



Consultation de la
population sur les

Zones d'Accélération
en vue de permettre la
production d'**Energies**
Renouvelables (ZAE nR)

Dossier mis à la disposition du
public du 27 novembre 2023 au
22 décembre 2023 aux horaires
et jours habituels de la mairie.

Zones d'accélération des énergies renouvelables : de quoi parle-t-on ?

Des **secteurs géographiques propices**
aux énergies renouvelables

Définis à partir des **potentiels
énergétiques locaux**

Par les communes
après consultation des habitants



Pour sécuriser
les approvisionnements en énergie

Tout en limitant les effets négatifs liés
à l'implantation des installations

Cela se traduit par une cartographie
avec un zonage par type d'énergie

Toutes les communes françaises sont concernées !

Quels Effets ?

La création d'une zone d'accélération n'est pas une autorisation pour les projets d'énergies renouvelables !

- Un projet en zone d'accélération doit respecter les dispositions réglementaires
- Il doit donc suivre les mêmes étapes et obtenir les mêmes autorisations que pour tout projet

C'est une « garantie implicite » que localement la zone a déjà fait l'objet d'une validation

Pour les porteurs de projet :

- Gain de temps en phase de prospection
- Réduction des délais d'instruction
- Possibilité d'incitations financières

À noter : l'existence d'une zone d'accélération n'empêche pas l'autorisation de projets en dehors d'une zone

Pourquoi la France cherche-t-elle à accélérer sa production d'énergies renouvelables ?

Les Zones d'accélération ont été créées par la loi d'accélération de la production des énergies renouvelables du 10 mars 2023. Objectifs :

- Rattraper le retard de la France pris dans ce domaine
- Diviser par deux le temps de déploiement des projets ENR

Enjeux :



Accroître l'indépendance énergétique du pays

Dépendance énergétique de la France de 44% en 2021, mise en exergue par la guerre en Ukraine



Maîtriser les coûts énergétiques

Multiplication par 2.5 de la facture énergétique française entre 2021 et 2022

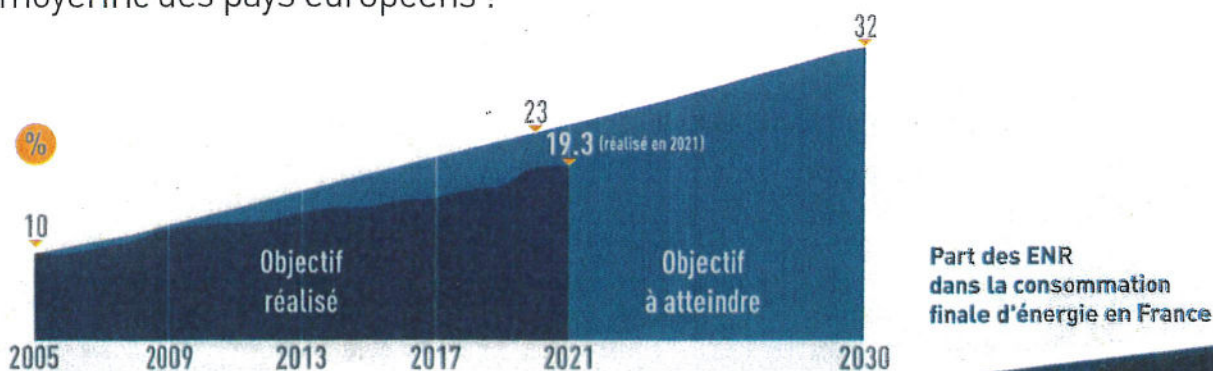


Lutter contre le changement climatique et atteindre la neutralité carbone

Un mix énergétique français basé à 60 % sur des énergies fossiles importées.

La France vise 32% d'ENR en 2030 mais elle est en retard

- En 2020, la France était le seul pays de l'UE à ne pas avoir atteint son objectif de développement des ENR
- Le temps de déploiement des projets est deux fois plus important en France que la moyenne des pays européens !





**PRÉFET
DES PYRÉNÉES-
ATLANTIQUES**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

**Direction départementale
des territoires et de la mer
Service Environnement**

Pau, le **25 SEP. 2023**

Le Secrétaire Général,
Référént Énergies Renouvelables
à
Mesdames et messieurs les maires
copie à Messieurs les présidents d'EPCI

Objet : Loi APER – Définition des zones d'accélération des EnR (ZAEnR)

Pièce jointe : document d'accompagnement à la définition des ZAEnR

Le travail de définition des zones d'accélération pour l'implantation d'installations terrestres de production d'énergies renouvelables (ZAEnR) prévue dans la loi du 10 mars 2023 est en cours de réalisation.

En qualité de sous-préfet référent pour les énergies renouvelables et pour répondre aux demandes formulées lors des réunions territoriales des mois de juin et juillet derniers, j'ai demandé à la DDTM de travailler avec les partenaires territoriaux volontaires à l'élaboration d'un document d'accompagnement à la définition des ZAEnR.

Je vous transmets le résultat de ce travail collectif qui a pour ambition de vous apporter des indications techniques et administratives pour mener la procédure de définition des zones d'accélération.

Je profite également de cette occasion pour vous informer que le calendrier de la procédure a été ajusté et prévoit désormais la transmission des ZAEnR par les maires pour la fin de l'année 2023, et non plus à la mi-novembre.

Je vous confirme la mobilisation des services de l'État tout au long de cet exercice essentiel pour le développement des énergies renouvelables dans notre département.

Le Secrétaire Général,

Pour le Préfet et par délégation
Le secrétaire général,

Martin Lesage
Martin LESAGE

Préambule :

La commune d'Arette, station verte depuis 2017, s'est engagée depuis de nombreuses années sur des actions de sobriété visant à diminuer la consommation énergétique de ses bâtiments. A cette fin, elle s'est adjoint les services de Frédéric Loustalet, conseiller en énergie de l'agence CPE qui fait annuellement un bilan et préconise les économies à réaliser pour l'exercice suivant.

Dans le même temps, la production d'énergies renouvelables a été investiguée avec succès ces dernières années. Ainsi dès Janvier 2007, la microcentrale de la Mouline a été mise en service après 7 années de démarches diverses. Cette microcentrale, implantée à la côte 508 NGF, équipée d'une génératrice à axe vertical d'une puissance 1300 kw a finalement été inaugurée le 25 octobre 2008 (Cf document ci-dessous)

ARETTE • Inauguration de la microcentrale hydroélectrique de Chousse

Quête d'énergie à la source

La structure devrait produire 5 millions de kwh par an. Elle sera alimentée par 190 mètres de chutes d'eau.

Grâce à une réelle obstination, le soleil d'octobre a réussi samedi matin à envoyer une douce lumière au pied des premières pentes conduisant, via le plateau de Chousse, au massif karstique de la Pierre-Saint-Martin. Les portes de la microcentrale sont grandes ouvertes et au terme de la sortie guidée vers les captages aménagés sur le réseau hydrographique qui draine le Haut-Barétous, les visiteurs sont confrontés au grondement de la turbine Pelton.

À peine coupé le ruban tricolore et inaugural, Christian Roux, directeur général de la société Serhy, basée à Albi, prend la parole pour tout d'abord excuser son président, Rémi Loup, empêché par des ennuis de santé. Il rappelle ensuite une longue démarche vouée dans le cadre de la petite hydroélectricité, à produire un courant d'origine renouvelable. « Grâce à une grande complicité avec Pierre Casabonne, maire d'Arette et la famille Escaffre, les obstacles ont été balayés un à un », poursuit-il avant de rendre hommage aux entrepreneurs et de souligner l'accueil reçu dans les vallées béarnaises.

Ancienne vocation

Ainsi, un projet est-il en train de voir le jour en Aspe, ce qui justifiait la présence d'Henri Bellegarde, maire de Bedous. A son tour, Jean Escaffre, gérant de l'entreprise unipersonnelle à responsabilité limitée (EURL) « Arette » a évoqué avec insistance les notions de



Le ruban symbolique coupé par Pierre Casabonne en présence des responsables de la société Serhy, de l'EURL Arette, d'Auguste Cazalet et de Joseph Arrègle.

respect environnemental et de développement durable. « Nous avons fait à Arette un investissement de terroir », a-t-il conclu à l'instant de passer la parole à Pierre Casabonne, maire d'Arette. « Nous vivons un jour historique, aussi bien pour l'importance économique de l'événement que pour la résurgence de la très ancienne vocation de ces lieux à être une source d'énergie électrique ». Lui aussi n'a pu s'empêcher d'évoquer la lourdeur des cheminements ad-

ministratifs, sans omettre, bien sûr, de rendre hommage à l'action de son prédécesseur à la mairie, Joseph Arrègle. Le sénateur Auguste Cazalet n'a pas caché qu'il aurait beaucoup aimé, lorsqu'il était maire, bénéficier d'une telle manne. De leur côté, les administrés d'Arette peuvent dormir tranquilles dans la mesure où l'autorisation préfectorale d'exploitation de la microcentrale n'expire que le 27 juillet 2044.

BERNARD CABANIUS

LA CENTRALE EN CHIFFRES

1 300 Kw.- Puissance dégagée par la turbine Pelton, au moyen d'un axe vertical.
190 mètres.- Hauteur des chutes qui alimentent le dispositif.
920 litres/seconde.- Débit de la structure.
5 millions de Kw/h.- Production annuelle envisagée.

Par ailleurs, la commune d'Arette, membre du Sivu de « La Verna a joué un rôle important dans la construction de la centrale hydroélectrique exploitée par la SHEM dont la prise d'eau se trouve dans les entrailles de la terre cadastrée sur la commune d'Arette (voir article de presse ci-après).

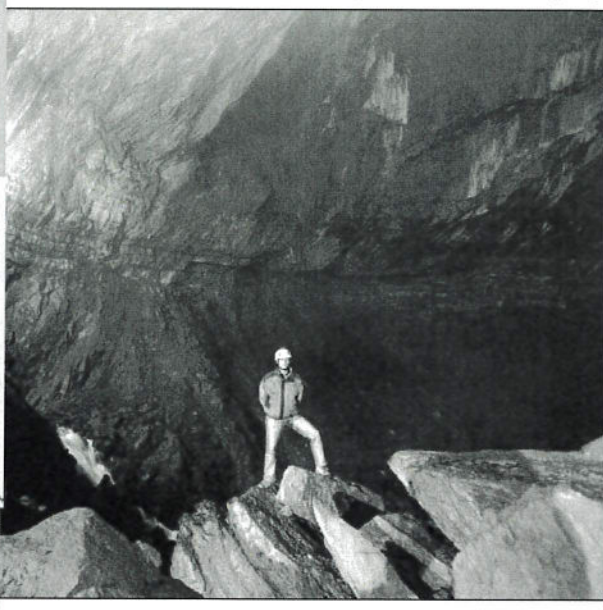
Une centrale bâtie 700 mètres sous terre

C'est un chantier de titan qu'achève la Société hydroélectrique du Midi (Shem) à Sainte-

Engrâce : la construction d'une centrale hydroélectrique au cœur de La Verna, la plus grande cavité d'Europe.



Au bout de la passerelle, la prise d'eau est constituée d'un barrage de 4 mètres de haut.



La salle de La Verna, la plus grande cavité d'Europe et la 5^e au monde, pourrait contenir six cathédrales Notre-Dame de Paris. A l'arrière plan, la fameuse passerelle, installée à 50 mètres au-dessus de la rivière.



Près de 4 km de tuyaux traversent la montagne pour acheminer l'eau à l'usine de production située 2800 mètres en aval de l'entrée de la galerie.



« Ce projet de captage de réseau souterrain est unique » assure Bernard Bertuola, chef de projet à la Shem.

La piste caillouteuse qui mène jusqu'au chantier débouche sur un tas de terre-ri, vestige des quatre années de travaux effectués par EDF pour accéder à la salle de La Verna (*lire ci-dessus*). Au-dessus de l'entrée percée dans la paroi, une niche abrite une statue de Sainte-Barbe. La patronne des sapeurs-pompiers et des mineurs protège le visiteur.

Six cathédrales dans la Verna

Guidés à la faible lumière de leurs lampes frontales, Bertrand Bertuola et Hadrien Traill, respectivement chef de projet et coordinateur du chantier au sein de la Société Hydroélectrique du Midi

(Shem), ouvrent la marche sur les 660 mètres de galerie étroite. Soudain, le grondement de l'eau donne le coup d'envoi du spectacle. Grandiose.

L'air humide et venté, creusé dans la roche, débouche dans la gigantesque salle de La Verna, à demi éclairée. Depuis la terrasse qui s'avance dans la cavité, on mesure l'amplitude du site : 190 mètres de hauteur, 200 mètres de diamètre, soit 3,4 millions de m³ de volume. Selon les calculs établis, La Verna pourrait abriter plus de six cathédrales Notre-Dame de Paris !

A travers la brume, on distingue à peine, quelques dizaines de mètres plus bas, le lit de la rivière

souterraine et sa plage de galets. Sur la gauche, une fragile passerelle métallique s'accroche à un énorme chaos rocheux. « C'était l'obstacle majeur du chantier : il y avait une falaise de 50 mètres de haut à franchir pour accéder à la chute d'eau ! » indique Bernard Bertuola, chef de projet à la Société hydroélectrique du Midi (Shem).

« La pari a été de construire une passerelle pour aller construire le

barrage et faire passer le tuyau, ce fut un peu périlleux... » confie-t-il aujourd'hui.

Surplombant la rivière agitée, l'ouvrage a permis la circulation des engins de travaux pour construire le barrage de 4 mètres de haut.

Les 800 litres/seconde captes ici n'auront plus qu'à dévaler 3500 mètres de montagne jusqu'à l'usine de production, en cours de

construction au pied du canyon d'Engrâce.

Il reste encore 70 mètres de tuyau à installer. Le chantier doit s'achever en décembre 2007. « La production devrait alors démarrer », assure Bertrand Bertuola.

Un projet d'ouverture au public à l'étude

Si le chantier reste encore fermé au public, l'éclairage du site per-

metra peut-être d'organiser des visites guidées.

Le projet est dans les cartons des trois communes réunies en Sivu (syndicat intercommunal à vocation unique) et de l'association pour la recherche géologique internationale à La Pierre-Saint-Martin (Anisip) Patience.

TEXTES: VALÉRIE CEBE
PHOTOS: MARC ZIMMELD

UNE CAPACITÉ D'ALIMENTATION DE 1500 FOYERS

« Unique en Europe » selon Bernard Bertuola, le chantier aura nécessité quelque 48000 heures de travail et mobilisé plusieurs entreprises. Maître d'ouvrage, la Société hydroélectrique du Midi, basée à Toulouse mais présente sur toute la chaîne pyrénéenne et notamment à Licq-Athery, a investi dans le projet quelque 5 millions d'euros.

Opérationnelle dès 2008, la centrale hydroélectrique devrait produire à l'année, pour EDF, 10 à 15 millions kWh d'électricité, « soit 1000 tonnes d'équivalent pétrole, ce qui correspond à l'alimentation de 1500 foyers » précise le chef de projet.

D'une capacité cinq fois inférieure au barrage de Sainte-Engrâce, elle sera une des vitrines de la Shem qui gère déjà quatre usines hydroélectriques dans le secteur.

« A ma connaissance, il n'y a jamais eu de projet de captage de réseau souterrain » assure Bernard Bertuola qui se félicite de « l'uranisme » dont celui-ci a fait l'objet en Soule. « J'ai réalisé une dizaine de projets hydroélectriques dans les Pyrénées, c'est la première fois que je constate une telle entente ! Les pêcheurs sont également ravis car on va abaisser un gawe qui est à sec la moitié de l'année... »

HISTORIQUE • Il a fallu cinq ans pour creuser les 660 mètres de galerie

EDF jette l'éponge en 1960

Le projet de centrale hydroélectrique ne date pas d'hier. EDF avait entrepris les premiers travaux en 1956.

topographique franco-espagnole pour préciser la position de la salle. Le chantier a été finalement abandonné car, à l'époque, EDF estimait que le débit n'était pas assez rentable », explique Bernard Bertuola, chef de projet de la Shem.

Marquée par la tragédie

Au bout de cinq années passées à percer la paroi rocheuse pour trouver le chemin de La Verna, EDF a renoncé au premier projet de centrale hydroélectrique lancé en 1956.

L'idée d'un captage souterrain est née en 1952 dans la tête de Jacques Labeyrie, alors qu'il découvre, en compagnie de Marcel Loubens et d'Ivaron Tazieff, la rivière souterraine. L'expédition s'achève tragiquement après la chute mortelle, le 14 août 1952, de Marcel Loubens. Une plaque commémorative a été installée à quelques

pas du barrage souterrain. Sans le savoir encore — elle sera officiellement découverte en 1983 — les trois hommes viennent de découvrir la plus vaste cavité d'Europe (au 5^e rang dans le monde) : la salle de La Verna, la plus importante du gouffre de la Pierre-Saint-Martin, située à quelque 734 mètres sous terre.

Des kilomètres de canalisations

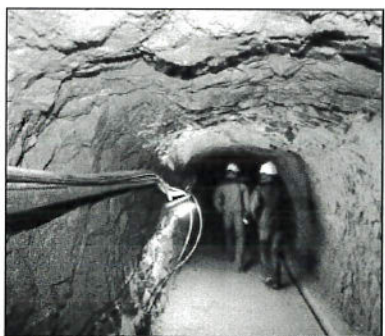
En 1960 donc, EDF cède la galerie à la commune de Sainte-Engrâce et aux spéléologues. La Shem prend le relais du projet dans les années 90. En 2003, une convention est signée avec les trois communes qui se partagent le site

souterrain qui mènent à La Verna

1960

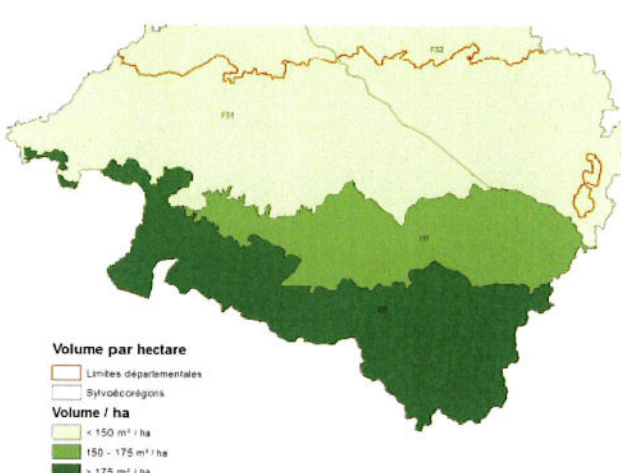
(Sainte-Engrâce, Arette et Aramits). Le préfet donne son feu vert en 2005.

Les travaux démarrent en février 2006 par la construction de 2 km de piste pour accéder à l'entrée de la galerie, également consolidée. Quatre kilomètres de tuyaux, servant à transporter l'eau, doivent également relier le barrage à l'usine hydroélectrique, bâtie 2800 mètres en aval. L'aménagement de ces kilomètres de canalisations, entièrement enterrées, a été « une véritable galère » confie Bernard Bertuola. Le délai estimé pour faire passer le tuyau à travers la galerie a été finalement doublé. « Nous aurons mis 6 mois au lieu des 3 prévus ! ».



Les 660 mètres de galerie souterraine ont été creusés dans la roche au terme de cinq années de travaux menés par EDF.

Concernant la ressource hydroélectrique, la municipalité d'Arette n'envisage pas d'autres projets pour les années à venir mais demande que l'on inscrive le site où est implantée la microcentrale de la Mouline comme ZAE nR dans la mesure où il est permis de penser qu'avec les évolutions techniques en cours, la production pourrait être augmentée sans prélèvement supplémentaire.



VOLUME par hectare
— Limites départementales
— Sylvocorons
VOLUME / ha
— < 150 m³ / ha
— 150 - 175 m³ / ha
— > 175 m³ / ha

VOLUME par hectare par SER dans le massif Adour - Pyrénées

Pour ce qui concerne le bois énergie, la commune d'Arette dont plus du tiers de la superficie est couverte par de la forêt, la délivrance de bois d'affouage aux habitants représente chaque année un peu plus de 150 m³ de bois de chauffage alors que la ressource forestière est des plus abondantes comme en atteste la carte ci-contre (175 m³/ha) extraite de l'analyse prospective de la ressource forestière et des disponibilités de la région Aquitaine à l'horizon 2025 (Etude de l'IGN, du CRPF, de l'INRA, de FCBA et de l'ADEME).

La municipalité demande que l'on inscrive les parcelles mentionnées dans le Plan d'Aménagement Forestier (2015-2034) où figurent en annexe 14 la surface totale à parcourir par an et en annexe 15 le volume total récoltable. (80 parcelles représentant 2535 hectares de forêt soumise au régime forestier, gérées par l'ONF)

ANNEXE 14

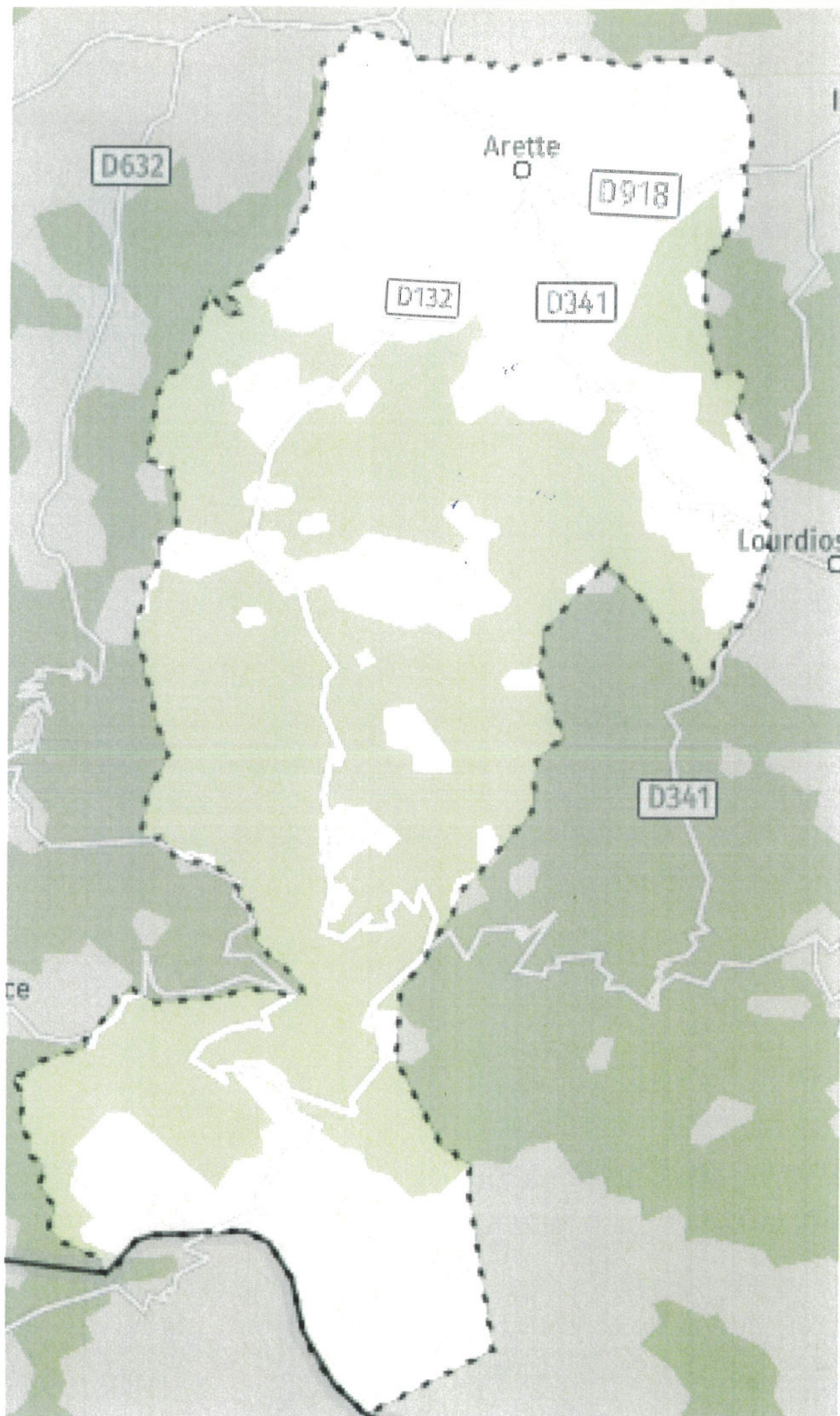
Surface totale à parcourir en coupe par UGS et par année (ha)

UGS	Surface totale à parcourir par UGS et par année (ha)																				Total
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1 i											15,07										15,07
2 i											2,88										2,88
3 i						26,63													30,88		57,51
4 i						4,57													4,57		9,14
8 i																					0,00
9 i												13,51									13,51
10 i												3,41									3,41
11 i												24,12									24,12
13 i												17,13									17,13
15 i																					0,00
16 i				12,95												12,95					25,90
18 i																					0,00
19 i																					0,00
20 i												1,43									1,43
21 i												18,99									18,99
22 i												9,63									9,63
25 i																					0,00
28 i																					0,00
29 i								36,44													36,44
30 i																					0,00
31 i																					0,00
32 i																					0,00
33 i																					0,00
36 i					39,97												39,97				79,94
37 i															6,02						6,02
38 i														11,73							11,73
39 i														25,62							25,62
40 i															35,37						35,37
41 i					20,82															20,82	41,64
42 i	18,68															18,68					37,36
43 i	21,68															21,68					43,36
44 i										16,72											16,72
45 i	2,62										2,62										5,24
46 i										19,14											19,14
47 i									13,99												13,99
48 i									25,10												25,10
49 i									16,80												16,80
50 i																					0,00
51 i										2,76											2,76
52 i															26,40						26,40
53 i									29,21												29,21
54 i														15,63	3,88						19,51
55 i						0,46								14,11							14,57
56 i													16,20								16,20
57 i													37,38								37,38
58 i									7,20												7,20
59 i									13,24												13,24
60 i									10,38												10,38
61 i							32,14														32,14
62 i		12,33																			12,33
63 i							22,83														22,83
64 i		26,85															26,85				53,70
65 i			43,50															43,50			87,00
66 i																					0,00
67 i											6,70										6,70
68 i												14,44									14,44
69 i		5,00										10,85									15,85
70 i			5,12																5,12		10,24
71 i			2,00																2,00		4,00
72 i	7,52																				7,52
73 i			2,15																	2,15	4,30
74 i	17,68																				17,68
75 i				25,35																25,35	50,70
76 i																					0,00
Total	68,18	44,18	52,77	38,30	60,79	31,20	55,43	92,33	60,03	38,62	57,32	58,17	78,87	67,09	71,67	53,31	66,82	52,77	60,80	20,82	1129,47

Volume total présumé récoltable par UGS et par année (m³)

Volume total présumé récoltable par UGS et par année (m ³)																				Total	
UGS	ANNEE																			Total	
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033		2034
1 i											530										530
2 i											70										70
3 i						1 070												1 330			2 400
4 i						180												200			380
8 i																					0
9 i											670										670
10 i											130										130
11 i											850										850
13 i											770										770
15 i																					0
16 i				720												720					1 440
18 i																					0
19 i																					0
20 i											60										60
21 i											750										750
22 i											330										330
25 i																					0
28 i																					0
29 i								1 190													1 190
30 i																					0
31 i																					0
32 i																					0
33 i																					0
36 i						1 800											1 800				3 600
37 i															240						240
38 i															590						590
39 i															970						970
40 i															1 670						1 670
41 i					930															930	1 860
42 i	1 040															1 040					2 080
43 i	870															870					1 740
44 i										580											580
45 i	210										210										420
46 i										680											680
47 i								610													610
48 i								1 010													1 010
49 i								600													600
50 i																					0
51 i										80											80
52 i															1 060						1 060
53 i									1 170												1 170
54 i														690	170						860
55 i							20								360						380
56 i														650							650
57 i													1 330								1 330
58 i									260												260
59 i									450												450
60 i									470												470
61 i							1 450														1 450
62 i		740																			740
63 i							1 140														1 140
64 i		1 360															1 360				2 720
65 i			2 390															2 390			4 780
67 i										400											400
68 i													660								660
69 i		400											590								990
70 i			290															290			580
71 i			70															70			140
72 i	440																				440
73 i			130															130			260
74 i	1 060																				1 060
75 i				1 010															1 010		2 020
76 i																					0
Total	3 620	2 500	2 880	1 730	2 730	1 250	2 610	3 410	2 350	1 340	2 350	2 420	3 230	2 610	3 140	2 630	3 160	2 880	2 540	930	50 310

La forêt communale d'Arette a une superficie de 2535,34 hectares dont 2510,94 de forêt soumise au régime forestier et gérés par l'ONF (80 parcelles). Le dernier Plan d'aménagement forestier d'une durée de 20 ans date de 2015.



La biomasse étant des plus abondante sur la commune, la municipalité a profité de la construction du nouveau collège inauguré en 2022 pour encourager la mise en service d'un réseau de chaleur alimenté par du bois local. C'est ainsi qu'une chaufferie bois a été inaugurée en décembre 2021 (voir article ci-dessous).

ARETTE

Une chaufferie pour un nouveau réseau de chaleur bois



Entourée par l'ensemble des partenaires, la sénatrice Denise Saint-Pé a coupé le cordon symbolique devant la chaufferie.

© BERNARD CAGNIUS

Cet équipement, inauguré samedi, représente un heureux exemple local du recours aux énergies renouvelables.

Le bois est une énergie renouvelable locale qui permet de développer une filière économiquement viable sur notre département tout en respectant l'environnement, ce qui va dans le sens de la transition écologique.

Toutefois, les projets de chaufferie bois sont souvent coûteux et complexes à mettre en œuvre à l'échelle des petites communes. C'est pour cette raison que le Syndicat d'énergie des Pyrénées-Atlantiques (SDEPA) propose une assistance administrative, juridique et technique aux communes concernant le développement de ces chaufferies, ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux.

Du bois de la scierie Bernadicou

Concernant l'élaboration de ce réseau et de la chaufferie associée qui jouxte le centre de secours d'Arette, le SDEPA a été sollicité voici cinq ans par la commune pour sa construc-

tion, son exploitation et sa maintenance et a lancé un marché public « global de performance », dont l'objectif était un circuit court d'approvisionnement pour une utilisation du bois local.

Dans ce contexte, le sixième réseau de chaleur bois du SDEPA vient d'être réalisé sur la commune d'Arette et ce projet fait suite à sa volonté de valoriser les énergies renouvelables, en l'occurrence la ressource bois locale provenant de la scierie Bernadicou.

Un coût de 550 000 euros HT

Ainsi est assuré à Arette l'approvisionnement en chaleur à base d'énergie renouvelable de quatre équipements que sont les PEP64, le collège, l'école primaire et un particulier, en réduisant fortement l'empreinte environnementale de ces activités.

D'un montant de 550 000 euros HT, le réseau de chaleur a été réalisé par Engie Solutions qui en assurera l'exploitation et la maintenance. Il a été financé à 65 % par l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe), le Département et le SDEPA.

L'inauguration de ce réseau qui à bien des égards sort de l'ordinaire s'est déroulée ce samedi 11 décembre en présence de nombreux élus et administrateurs du SDEPA, auxquels Pierre Casabonne, maire d'Arette, a rendu un hommage appuyé. Ainsi est à ses yeux « conforté le label station verte de la commune » et il n'a pas oublié dans ses multiples remerciements la Région Nouvelle-Aquitaine et le conseil départemental.

Un « équipement novateur »

Président du SDEPA, Barthélémy Bidégaray a ensuite salué la réalisation « d'un équipement novateur, durable et respectueux de l'environnement », tout en soulignant « que le SDEPA poursuit avec cette opération sa philosophie permanente de solidarité territoriale et de développement local ».

Clôturent la série des discours, la sénatrice Denise Saint-Pé a tenu à saluer « une démarche inhabituelle de production d'énergie qui illustre de la meilleure manière dans un contexte de proximité la volonté de transition énergétique ».

Cet exemple de réalisation vertueuse devrait être suivi d'une réalisation tout aussi remarquable avec le projet de réhabilitation de l'ancien collège désormais désaffecté. Le projet « Pyrénéa Campus » aujourd'hui sur le point de démarrer sera en effet desservi par un réseau de chaleur, alimenté par de la biomasse locale, afin de chauffer les hébergements touristiques envisagés ainsi qu'un espace bien-être balnéo. L'étude de faisabilité sera terminée fin décembre et sera jointe au présent dossier lors de son examen lors du Conseil Municipal du 22 Décembre 2023.

La station de la Pierre St Martin, très fréquentée durant l'hiver (période réputée froide et propice à la pratique du ski), est consommatrice de beaucoup d'énergie électrique pour les remontées mécaniques mais aussi pour le chauffage des 600 résidences secondaires. Pointée comme figurant dans les stations Pyrénéennes les plus énergivores (voir article du journal Sud-Ouest ci-dessous), un important programme de réhabilitation de ces logements datant des années 1960 est en cours. Tout comme une réflexion concernant un potentiel réseau de chaleur alimenté par du bois local. Une étude d'opportunité pourrait être conduite en ce sens dans les mois à venir. C'est pourquoi, la municipalité demande à ce que l'ensemble du bâti résidentiel de la Pierre St Martin soit inscrit comme zone pouvant potentiellement être concernée par un réseau de chaleur.

Pyrénées : près de 80 % de passoires énergétiques à La Pierre Saint-Martin



La Pierre Saint-Martin est dans le top 3 des stations pyrénéennes les plus énergivores, à cause de son parc locatif inadapté.

Les stations de ski pyrénéennes, pour la plupart construites dans les années 70, font face au vieillissement des logements qui ne sont plus aux normes. Notamment celle de La Pierre Saint-Martin, à Arette (64)

« Il va falloir se mettre dans les règles si on veut continuer à louer. » Pierre Casabonne, le maire d'Arette, petit village de la vallée de Barétous sur lequel se trouve la station de ski La Pierre Saint-Martin, a le sens de la formule. Interrogé sur les passoires énergétiques, il craint que l'essentiel du parc immobilier de la station - construit dans les années 70 à l'heure où les performances énergétiques des bâtiments n'étaient en rien une priorité - ne devienne impossible à louer si la législation devait s'appliquer aux logements saisonniers pour le tourisme. Pour le moment, les logements saisonniers ne sont pas soumis à l'obligation de diagnostic de performance énergétique et ne sont pas touchés par les restrictions prévues par la loi Climat et résilience. Mais la donne pourrait changer rapidement, au grand dam des bailleurs, à juger par l'ampleur du problème dans bon nombre de stations des Pyrénées. Un motif de plus de rappeler que l'énergie la moins polluante et la moins chère est celle que l'on ne consomme pas.

Au-delà de cet état des lieux, le présent dossier ambitionne de répondre à la définition des Zones d'Accélération pour l'implantation terrestres de production d'Énergies Renouvelables prévue par la loi du 10 Mars 2023 tout en veillant à conforter l'exemplarité d'une commune qui sait combien son environnement est précieux et combien il convient de le protéger notamment en privilégiant les énergies décarbonées. N'ayant pas toutes les compétences pour ce faire, nous avons choisi de nous aider des fiches mises à la disposition des municipalités par l'ADEME pour y parvenir. Ces fiches ont permis de nourrir le **débat de la commission Environnement qui s'est réunie le vendredi 20 Octobre 2023 pour élaborer le présent dossier.**

CLÉS POUR AGIR

ÉNERGIES RENOUVELABLES : LE PHOTOVOLTAÏQUE RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE MON TERRITOIRE



ENR&R [012221] - GÉOTHERMIE DE SURFACE [012221-1] - RÉCUPÉRATION DE CHALEUR [012221-2] - BOIS ÉNERGIE [012221-3] - GÉOTHERMIE PROFONDE [012221-4] - SOLAIRE THERMIQUE [012221-5] - **PHOTOVOLTAÏQUE [012221-6]** - ÉOLIEN TERRESTRE [012221-7] - RÉSEAU DE CHALEUR [012221-8] - MÉTHANISATION [012221-9]

Les communes sont des acteurs essentiels à la mise en œuvre de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Elles ont un rôle majeur à jouer dans le développement de ces filières nécessaires à la lutte contre le changement climatique et au renforcement de notre souveraineté énergétique. Ce jeu de fiches présente la diversité des énergies renouvelables à développer, leurs intérêts et les enjeux. Elles visent à contribuer aux débats et à la mise en œuvre des objectifs de planification.

L'énergie photovoltaïque, comment ça marche ?

Les cellules photovoltaïques intégrées à des panneaux, pouvant être installés sur des bâtiments ou posés au sol, transforment le rayonnement solaire en électricité. L'électricité produite peut être utilisée sur place ou injectée dans le réseau de distribution électrique.



Capacité installée
(au 31/12/2022)

16,3 GW

source de 4,2 % de la consommation d'électricité en 2022

Objectifs de capacité

(Planification Pluriannuelle de l'Énergie - PPE pour la métropole à l'horizon 2028)

35,1 à 44 GW

soit plus de 30 % de la puissance totale installée en énergie renouvelable électrique à cette date.

Émissions de CO₂
Entre **23 et 44 g CO₂/kWh**

Coût du MWh produit

100 € /MWh

pour les installations sur grandes toitures > 500 kWc (coût complet moyen 2023)

110 € HT/MWh

pour les installations sur ombrières > 500 kWc (coût complet moyen 2023)

Emprise au sol

1 à 2 ha/MW

pour les centrales au sol

Emplois

12 160

fin 2020 (prévision de 15 610 ETP pour fin 2022)

? De quoi parle-t-on ?

L'EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

La cellule photovoltaïque, élément de base des modules, est composée d'un matériau semi-conducteur photosensible (souvent du silicium) qui possède la propriété de convertir la lumière du soleil en électricité : c'est l'effet photovoltaïque. Chaque cellule ne générant qu'une petite quantité d'électricité, elles sont assemblées, protégées par différentes couches de matériaux afin de former un module photovoltaïque.

Dans une installation photovoltaïque, le courant continu produit par les modules photovoltaïques est ensuite transformé par un onduleur en courant alternatif afin d'alimenter le réseau public de distribution d'électricité.

Synoptique simplifié d'une installation photovoltaïque avec les différentes unités de puissance



UNE TECHNOLOGIE MODULAIRE ET ADAPTABLE

Le photovoltaïque présente l'atout majeur d'exister sous différentes technologies et de pouvoir s'installer de manière variée sur plusieurs types de terrains ou de surfaces. Il peut ainsi s'installer de différentes façons sur l'enveloppe des bâtiments (toitures, façades, verrières, fenêtres, etc.), au sol, sur des ombrières de parking, bénéficier à des exploitations agricoles grâce à l'agrivoltaïsme, sur des structures flottantes, etc. Il existe une variété quasiment infinie d'installations possibles, pour des puissances allant de quelques kW à plusieurs MW.

Parmi les implantations les plus courantes :

- **Les toitures photovoltaïques**, dont le gisement disponible est considérable, avec plus de 350 GW identifiés en France. Elles permettent d'éviter les conflits d'usage et ne portent pas atteinte à la biodiversité.
- **Les centrales au sol**, que l'on privilégie sur les sols déjà artificialisés ou à faibles enjeux en termes de biodiversité (parkings, friches, délaissés routiers / autoroutiers / ferroviaires, etc.). Ces centrales doivent être développées dans le cadre d'un projet de territoire et en concertation avec toutes les parties prenantes pour permettre à chacun de s'approprier ces infrastructures.
- **Les ombrières de parkings**, utiles aux consommateurs et qui peuvent être couplées à des bornes de recharge pour véhicules électriques.
- **Les installations agrivoltaïques**, encore peu répandues mais en plein essor, qui doivent apporter un service à l'installation agricole. Ces installations sont une nouvelle voie de développement du photovoltaïque à condition qu'elles préservent les sols et l'agriculture.



COÛT :

Les coûts des systèmes photovoltaïques et les coûts d'exploitation ont spectaculairement baissé au début de la décennie 2010. Le coût d'une installation a notamment été divisé par 10 en 10 ans.



Idées reçues et sujets de débat

VARIABILITÉ DE LA PRODUCTION :

Les outils de prévision permettent aujourd'hui de prédire la production photovoltaïque à court, moyen et long terme avec une précision similaire à celle des prévisions de la demande électrique du gestionnaire de réseau. Ainsi pris en compte, le photovoltaïque ne perturbe pas les opérations d'équilibrage du réseau. Bien sûr, avec un déploiement massif des énergies renouvelables électriques, cet équilibre deviendra plus difficile à tenir sans dispositions complémentaires.

Des études de l'ADEME sur la modélisation du réseau français métropolitain montrent néanmoins que le développement du photovoltaïque jusqu'à 20 GW réduit le besoin de flexibilité journalière au niveau national, car il permet de contribuer à couvrir la pointe de consommation méridienne. Au-delà, le développement des flexibilités (pilotage de la demande, réseaux intelligents, interconnexions, solutions de stockage, émergence de nouvelles solutions techniques alternatives, etc.) permettra de garantir l'équilibrage en temps réel de la demande et de la production massive des énergies électriques variables, telles que le photovoltaïque.



BIODIVERSITÉ :

Comme pour toute activité humaine, les centrales photovoltaïques peuvent avoir des incidences sur la biodiversité et les sols lorsqu'elles sont implantées sur des milieux naturels. Elles peuvent notamment modifier les conditions d'accueil de la flore et de la faune sauvage et leurs corridors de migration.

Néanmoins, l'impact des centrales photovoltaïques sur la biodiversité n'a fait l'objet de travaux scientifiques que sur un nombre limité de sites et il est encore difficile d'en généraliser les résultats. Il convient cependant de respecter la hiérarchie de la séquence ERC (« Éviter, Réduire, Compenser ») en donnant la priorité à l'évitement, puis à la réduction, la compensation ne venant qu'en dernier ressort.



TERRES RARES :

Les technologies solaires photovoltaïques actuellement commercialisées n'utilisent pas de terres rares. Certaines utilisent des métaux qui peuvent être critiques, comme le tellure, l'indium et l'argent pour les couches minces, ou l'antimoine et l'argent pour la filière silicium. Mais il ne s'agit pas de terres rares.

RECYCLAGE :

Les producteurs de modules photovoltaïques ont d'ores et déjà l'obligation de prévoir leur recyclage en application de la directive européenne sur les déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE). En France, la société SOREN est l'éco-organisme missionné par l'État pour la collecte et le traitement de ces modules en fin de vie. Les procédés actuels permettent de recycler plus de 95 % de la masse des systèmes photovoltaïques, notamment le verre et le cadre en aluminium. Les composants, non recyclables, sont valorisés énergétiquement ou éliminés.

Après débat, la municipalité propose que l'ensemble des bâtiments communaux ayant une surface de toit conséquente (Bâtiment des Services Techniques, Centre de secours de Barétous, salle Nelson Paillou, ...) et celui de la CCHB (Ecobois) tout comme les hangars agricoles ainsi que les autres bâtiments à caractère artisanal ou industriels, puissent accueillir des cellules photovoltaïques. A la Pierre St Martin l'implantation d'ombrières sur les grands parkings du bas de la station pourrait être étudiée. En revanche le Conseil Municipal s'oppose à toute implantation au sol qui serait impactante pour nos paysages si remarquablement entretenus par l'activité pastorale qu'il nous faut absolument préserver.

ÉNERGIES RENOUVELABLES : LE SOLAIRE THERMIQUE
 RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE MON TERRITOIRE



ENR&R [012221] - GÉOTHERMIE DE SURFACE [012221-1] - RÉCUPÉRATION DE CHALEUR [012221-2] - BOIS ÉNERGIE [012221-3] - GÉOTHERMIE PROFONDE [012221-4] - SOLAIRE THERMIQUE [012221-5] - PHOTOVOLTAÏQUE [012221-6] - ÉOLIEN TERRESTRE [012221-7] - RÉSEAU DE CHALEUR [012221-8] - MÉTHANISATION [012221-9]

Le solaire thermique, comment ça marche ?

Un panneau solaire thermique permet de convertir le rayonnement du soleil en énergie calorifique. Le fluide caloporteur qui circule à l'intérieur (mélange d'eau et d'antigel) est réchauffé et rejoint ensuite le ballon de stockage pour transférer sa chaleur.

Le panneau solaire thermique doit être distingué du panneau photovoltaïque qui permet de produire de l'électricité.

CO₂ Émissions de CO₂
 (installation sud de la France)

8 g CO₂/kWh (capteur seul)
60 g CO₂/kWh (avec stockage)

? De quoi parle-t-on ?

Les panneaux solaires thermiques permettent de produire de la chaleur qui peut être valorisée pour différentes applications : la production d'eau chaude sanitaire (ECS), le chauffage de bâtiments, la fourniture de chaleur pour l'industrie et l'agriculture, l'alimentation de réseaux de chaleur.

Les panneaux solaires thermiques sont généralement installés en toiture ou en ombrières sur les bâtiments. Pour des projets de plus grande taille, ils peuvent être placés au sol et constituer un champ solaire.

Dans le cas d'une alimentation d'un réseau de chaleur, la chaleur est collectée au travers des capteurs solaires puis transportée par un fluide caloporteur dans un circuit hydraulique, comportant généralement un ou plusieurs ballons de stockage. Cette production thermique permet de diversifier le mix énergétique des réseaux de chaleur et peut être complémentaire d'une production de chaleur par biomasse ou géothermie.

Schéma d'un panneau solaire thermique

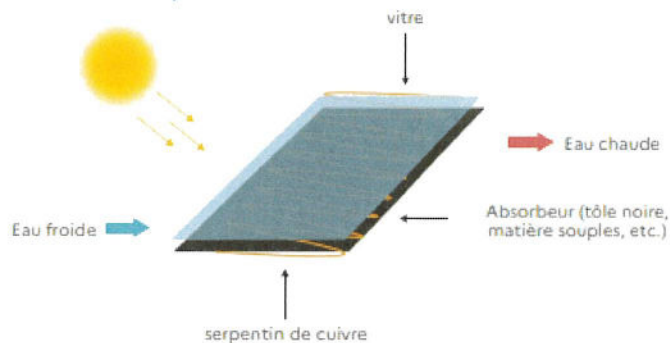
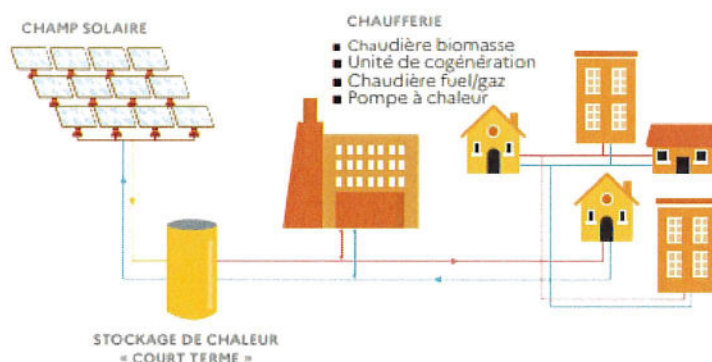


Schéma d'une installation solaire thermique sur un réseau de chaleur urbain





Quel intérêt pour mon territoire ?



ÉNERGIE LOCALE ET USAGES MULTIPLES

Le solaire thermique est une énergie renouvelable locale et accessible partout. L'usage de sa production est multiple (ECS, chauffage) que ce soit pour des bâtiments collectifs ou tertiaires, ainsi que pour le secteur industriel.



EMPLOIS LOCAUX

Les projets de solaire thermique contribuent au développement de filières d'emplois spécifiques et non délocalisables liés notamment à la conception, la mise en œuvre et à la maintenance des installations.



AUTOCONSOMMATION / SÉCURISATION DU COÛT DE LA CHALEUR CONSOMMÉE

La chaleur produite à fin d'eau chaude sanitaire ou de chauffage est directement consommée à proximité de l'installation (au sein de bâtiments collectifs ou tertiaire) ou par un industriel. Elle permet de réduire la facture énergétique - notamment lorsqu'elle vient se substituer au gaz - et contribue à sécuriser dans le temps le coût de la chaleur.



Enjeux et perspectives

Disponible partout en France, la chaleur solaire est une solution fiable et performante qui peut fournir une part importante des besoins d'eau chaude sanitaire tout en garantissant une stabilité à long terme du coût de la chaleur.

Le potentiel de développement et d'utilisation du solaire thermique est significatif. Dans l'industrie, 30 % de l'énergie finale consommée pour des températures de moins de 200°C seraient ainsi compatibles avec un système solaire thermique. Et pour alimenter les réseaux de chaleur, les dimensionnements les plus courants des installations permettent de couvrir environ 80 % des besoins de chaleur en période estivale, essentiellement d'eau chaude sanitaire.

Correctement dimensionnés et bien entretenus, les capteurs solaires thermiques certifiés peuvent durer de 20 à 30 ans, et leur mise en œuvre ainsi que leur maintenance favorisent l'emploi local.

Sur le volet environnemental, l'impact carbone d'un kWh de production solaire thermique figure parmi les plus faibles des technologies de production de chaleur :

- 8 g CO₂/kWh pour le capteur seul ;
- 60 g CO₂/kWh si on y inclut le dispositif de stockage associé (et cette valeur décroît avec la taille de l'installation).

Sur la période 2018-2020, le marché du bâtiment neuf représentait environ 80 % des installations de solaire thermique collectif. Le coût d'installation au m² (hors grandes installations) varie de 700 à 900 € selon la taille des installations et la prise en compte de l'appoint et du stockage.

Malgré son potentiel et les mécanismes de soutien public pour accompagner son développement (*Ma Prime Renov'*, *Fonds chaleur*, réglementation thermique, etc.), le marché français du solaire thermique a connu une décennie de décroissance entre 2008 et 2017. Les efforts de relance de la filière engagés depuis 2018 se sont concentrés autour d'une amélioration de la qualité des installations et de la qualification de nouveaux acteurs.

Deux modèles économiques sont aujourd'hui utilisés pour le financement de projets solaires thermiques : l'investissement en propre ou le tiers investisseur. Dans ce dernier cas, la conception de l'installation, le financement du matériel et des travaux, la construction et la gestion opérationnelle de l'installation sont portés par un tiers-investisseur pour le compte de son client (industriel, collectivité, bailleur). Le client final signe avec ce tiers investisseur un contrat d'achat de la chaleur à un tarif et sur une période donnée.



Idées reçues et sujets de débat

USAGES DU SOLAIRE THERMIQUE :

En 2020, les installations de solaire thermique contribuaient :

- à la production d'ECS (71 % des m² installés) ;
- à la production de chaleur pour des process industriels (25 %) ;
- au chauffage de bâtiments (3 %) ;
- à l'alimentation de réseaux de chaleur (1 % - part marginale qui devrait augmenter avec le temps).

LOCALISATION DES INSTALLATIONS :

Le solaire thermique n'est pas uniquement réservé aux régions du sud de la France. L'ensemble du territoire peut accueillir des installations solaires thermiques avec des niveaux de productivité suffisants.

PRODUCTION DES CAPTEURS :

La majorité des capteurs solaires thermique installées en France proviennent d'Europe. De nombreux fabricants européens (autrichiens, allemands, espagnols, français) fournissent l'essentiel du marché européen en solaire thermique.





Chiffres clés

Indicateurs énergétiques ⚡

Installations en services (en 2021)

3 646 400 m²

Surfaces installées annuellement (en 2021)

136 520 m²

Couverture des besoins de chaleur

jusqu'à **80 %** des besoins (en période estivale)

Indicateurs économiques €

Durée de vie d'une installation

20 à 30 ans

Temps moyen de développement d'un projet

1 à 2 ans
(petites et moyennes installations)

3 à 5 ans
(grandes installations)

Au regard de ces informations, la municipalité souhaite que l'ensemble de la population, qui veut bénéficier de cette technologie, puisse le faire toujours à partir d'installation sur les toitures. A titre d'exemple, la projet « Pyrénéa Campus » envisage en appoint du réseau de chaleur bois du solaire thermique pour son eau chaude sanitaire. La toiture du préau de l'école et celle du Centre Honoré Baradat pourraient être étudiées compte tenu des besoins identifiés en la matière. Le Conseil Municipal s'accorde pour dire que l'ensemble de la commune doit être proposé comme zonage de cette énergie qui mérite d'être développée.



CLÉS POUR AGIR

ÉNERGIES RENOUVELABLES : LA GÉOTHERMIE DE SURFACE RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE MON TERRITOIRE



ENR&R [012221] - GÉOTHERMIE DE SURFACE [012221-1] - RÉCUPÉRATION DE CHALEUR [012221-2] - BOIS ÉNERGIE [012221-3] - GÉOTHERMIE PROFONDE [012221-4] - SOLAIRE THERMIQUE [012221-5] - PHOTOVOLTAÏQUE [012221-6] - ÉOLIEN TERRESTRE [012221-7] - RÉSEAU DE CHALEUR [012221-8] - MÉTHANISATION [012221-9]

La géothermie de surface, comment ça marche ?

La géothermie de surface concerne l'exploitation de la chaleur contenue dans le sous-sol jusqu'à 200 m. À ces profondeurs, la température relativement stable et autour d'une dizaine de degrés Celsius nécessite l'utilisation d'une pompe à chaleur pour valoriser l'énergie thermique du sous-sol.



Émissions de CO₂

15 g CO₂/kWh_{th}
en phase d'exploitation

Coût du MWh produit (2020)

De 86 et 122 € HT/MWh
(coût complet moyen des pompes à chaleur sur champ de sondes)

95 € HT/MWh

(coût complet moyen des pompes à chaleur sur aquifère superficiel)





De quoi parle-t-on ?

La **géothermie de surface** (également appelée « géothermie Très Basse Énergie » ou « géothermie assistée par pompe à chaleur ») concerne l'exploitation de l'énergie contenue dans le sous-sol jusqu'à 200 m. À ces profondeurs, la température relativement stable et autour d'une dizaine de degrés Celsius nécessite le recours à une pompe à chaleur pour valoriser l'énergie thermique du sous-sol.

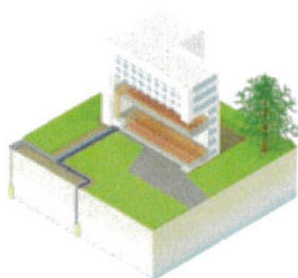
La géothermie de surface comprend principalement les installations de pompe à chaleur (PAC) :

- sur eau de nappe souterraine (sur aquifère superficiel) ;
- sur capteurs enterrés (capteurs horizontaux, sondes géothermiques verticales, échangeurs compacts géothermiques, géostructures énergétiques, etc.).

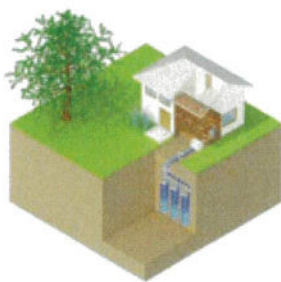
Les installations de PAC géothermiques couvrent des besoins de chaud (chauffage, eau chaude sanitaire) et de froid / rafraîchissement pour des bâtiments dont la surface varie d'une centaine de mètres carrés à plusieurs dizaines de milliers.

Leur mise en œuvre peut être envisagée en neuf comme en rénovation : habitat individuel et collectif, tertiaire (bureaux, établissements de santé et scolaires, maisons de retraite, bâtiments communaux, hôtellerie, grandes surfaces commerciales), centres aquatiques, secteur agricole (chauffage des serres)...

Typologie de solutions géothermiques de surface



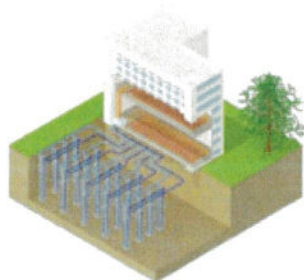
Pompe à chaleur sur eau de nappe souterraine



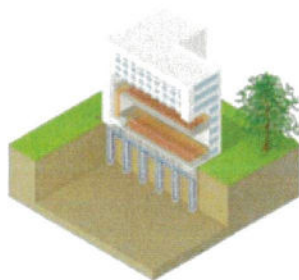
Pompe à chaleur sur corbeilles géothermiques



Pompe à chaleur sur capteurs enterrés horizontaux



Pompe à chaleur sur sondes géothermiques



Pompe à chaleur sur géostructures énergétiques

Source : www.geothermies.fr

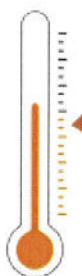


Idées reçues et sujets de débat

USAGES DE LA GÉOTHERMIE DE SURFACE :

Les coût d'investissements pour l'installation de pompe à chaleur géothermiques varient en fonction de la puissance de l'équipement et des propriétés du sous-sol. En raison des coûts liés aux forages, les sommes à investir sont plus élevées que pour les installations fonctionnant avec des énergies traditionnelles (gaz naturel ou fuel) ou que celles des pompes à chaleur aérothermiques. Mais les coûts d'exploitation sont très faibles et stables dans le temps.

L'ensemble assure un retour sur investissement en 4 à 13 ans, les temps les plus courts étant observés dans le secteur collectif et tertiaire dès lors qu'il y a aussi des besoins de froid / rafraîchissement à couvrir. La durée de vie d'un forage est d'au moins 50 ans et celle d'une pompe à chaleur géothermique de plus de 20 ans.



SISMICITÉ :

La géothermie de surface ne présente aucun risque de sismicité.

IMPACT SUR LES NAPPES PHRÉATIQUES :

La géothermie de surface n'a pas d'impact sur les nappes phréatiques et ne les pollue pas.



Chiffres clés

Secteur	Nombre de pompes à chaleur installées	Puissance calorifique installée (MW)	Production d'EnR (TWh/an)	Durée de vie des installations
Individuel	195 000	2 340	3,63	<ul style="list-style-type: none"> ■ 20 à 24 ans (pompes à chaleur géothermiques) ■ + de 50 ans (forages)
Tertiaire	9 200	230	0,36	
Résidentiel Collectif	2 300	506	0,78	
Total	206 500	3 076	4,77	

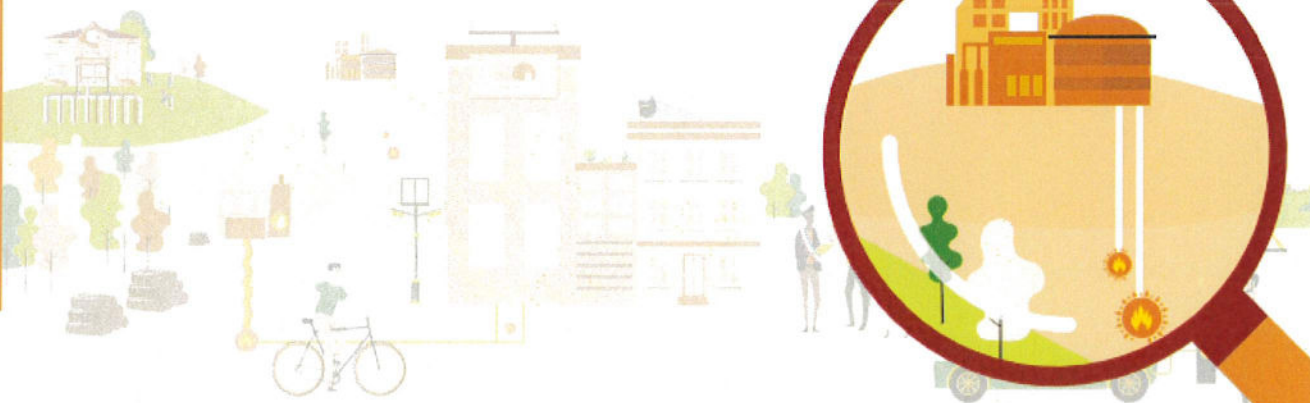
Au regard de ces informations, la municipalité prenant connaissance qu'il y a la possibilité de faire réaliser une note d'opportunité géothermie « gratuite » par une structure compétente (chargé de mission chaleur renouvelable ou animateur régional géothermie) souhaite bénéficier de cette expertise estimant que l'étude de faisabilité géothermie concernant le projet « Pyrénéa Campus », réalisée par le bureau d'étude Antéa en Juin 2022, a trop rapidement conclue en l'absence de ressource en eau souterraine (page 34 du rapport).

La présence à proximité de ce projet du ruisseau l'Arrigau (éthymologiquement l'arricq cau = la rivière chaude) nous interroge sur la provenance de cette eau, dont la température doit être mesurée cet hiver. Il est convenu de faire appel au cabinet CETRA, pour voir si cette piste doit être approfondie dans les mois à venir par un ou des forages.



CLÉS POUR AGIR

ÉNERGIES RENOUVELABLES : LA GÉOTHERMIE PROFONDE RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE MON TERRITOIRE



ENR&R [012221] - GÉOTHERMIE DE SURFACE [012221-1] - RÉCUPÉRATION DE CHALEUR [012221-2] - BOIS ÉNERGIE [012221-3] - GÉOTHERMIE PROFONDE [012221-4] - SOLAIRE THERMIQUE [012221-5] - PHOTOVOLTAÏQUE [012221-6] - ÉOLIEN TERRESTRE [012221-7] - RÉSEAU DE CHALEUR [012221-8] - MÉTHANISATION [012221-9]

La géothermie profonde, comment ça marche ?

On appelle géothermie profonde l'exploitation de l'énergie contenue dans le sous-sol. Située à des profondeurs comprises entre 200 et 2 500 m de profondeur, l'eau présente dans des aquifères profonds est captée par forages et sert de vecteur pour transférer la chaleur des profondeurs vers la surface.

Émissions de CO₂ sur le cycle de vie

10 g CO₂/kWh_{th}¹

Coût du MWh produit

15 - 55 € ht
(coût moyen²)

38 € ht (coût médian en sortie de centrale de production)



De quoi parle-t-on ?

La géothermie profonde consiste à utiliser la chaleur d'eau puisée dans les aquifères entre 500 et 2 500 m de profondeur pour la transférer à des réseaux de chaleur à fin de chauffage. À grande profondeur, l'eau est en effet très chaude. Et sa chaleur augmente avec la profondeur. Dans la nappe située sous Paris et une partie de la région parisienne, la température à 1 000 m est de l'ordre de 45° C. Et sur certains forages plus profonds, cette température peut atteindre 90° C.

Une installation type de géothermie profonde est couplée à un réseau de chaleur. Elle est constituée d'un doublet de forages :

- Un premier forage producteur puise le fluide géothermique dans l'aquifère ;
- Un second forage de réinjection rejette dans l'aquifère d'origine du fluide géothermique refroidi après exploitation en surface de son contenu énergétique.

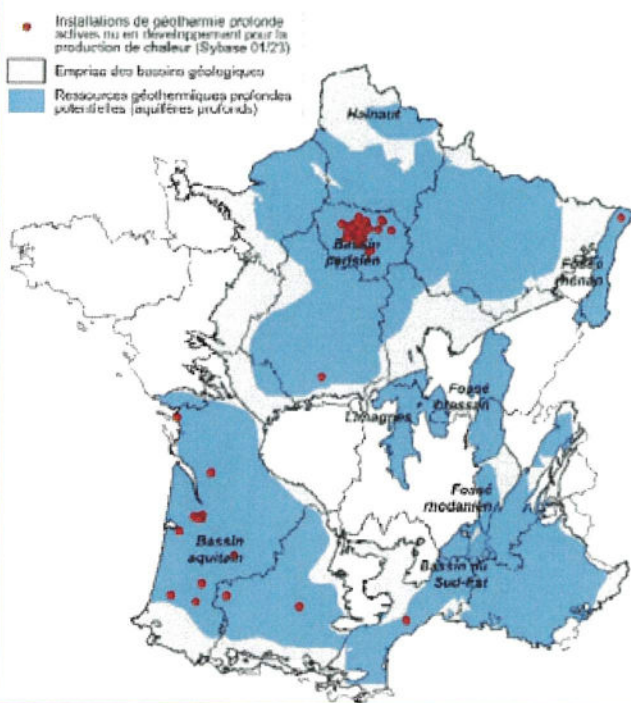
Le doublet est connecté à un échangeur qui transfère la chaleur du fluide géothermique à l'eau du réseau de chaleur qui alimente des unités de chauffage urbain (taille moyenne = 5 000 à 6 000 équivalent-logements), le chauffage de serres, de piscines, d'établissements thermaux, de bâtiments communaux, l'aquaculture ou encore le séchage de produits agricoles.

La géothermie est une énergie qui se consomme localement. Elle ne nécessite pas de transport de combustibles (fossiles ou biomasse) par camions jusqu'au site de production et limite ainsi les nuisances (émissions polluantes, trafic, accidents, etc.). Elle est aussi celle qui mobilise le moins de terrain en surface, rapporté au MW installé. Ses installations (forage, réseau de chaleur) sont en effet toutes enterrées à l'exception de la chaufferie d'appoint.

Les autres nuisances, notamment sonores, sont limitées au chantier de forage dont la durée s'étale sur 3 à 4 mois, 24 h/24 (pour un chantier type de forages profonds en région Ile-de-France).

Moyennant un entretien régulier des puits et des équipements, la durée de vie d'une installation est d'une trentaine d'années. À l'issue de cette période, les puits sont rebouchés et, si la ressource géothermique est toujours exploitable, de nouveaux puits peuvent alors être forés.

Carte des ressources géothermiques profondes en France (source : BRGM)



On estime que 30 % du territoire français pourrait exploiter cette ressource pour le chauffage urbain, en particulier les bassins parisiens, aquitains et sud-est, les fossés Bressan, Rhénan et Rhodanien, ainsi que la Limagne. (cf. carte ci-dessus).



Idées reçues et sujets de débat

SISMICITÉ :

Le sujet de débat qui revient le plus souvent concernant la géothermie profonde porte sur le risque de sismicité qui serait induit par la réalisation et l'exploitation.

Ce risque est très faible et n'a jamais été observé en contexte sédimentaire, tel que la géothermie sur réseaux de chaleur se pratique en France.

Lorsqu'il existe, ce risque sismique concerne exclusivement des projets de géothermie profonde de type EGS (Enhanced Geothermal System ou « géothermie profonde des réservoirs fracturés ») avec des profondeurs de forages généralement supérieures à 3 km). Une seule opération française, menée au nord de Strasbourg, avait provoqué une sismicité ressentie en surface, en raison d'opérations de stimulation mal maîtrisées par l'opérateur. Un guide des bonnes pratiques pour la maîtrise de la sismicité induite par les opérations de géothermie a été publié récemment. Deux opérations implantées dans le nord de l'Alsace fonctionnent sans problème de sismicité et d'autres projets de co-production lithium/géothermie sont à l'étude.



Chiffres clés

Installations en services	Nombre de français chauffés	Coût d'investissement (installation avec 2 puits, hors réseau)	Temps moyen de développement d'un projet	Durée de vie moyenne d'une installation
80	> 700 000	11 à 16 M€	4 à 6 ans	30 ans

Au regard des coûts d'investissement colossaux et du passé de la commune (séisme du 13 Août 1967) la municipalité propose que l'on ne privilégie pas ce type d'énergie et que donc il ne soit pas fait mention de zonage concernant la géothermie profonde.

Il en va de même pour l'éolien terrestre dans la mesure où une étude conduite en 2005 par la Communauté des communes du Barétous a conclu qu'au titre de la sécurité ce type d'installation était incompatible avec les exercices réguliers du 5^{ème} RHC qui se déroulent sur la commune. En effet les courants d'air provoqués par les éoliennes sont susceptibles de perturber la circulation aérienne à basse altitude sans compter le risque avéré de collision, la plupart des exercices se déroulant de nuit. De plus, ce type d'installation étant très impactante pour la qualité des paysages le Conseil Municipalité est unanime pour s'opposer à tous zonages concernant l'éolien terrestre.

Enfin la question de la méthanisation a été examinée avec l'attention qu'elle mérite.

CLÉS POUR AGIR

ÉNERGIES RENOUVELABLES : LA MÉTHANISATION RÉUSSIR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DE MON TERRITOIRE



ENR&R [012221] - GÉOTHERMIE DE SURFACE [012221-1] - RÉCUPÉRATION DE CHALEUR [012221-2] - BOIS ÉNERGIE [012221-3] - GÉOTHERMIE PROFONDE [012221-4] - SOLAIRE THERMIQUE [012221-5] - PHOTOVOLTAÏQUE [012221-6] - ÉOLIEN TERRESTRE [012221-7] - RÉSEAU DE CHALEUR [012221-8] - MÉTHANISATION [012221-9]

La méthanisation, comment ça marche ?

Le processus de méthanisation permet de produire un biogaz à partir de la fermentation de déjections d'animaux d'élevage, de sous-produits et résidus de cultures, de biodéchets, etc. Ce gaz est ensuite utilisé pour produire de l'énergie sous forme de biométhane, d'électricité, de chaleur ou encore de biocarburant pour faire fonctionner des véhicules.



Idées reçues et sujets de débat

CONCURRENCE AVEC L'ALIMENTATION :

En France, l'utilisation en méthanisation de cultures principales est plafonnée à 15 % sur le plan réglementaire. La priorité est donnée aux effluents d'élevages, aux déchets et résidus agricoles et aux biodéchets.

ODEURS :

Le procédé de méthanisation produit peu d'odeurs en lui-même. Comme pour toute installation de traitement des déchets, l'attention doit être portée sur le transport et la manipulation, opérations émettrices d'odeurs.



Émissions de CO₂

23 - 44 g eqCO₂/kWh

.....

Coût du MWh
de biométhane produit

90 - 125 € HT/MWh
(en 2022)

60 - 80 € HT/MWh
(objectif PPE à horizon 2028)



TRAFIC ROUTIER :

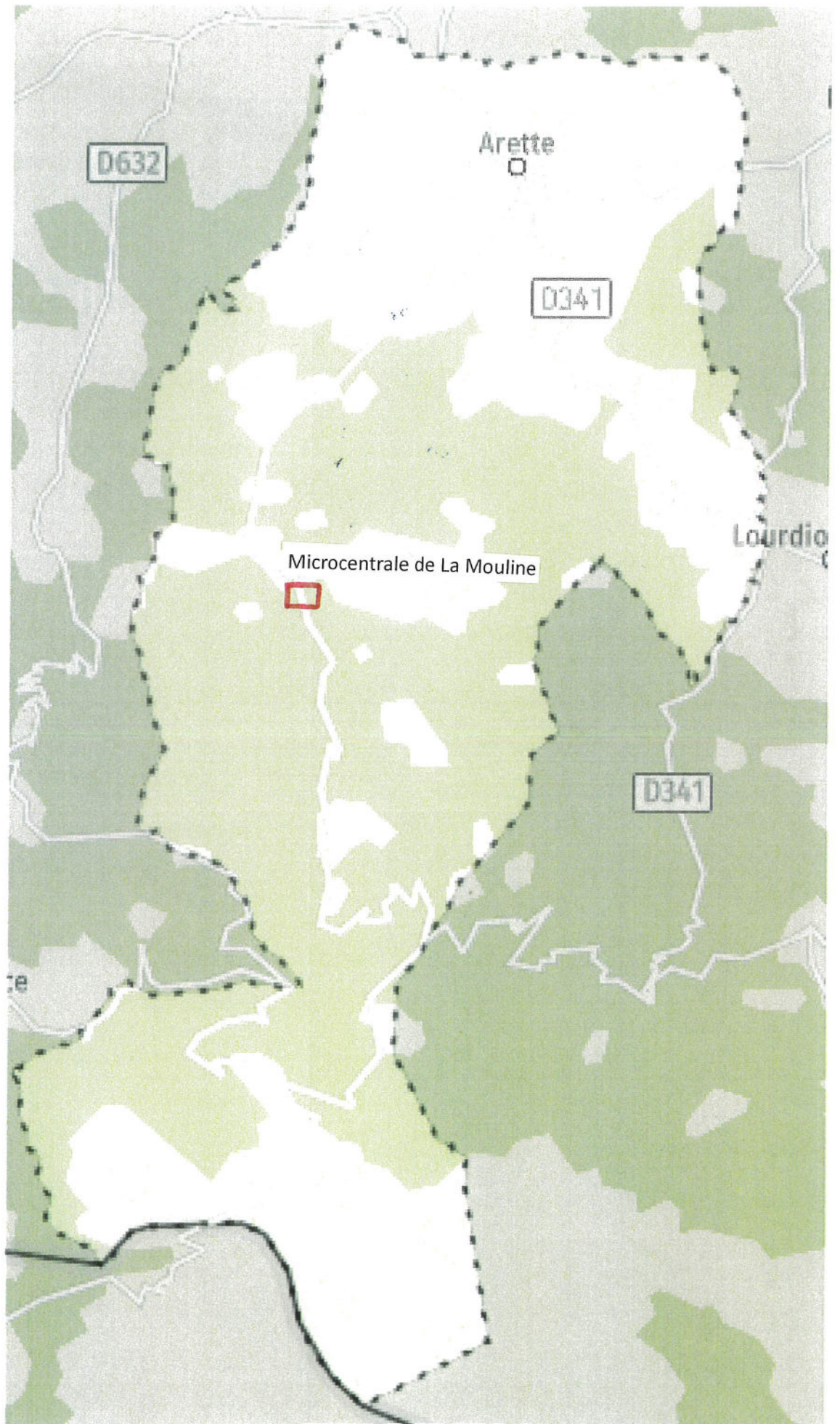
L'installation d'un site de méthanisation implique le plus souvent une augmentation du trafic limitée en moyenne à 1 ou 2 passages de camions par jour. Le choix de la zone et du dimensionnement de l'installation doit être cohérent avec les infrastructures routières en place.

PAYSAGE :

L'impact des installations de méthanisation sur les paysages peut être largement limité par l'enfouissement partiel des infrastructures, le choix de l'emplacement du site et les aménagements.

Le Conseil Municipal considérant que les agriculteurs jouent un rôle essentiel pour l'entretien de nos paysages notamment grâce au bétail et au pastoralisme ne souhaite les voir se transformer en énergéticiens comme c'est le cas parfois en plaine où l'élevage est supplanté par des cultures. Par conséquent, le Conseil Municipal décide de ne pas définir la moindre zone susceptible d'accueillir un méthaniseur.

Annexe concernant le zonage pour les projets d'hydroélectricité

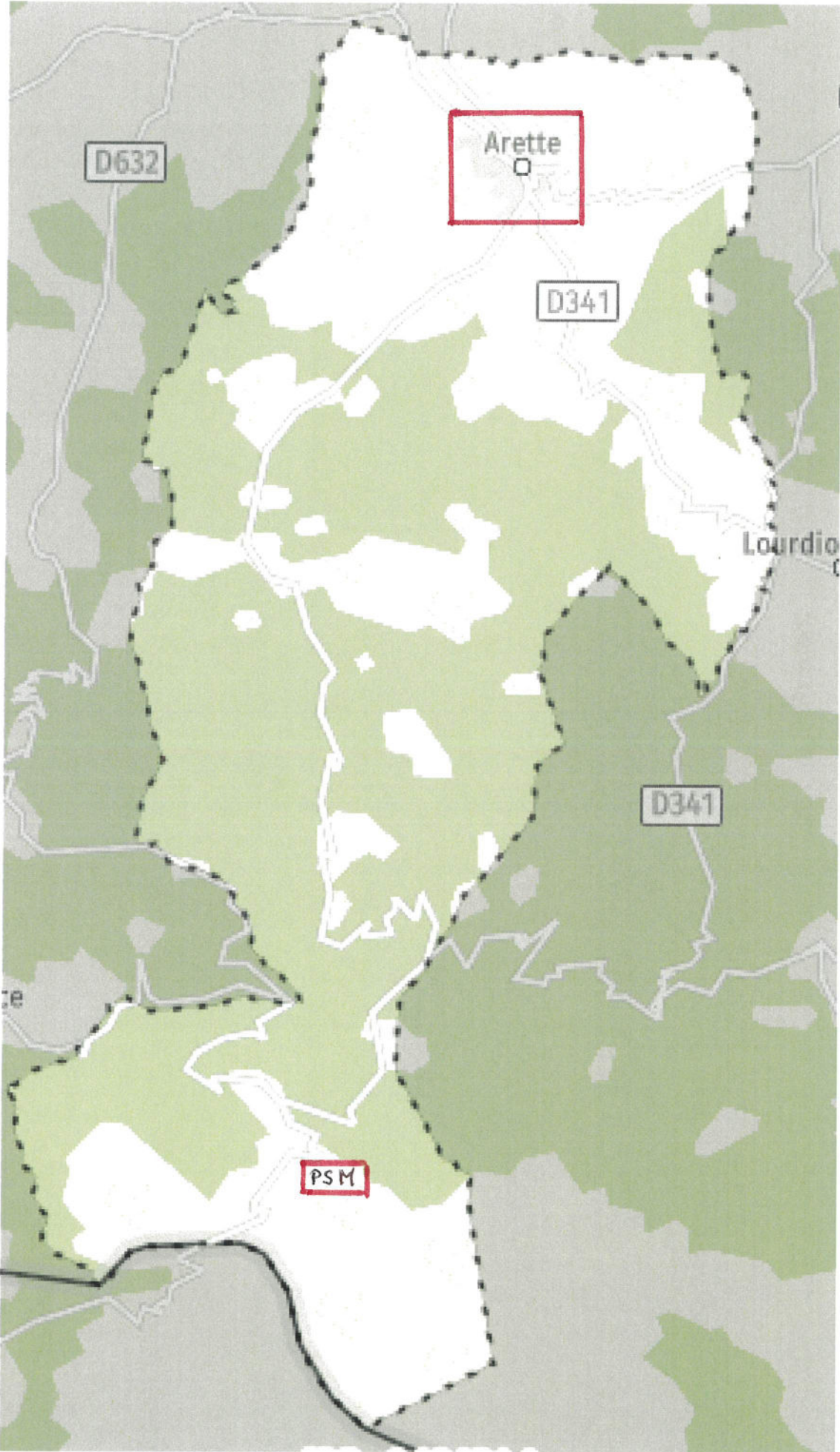


Annexe concernant le zonage pour les projets bois énergie

Toute la commune

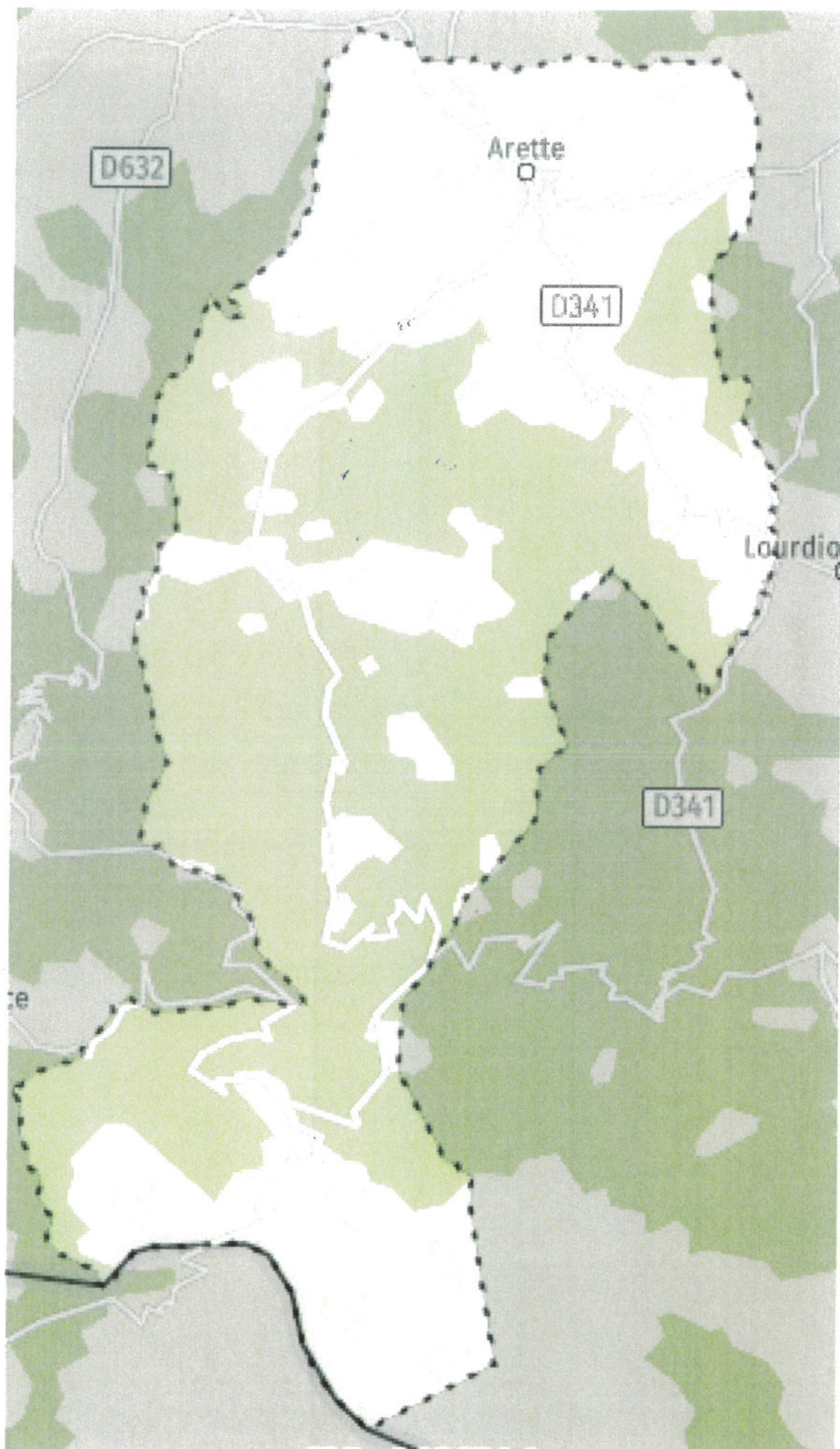


Annexe concernant le zonage pour les réseaux de chaleur bois énergie

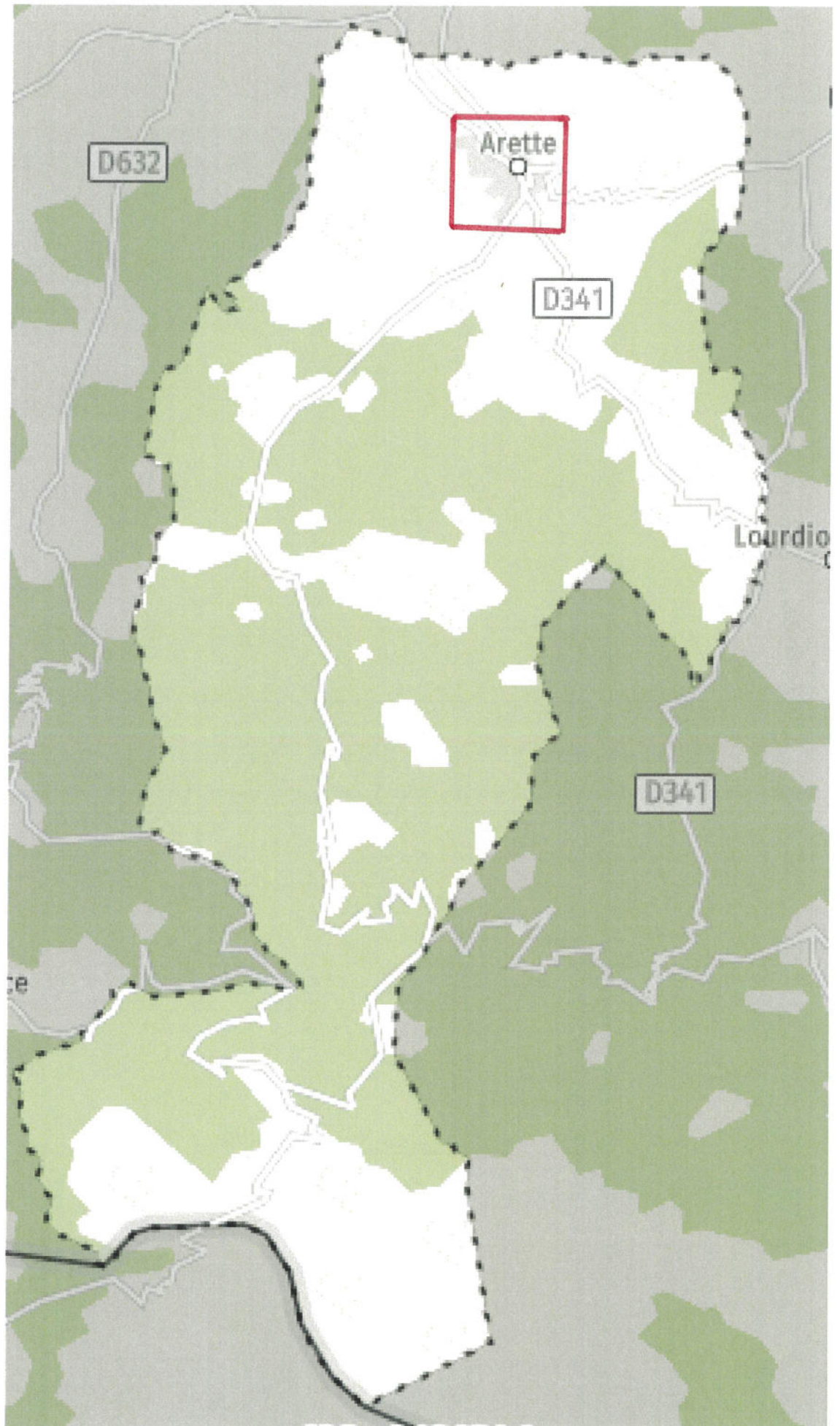


Annexe concernant le zonage pour les projets photovoltaïques sur toiture

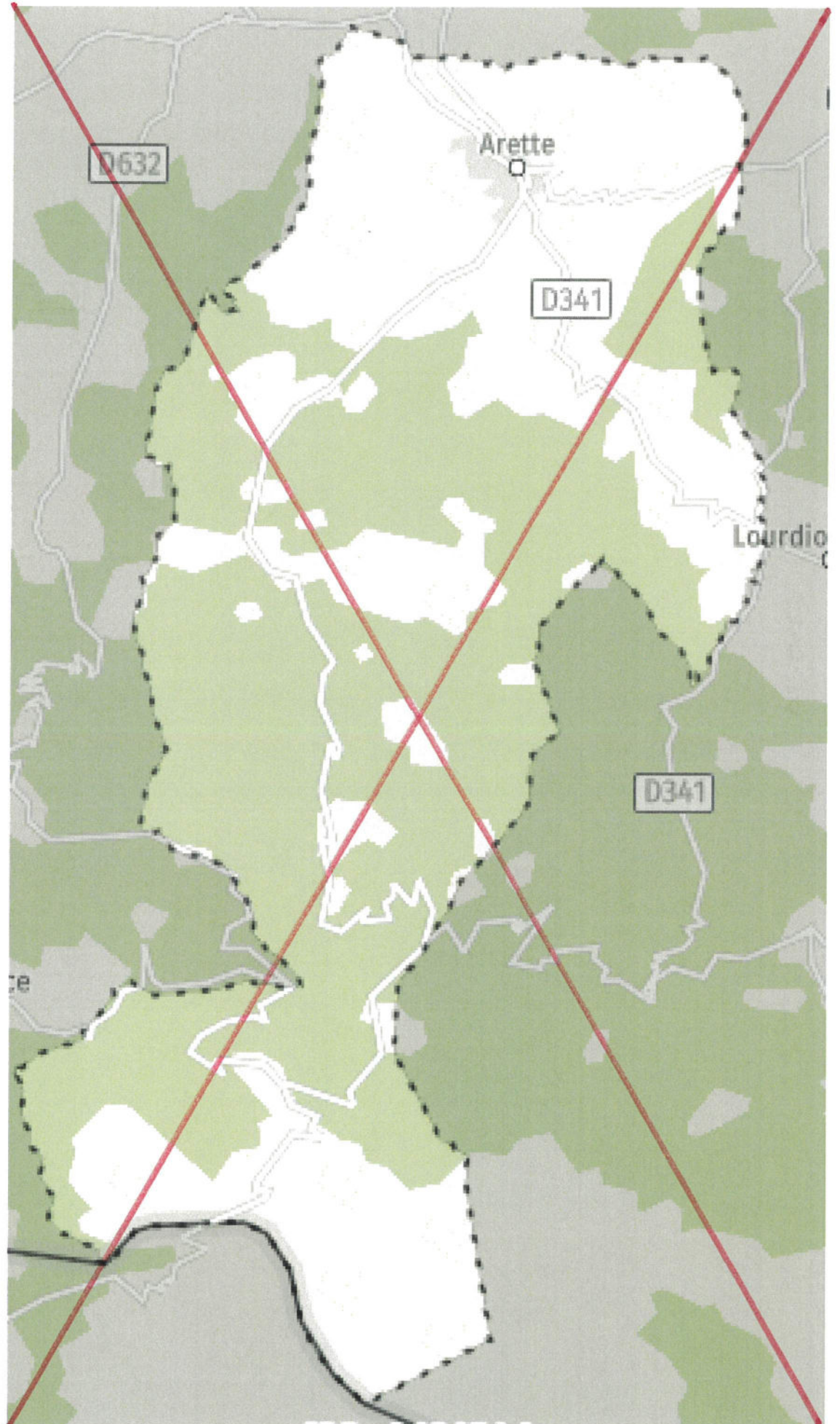
Toute la commune



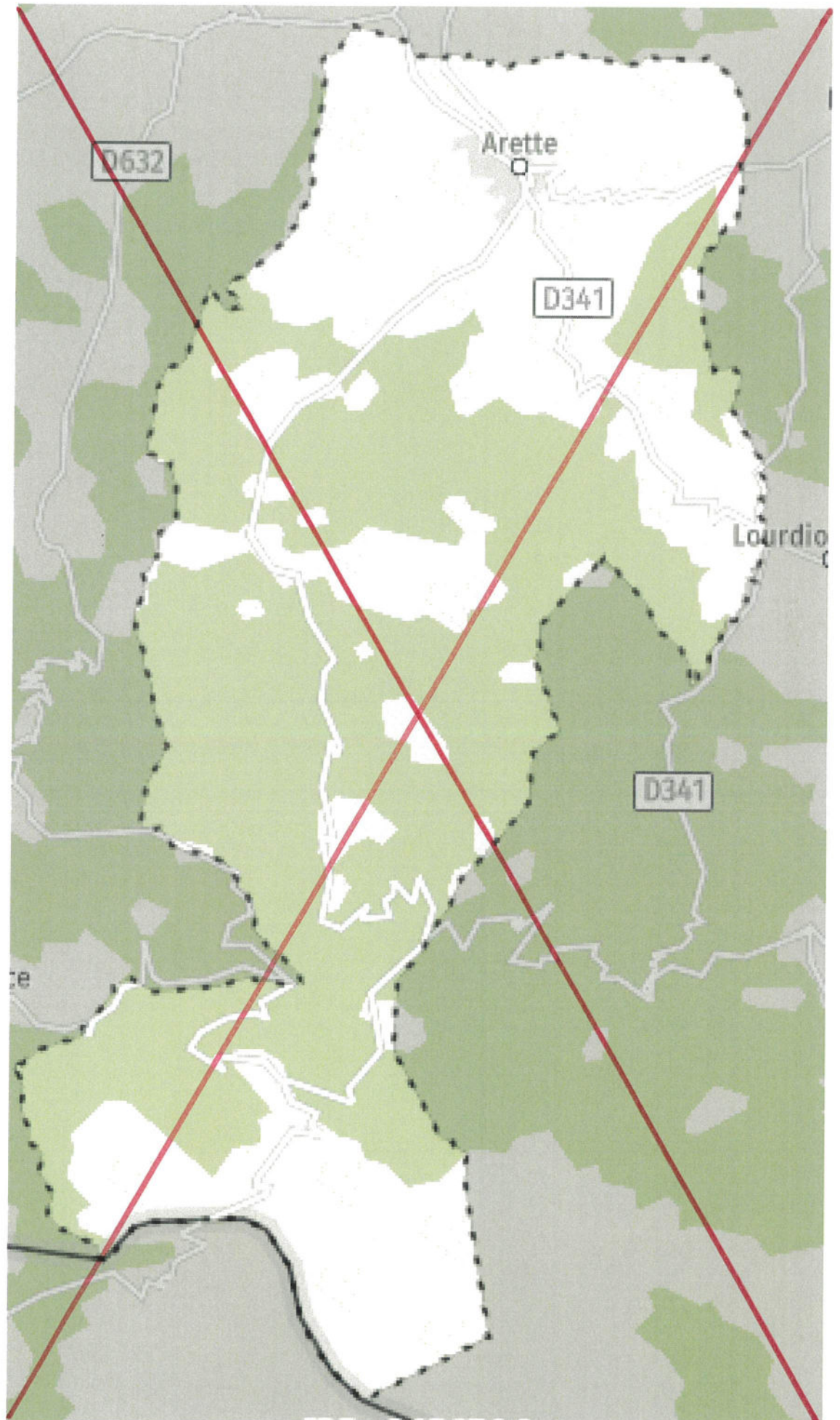
Annexe concernant le zonage pour les projets de géothermie de surface



Annexe concernant le zonage pour les projets éoliens



Annexe concernant le zonage pour les projets de méthanisation



Registre des remarques issues de la consultation

