ;
- 10% des zones potentielles sont situées en zone de protection patrimoniale ;
- 10% des zones potentielles sont situées en zone à enjeu paysager.

Le graphique ci-dessous présente la répartition du potentiel par niveau d'enjeu et catégorie de taille de projet :

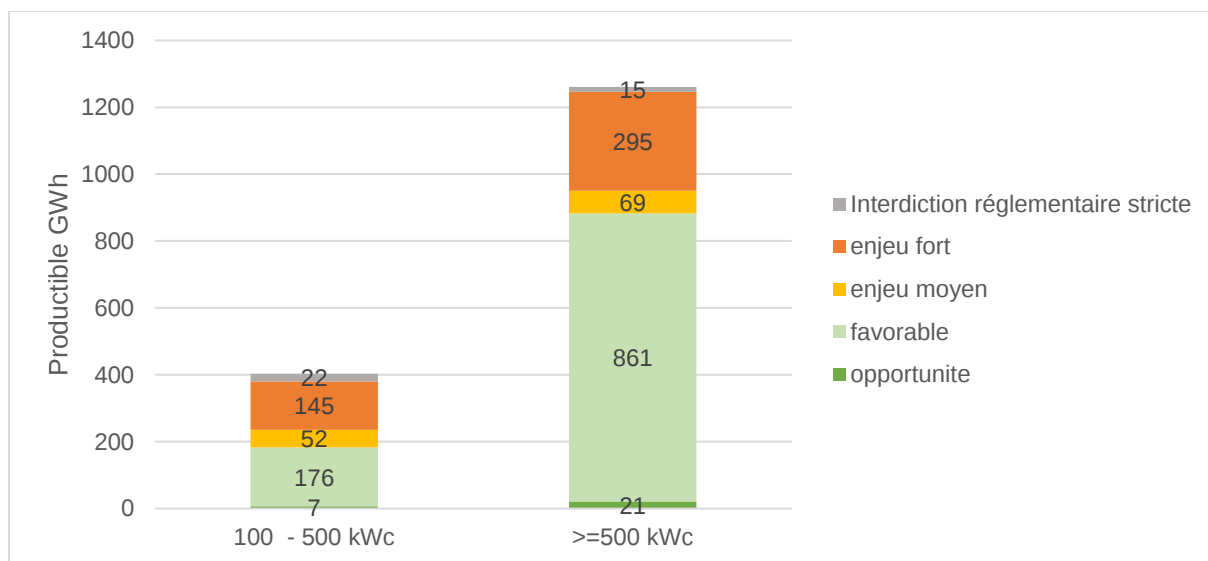


Figure 44 : Répartition du potentiel par niveau d'enjeu et catégorie de taille de projet

La filière **photovoltaïque au sol** présente un **potentiel brut de production de 1 630 GWh par an**, et un **potentiel net de 1 190 GWh par an**.



Photovoltaïque et agriculture

La loi APER du 10 mars 2023 a donné un cadre légal aux installations photovoltaïque au sol sur terrains NAF (naturels, agricoles et forestiers), en distinguant deux cas de figures :

- Les **installations dites compatibles avec l'exercice d'une activité agricole, naturelle ou forestière** (ou encore « agricompatible »). Ces dernières ne pourront être implantées que sur des terres réputées incultes ou non exploitées depuis une durée minimale de 10 ans. Ces terres sont en train d'être identifiées dans un document-cadre établie par le préfet de département sur proposition de la Chambres d'Agriculture (CA) départementale.
- Les **installations agrivoltaïques (agriPV)** qui sont définies comme étant toute « installation de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil et dont les modules sont situés sur une parcelle agricole où ils contribuent durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole ». Ces installations doivent apporter au moins l'un des services suivants :
 - Adaptation au changement climatique ;
 - Protection contre les aléas ;
 - Amélioration du bien-être animal ;
 - Services agronomiques précis.

Le décret n°2024-318 du 8 avril 2024 précise les conditions de mise en place de ces deux types d'installations. Le taux maximal de couverture des parcelles agricoles par des installations agriPV de plus de 10 MW ne pourra excéder 40%.

Sur le département de la Moselle, le document-cadre pour les installations agri compatibles est en cours et concernera notamment des terrains agricoles de type friches, délaissés routiers, terrain militaire, ...

Concernant l'agrivoltaïsme, il apparaît que les agriculteurs sont beaucoup sollicités par les porteurs de projet sur le territoire, notamment sur les terres agricoles à proximité des postes sources. Pour chaque projet, il y a un comité de projet agrivoltaïque à la CA. Ces projets posent notamment des problèmes d'acceptabilité. La CA 57 travaille sur un guide départemental sur la question, les éléments suivants seront notamment abordés (en complément du décret) : seuil de puissance, surface maximale, typologie de technologie de panneaux, taux de couverture, ...

Ces deux types d'installations ne font pas l'objet d'une étude de potentiel dans le cadre du diagnostic du SDEnR mais seront abordés en phase de stratégie. Un groupe de travail thématique « Energie et Agriculture » est notamment prévu dans la démarche.

5. Eolien

La DREAL Grand Est a établi une cartographie des Zones Favorables au développement de l'Eolien (ZFDE). La méthodologie employée par la DREAL est similaire à celle utilisée dans cette étude pour les autres filières : elle se base sur une analyse et une hiérarchisation des enjeux à considérer sur le

territoire. Le tableau ci-dessous explique la méthode de hiérarchisation appliquée par la DREAL pour réaliser la cartographie des ZFDE :

Hierarchisation Régionale Grand Est		Harmonisation nationale des hiérarchisations	
Inc - niveau de sensibilité incompatible : projet impossible du fait d'une interdiction réglementaire stricte ou d'une contrainte appréciée comme rédhibitoire	⇒	0 - ENJEUX RÉDHIBITOIRE - Zone où le développement de l'éolien est impossible du fait d'une interdiction réglementaire stricte	Hors Zone Favorable
TF - niveau de sensibilité très fort : projet très difficilement réalisable, nécessitant la démonstration de la préservation des enjeux identifiés	⇒	1 - ZONE AVEC DE FORTS ENJEUX AVÉRÉS - Zone où le développement de l'éolien sera difficile du fait de la présence de forts enjeux avérés	
F - niveau de sensibilité fort (zonages en général de « faible étendue ») : projet difficile mais possible sous réserve d'un travail approfondi de mise en œuvre de la séquence Eviter-Réduire-Compenser	⇒	2 - ZONE FAVORABLE SOUS RESERVE DE LA PRISE EN COMPTE D'ENJEUX - Zone où des enjeux ont été identifiés et devront être pris en compte	En Zone Favorable
F_{poss} - niveau de sensibilité fort (zonages souvent de « grande étendue ») : projet possible sur certaines zones considérant que le niveau de contraintes n'est pas forcément uniforme sur l'ensemble de la zone, et qu'il y a donc des possibilités de développement. En général, la présence d'éoliennes sur ces zones en atteste.	⇒	3 - ZONE FAVORABLE SOUS RESERVE DE LA PRISE EN COMPTE D'ENJEUX LOCAUX - Zone où des enjeux ont été identifiés et devront être pris en compte	
M - niveaux de sensibilité modérés et faibles de l'atlas : projet possible, dès lors que les enjeux locaux sont pris en compte	⇒		

Figure 45 : Hiérarchisation DREAL Grand Est pour réalisation des ZFDE (Source : DREAL GE)

Le détail des enjeux considérés par la DREAL ainsi que les niveaux de sensibilité des enjeux sont disponibles sur le site de la DREAL à l'adresse suivante : <https://www.grand-est.developpement-durable.gouv.fr/carte-des-zones-favorables-au-developpement-de-l-a22293.html>

Des Zones Favorables au Repowering / Densification (ZFRDE) viennent compléter le dispositif. Il s'agit des éoliennes autorisées ou construites qui sont implantées en dehors des zones incompatibles avec le développement de l'éolien. Elles sont situées à l'intérieur des zones de saturations paysagères mais restent dans des zones favorables par rapport aux autres contraintes. Elles sont matérialisées par des zones tampons de 250 m de rayon autour de ces éoliennes.

La cartographie des ZFDE est présentée ci-dessous :

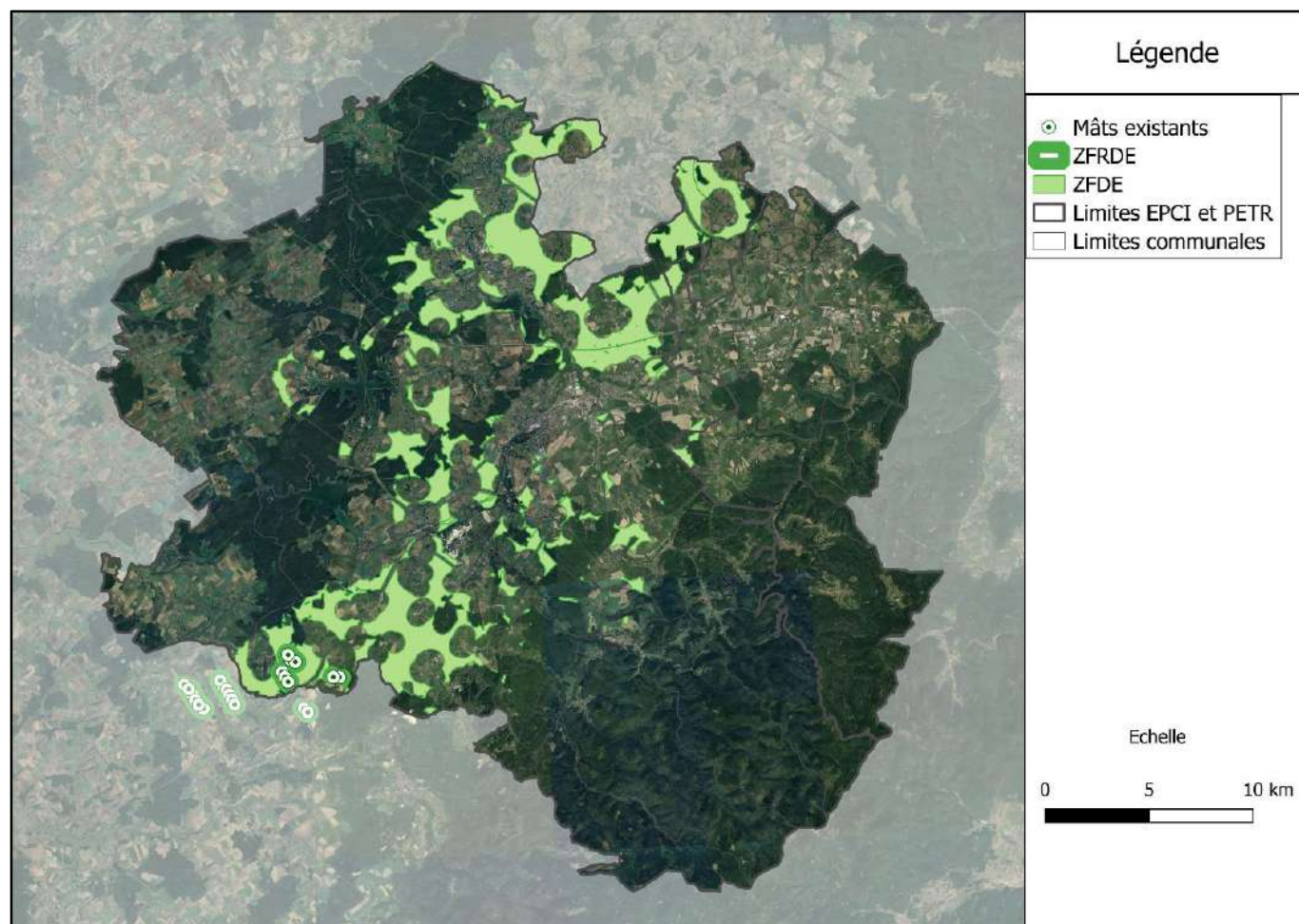


Figure 46 : Cartographie des ZFDE, ZFRDE et mâts existants (source : DREAL GE)



Il apparaît que les ZFDE concerne surtout le secteur Plaine et Plateau, ainsi qu'une partie sur le secteur des Etangs, au niveau du parc existant.

A partir des ZFDE cartographiées par la DREAL, le potentiel de développement de la filière éolien a été évalué. Seul le potentiel de développement du **grand éolien** (éoliennes de plus de 150 mètres de hauteur) pour plusieurs raisons :

- Les porteurs de projet se concentrent exclusivement sur ce type de projet, ce qui permet d'explorer en détail le potentiel sur lequel ils vont se positionner.
- Le marché des turbines de plus petite taille est en train de disparaître en Europe. D'après WindEurope, en 2023, pour 10 GW d'éoliennes vendues, seulement 0,5 % concernaient ces tailles de turbines.

Il est considéré que les ZFDE corresponde au potentiel net de la filière étant donné leur définition. Le potentiel net est alors calculé à partir de la superficie des ZFDE et d'une densité énergétique par m². La densité énergétique va définir la quantité d'énergie pouvant être produite par rapport à une emprise au sol et le nombre de mâts pouvant être installés. Le ratio de puissance pris en compte est de 0,006 kW/m² et la densité énergétique est de 12 kWh/m². Ce chiffre prend en compte la distance réglementaire entre les mâts en fonction du diamètre du rotor. Dans l'étude, l'hypothèse retenue correspond à une puissance de 3MW par mât (puissance de la technologie actuelle).

RESULTATS ET ANALYSES

Le potentiel net de production annuel s'élève à **1 220 GWh/an** sur le territoire du PETR. Ce potentiel correspond à 200 mâts de 3 MW. Le PETR est un territoire disposant d'un fort potentiel éolien.

	Potentiel net
Productible	1 220 GWh
Nombre de mâts	200

La filière **éolienne** présente un **potentiel net de production de 1 220 GWh par an.**

6. Petite hydroélectricité

Le petit hydraulique désigne les installations de puissance inférieure à 10 MW. Trois classes de puissances peuvent être distinguées :

- La petite centrale hydraulique (puissance allant de 0,5 à 10 MW)
- La micro-centrale (de 20 à 500 kW)
- La pico-centrale (moins de 20 kW)

Au-delà de cette terminologie, ces installations sont généralement raccordées au réseau électrique ou peuvent servir à l'alimentation d'une installation isolée dans un cadre d'autoconsommation.



Sur le territoire, différents obstacles positionnés sur les cours d'eau ont fait l'objet d'une analyse, afin de calculer les puissances disponibles et de déterminer le type d'installation qui peut être implanté sur ces cours d'eau.

METHODOLOGIE

Le gisement est évalué via l'identification des obstacles à l'écoulement.

Dans le périmètre d'étude, on recense 32 obstacles à l'écoulement avec une hauteur de chute supérieure à 1m.

Pour chaque site, la puissance est calculée selon la formule suivante :

$$Puissance = Rendement \times Hauteur\ de\ chute \times Débit \times Masse\ volumique \times g$$

où g est l'accélération de la pesanteur : $9,81\ m.s^{-2}$, et le rendement d'une turbine hydroélectrique est pris comme égal à 80 %.

Nous avons déterminé le débit des cours d'eau sur lesquels se situent les obstacles mais cela n'était pas possible à chaque fois. Lorsque la donnée n'est pas disponible, le débit est considéré à $1,2\ m^3/s$ qui est la plus petite valeur trouvée dans la zone. Ces deux informations permettent de déterminer la puissance installable pour chaque obstacle dont la hauteur est supérieure à 1m.

Le facteur de charge est pris à 3 400 heures, la moyenne estimée par la CRE dans son étude de "Coûts et rentabilités de la petite hydroélectricité en métropole continentale" de 2020.

RESULTATS ET ANALYSES

Ainsi le potentiel brut est estimé à **3 GWh/an** et le potentiel net à **1 GWh/an**. Le potentiel de développement de l'hydroélectricité sur le territoire est donc très faible.

	Potentiel brut GWh	Potentiel net GWh
Productible	3	1

La priorisation des sites d'implantation potentiels est présentée sur la carte suivante :

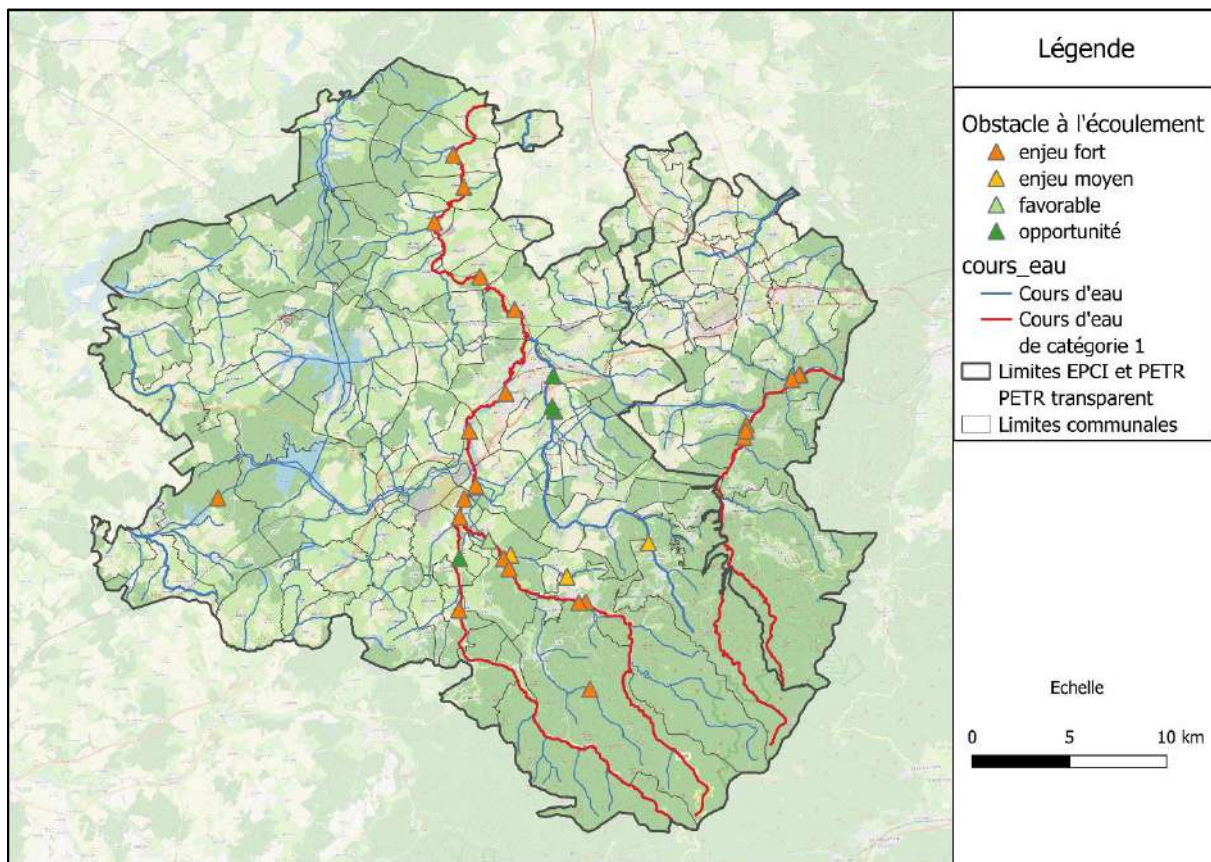


Figure 47 : priorisation des sites d'implantation pour la filière petite hydroélectricité

Sur les 32 obstacles à l'écoulement identifiés avec une hauteur de chute supérieur à 1m, 22 sont en zone à enjeux forts (cours d'eau de catégorie 1 notamment) et 3 en zone à enjeux moyens.

Compte tenu des contraintes environnementales et techniques à réaliser ces projets, ainsi que du potentiel limité, cette filière n'est pas prioritaire.

3.4.2. Chaleur renouvelable

L'ADEME a mis au point l'outil EnR 'choix permettant de guider les actions vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la mutualisation des besoins énergétiques.

Le but étant de mener une stratégie de développement des énergies renouvelables thermiques cohérente avec les potentialités du territoire. Les actions sont donc priorisées comme suit :

1. Réduire les consommations énergétiques ;
2. Mutualiser les besoins et les moyens de production de chaleur avec la création de réseaux de chaleur urbains ;
3. Prioriser les énergies renouvelables et de récupération ;

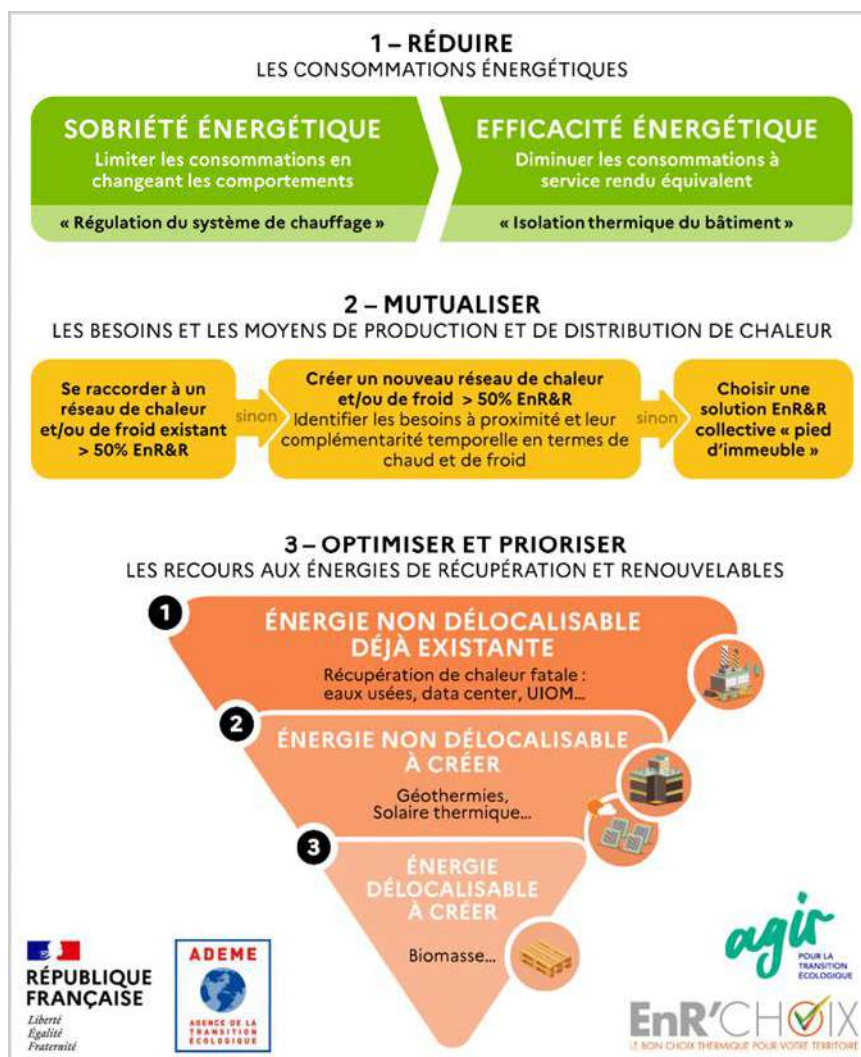


Figure 48 : Outil décisionnel EnR'Choix (Source : ADEME)

Contrairement au vecteur électricité pour lequel il existe des réseaux de transports et de distributions interconnectés au niveau national (et international), la chaleur est un vecteur énergétique qui ne peut être déplacé sur de longues distances. Les potentiels de production de chaleur renouvelable sont donc à mettre en regard des besoins de chaleur locaux susceptibles d'être couverts sur le territoire.

Sur le territoire du PETR, la consommation annuelle de chaleur (chauffage et ECS) hors approvisionnement EnR&R s'élève à **590 GWh** en 2022 :

Hors EnR	Besoin en chauffage GWh	Besoin en ECS GWh	Besoin total GWh
Résidentiel	380	63	443
Tertiaire	117	27	144
Total	497	90	587

Le CEREMA a identifié les besoins en chaleur et ECS des bâtiments résidentiels et tertiaires et leur localisation sur le territoire, présenté sur la cartographie ci-dessous :

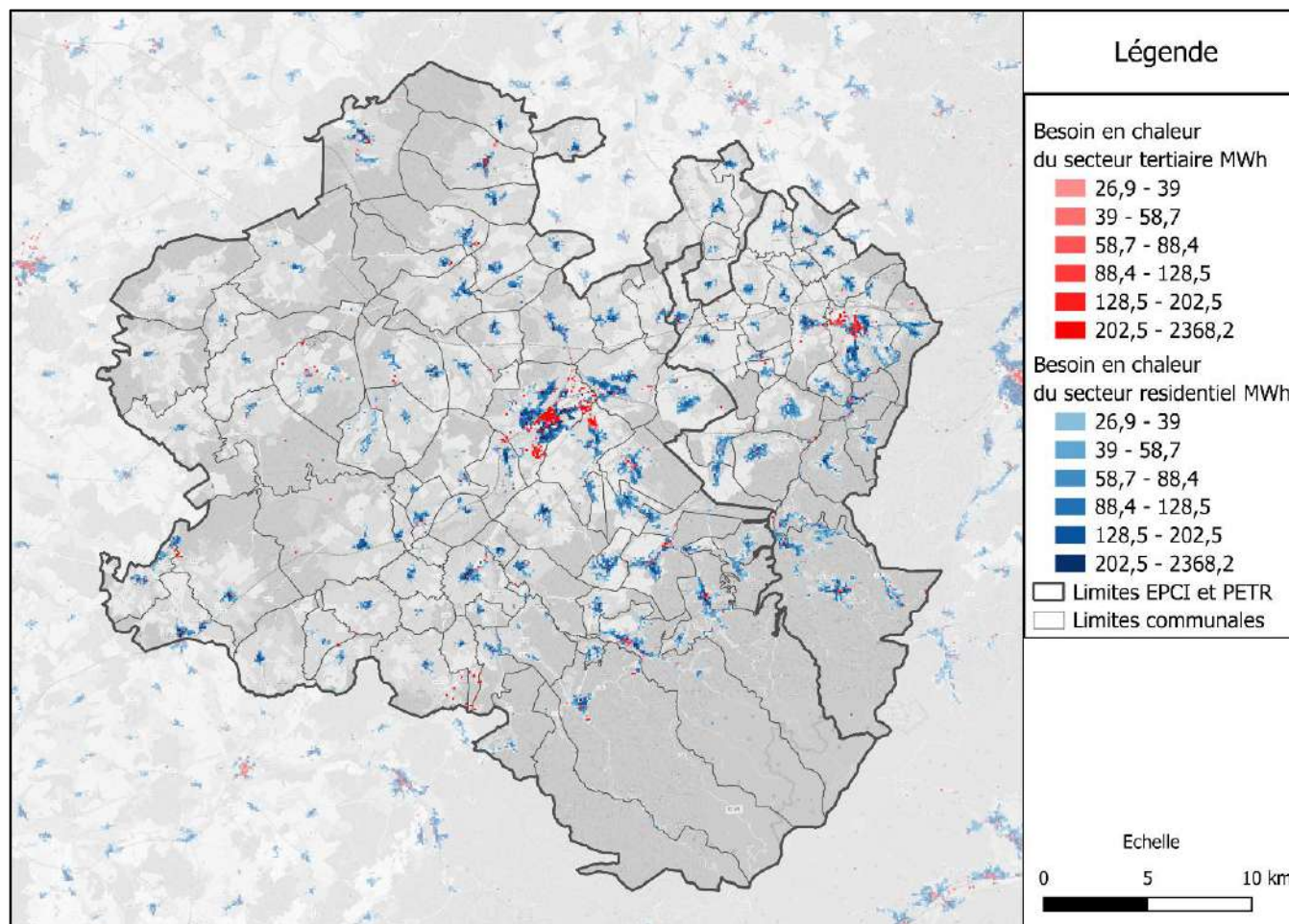


Figure 49 : localisation des besoins en chaleur du secteur tertiaire et résidentiel (Source : CEREMA)

I. Chaleur fatale

La chaleur de récupération (ou chaleur fatale) est la chaleur générée par un procédé dont l'objectif premier n'est pas la production d'énergie, et qui de ce fait n'est pas nécessairement récupérée. Il s'agit de capter puis transporter cette chaleur, qui serait perdue, pour favoriser son exploitation sous forme thermique.

Le gisement associé aux industries est estimé à partir 2 méthodes :

- La **méthode des équipements** : permet d'estimer le gisement de chaleur fatale au sein d'un établissement en fonction des installations de combustion déclarées dans la base des ICPE.
- La **méthode des activités** : permet d'estimer le gisement de chaleur fatale au sein d'un établissement en fonction des activités déclarées dans la base des ICPE (dans le cas où elles sont disponibles).

Les données transmises via le questionnaire entreprise ont été utilisés pour les entreprises ayant déjà mis en place de telles installations où celle ayant réalisé une étude sur le sujet.

METHODE DES EQUIPEMENTS

Le schéma de fonctionnement global de cette méthode est présenté succinctement sur la figure suivante.

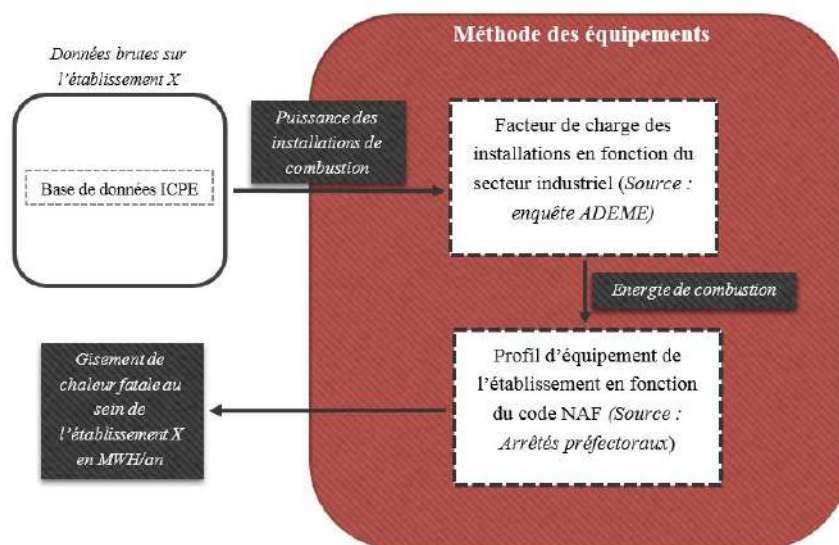


Figure 50 : Schéma de présentation de la méthode des équipements

Les données d'entrées sont donc :

1. La **puissance des installations de combustion**, disponible dans la déclaration ICPE ;
2. Le **facteur de charges de ces installations** :

Ces facteurs sont tirés de l'étude de l'ORECA qui a évalué ces facteurs de charge après des entretiens avec les industriels. Ceux-ci sont estimés en fonction du secteur industriel associé. Les secteurs industriels dont le facteur de charge est particulièrement différencié sont les suivants :

- i. Industries alimentaires ;
- ii. Industries du travail du bois ;
- iii. Industries papier-carton ;
- iv. Industries chimiques ;
- v. Industries pharmaceutiques
- vi. Industries de fabrication de produits en caoutchouc et en plastique.

3. Le **profil des équipements** : le taux de récupération de chaleur diffère en fonction de la destination de combustion : chaudière, four ou séchoirs. AEC a profilé la composition des installations de combustion en fonction du secteur industriel associé après étude des arrêtés préfectoraux de différents types d'établissements. Par exemple, pour une industrie chimique, la composition est estimée à 85% de chaudière et 15% de chauffage. La récupération de chaleur est estimée à 4% sur une chaudière et 20% sur les séchoirs, tiré de l'étude d'ORECA.

L'estimation de chaleur est formulée de la façon suivante :

$$C_r = \alpha \times \rho \times P_{cs}$$

Avec :

C_r en MWh/an, la chaleur récupérable au sein de l'établissement

α sans unité, le coefficient de récupération de chaleur fatale

ρ en h/an, le facteur de charge moyen des installations de combustion du secteur d'activité

P_{cs} en MW, la puissance des installations de combustion déclarée

METHODE DES ACTIVITES

Le schéma de fonctionnement de cette méthode est présenté succinctement sur la figure suivante.

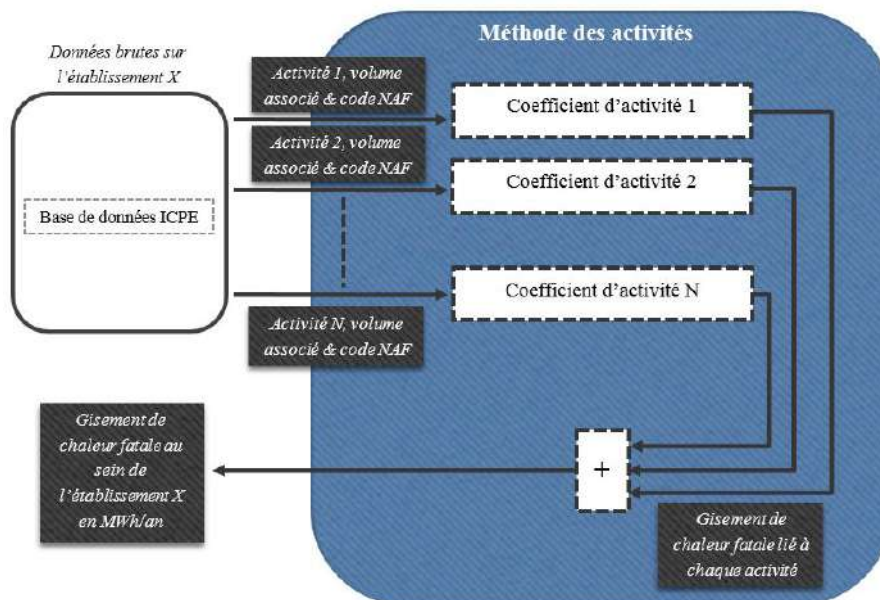


Figure 51 : Schéma de présentation de la méthode des activités



Dans la base de données des ICPE, chaque établissement doit déclarer son domaine d'activité, c'est-à-dire son code NAF, ainsi qu'un certain nombre d'informations concernant les activités classées par la nomenclature.

Ainsi pour les activités ayant un potentiel de chaleur fatale, AEC a estimé un coefficient d'activité en $(MWh/an)/(t/j)$ à partir des données des documents Meilleures Techniques Disponibles (MTD), qui répertorient et étudient les meilleurs procédés des industriels d'Europe.

L'estimation de chaleur est formulée de la façon suivante :

$$C_r = \sum_a C_a = \sum_a \delta_a \times M_a$$

Avec :

C_r en $MWh.an^{-1}$, la chaleur récupérable au sein de l'activité

C_a en $MWh.an^{-1}$, la chaleur récupérable liée à l'activité

δ_a en $MWh.an^{-1} \cdot (t.j^{-1})^{-1}$, le coefficient d'activité

M_a la capacité de production en $t.j^{-1}$ liée à l'activité

RESULTATS ET ANALYSES

14 sites ont été identifiées dont 4 entreprises valorisant déjà en interne la chaleur fatale issue de leur process :

- Potentiel faible < 1 GWh : 5 sites
- Potentiel moyen 1 – 5 GWh : 3 sites
- Potentiel fort 5-10 GWh : 2 sites
- Potentiel très fort > 10 GWh: 2 sites (EQIOM et STEP)

Ainsi le potentiel brut de production annuel est estimé à **93 GWh/an**. Sur ces 93GWh, 50 GWh sont déjà valorisés par 4 entreprises sur le territoire.

La cartographie ci-dessous présente les sites identifiés :

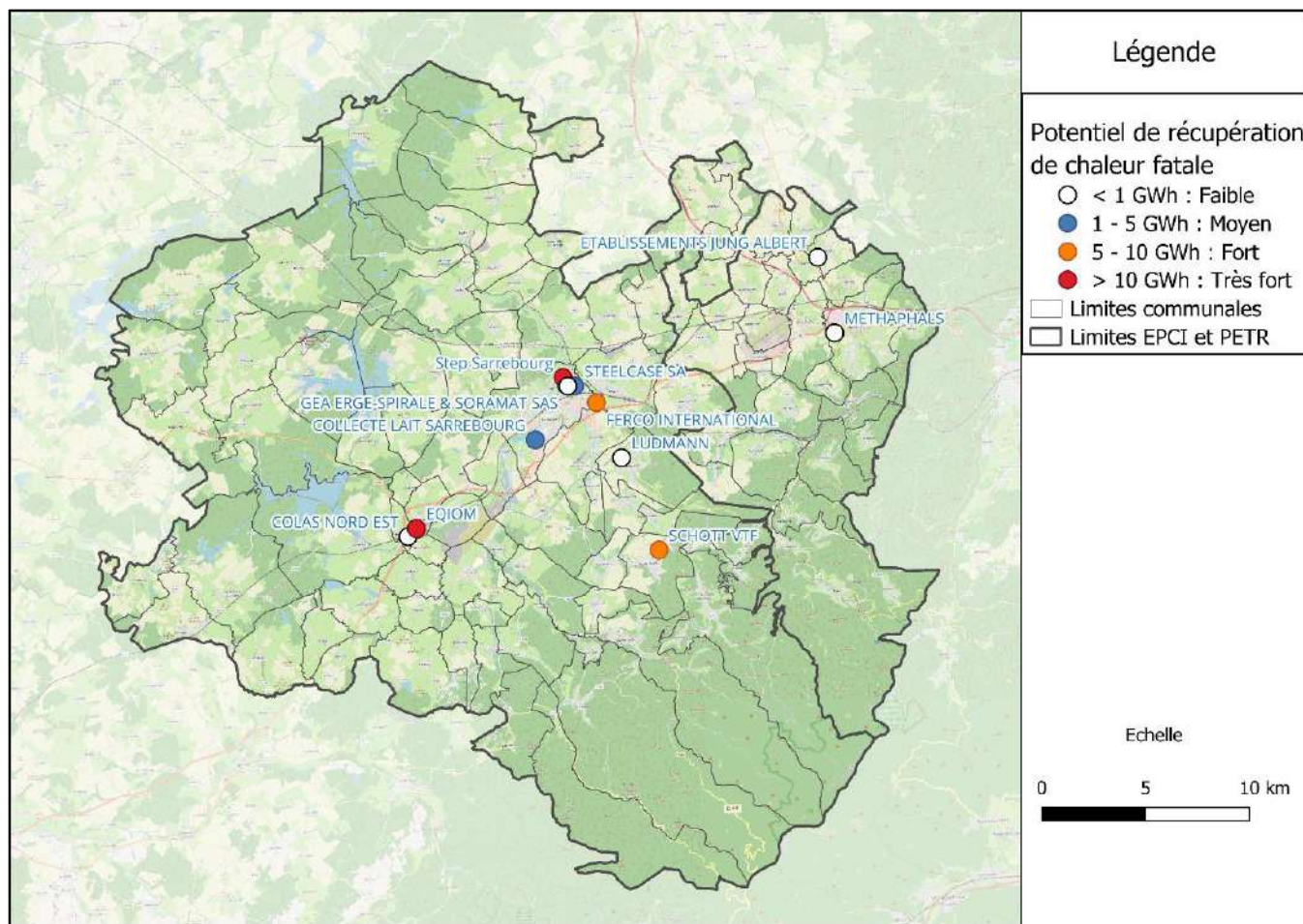


Figure 52 : Sites potentiels pour la valorisation de chaleur fatale

La filière **chaleur fatale** présente un **potentiel brut de production d'environ 93 GWh par an.**

2. Solaire thermique

Les installations solaires thermiques valorisent une énergie gratuite et inépuisable : l'énergie solaire. Elles transforment le rayonnement solaire en énergie thermique (chaleur) notamment pour **préchauffer l'eau chaude sanitaire**. Les besoins d'ECS représentent environ 35% des consommations des ménages.

Deux principales technologies sont développées :

- Les **capteurs plans vitrés**, dans lequel le liquide calorifique (généralement de l'eau) circule et est réchauffé par les rayons solaires. Ce type de capteur utilise également l'effet de serre créé par la vitre pour améliorer le rendement.
- Les **capteurs tubulaires**, technologie plus élaborée utilisant des tubes sous vide pour récupérer la chaleur provenant du soleil. Cette technologie est plus coûteuse mais présente des rendements plus élevés.



Figure 53 : Capteur plan vitré

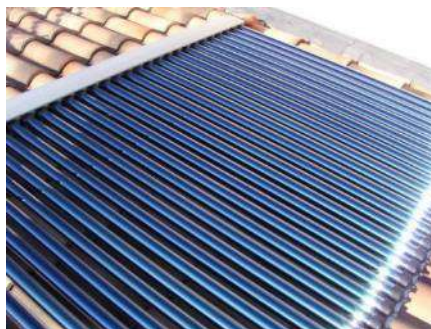


Figure 54 : Capteur tubulaire

Ceux-ci sont installés pour alimenter des chauffe-eaux solaires, il en existe deux types :

- Les **CESI** (chauffe-eau solaire individuel) pour répondre au besoin d'un logement individuel.
- Les **CESC** (chauffe-eau solaire collectif) pour les logements collectifs, donc certains peuvent être financés dans le cadre du fonds chaleur de l'ADEME.

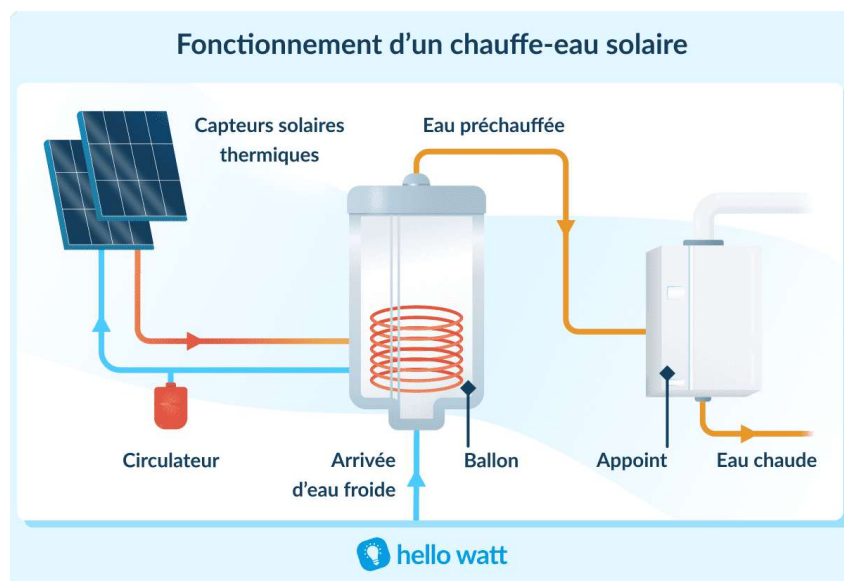


Figure 55 : Schéma de principe d'un chauffe-eau solaire

La filière a dû mal à se structurer en France, malgré une volonté de l'Etat de soutenir l'émergence de ces projets. Plutôt dynamique en début des années 2010, le développement a fortement ralenti ces dernières années. En France, les installations solaires individuelles (chauffe-eau solaire) représentent 80% des projets, majoritairement équipés de capteurs vitrés.

METHODOLOGIE

Deux paramètres sont pris en compte dans l'évaluation du potentiel :

- Le **potentiel maximum de production de chaleur** des panneaux solaires en fonction des apports solaires reçus.
- Les **besoins de chaleur** estimés pour le secteur résidentiel et tertiaire.

Le potentiel de production est évalué à partir des besoins en ECS et chaleur du secteur tertiaire et résidentiel de l'état des lieux 2022, hors besoins déjà couverts par des productions EnR&R.

Les installations solaires assurent en moyenne annuelle une couverture de 60% des besoins en eau chaude sanitaire. Dans le cadre de l'appoint au chauffage, les installations solaires assurent en général un taux de couverture d'environ 25 à 30 % des besoins en énergie. Ces taux de couverture sont considérés pour l'évaluation du potentiel à partir des besoins.

Pour passer du potentiel brut au potentiel net, un taux de substitution des moyens de production de chaleur actuel vers une production par capteur solaire thermique est considéré :

- Taux de substitution de 30% pour le tertiaire ;
- Taux de substitution de 35% pour le résidentiel individuel ;
- Taux de substitution de 25% pour le résidentiel collectif.

RESULTATS ET ANALYSES

Le potentiel de production annuel brut s'élève à **205 GWh/an** et le potentiel net à **70 GWh/an**.



Les potentiels évalués sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	Potentiel brut (GWh/an)	Potentiel net (GWh/an)
Secteur tertiaire	51	15
Secteur résidentiel	152	53
TOTAL	203	68

La priorisation des sites d'implantations potentiels pour cette filière est la même que pour la filière photovoltaïque en toiture (cf figure 33).

La filière **solaire thermique** présente un **potentiel brut de production d'environ 205 GWh par an** et un **gisement net de 70 GWh par an**.

3. Géothermie de surface (PAC géothermique)

Les pompes à chaleur (PAC) sont des équipements de chauffage, de refroidissement et de production d'eau chaude sanitaire dotés d'une très grande efficacité énergétique. En France, deux types de pompes à chaleur sont principalement installés :

- Les **pompes à chaleur géothermiques** qui puisent la chaleur ou le froid du sous-sol ou des nappes.
- Les **pompes à chaleur aérothermiques** qui puisent l'énergie de l'air extérieur.

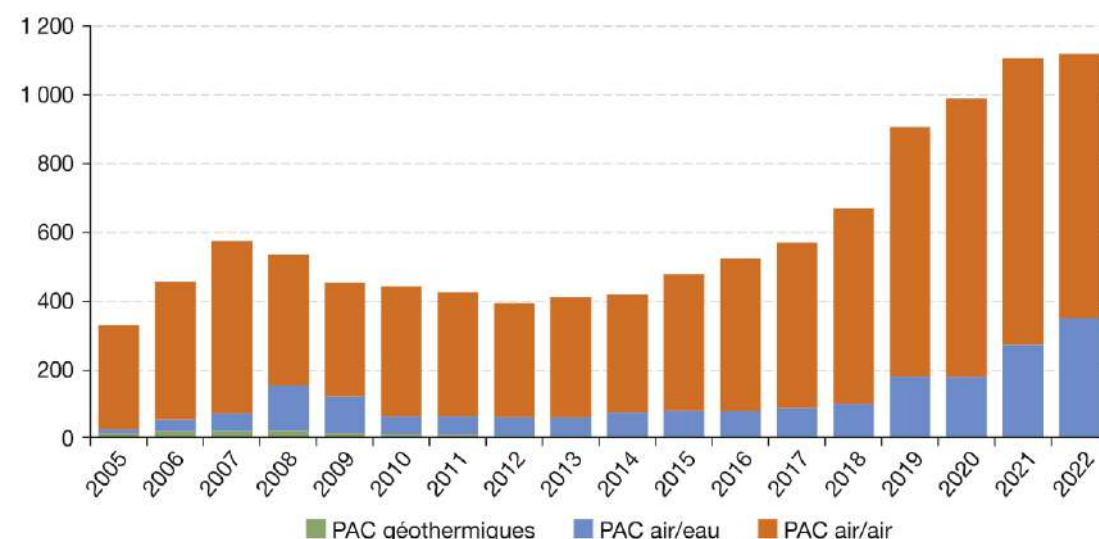


Figure 56 : Ventes annuelles de PAC individuelles en milliers d'appareils en France. Source : SDES



La filière des PAC connaît une augmentation exponentielle depuis 2014, en particulier les PAC aérothermiques. La filière est attractive par son coût d'investissement moins élevé que la géothermie, ainsi que pour sa facilité de mise en œuvre.

La géothermie permet de **valoriser la chaleur ou le froid issue du sous-sol**. Pour cela, des sondes sont installées en profondeur dans le but de capter le pouvoir calorifique du sous-sol ou la chaleur des nappes phréatiques.

La filière présente des **avantages évidents** : un gain en efficacité énergétique, production de chaud et de froid possible, une énergie disponible par tout, ainsi qu'une ressource renouvelable et durable. Cette dernière se structure progressivement, l'Etat a défini des objectifs ambitieux via la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), il s'agirait notamment d'atteindre 24 MW installés en 2028. Afin de soutenir l'investissement en géothermie, l'Etat a augmenté le plafond des aides du Fond Chaleur en 2024. Ainsi, l'ADEME propose des subventions d'aides à la décision (études AMO) et des aides à la réalisation (forfaitaires).

Ces projets présentent également des **défis techniques et économiques** :

- La géothermie demande un **investissement initial supérieur** en raison du coût de l'installation sous-sol. Les équipements de captage (forages, pompes, échangeurs...) constituent le premier poste de dépense (51% de l'investissement en 2020 pour les installations entre 40 - 130 kW d'après l'ADEME). En revanche, les coûts d'exploitations sont réduits et les consommateurs sont moins soumis à la volatilité des prix du marché. Ainsi, **mutualiser les coûts d'investissement** est un levier important pour accélérer le développement de la filière. Ceci peut être réalisé via le développement des réseaux de chaleur.
- De plus, l'installation des sondes implique aussi **l'accès au sous-sol** qui en fonction des configurations du bâti n'est pas garanti. L'emprise au sol dépendra du type de captage utilisé (sondes verticales ou horizontales).

GÉOTHERMIE PROFONDE

La géothermie profonde est énormément influencée par le contexte géologique puisqu'elle puise la ressource en grande profondeur (entre 1500 et 2000 m). Pour évaluer ce potentiel il est nécessaire d'avoir une connaissance du sous-sol profond, ce qui n'est pas évaluable dans cette étude.

Néanmoins, les **ressources de géothermie profonde** se concentrent dans les aquifères profonds (bassin parisien, aquitain et du sud-est), dans les zones volcaniques et dans les fossés d'effondrement.

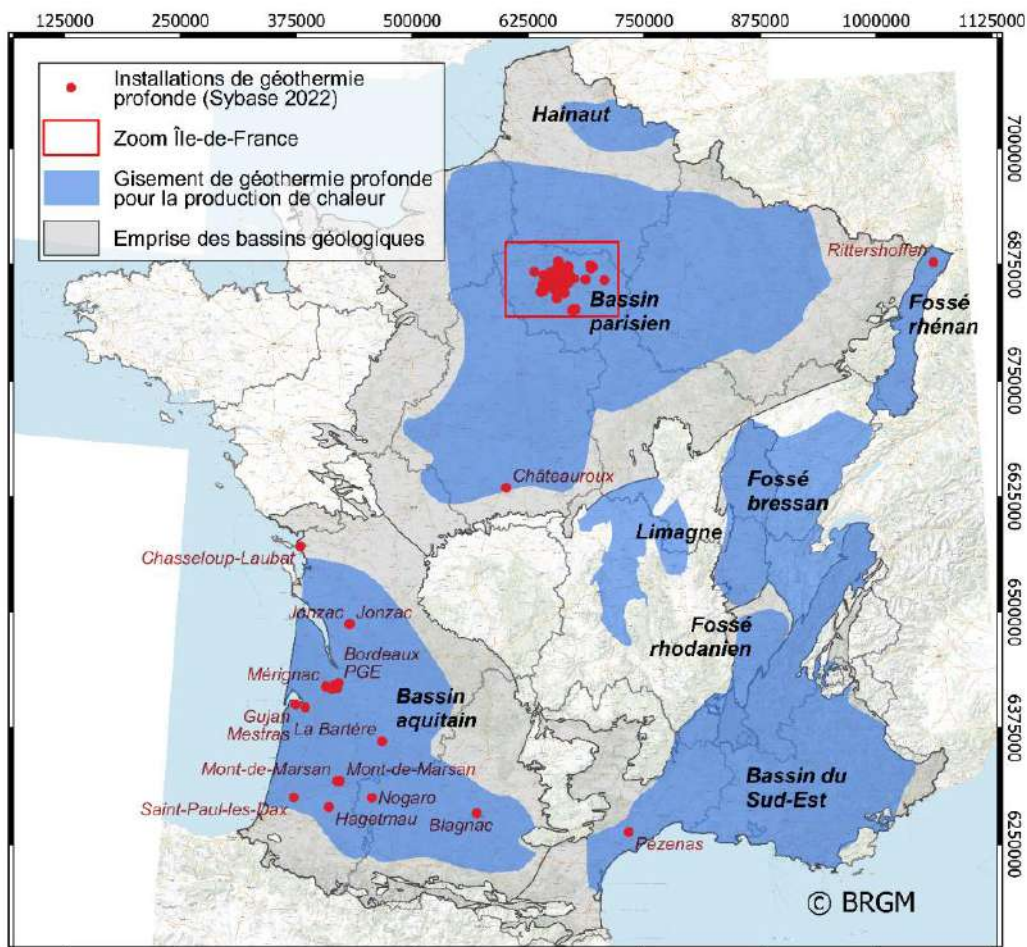


Figure 57 : Gisements de géothermie profonde en France (source : BRGM)

Le territoire du PETR ne se situe pas dans les zones potentielles de géothermie profonde ; ce ne sera donc pas la technologie la plus adaptée pour le territoire.

GÉOTHERMIE BASSE ÉNERGIE

La **géothermie basse énergie** exploite la chaleur du sous-sol ou des nappes situées entre 50 à 200 mètres de profondeur. La production de chaleur est assurée par le biais de pompes à chaleur (PAC) qui relèvent la température captée avant de la distribuer. Ces systèmes permettent une grande économie d'énergie, pour un 1kWh consommée la PAC restitue 4 kWh de chaleur.

Il existe deux systèmes possibles : la géothermie sur sonde (en système fermé) ou sur nappe (en système ouvert).

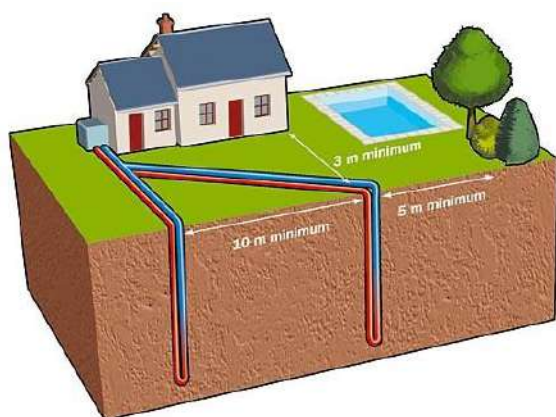


Figure 58 : Schéma de principe de la géothermie de surface sur sonde (système fermé), source : Géotec

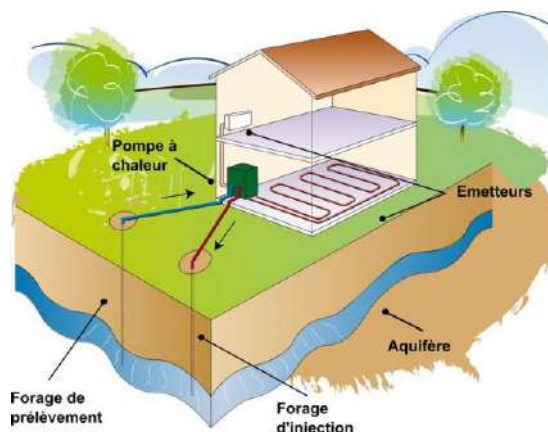


Figure 59 : Schéma de principe de la géothermie de surface sur nappe (système ouvert), source : Aquifor

Plusieurs éléments sont à prendre en compte pour le développement de la filière géothermie de surface :

- La ressource géothermale en surface (50-200m) ;
- La localisation des besoins en chaleur ;
- La réglementation GMI : depuis 2015 la géothermie de surface est encadrée par le décret sur les gîtes géothermiques de minime importance. Il s'applique aux ouvrages de moins de 200 m de profondeur, prélevant moins de 500 kW au sous-sol. Dans ce décret, il est réalisé un découpage du territoire national en 3 zones (verte, orange ou rouge) en fonction de la capacité à pouvoir accueillir des projets de Géothermie de Minime Importance. La zone rouge détermine les zones à risque significatif, où le projet ne pourra être réalisé qu'après autorisation de l'installation au titre du code minier. La zone orange regroupe les zones dans lesquelles, en l'absence de connaissances suffisantes ou compte tenu des risques déjà identifiés, il doit être joint à la déclaration l'attestation d'un expert agréé, qui garantit l'absence de risques graves du projet. La zone verte détermine les zones ne présentant pas de risques.

➤ **Géothermie de surface à système ouvert**

D'après le BRGM, la majorité du territoire dispose de ressources géothermales sur nappe à potentiel moyen à fort.

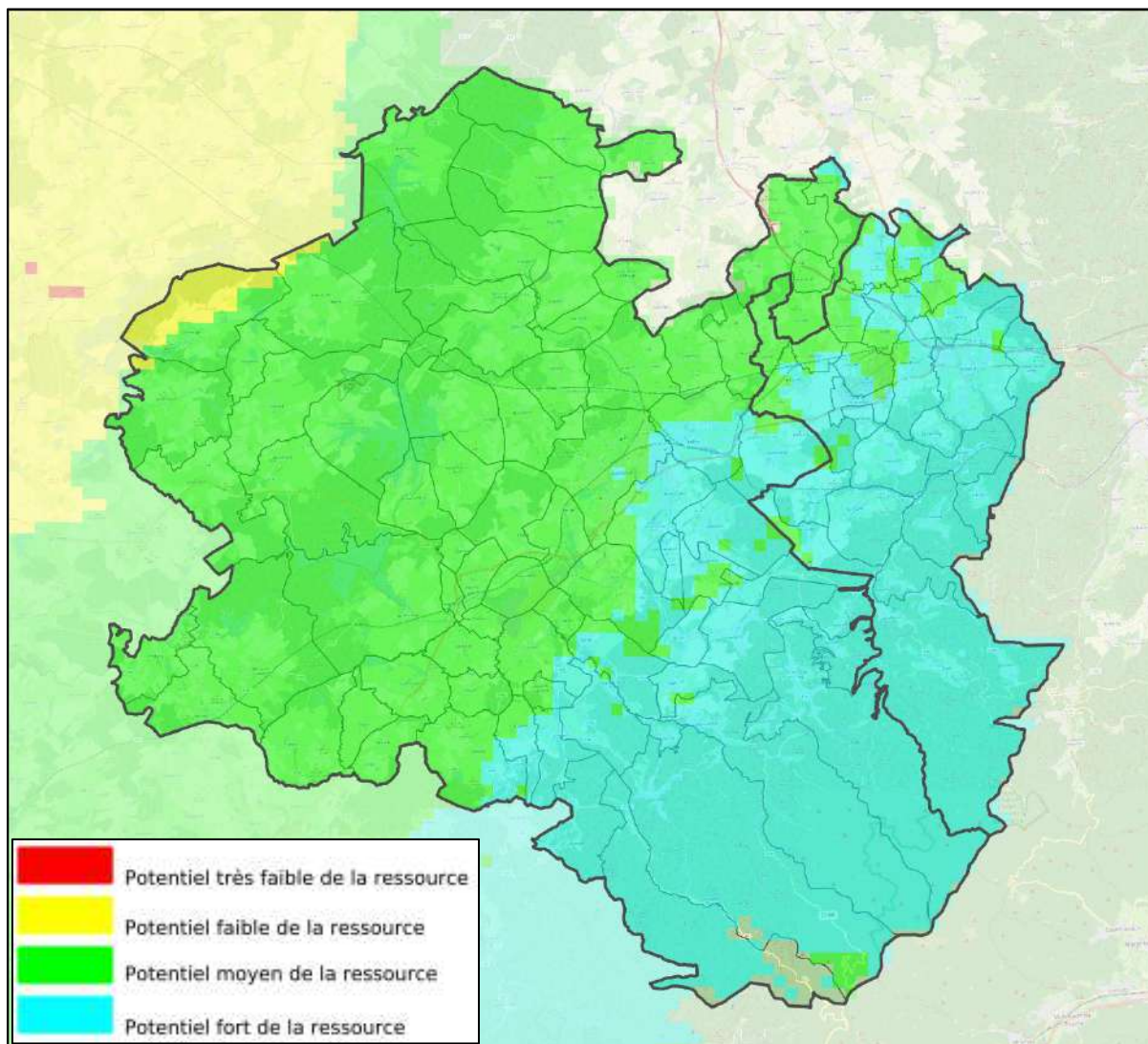


Figure 60 : Ressources géothermales de surface sur échanges ouverts (nappes) sur le PETR, source : BRGM

Le territoire dispose donc de gisements intéressants pour exploiter les ressources géothermales des nappes.

La zones réglementaires GMI sur échanges ouverts (nappe) sont représentés ci-dessous selon la profondeur :

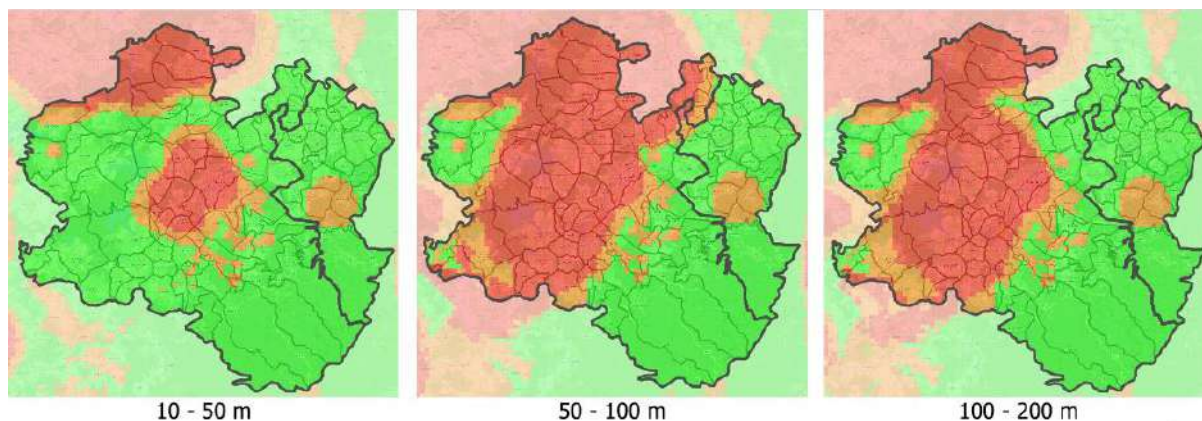


Figure 61 : Zones réglementaires GMI sur échangeurs ouverts (source : BRGM)

➤ Géothermie de surface à système fermé

Le sous-sol présente des caractéristiques favorables à l'exploitation de la géothermie de surface en termes de ressources géothermales.

La zones réglementaires GMI sur échanges fermés (sonde) sont représentés ci-dessous selon la profondeur :

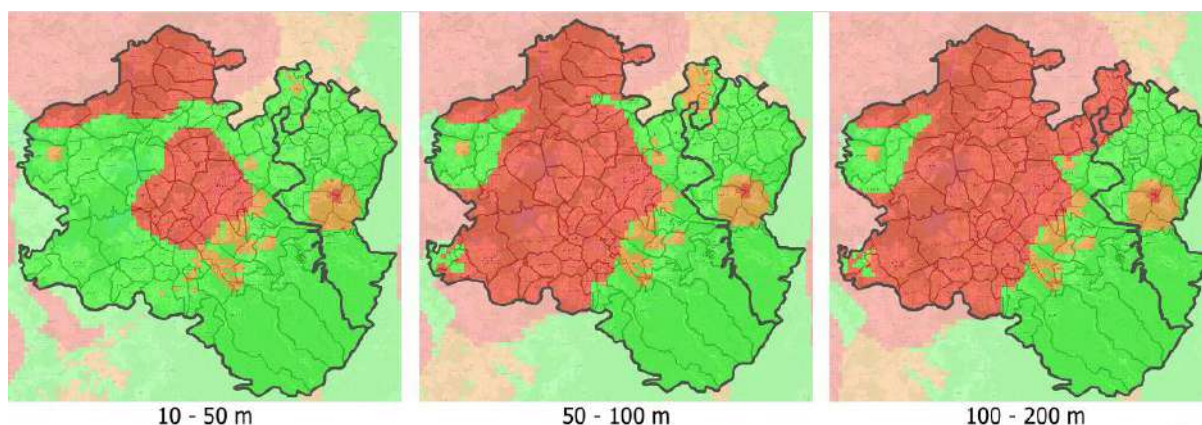


Figure 62 : Zones réglementaires GMI sur échangeurs fermés (source : BRGM)

METHODE D'EVALUATION DU POTENTIEL

Deux paramètres sont pris en compte dans l'évaluation du potentiel :

- Les besoins d'ECS estimés pour le secteur résidentiel et tertiaire. Le potentiel de conversion à la géothermie est considéré à 10% du chauffage et ECS pour le secteur résidentiel individuel et 30% pour le secteur résidentiel collectif et le secteur tertiaire ;
- Le gisement est estimé suffisant en termes de ressource géothermique basse énergie sur tout le territoire (BRGM).



Les sites d'implantation potentiel pour cette filière sont liés à la localisation des besoins en chaleur sur le territoire. Parmi ces zones, il existe également des enjeux à considérer pour l'implantation de ces installations, ceux-ci sont décrits dans la matrice de priorisation des enjeux.

D'autres contraintes à l'exploitation de cette ressource seront plutôt la **disponibilité foncière, la demande énergétique, et les opportunités de mutualisation**. Ces éléments sont détaillés en partie dans la partie réseaux de chaleur.

RESULTATS ET ANALYSES

Le potentiel de production annuel brut s'élève à **90 GWh/an** et le potentiel net à **20 GWh/an**.

Les potentiels évalués sont présentés dans le tableau ci-dessous :

	Potentiel brut (GWh/an)	Potentiel net (GWh/an)
Secteur tertiaire	43	6
Secteur résidentiel	47	15
TOTAL	91	21

La carte ci-dessous présente les zones de consommations de chaleur sur le territoire ainsi que les zones à enjeux pour la filière :

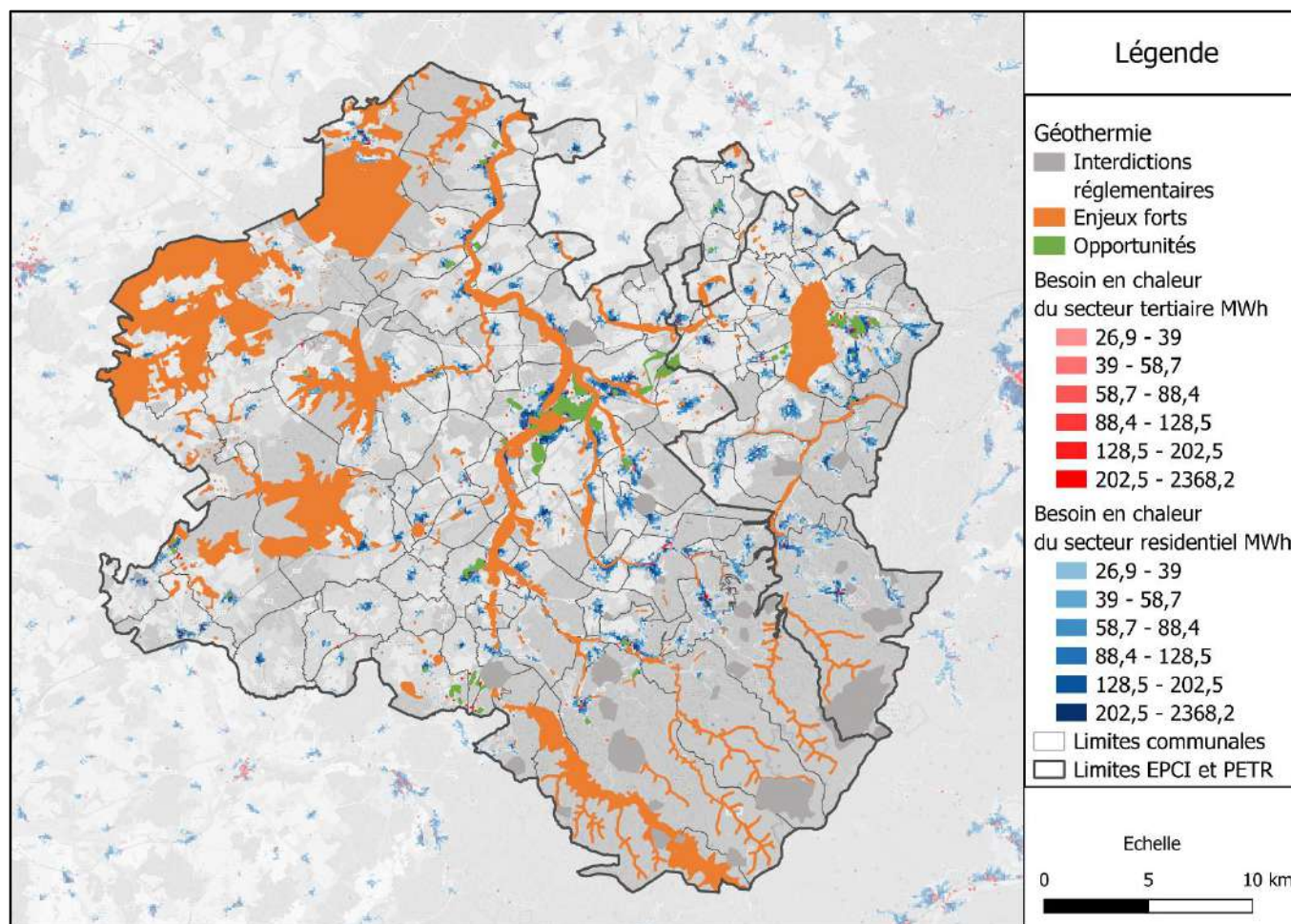
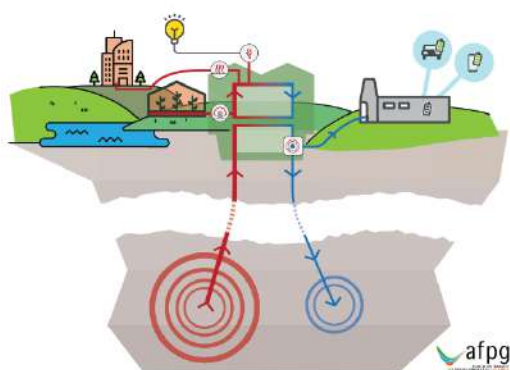


Figure 63 : Localisation des zones à enjeux pour la filière géothermie

La filière **géothermie** présente un **potentiel brut de production d'environ 90 GWh par an** et **potentiel net de 20 GWh/an..**

Boucle d'eau tempérée à énergie géothermique ou « BETEG »



La boucle d'eau tempérée à énergie géothermique dite « BETEG » est assimilée à un réseau de chaleur. Le facteur différenciant de la boucle d'eau tempérée par rapport aux réseaux de chaleur est la température de distribution de l'eau qui y circule, ce qui permet à la fois de répondre facilement à des besoins de chaud comme de froid et d'avoir une autre approche des « pertes énergétiques » du réseau, qui peuvent se transformer en « gains énergétiques ».

La BETEG est constituée d'un dispositif de captage, d'un dispositif de mutualisation (réseau), d'un dispositif de production (pompes à chaleur) et d'un dispositif de régulation. Contrairement à un réseau de chaleur où la production est centralisée, la BETEG implique une production décentralisée par bâtiments ou par îlots de bâtiments. La production peut être faite par différentes sources d'énergies : géothermique, solaire thermique, énergie fatale d'un datacenter, patinoire, froid alimentaire, industrie.

Ce réseau peut s'avérer intéressant dans les zones où il y a des typologies de bâtiments à usages mixtes : tertiaire et résidentiel.

4. Bois-énergie

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

- La **quantité de bois disponible** sur le territoire et à proximité pour l'énergie : il s'agit ici d'évaluer quelles sont les ressources qui peuvent être utilisées dans le cadre d'une gestion durable de la forêt.
- Les **contraintes d'exploitation du bois disponible**, notamment des difficultés liées aux pentes ou les protections environnementales.
- La **filiale d'approvisionnement** permettant de mobiliser la ressource supplémentaire dans une optique de consommation locale.
- En regard, les **possibilités de substitution de besoins de chaleur locaux** par des productions bois-énergie.

L'approvisionnement et la structuration de la filière bois-énergie est un enjeu important. Cela signifie que pour les chaufferies bois-énergie, un point de vigilance doit être porté sur :

- Les gains d'efficacité par changement de chaudière ;
- La réduction des consommations de chaleur ;
- La relocalisation de la ressource bois ;
- Le développement et gestion durable de la forêt.

RESSOURCE BOIS POUR L'ENERGIE

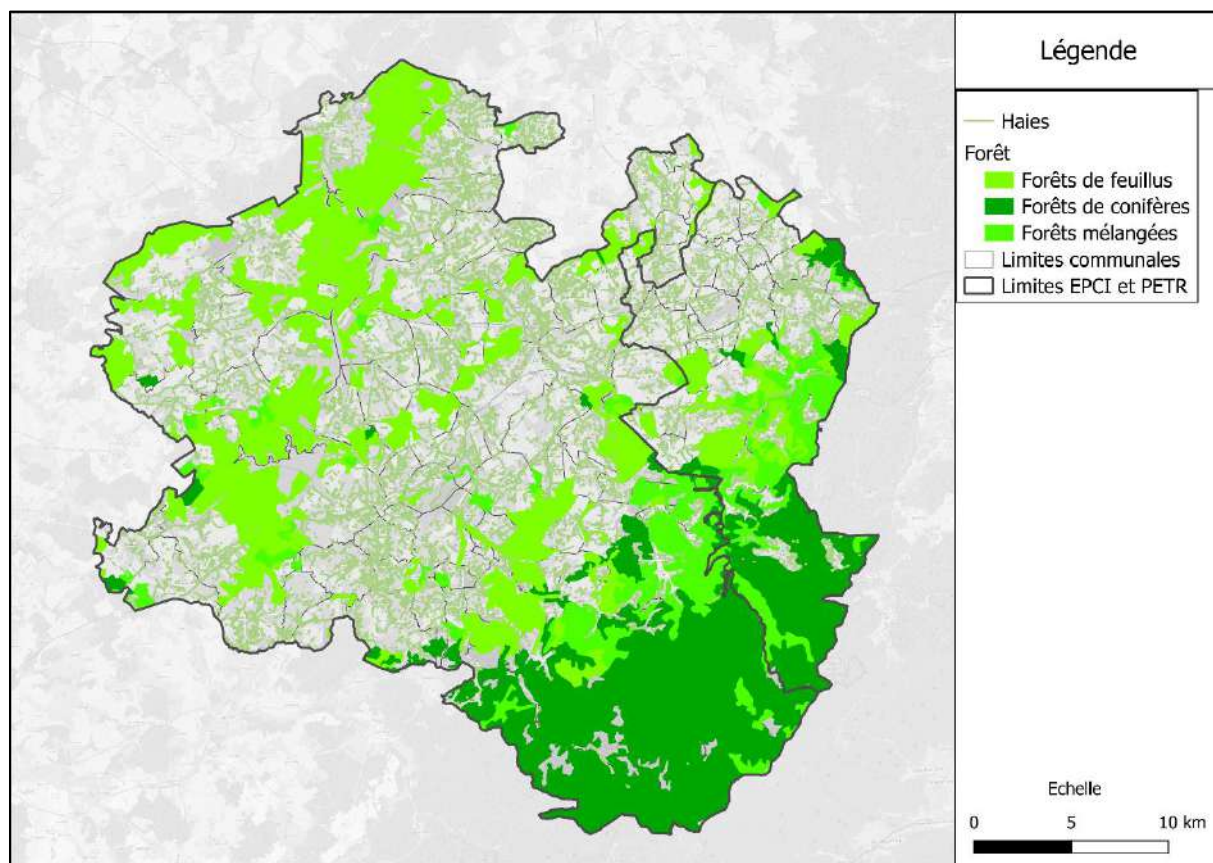


Figure 64 : Cartographie des forêts et haies bocagères (source : Corin Land Cove 2018r)

➤ Ressources forestières

Environ 1/3 du territoire est couvert par la forêt et il s'agit en majorité de forêt publique.

La ressource bois est regardé à l'échelle du PETR : la surface forestière est de **45 400 ha** avec 45 % de feuillus, 39% de conifères et 16% de forêt mélangé.

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

Pour la période 2021 à 2025, les résultats pour le territoire du PETR sont :

- Production de BIBE (Bois d'industrie – bois énergie) : 285 GWh/an
- Production de connexes de scieries du BO (bois d'œuvre) : 185 GWh/an
- Production de MB (menus bois) : de 75 GWh/an

Ce qui donne un gisement brut de **545 GWh/an** sur le territoire.

Avec une production annuelle bois-énergie s'élevant à 260 GWh en 2022, 48% de ce gisement brut est déjà mobilisé sur le territoire.

Il est toutefois pertinent d'envisager la ressource des territoires voisins (rayons de 50 km par exemple), qui, dans la limite de leur propre disponibilité, pourraient exporter du bois vers le PETR. En élargissant la zone d'approvisionnement à un rayon de 50 km autour du territoire, le potentiel de gisement bois deviendrait significativement plus important, offrant ainsi une meilleure perspective de mobilisation de la ressource. Cependant, il est important de noter que les territoires voisins consomment également du bois pour leurs propres besoins, ce qui peut limiter la quantité disponible pour le PETR. Cette concurrence sur la ressource impose de réfléchir à une gestion plus stratégique du bois à l'avenir. Il sera essentiel de **prioriser les usages**, en donnant la priorité aux projets locaux les plus structurants ou en lien direct avec la transition énergétique. Une gestion concertée et optimisée du bois devra être mise en place, afin de garantir une utilisation durable et équilibrée de cette ressource limitée.

LES CONTRAINTES D'EXPLOITATION

Le potentiel réel est moindre, en raison des contraintes d'exploitation.

➤ Contraintes d'exploitation liées à la pente

Itinéraire de débardage	Terrain	Praticable			Jamais portant ou très accidenté		
		0 - 15 %	15 - 30 %	≥ 30 %	0 - 15 %	15 - 30 %	≥ 30 %
non nécessaire ou existant	< 200 m	Facile	Moyenne	Difficile	Difficile	Très difficile	Très difficile
	200 - 1000 m	Facile	Moyenne	Difficile	Difficile	Très difficile	Très difficile
	1000 - 2000 m	Facile	Moyenne	Difficile	Difficile	Très difficile	Très difficile
	> 2000 m	Facile	Moyenne	Difficile	Difficile	Très difficile	Très difficile
piste à créer	quelconque	Facile	Moyenne	Difficile	Difficile	Très difficile	Très difficile
inaccessible	quelconque	Facile	Moyenne	Difficile	Difficile	Très difficile	Très difficile

Pour donner une évaluation plus réaliste, la matrice proposée par l'IFN en 2007 est utilisée en considérant notamment les contraintes liées à la pente (les critères de qualité du sol ou de possibilité de créer des infrastructures sont plus difficiles à évaluer).

Cette matrice définit quatre classes d'exploitabilité. Seules les 2 classes les plus faciles à mobiliser sont retenues pour mesurer la ressource disponible.

Figure 65 : Matrice d'exploitabilité de la ressource forestière (Source : IFN)



Sur le territoire, près de 50% des surfaces forestières sont situées sur des pentes supérieures à 20 degrés, notamment au niveau des Vosges sud-mosellanes. Ainsi, les pentes contraignent l'exploitation de la ressource bois.

Le potentiel net de production annuel est alors estimé à **315 GWh**.

Le potentiel net est donc inférieur à la production actuelle. Cela ne veut pas dire qu'il faut arrêter de développer des chaufferies bois-énergie, notamment en considérant :

- Les gains d'efficacité grâce au changement de chaudière ;
- Les baisses des consommations par logement ;
- La relocalisation de la ressource en bois (périmètre de 50 - 100 km ?).

La filière **bois énergie** présente un **potentiel brut de production d'environ 545 GWh par an et un potentiel net de 315 GWh/an**.

5. Réseau de chaleur

À partir des besoins estimés en chaleur et en froid des bâtiments tertiaires et résidentiels collectifs, le Cerema a établi des zones d'opportunité de développement ou d'extension de réseaux de chaleur et de froid.

Deux types de zones potentielles sont identifiées :

- Zone de potentiel : bâtiments avec des besoins supérieurs à 100 MWh ;
- Zone de potentiel fort : bâtiments avec des besoins supérieurs à 300 MWh.

Un potentiel total de développement des RCU de 92 GWh a été identifiée, dont 40 GWh de potentiel fort.

	Nombre de bâtiments d'intérêt	Besoin en chauffage MWh	Besoin en ECS MWh	Besoin total MWh
Potentiel	848	76 396	15 939	92 335
Dont potentiel fort	251	32 729	7 279	40 008

Figure 66 : Caractéristiques des zones d'opportunités de développement des RCU identifiées par le Cerema

Sachant qu'en 2023, les RC livraient 32 GWh de chaleur, il existe **un potentiel de développement des RCU supplémentaire de 60 GWh (dont 30-22,5=7,5 GWh en projet pour l'extension du RCU de Sarrebourg)**.

Le tableau ci-dessous détail le potentiel par commune :

	Potentiel MWh	Dont potentiel fort MWh	Potentiel déjà valorisé MWh	Potentiel supplémentaire MWh
Sarrebourg	52 357.0	22 832.0	22 500	29 857
Phalsbourg	11 342.0	6 906.0	-	11 342.0
Lorquin	62 33.0	4 784.0	-	62 33.0
Hattigny	37 16.0	2 245.0	-	37 16.0
Buhl-Lorraine	2 423.0	739.0	-	2 423.0
Saint-Quirin	2 345.0	1 431.0	-	2 345.0
Saint-Jean-de-Bassel	1 347.0	-	-	1 347.0
Abreschviller	1 216.0		-	1 216.0
Fénétrange	1 186.0	1 071.0	-	1 186.0
Niderhoff	1 132.0	-	-	1 132.0
Moussey	1 092.0	-	-	1 092.0
Saint-Jean- Kourtzerode	1 034.0	-	-	1 034.0
Fraquelfing	859.0	-	-	859.0
Niderviller	788.0	-	-	788.0
Schalbach	768.0	-	-	768.0
Réding	760.0	-	-	760.0
Imling	735.0	-	-	735.0
Brouderdorff	700.0	-	-	700.0
Langatte	444.0	-	-	444.0
Gondrexange	426.0	-	-	426.0
Hommarting	355.0	-	-	355.0
Bickenholtz	339.0	-	-	339.0
Réchicourt-le- Château	304.0	-	-	304.0
Lutzelbourg	218.0	-	-	218.0
Rhodes	216.0	-	-	216.0
Total	92 335	40 008	22 500	69 835

La cartographie ci-dessous présente ces zones de potentiel :

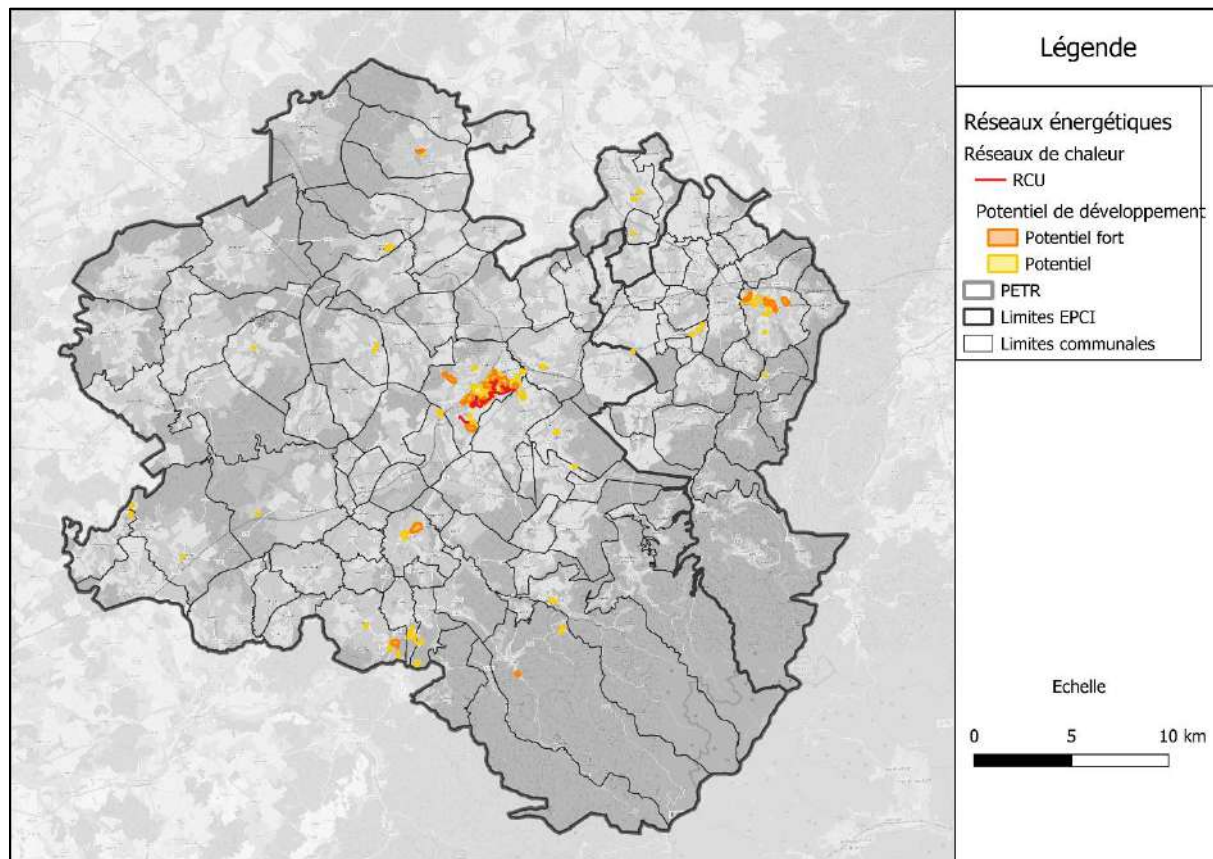


Figure 67 : Zones de potentiel pour la création et l'extension de RCU (Source : Cerema)

Il existe deux secteurs d'intérêt principal pour le développement des RCU au niveau des villes de Sarrebourg et Phalsbourg.

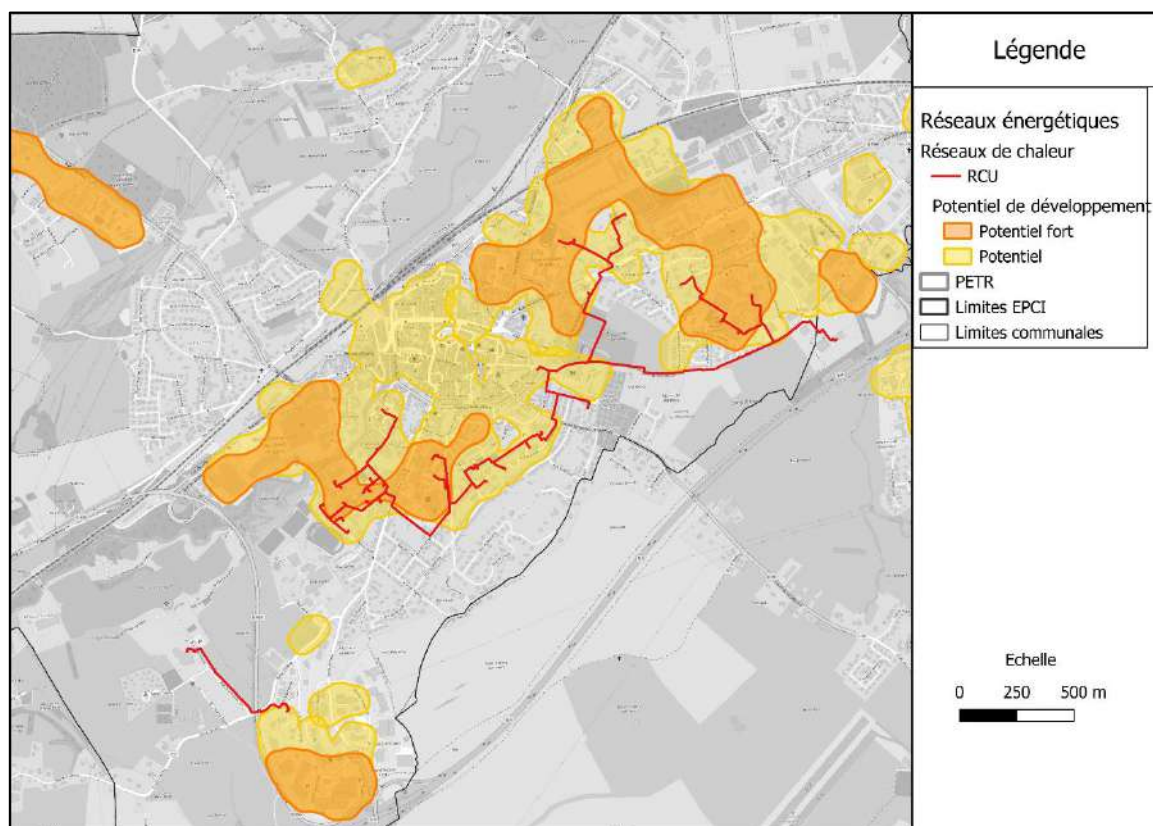


Figure 68 : Zones de potentiel de développement des RCU sur Sarrebourg (Source : Cerema)

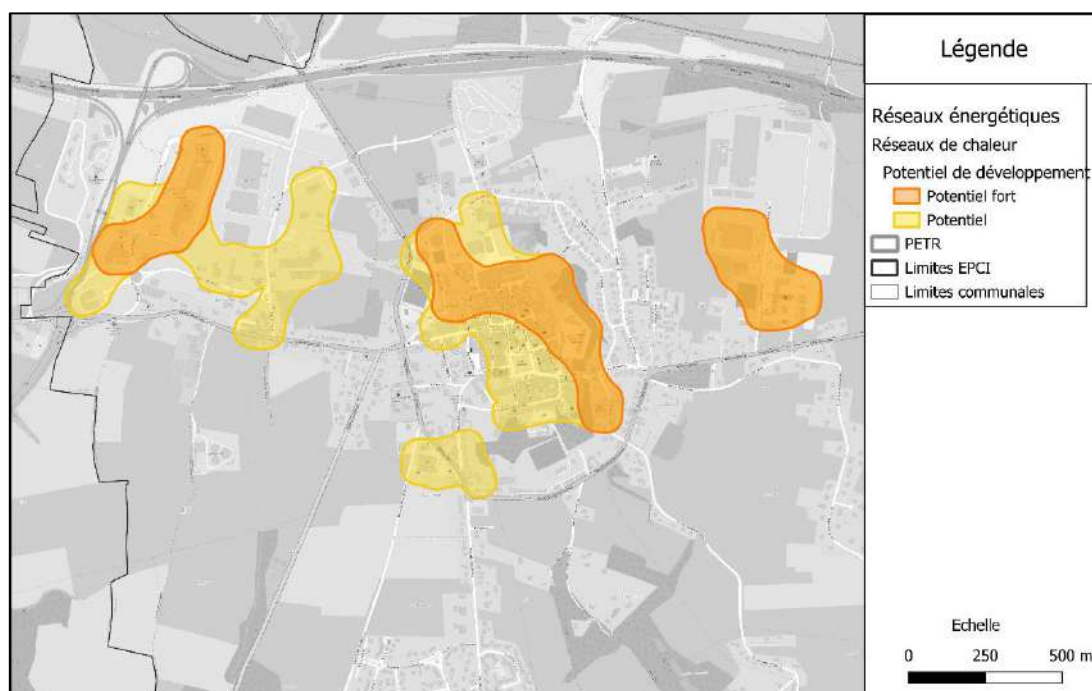


Figure 69 : Zones de potentiel de développement des RCU sur Phalsbourg (Source : Cerema)

3.4.3. Gaz renouvelable

I. Méthanisation en injection

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

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

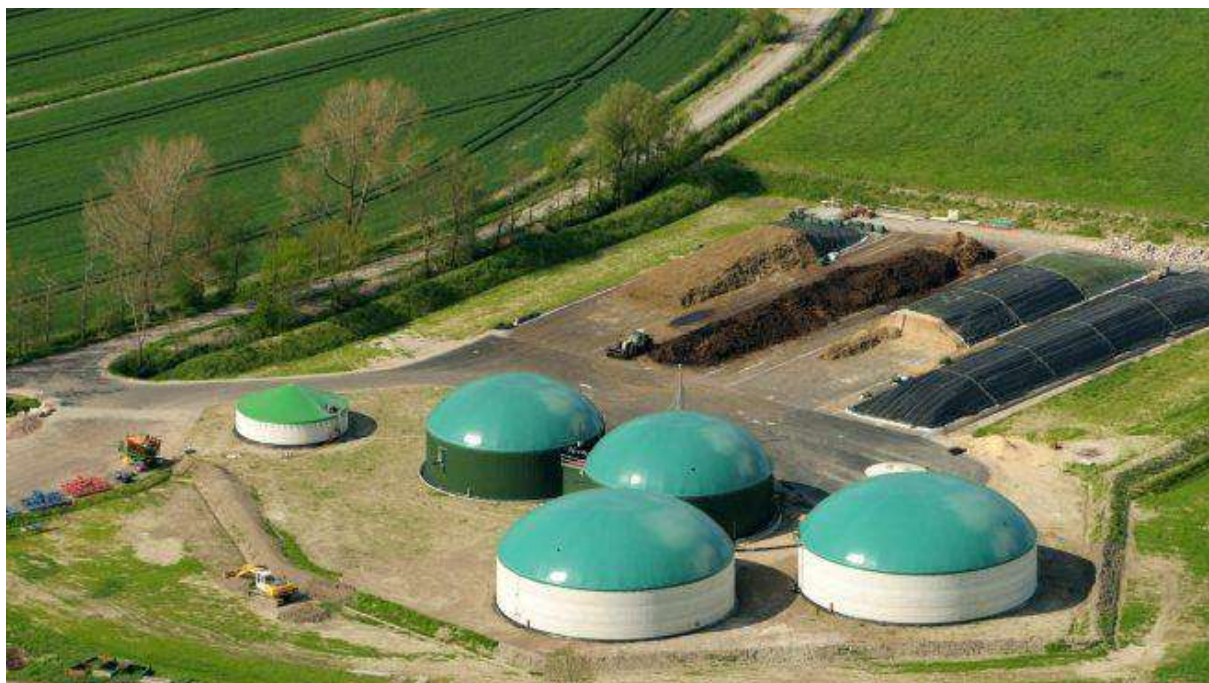


Figure 70 : Installation de méthanisation

Cette filière semble pertinente sur le PETR étant donné que le territoire est très agricole, avec une part importante d'élevage.

Les unités de méthanisation ont trois débouchés principaux :

- **La production d'électricité** : le gaz est utilisé comme combustible pour un moteur électrique. Cette solution, au rendement faible, est utilisée lorsque l'unité de méthanisation ne peut pas injecter dans le réseau de gaz et qu'il n'y a pas de débouchés de chaleur à proximité. Aujourd'hui, de telles installations sans production de chaleur ne profitent pas des aides à l'investissement de l'ADEME. En effet, l'efficacité énergétique est moindre en comparaison avec les autres modes de valorisation. Les turbines à gaz ont des rendements de l'ordre de 30% uniquement.



- **La cogénération** : ce procédé consiste à produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Cela suppose un débouché de chaleur stable, mais permet d'augmenter significativement le rendement de l'installation.
- **L'injection dans le réseau de gaz** : c'est la **voie privilégiée** à l'heure actuelle, mais elle nécessite de pouvoir accéder au réseau de gaz. Malgré la faible couverture du territoire par le réseau de gaz (10 communes sur 102), ce sera le débouché préférentiel dans le cadre de cette étude.

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

LES GISEMENTS DE MATIERES METHANISABLES SUR LE TERRITOIRE

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

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

Substrats	Distance maximale de collecte (km)
Fumier bovin	5
Lisier porcin	2
Résidus de cultures	50
Boues de stations d'épuration	4
Restes de restauration collective	55
Déchets verts	10
IAA type 1 (boues)	4
IAA type 2 (déchets d'abattoirs)	25
IAA type 3 (graisses)	50

Tableau 4 : Distance de collecte de substrats méthanisables. Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015

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

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



METHANISATION AGRICOLE

➤ Coproduits de l'agriculture

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

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

Pour évaluer les surfaces agricoles sur le territoire de l'intercommunalité, le Répertoire Parcellaire Graphique 2020a été utilisé, donnant les cultures principales de toutes les parcelles. Les surfaces utiles pour les coproduits méthanisables sont mesurées à partir de cette base.

Type	Surface (en ha)
Céréales	8 700
Maïs	4 100
Colza	1 300
Tournesol	700
Betteraves	250
CIVE	3 500

Tableau 5 : Cultures intéressantes pour la méthanisation

Un contrôle a été effectué pour comparer ces surfaces à d'autres sources de données, qui montrent des écarts minimes quant aux surfaces cultivées. Les matières qui pourraient résulter de changement de pratiques agricoles, avec l'introduction des cultures intermédiaires à vocation énergétique sont également évaluées.

Pour l'élevage, sont utilisés les ratios de production de l'étude de référence Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation de l'ADEME, réalisée par SOLAGRO. Les quantités de matières sont évaluées à l'horizon 2030 et 2050 :

Production brute de matières méthanisables	Gisement brut (MWh/an)	Gisement net (MWh/an)
Paille de céréales	65 540	20 166
Paille de maïs	29 078	2 908
Paille de colza	2 851	428
Paille de tournesol	4 450	222
Menues pailles	3 394	509
Issues de silos	29 511	1 872
TOTAL	136 064	26 334
CIVE	19 674	5 902
TOTAL avec CIVE	155 738	32 236

Tableau 6 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture

L'application des ratios de mobilisation à l'horizon 2030 sur ce gisement brut de 155 GWh/an conduit à un **gisement net mobilisable à l'horizon 2030 de 32 GWh/an concernant les coproduits de l'agriculture**.

➤ Lisiers et fumiers de l'élevage

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

L'évaluation des cheptels sur le territoire du PETR repose sur deux bases de données produites par le ministère de l'Agriculture, de l'Agroalimentaire et de la Forêt :

- Le Recensement Général Agricole de 2020, qui indique à la maille communale et surtout à la maille cantonale (cantons de 2011) le nombre d'exploitations et de têtes de bétail. Les données communales comprennent de nombreuses données commercialement sensibles non communiquées car concernant un trop petit nombre d'exploitations agricoles (on parlera de « secret statistique ») ; en conséquence, l'utilisation des données à la maille cantonale permet de lever le secret statistique qui peut se produire à l'échelle communale.
- Les Statistiques Agricoles Annuelles. Ces chiffres, donnés à la maille départementale uniquement, permettent d'évaluer l'évolution des cheptels sur la période.



Un algorithme permet de décompacter les résultats à l'échelle communale afin d'avoir les résultats réagglomérés à l'échelle de l'EPCI puis du PETR.

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

	Gisement brut en GWh/an	Gisement net en GWh/an
Elevage	105	53
Culture	155	32
Total agricole	260	85

Tableau 7 : Synthèse du gisement agricole

Le gisement est concentré dans la partie nord et ouest du territoire :

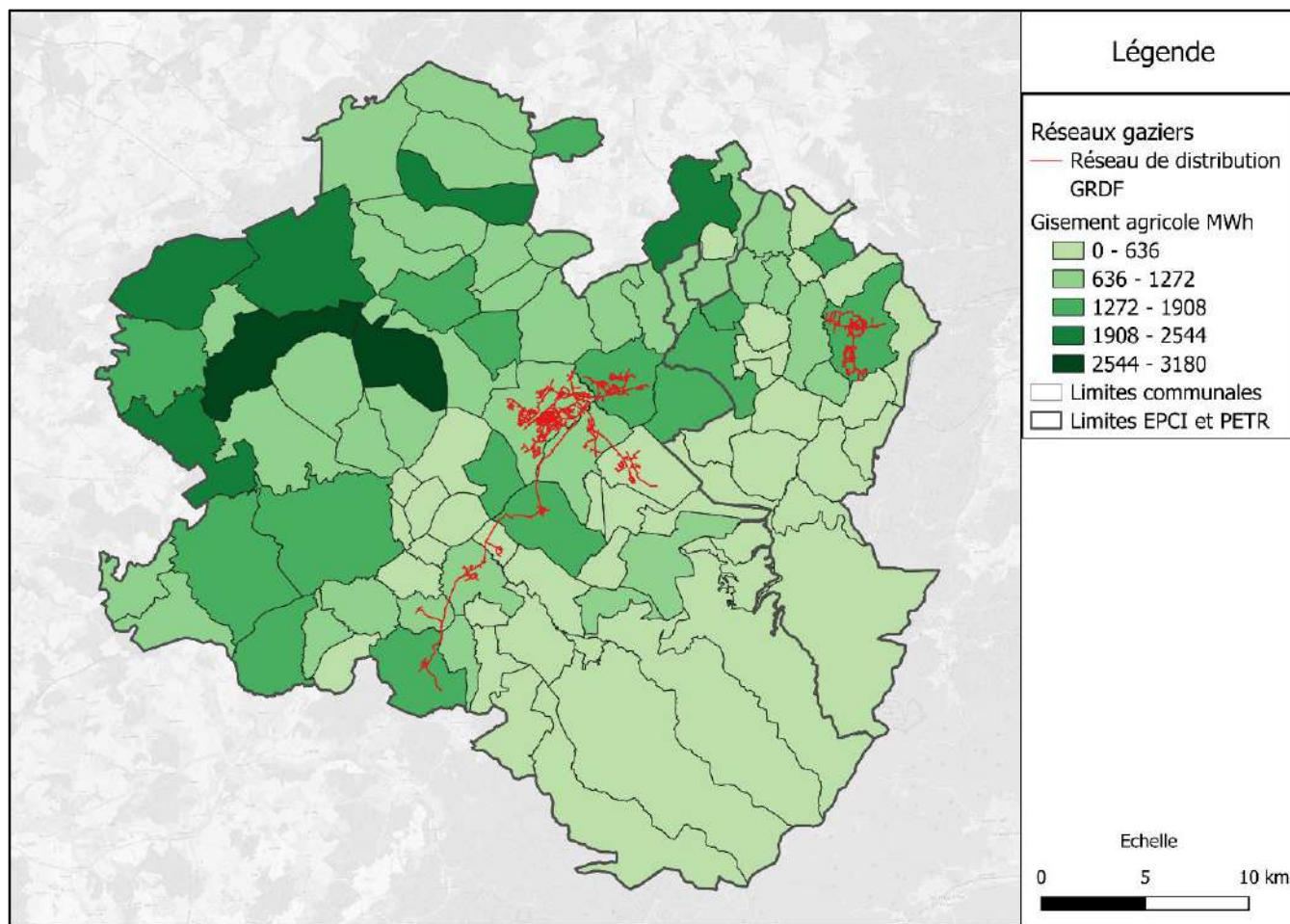


Figure 71 : Gisement agricole pour la méthanisation



METHANISATION TERRITORIALE

➤ Stations de traitement des eaux usées

Le territoire compte 42 stations d'épuration en activité. Parmi celles-ci, seulement 8 produisent des boues utiles qui pourraient être valorisées comme co-produit d'une unité de méthanisation. Seules les stations d'épuration de **capacité supérieure ou égale à 5 000 équivalents-habitants** sont prises en compte parmi celles-ci. Les autres ont un potentiel trop faible pour le développement d'une unité de méthanisation in-situ, ou même pour participer au mix d'intrant d'une unité de méthanisation territoriale. Il reste donc **3 sites à étudier** dans le cadre du développement d'une potentielle unité de méthanisation.

Ces chiffres proviennent de la base de données du portail de l'assainissement communal. Il s'agit des **stations de Sarrebourg, Phalsbourg et de Laneuveville-lès-Lorquin**, qui produisent annuellement environ 140 tMS (tonnes de matière sèche).

Le potentiel de production annuel à partir de ce tonnage s'élève à **0,3 GWh**.

➤ Déchets des IAA

Le territoire compte plusieurs entreprises du secteur agro-alimentaire.

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

3 industries agro-alimentaires susceptibles de produire des déchets pouvant être valorisé en méthanisation ont été identifiées, pour un potentiel de production annuel de **6 GWh**.

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

➤ Biodéchets

Parmi les entreprises ayant répondues au questionnaire réalisé, 7 entreprises (hors industries agro-alimentaires) indiquent produire des biodéchets, dont :

- 1 entreprise valorise déjà ses biodéchets par méthanisation ;
- 3 entreprises sont intéressées mais trop éloignées des méthaniseurs existants.

De même, une partie des déchets urbains peut être méthanisée, il s'agit de la fcom – fraction fermentescible des ordures ménagères.

En l'absence de données, le potentiel de méthanisation issu des biodéchets reste à établir sur le territoire.

SYNTHESES DES RESSOURCES METHANISABLES SUR LE TERRITOIRE

Le tableau ci-dessous synthétise les gisements de matières méthanisables évalués sur le territoire :



	Gisement brut (en GWh/an)	Gisement net (en GWh/an)
Elevage	105	53
Cultures	155	32
STEP	0,3	0,3
Industrie IAA	6	6
Biodéchets	A définir	A définir
TOTAL	267 GWh	92 GWh

PRIORISATION DES ZONES D'IMPLANTATION POTENTIELLES

La priorisation des zones d'implantation potentielles selon les enjeux définies dans la matrice de priorisation est présentée sur la carte suivante :

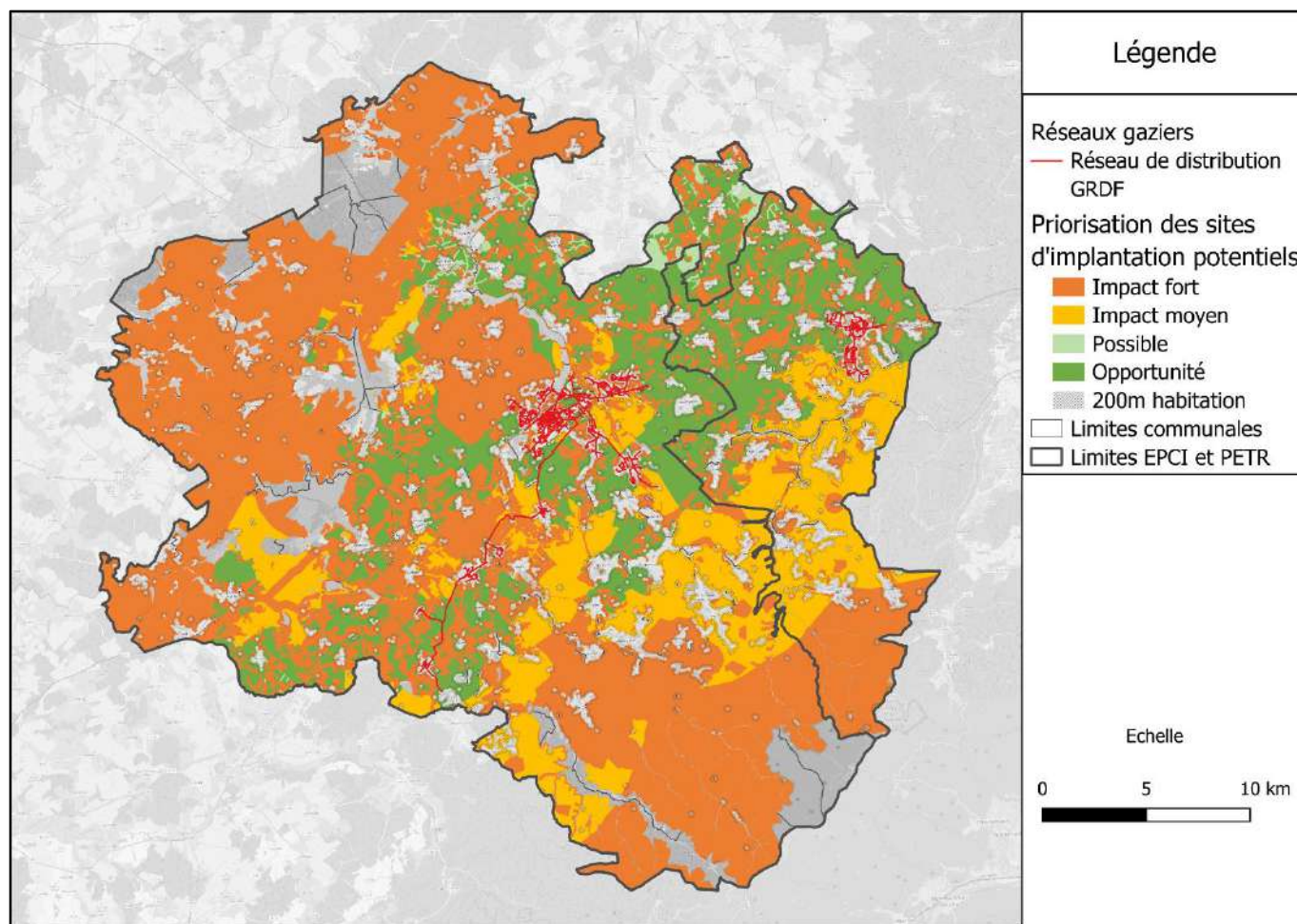


Tableau 8 : Priorisation des zones d'implantation potentielles pour la méthanisation

4. Synthèses et perspectives

Le tableau ci-dessous présente des valeurs indicatives résultant d'un exercice de territorialisation des objectifs de développement des EnR&R du SRADDET AURA par filière appliqué au territoire du PETR :

	Production PETR 2022 GWh	Territorialisation SRADDET 2030 GWh	Territorialisation SRADDET 2050 GWh	Potentiel net PETR GWh
Hydraulique	0	0	0	1
Biogaz	34	80	304	92
Biocarburants	0	119	115	-
Bois-énergies	260	280	297	317
Chaleur fatale	53	72	136	93
Solaire thermique	2	4	10	68
Photovoltaïque	15	38	84	1701
PAC géo/aéro	71	70	93	93
Géothermie profonde	0	15	32	-
Eolien	25	183	258	1220
Total	460	860	1329	3585

Pour rappel les objectifs globaux de taux de couverture EnR&R du SRADDET sont les suivants :

- 2030 : 41 % (VS 32% pour le PCAET CCSMS) ;
- 2050 : 100% (VS 50% pour le PCAET CCSMS).

En territorialisant ces objectifs sur le territoire du PETR, les objectifs de productions suivants sont obtenus :

- Production EnR 2030 : x1,9 / 2022
 - 860 GWh de production
- Production EnR 2050 : x2,9 / 2022
 - 1330 GWh de production

Ces valeurs sont données à titre indicative afin de fournir des premiers éléments de comparaison des potentiels de production EnR&R évalués mais en constituent en aucun des objectifs effectifs pour le territoire du PETR. Le graphique ci-dessous illustre cette comparaison :

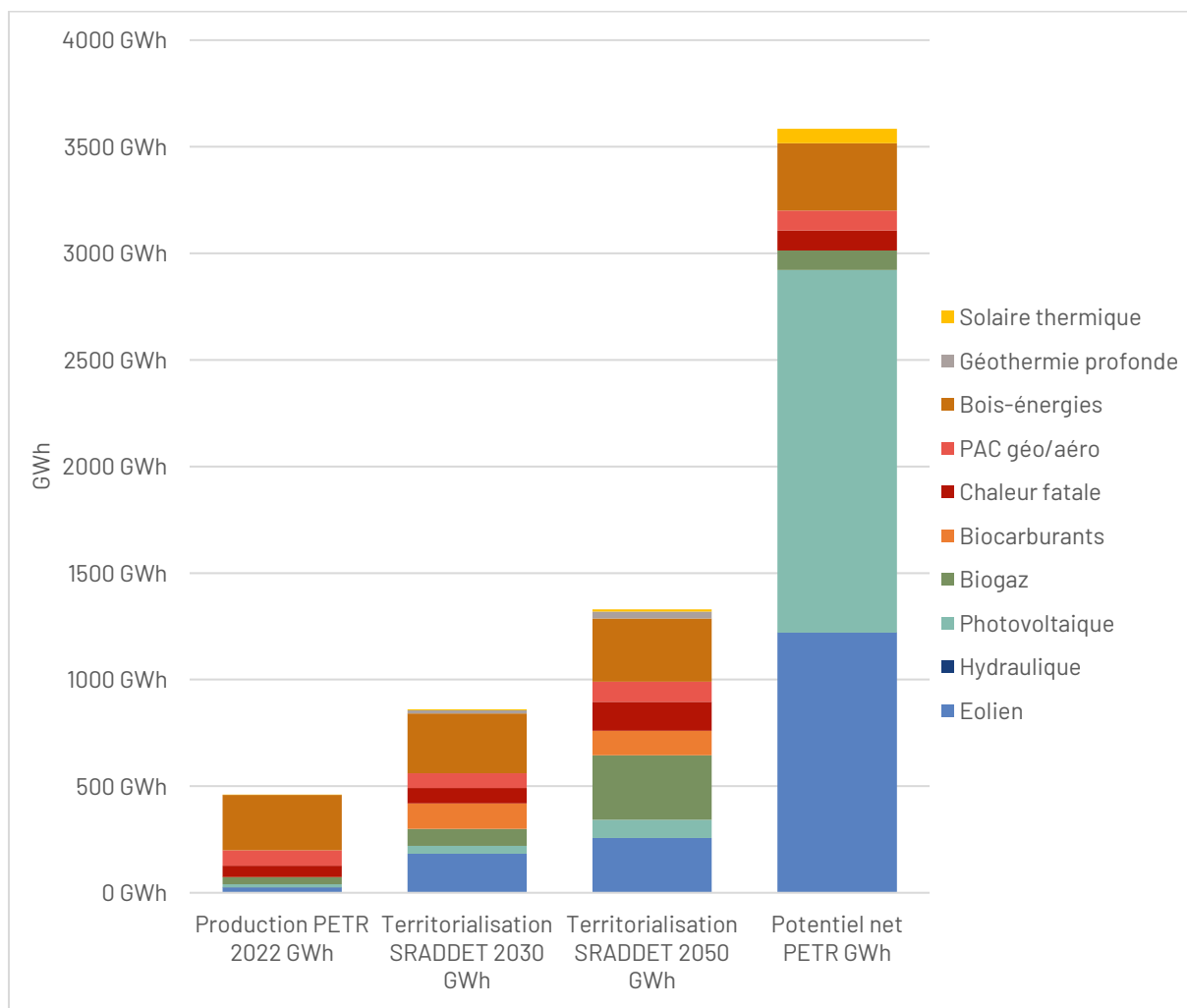


Figure 72 : Comparaison des production EnR&R et des potentiels de développement des EnR évalués sur le territoire du PETR avec les objectifs de développement du SRADDET territorialisés sur le PETR