

**COMMUNAUTE** -ooOoo---  
**D'AGGLOMERATION**  
**DE BETHUNE-BRUAY, ARTOIS LYS ROMANE**

*Le mardi 6 décembre 2022, à 19 H 00, le Conseil Communautaire s'est réuni, en l'Hôtel Communautaire de Béthune, sous la Présidence de Monsieur GACQUERRE Olivier, Président de la Communauté d'agglomération de Béthune-Bruay, Artois-Lys Romane en suite d'une convocation en date du 30 novembre 2022, dont un exemplaire a été affiché à l'Hôtel Communautaire.*

**ETAIENT PRESENTS :**

*GACQUERRE Olivier, LECONTE Maurice, BOSSART Steve, LAVERSIN Corinne, GAQUÈRE Raymond, SCAILLIEREZ Philippe, BERRIER Philibert, DELELIS Bernard, DAGBERT Julien, THELLIER David, DEROUBAIX Hervé, DE CARRION Alain, IDZIAK Ludovic, PÉDRINI Léo, COCQ Bertrand, DEBAS Gregory, DEBUSNE Emmanuelle, DELANNOY Alain, DELECOURT Dominique, DEPAEUW Didier, DRUMÉZ Philippe, DUBY Sophie, DUCROCQ Alain, DUHAMEL Marie-Claude, DUPONT Jean-Michel, HENNEBELLE Dominique, GIBSON Pierre-Emmanuel, LECLERCQ Odile, LEFEBVRE Nadine, MANNESSIEZ Danielle, MEY-FROIDT Sylvie, SELIN Pierre, OGIEZ Gérard, ALLEMAN Joëlle, ANTKOWIAK Corinne, BARRÉ Bertrand, BARROIS Alain, BECUWE Pierre, BERROYER Lysiane, BERROYER Béatrice, BERTIER Jacky, BERTOUX Maryse, BEVE Jean-Pierre, BLOCH Karine, BLONDEL Marcel, BOULART Annie, BRAND Hervé, CARINCOTTE Annie-Claude, CLAIRET Dany, CORDONNIER Francis, CRETEL Didier, DECOURCELLE Catherine, DEFEBVIN Freddy, DELEPINE Michèle, DELETRE Bernard, DELHAYE Nicole, DELPLANQUE Émeline, DEMULIER Jérôme, DEWALLE Daniel, DISSAUX Thierry, DOMART Sylvie, DOUVRY Jean-Marie, DUMONT Gérard, ELAZOUZI Hakim, FIGENWALD Arnaud, FLAJOLLET Christophe, FOUCAULT Gregory, GAROT Line, GLUSZAK Franck, HANNEBICQ Franck, HENNEBELLE André, HEUGUE Éric, HOCQ René, JURCZYK Jean-François, LELEU Bertrand, LEVEUGLE Emmanuelle, LOISEAU Ginette, LOISON Jasmine, MACKÉ Jean-Marie, MAESEELE Fabrice, MARCELLAK Serge, MARGEZ Maryse, TRACHE Christelle, MATTON Claudette, MERLIN Régine, NEVEU Jean, NOREL Francis, PAJOT Ludovic, PHILIPPE Danièle, PRUD'HOMME Sandrine, PRUVOST Jean-Pierre, PRUVOST Marcel, QUESTE Dominique, ROBIQUET Tanguy, SAINT-ANDRÉ Stéphane, SANSEN Jean-Pierre, SGARD Alain, SWITALSKI Jacques, TASSEZ Thierry, TOURSEL-DERUELLE Karine, VERDOUCQ Gaëtan, VERWAERDE Patrick, VOISEUX Dominique, WILLEMANN Isabelle*

**PROCURATIONS :**

*LEMOINE Jacky donne procuration à DAGBERT Julien, CHRETIEN Bruno donne procuration à LECLERCQ Odile, EDOUARD Eric donne procuration à IDZIAK Ludovic, MULLET Rosemonde donne procuration à COCQ Bertrand, BEUGIN Élodie donne procuration à PAJOT Ludovic, BOMMART Émilie donne procuration à PRUD'HOMME Sandrine, CLAREBOUT Marie-Paule donne procuration à THELLIER David, DASSONVAL Michel donne procuration*

à MARGEZ Maryse, DESQUIRET Christophe donne procuration à MEYFROIDT Sylvie, FLAHAUT Jacques donne procuration à SANSEN Jean-Pierre, FLAJOLET André donne procuration à HANNEBICQ Franck, FURGEROT Jean-Marc donne procuration à DUCROCQ Alain, HERBAUT Emmanuel donne procuration à DRUMÉZ Philippe, IMBERT Jacqueline donne procuration à BERTOUX Maryse, LEGRAND Jean-Michel donne procuration à HOCQ René, MALBRANQUE Gérard donne procuration à GAQUÈRE Raymond, MILLE Robert donne procuration à BERROYER Lysiane, FACON Dorothée donne procuration à BOSSART Steve, PERRIN Patrick donne procuration à BARRÉ Bertrand, PICQUE Arnaud donne procuration à CRETEL Didier, RUS Ludivine donne procuration à DE CARRION Alain, TOMMASI Céline donne procuration à DEBAS Gregory, VIVIER Ewa donne procuration à DUPONT Jean-Michel, WALLET Frédéric donne procuration à DELHAYE Nicole

**ETAIENT ABSENTS EXCUSES :**

SOUILLIART Virginie, BOUVART Guy, CANLERS Guy, CASTELL Jean-François, CLEMENT Jean-Pierre, CLÉRY Véronique, COCQ Marcel, DELANNOY Marie-Joséphine, DELPLACE Jean-François, DESSE Jean-Michel, DUPONT Yves, FLAHAUT Karine, FONTAINE Joëlle, HOLVOET Marie-Pierre, HOUYEZ Chloé, LECOMTE Maurice, LEFEBVRE Daniel, LEVENT Isabelle, OPIGEZ Dorothée, PREVOST Denis, TAILLY Gilles, TOURTOY Patrick, TRACHE Bruno, VIVIEN Michel

*Monsieur COCQ Bertrand est élu Secrétaire,*

*La séance est ouverte,*

Communauté d'Agglomération de Béthune-Bruay, Artois-Lys Romane,

**DELIBERATION DU CONSEIL COMMUNAUTAIRE**  
**6 décembre 2022**

**ENVIRONNEMENT - PLAN CLIMAT AIR ÉNERGIE TERRITORIAL**

**APPROBATION DU SCHÉMA DIRECTEUR TERRITORIAL DES RÉSEAUX DE CHALEUR**

Monsieur le Président expose à l'Assemblée les éléments suivants :

« La loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) prévoit la multiplication par cinq de la chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur entre 2012 et 2030. Cet objectif suppose d'augmenter la part d'énergies renouvelables et de récupération dans les réseaux de chaleur mais aussi d'augmenter la part de nouveaux abonnés.

Par délibération du 13 février 2019, le Conseil communautaire a approuvé la modification statutaire de la Communauté d'agglomération de Béthune-Bruay, Artois Lys Romane, en vue d'exercer la compétence facultative « construction et exploitation d'un réseau de chaleur ».

Actuellement, le territoire de la Communauté d'Agglomération est couvert par 3 réseaux distincts :

- un réseau couvrant la ville de Béthune ainsi que des quartiers de Beuvry et Verquigneul ;
- deux réseaux communaux : réseau de chaleur de Busnes et réseau technique de Norrent Fontes.

Dans ce cadre, les lois LTECV et n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat ont imposé la réalisation de schémas directeurs pour les réseaux de chaleur et de froid publics.

Les schémas directeurs constituent un outil de planification territoriale qui permet de réaliser un exercice de projection sur l'évolution du réseau existant. Ils doivent faire l'objet d'une procédure de révision tous les 10 ans.

La réalisation du schéma directeur des réseaux de chaleur figure parmi les actions du :

- Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) 2020-2026 approuvé par délibération du Conseil communautaire du 4 mars 2020 ;
- Contrat d'Objectifs pour la Territorialisation de la Troisième Révolution Industrielle (COTTRI) approuvé par délibération du Conseil communautaire du 17 novembre 2020 ;
- du Contrat de Transition Écologique (CTE) approuvé par délibération du Conseil communautaire du 13 novembre 2019 et signé le 16 décembre 2019.

Les objectifs d'un schéma directeur des réseaux de chaleur sont les suivants :

- assurer la pérennité du réseau via des opportunités de développement ;
- assurer la compétitivité du réseau par rapport aux autres énergies ;
- planifier les développements de réseau de chaleur en tenant compte des évolutions du territoire ;
- obtenir et conserver un fort taux d'ENR (taux d'énergie renouvelable d'un réseau de chaleur), dans le mix énergétique du réseau et réduire la production de gaz à effet de serre ;
- participer à la structuration de filières locales non délocalisables en valorisant des ressources du territoire.

Pour la réalisation du Schéma Directeur Territorial, une mission d'étude a été confiée à un cabinet spécialisé, la société ELCIMAÏ ENVIRONNEMENT SASU, suite à une consultation de marché public, dont les principales missions sont les suivantes :

- élaborer un diagnostic des réseaux existants sur le territoire (Béthune, Busnes et Norrent-Fontes) ;
- analyser les principaux gisements de production (chaleur fatale, gaz de mine, biomasse, ordures ménagères ...) et de consommation de chaleur sur le territoire ;
- analyser les potentiels de développement des réseaux de chaleur sur le territoire ;
- réaliser le Schéma Directeur du Réseau de Chaleur de la commune de Béthune ;
- accompagner la Communauté d'Agglomération dans la détermination du mode de gestion le plus adapté pour l'exercice de sa compétence « construction et exploitation d'un réseau de chaleur ».

Les principaux résultats de cette étude ont été présentés à la Conférence des Maires le 11 octobre 2022, et concluent à :

- l'absence de zone identifiée comme très favorable à la création de nouveaux réseaux de chaleur à l'échelle du territoire.
- l'existence d'opportunités de création de réseaux très localisés :
  - o Auchel / Calonne-Ricouart
  - o Nœux-les-Mines
  - o Saint-Venant
  - o Bruay-la-Buissière
- la faisabilité de réseaux techniques communaux est à étudier.
- au développement du réseau de chaleur de Béthune, en augmentant le nombre d'abonnés sur les tranchées existantes.
- la poursuite de l'extension du réseau de chaleur de Béthune vers les communes d'Annezin, Beuvry et Chocques.

Pour l'obtention d'aides financières au titre du Fonds Chaleur de l'ADEME ayant pour objet des travaux relatifs aux réseaux de chauffage, l'existence d'un Schéma Directeur Territorial est obligatoire (budget de 520 M € en 2022).

De plus, les abonnés d'un réseau de distribution de chaleur bénéficient du taux réduit de TVA à 5,5 %, si cette chaleur est générée à au moins 50 % par des sources d'énergies renouvelables et de récupération.

Suite à l'avis favorable de la Commission « Développement Économique et Transition Écologique » du 21 novembre 2022, il est proposé à l'Assemblée d'approuver le Schéma Directeur Territorial des Réseaux de Chaleur tel que défini ci-dessus et dans l'annexe ci-jointe. »

Monsieur le Président demande à l'Assemblée de bien vouloir se prononcer,

Sur proposition de son Président,  
Le Conseil communautaire,  
A la majorité absolue,

**APPROUVE** le Schéma Directeur Territorial des Réseaux de Chaleur (SDTRC) tel que défini ci-dessus et dans l'annexe ci-jointe.

**INFORME** que cette délibération peut faire l'objet d'un recours gracieux par saisine de son auteur ou d'un recours contentieux devant le tribunal administratif de Lille, dans un délai de deux mois à compter de sa publication au recueil des actes administratifs de la collectivité.

Ainsi fait et délibéré les jours, mois et an susdits,  
Ont signé au registre des délibérations les membres présents,  
Pour extrait conforme,  
Par délégation du Président,  
Le Vice-président délégué,

Certifié exécutoire par le Président  
Compte tenu de la réception en  
Sous-préfecture le : **13 DEC. 2022**

Et de la publication le : **14 DEC. 2022**  
Par délégation du Président,  
Vice-président délégué,



**IDZIAK Ludovic**



**IDZIAK Ludovic**



# Fiche Opportunité

## Réseau de chaleur de Ruitz



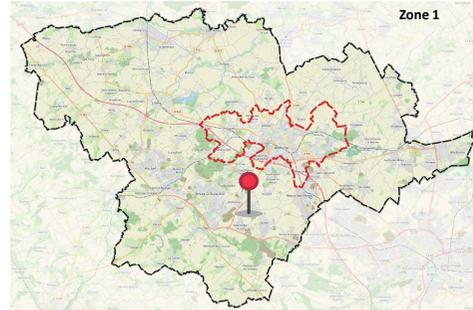
### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Ruitz (62620)

La zone de développement étudiée possède une part de **3%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **8,1** GWh  
La puissance associée vaut **3,5** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	0,2	0,8	7,1
Puissance associée MW	0,1	0,3	3,1



### Description des systèmes de production

#### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Ruitz se trouve dans une zone de potentiel de géothermie à moyen potentiel. Cette source d'énergie ne sera pas retenue.

De la chaleur fatale pourrait être disponible proche de la zone d'étude. Il s'agit des entreprises PPG et de la Société de transmissions Automatiques. Cependant, cette chaleur semble difficilement valorisable car celle-ci est dispersée le long de la chaîne de production. Cette énergie ne semble ainsi pas compétitive pour un tel projet.

Il n'y a pas de station d'épuration identifiée à proximité.

Il n'y a pas de sondage de décompression ou de puit de gaz de mine proche de Ruitz. De plus, la canalisation principale est trop éloignée.

L'UVE situé à Labeuvrière semble être la meilleure solution. L'utilisation de cette source d'énergie est possible grâce aux différentes liaisons entre l'UVE, Hesdigneul-lès-Béthune, Ruitz et enfin Bruay-la-Buissière. Les besoins totaux de ces zones permettent de justifier les investissements nécessaires pour la construction de ces canalisations. Ensemble elles représentent environ 70 GWh pour 14km de liaison (densité de 5MWh/ml). La répartition de l'investissement des liaisons est calculée au prorata de ce que la zone consomme. Ceci implique une mutualisation entre les communes pour développer ces projets de réseau de chaleur. Ces projets placeraient l'UVE de Labeuvrière comme un levier de la transition énergétique du territoire, comme envisagé au PCAET.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie alternative mobilisable pour la production de chaleur des réseaux.

#### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est de la **CVE**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérée + pertes réseau) vaut environ **2 900 kW**

Au vu des ressources disponibles en chaleur fatale dans la zone, il est possible d'obtenir un taux de couverture à hauteur de **100%**, grâce à cette ressource, ce qui représente environ **3 000 kW**

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante **3 000 kW**

Cet appoint pourrait être supprimé avec l'utilisation des appoints présents au sein des prospects raccordés.

#### Solution de repli

Il semble difficile de développer un réseau de chaleur dans cette zone si la solution de base n'est pas retenue.



### Sous-stations et abonnés

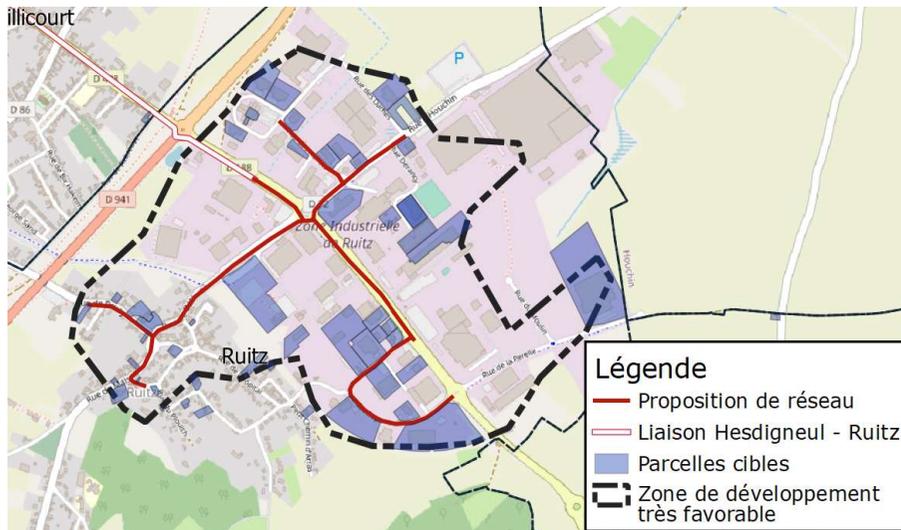
En considérant un nombre potentiel de [20 à 40] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[80kW/SST - 120kW/SST]**



### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

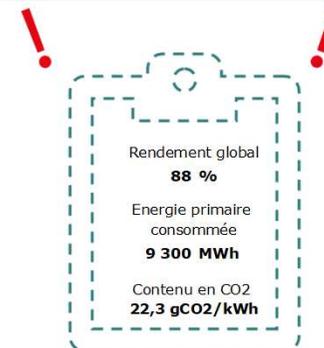
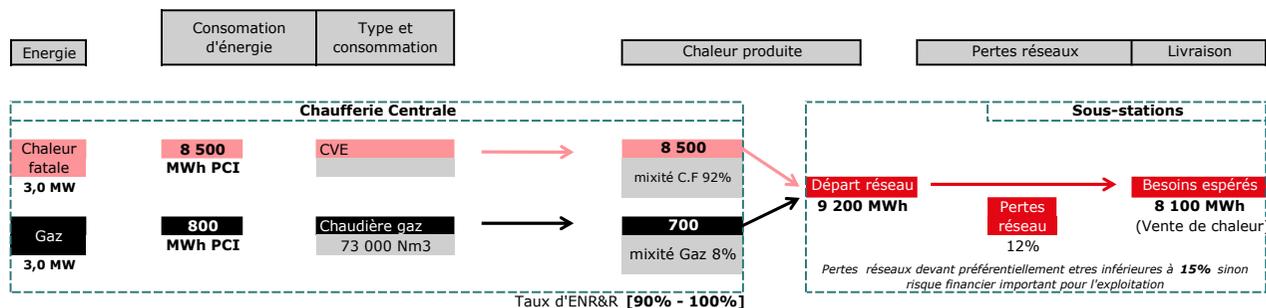
La longueur du réseau proposé est de **3 900 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **2,1 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[20 à 40]**

Réseau Structurant : **2 400 ml**  
Antenne de raccordement : **1 500 ml**





## Bilan énergétique du projet



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production ENR&R	[1300k€ - 1900k€]
Appoint gaz	[420k€ - 640k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[600k€ - 900k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[1300k€ - 2000k€]
Antenne de raccordement	[540k€ - 810k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[3800k€ - 5700k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 510k€ - 770k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[1020k€ - 1530k€]
Antenne de raccordement	[470k€ - 700k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[2000k€ - 3000k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[150 kCHT - 230 kCHT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[40 kCHT - 70 kCHT]
P1 : Achat énergie primaire	[210kCHT - 290kCHT]
P1' : Achat eau et électricité	[3kCHT - 4kCHT]
P2 : Prestation	[73kCHT - 99kCHT]
P3 : GER	[37kCHT - 50kCHT]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[320kCHT - 440kCHT]</b>

Reste à financer et à amortir [1700k€ - 2500k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[28CHT/MWh - 34CHT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[13CHT/MWh - 19CHT/MWh]
Partie exploitation - Total	[42CHT/MWh - 52CHT/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[23CHT/MWh - 28CHT/MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[65CHT/MWh - 79CHT/MWh]
	[69CTTC/MWh - 84CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **43%**

Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **faible** car cette part variable représente essentiellement l'achat de la chaleur à l'industriel, une stabilité de la facture est prévisible.

Classe de prix du coût de la chaleur **[70 - 80] CTTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 €HT/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[90 - 110] CTTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 35€HT/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [140 - 220] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [1700 - 2500] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -92% d'émissions

Qualité de l'air ✓

L'énergie utilisée est une énergie de récupération de la combustion des déchets captés par l'UVE.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La stabilité de la facture est un point notable de ce projet.



## Variante

Variante avec une substitution de l'UVE par un projet de chaufferie Biomasse sèche.

Un secours total est dimensionné, celui-ci peut être limité dans la mesure où les bâtiments raccordés possèdent des installations pouvant répondre à 15-20% des besoins de la zone.

### Chiffres clés - installations

Production	
Puissance de l'installation	1 400 kW
Consommation d'énergie	7 300 MWh
Quantité de combustible	2 000 t

La proposition de tracé du réseau reste inchangé. Mais dans ce cas, il n'y a pas la liaison entre Hesdigneul-lès-Béthune et Ruitz.

### Chiffres clés - Economie

Economie	
Investissement totale	[4300k€ - 6400k€]
Subventions totales	[2200k€ - 3300k€]
Coût restant à charge	[1900k€ - 2900k€]

Coût d'exploitation	
P1 : Achat du Combustible	[330k€HT - 440k€HT]
P1' : Fourniture et électricité	[17k€HT - 23k€HT]
P2 : Prestation	[67k€HT - 91k€HT]
P3 : GER	[84k€HT - 113k€HT]
Total	[490k€HT - 670k€HT]



### Prix moyen de la chaleur

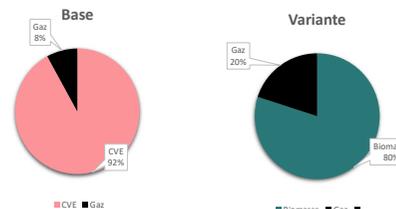
Partie exploitation - Part Variable	[45€HT/MWh - 55€HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[20€HT/MWh - 24€HT/MWh]
Partie exploitation - Total	[64€HT/MWh - 79€HT/MWh]

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6% [26€HT/MWh - 32€HT/MWh]

Classe de prix du coût de la chaleur [100 - 120] CTTC/MWh Augmentation du coût de la chaleur par rapport à la situation de référence. Le projet ainsi considéré ne semble pas être en mesure de devenir compétitif tant sur le plan coût de la chaleur que sur l'impact environnemental.

Coût total de chaleur [90€HT/MWh - 110€HT/MWh] [100€HT/MWh - 120€HT/MWh]

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [450 - 700] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [1400 - 2000] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -75% d'émissions

## Conclusion

### ATOUTS

~ 90 - 95% d'ENR&R  
Réduction et stabilité de la facture  
L'UVE deviendrait un levier de la transition énergétique du territoire

### FAIBLESSES

Peu de tertiaire public, beaucoup de bâtiments d'activités  
Industriel à convaincre (engagement de long terme)

### OPPORTUNITES

Possibilité de réduire les coûts pour les systèmes d'appoint/secours en utilisant les chaudières existantes des industriels (réduction estimée à environ 500k€)

### MENACES

Evolution des besoins et usages des bâtiments

## Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet par une augmentation du coût de la chaleur et la diminution de la part en ENR&R. Il semble difficilement envisageable de développer un réseau de chaleur dans cette zone si le projet proposé précédemment n'est pas réalisé.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Noeux-lès-Mines



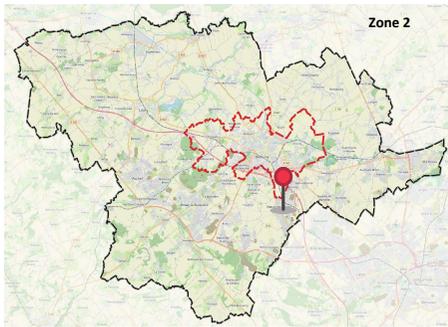
#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Noeux-lès-Mines (62290)

La zone de développement étudiée possède une part de **43%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **13,7** GWh  
La puissance associée vaut **6,3** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	5,9	0,1	7,6
Puissance associée MW	2,5	0,0	3,8



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

La station d'épuration au nord de Noeux-lès-Mines présente un potentiel de valorisation énergétique trop faible. (Cf rapport Mission 3 - Les eaux usées-)

Noeux-lès-Mines est traversé par le réseau principale du gaz de mine, ce qui représente une source d'énergie mobilisable sans nécessairement engager des coûts élevés pour un raccordement au réseau proposé.

Lors de la mission 3, Cadence Industrie a été identifié comme un potentiel de production de chaleur fatale. Cette énergie disponible ne sera pas retenue dans un premier car éloigné des principaux consommateurs. Cependant, pour une extension future cette source d'énergie sera à considérer.

Noeux-lès-Mines se trouve dans une zone de potentiel fort de géothermie de surface (0-200m). Toutefois, cette source de chaleur n'est pas prise en compte pour un premier scénario. Cette source représente une alternative potentielle.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Noeux-lès-Mines, cette énergie ne sera pas retenue, mais peut être une solution de repli.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Gaz de mine**  
Cette chaleur sera restitué via 3 cogénérations de 1,5 MW avec un complément gaz si nécessaire.

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **5 300 kW**

Avec l'utilisation du gaz de mine, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau jusqu'à **85%**, ce qui représente environ **4 500 kW**

Un secours total est dimensionné avec du gaz naturel soit à la puissance max dimensionnante **5 300 kW**

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

##### Solution de repli

Il semble difficile d'envisager une solution de repli à compétitivité égale économiquement, cependant Noeux-lès-Mines se trouve dans une zone de potentiel fort de géothermie de surface.



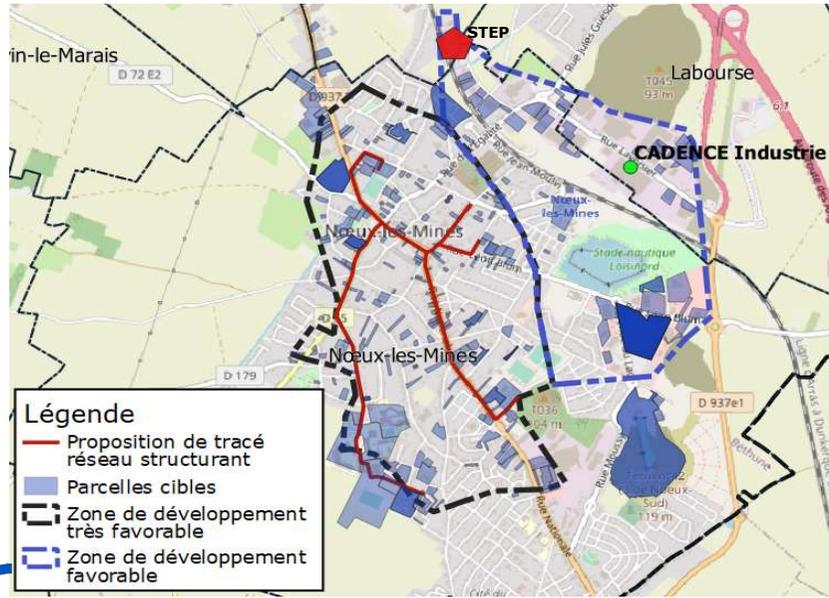
#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [50 à 80] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[70kW/SST - 110kW/SST]**



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **4 800 ml** Dont : **3 300 ml** Réseau Structurant  
Pour une densité linéaire estimée à **2,8 MWh/ml** Antenne de raccordement **1 500 ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[50 à 80]**



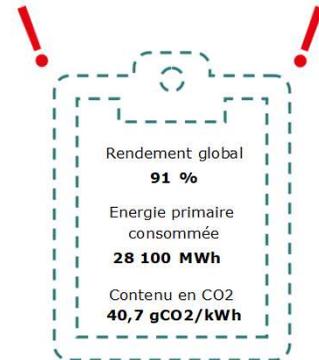
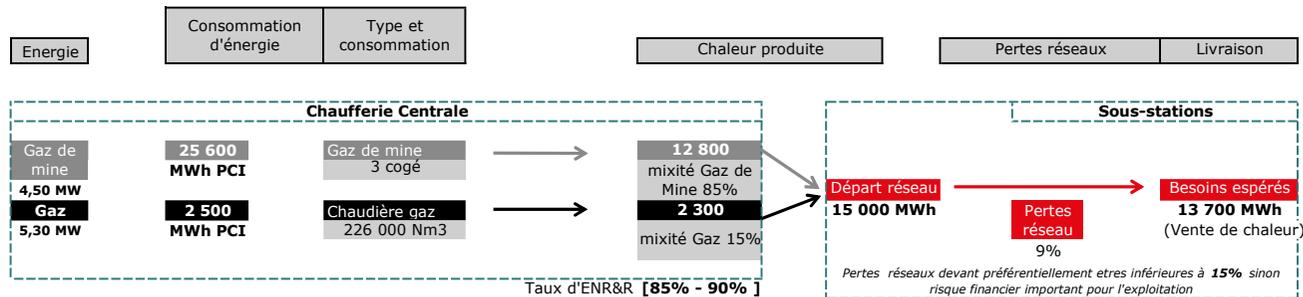
**Légende**

- Proposition de tracé réseau structurant
- Parcelles cibles
- Zone de développement très favorable
- Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux



## Bilan énergétique du projet



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production ENR&R	[80k€ - 120k€]
Appoint gaz	[510k€ - 760k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[1200k€ - 1800k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[1800k€ - 2700k€]
Antenne de raccordement	[540k€ - 810k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[4300k€ - 6400k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production sur 20ans	[ 180k€ - 260k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Total
Réseau structurant	[1400k€ - 2100k€]
Antenne de raccordement	[470k€ - 700k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[2000k€ - 3100k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[300 k€HT - 450 k€HT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[140 k€HT - 200 k€HT]
P1 : Achat énergie primaire	<b>[460k€HT - 630k€HT]</b>
P1' : Achat eau et électricité	[18k€HT - 25k€HT]
P2 : Prestation	[138k€HT - 187k€HT]
P3 : GER	[8k€HT - 11k€HT]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[630k€HT - 850k€HT]</b>

Reste à financer et à amortir [2000k€ - 3100k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[37€HT/MWh - 46€HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[10€HT/MWh - 15€HT/MWh]
<b>Partie exploitation - Total</b>	<b>[42€HT/MWh - 60€HT/MWh]</b>

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé [16€HT/MWh - 19€HT/MWh]

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[64€HT/MWh - 79€HT/MWh]
	[68€TTC/MWh - 83€TTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **58%**  
Toutefois, le risque de la variation du coût de la chaleur est **mesuré** car seulement **15%** de la production totale est dépendante du gaz naturel.

Classe de prix du coût de la chaleur [70 - 90] €TTC/MWh

A noter : une diminution des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) est à prévoir ce qui amènera une hausse progressive du coût de la chaleur (€/MWh) mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 €HT/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de [100 - 120] €TTC/MWh  
Coût établi à partir d'une molécule à 40€HT/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [450 - 700] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [2500 - 3800] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -85% d'émissions

Qualité de l'air ✓

L'utilisation du gaz de mine émet des quantité de gaz équivalente au gaz naturel

### Sociaux

ETP induit par l'exploitati 2

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture |

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci.

Il y a 15% de la production totale de la chaleur qui est instable.

## Conclusion

### ATOUS

~50% de tertiaire public  
~80-90% d'ENR&R  
Réduction de la facture

### FAIBLESSES

Nombre conséquent de petite SST impliquant une commercialisation complexe et une part importante dans l'investissement

### OPPORTUNITES

Projet solaire thermique  
Alternative géothermique possible en substitution du gaz naturel  
Valorisation bois usagés à Labourse

### MENACES

Concurrence de projets utilisant le gaz de Mines.  
Pérennité après les 15 ans de contrat d'achat garanti d'électricité issue des cogénérations au gaz de mines



## Variante

Variante avec intégration du **solaire thermique** permettant de subvenir à hauteur de **15%** des besoins espérés totaux  
Cette variante reprend la même base : utilisation du gaz de mine en énergie principale avec un appoint / secours total gaz

### Chiffres clés - Ajout Centrale Solaire thermique

Production	
Production de chaleur	[2050MWh - 2510MWh]
Surface nécessaire	[6200m <sup>2</sup> - 7600m <sup>2</sup> ]

### Chiffres clés - Configuration complète variante

Economie	
Investissement totale	[8200k€ - 9000k€]
Subventions totales	[3900k€ - 4400k€]
Coût restant à charge	[4000k€ - 4900k€]

Economie - Solaire Thermique	
Investissement ~500€/m	[3110k€ - 3800k€]
Subventions 35€/MWh	[1440k€ - 1760k€]
Coût restant à charge	[1700k€ - 2000k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[440k€ - 510k€]
P2 : Prestation	[175k€ - 194k€]
P3 : GER	[99k€ - 109k€]
Total	[640k€ - 870k€]

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[31 - 38 €HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[19 - 23 €HT/MWh]
Partie exploitation - Total	[50 - 61 €HT/MWh]

Part variable dans le coût de la chaleur 40%  
La **diminution** de la part variable est due à la diminution de la part de gaz dans le mix énergétique

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[28 - 34 €HT/MWh]
---	-------------------

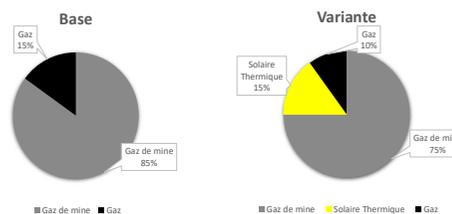
Coût total de chaleur	[77 - 95 €HT/MWh] [82 - 100 €HT/MWh]
-----------------------	---

Classe de prix du coût de la chaleur [80 - 100] €HT/MWh

**Légère augmentation** du coût de la chaleur ; due à l'investissement supplémentaire et au coût d'exploitation.

Cette augmentation est mesurée car la chaleur produite par le solaire thermique a un coût nul. Ceci renforce la stabilité de la facture du projet.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [340 - 500] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [2700 - 3900] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -89% d'émissions

## Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet par une faible augmentation du coût de la chaleur.  
Cependant, il y a une plus grande part d'ENR&R dans la mixité finale.  
Aussi, le solaire thermique accentue la stabilité du projet.

# Fiche Opportunité

Réseau de chaleur de Noyelles-lès-Vermelles



## Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Noyelles-lès-Vermelles (62980)

La zone de développement étudiée possède une part de **26%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **4,4** GWh  
La puissance associée vaut **1,9** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	1,2	0,0	3,3
Puissance associée MW	0,5	0,0	1,4



## Description des systèmes de production

### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Noyelles-lès-Vermelles se trouve dans une zone de potentiel (fort) de géothermie de surface (0-200m). Une installation a été recensée produisant environ 80 MWh/an de chauffage. Cette source d'énergie sera retenue malgré les risques que cela peut engendrer au vu de l'ancienne zone minière. Si cette solution est finalement retenue, une étude complémentaire permettant de caractériser la ressource (auprès d'un hydrogéologue) devra être réalisée.

Il n'y a pas de chaleur fatale identifiée et disponible proche de la zone d'étude.

Il n'y a pas de station d'épuration identifiée à proximité.

Le gaz de mine est une solution envisageable pour Noyelles-lès-Vermelles, pour augmenter le mix énergétique de la zone d'étude et du potentiel futur réseau de chaleur. Cependant, les faibles besoins de la zone ne justifient pas la longueur nécessaire pour se raccorder à la conduite Gazonor (~4km)

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Noyelles-lès-Vermelles, cette énergie ne sera pas retenue, mais peut être une solution de repli.



## Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **900** ml  
Pour une densité linéaire estimée à **5,1** MWh/ml  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[10 à 20]**

Réseau Structurant **500** ml  
Antenne de raccordement **375** ml

Réseau Structurant **500** ml  
Antenne de raccordement **375** ml



**Légende**

- Proposition de tracé réseau structurant
- Parcelles cibles
- - - Zone de développement très favorable
- - - Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux

### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Géothermie sur nappe**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **1 600 kW**

Au vu de cette faible puissance max dimensionnante, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau, grâce à la géothermie, **jusqu'à 100%**, ce qui représente environ **1 600 kW**

Pour des installations géothermiques, un appoint gaz n'est pas nécessaire.

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

### Solution de repli

La solution de repli pourrait être l'installation d'une chaufferie biomasse sans certitude d'avoir une alimentation de celle-ci locale. De plus, il semblerait qu'elle soit moins avantageuse économiquement.

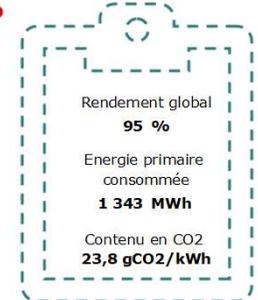
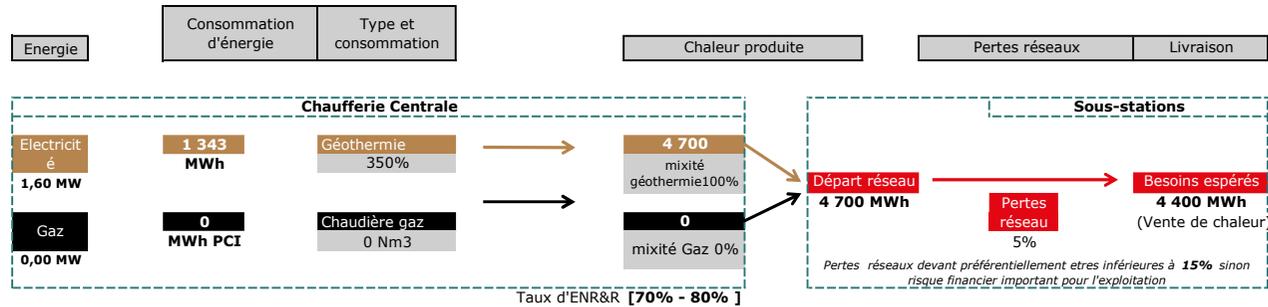


## Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [10 à 20] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[80kW/SST - 130kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production ENR&R	[660k€ - 980k€]
Appoint gaz	
<b>Sous-stations</b>	<b>[300k€ - 450k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[300k€ - 400k€]
Antenne de raccordement	[140k€ - 200k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[1400k€ - 2100k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[320k€ - 480k€]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[210k€ - 320k€]
Antenne de raccordement	[120k€ - 180k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[600k€ - 1000k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[130 kCht - 190 kCht]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 kCht - 0 kCht]
P1 : Achat énergie primaire	[140kCht - 180kCht]
P1' : Achat eau et électricité	[10kCht - 13kCht]
P2 : Prestation	[42kCht - 56kCht]
P3 : GER	[19kCht - 25kCht]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[210kCht - 280kCht]</b>

Reste à financer et à amortir [700k€ - 1000k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[35Cht/MWh - 43Cht/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[13Cht/MWh - 19Cht/MWh]
Partie exploitation - Total	[42Cht/MWh - 60Cht/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé [17Cht/MWh - 21Cht/MWh]

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de 20ans pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[66Cht/MWh - 81Cht/MWh]
	[70CTTC/MWh - 86CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **52%**  
Ainsi, le risque de la variation du coût de la chaleur est **faible**, ce qui représente une stabilité pour la facture.

Classe de prix du coût de la chaleur [70 - 90] CTTC/MWh

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 Cht/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de [100 - 120] CTTC/MWh  
Coût établi à partir d'une molécule à 40Cht/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau **[80 - 100] téqCO2/an**

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence **[800 - 1300] téqCO2/an**

Impact environnemental : GES bilan -91% d'émissions

Qualité de l'air

Aucune émission due à la géothermie

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation **1**

Réduction de la facture

Stabilité de la facture

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci.

La seule instabilité peut venir de l'achat de l'électricité.

## Conclusion

### ATOUS

Solution 100% ENR&R, ~80% renouvelable une fois déduite l'électricité

-100% d'émissions directes de polluants atmosphériques

Réduction et stabilité de la facture

### FAIBLESSES

Si regroupement, chute de la densité linéaire, peut limiter les subventions

### OPPORTUNITES

Extension du réseau à Vibromat

Regroupement avec Vermelles

Projet solaire thermique

### MENACES

Décret tertiaire pouvant amener à une forte baisse des besoins de chaleur des bâtiments et mettre en cause l'équilibre économique



## Variante

Variante avec intégration du **solaire thermique** permettant de subvenir à hauteur de **10%** des besoins espérés totaux. Cette variante reprend la même base : utilisation de la géothermie en principale source de chaleur.

### Chiffres clés - Solaire thermique

Production	
Production de chaleur	<b>[440MWh - 540MWh]</b>
Surface nécessaire	<b>[1300m<sup>2</sup> - 1600m<sup>2</sup>]</b>

Economie - Solaire Thermique	
Investissement ~500€/m <sup>2</sup>	<b>[670k€ - 820k€]</b>
Subventions 35€/MWh	<b>[310k€ - 380k€]</b>
Coût restant à charge	<b>[360k€ - 440k€]</b>

### Chiffres clés - Configuration complète

Economie	
Investissement totale	[2300k€HT - 2600k€HT]
Subventions totales	[1100k€HT - 1200k€HT]
Coût restant à charge	<b>[1200k€HT - 1400k€HT]</b>

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[130k€HT - 150k€HT]
P2 : Prestation	[48k€HT - 53k€HT]
P3 : GER	[43k€HT - 48k€HT]
Total	<b>[200k€HT - 270k€HT]</b>

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - <b>Part Variable</b>	[28 - 34 €HT/MWh ]
Partie exploitation - <b>Part Fixe</b>	[20 - 24 €HT/MWh ]
Partie exploitation - <b>Total</b>	<b>[47 - 58 €HT/MWh ]</b>

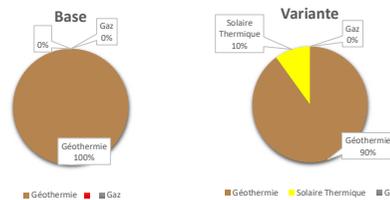
Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6% **[25 - 30 €HT/MWh ]**

Coût total de chaleur **[72 - 88 €HT/MWh ]**  
**[76 - 93 €HT/MWh ]**

Part variable dans le coût de la chaleur **39%**  
La part variable dans le coût de la chaleur est **faible**.  
La seule variabilité peut venir de l'achat de l'électricité pour alimenter les différents équipements de production.

Classe de prix du coût de la chaleur **[80 - 90] €TTC/MWh**  
**Légère augmentation** du coût de la chaleur ; due à l'investissement supplémentaire et au coût d'exploitation.  
Cette augmentation est mesurée car la chaleur produite par le solaire thermique a un coût nul. Ceci renforce la stabilité de la facture du projet.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau **[70 - 110] téqCO2/an**

Emissions évitées des GES **[900 - 1300] téqCO2/an**

Impact environnemental : GES bilan -92% d'émissions

## Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet par une faible augmentation du coût de la chaleur. Le solaire thermique amène ici au projet une stabilité et une pérennité plus importante sans apporter de coût d'entretien.

Le développement du réseau de chaleur dans la zone favorable consiste, principalement, à raccorder l'entreprise Vibromat. Si ce projet est retenu le positionnement de l'entreprise conditionnera l'extension. Les caractéristiques globales ne seront pas endommagées.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Vermelles

Zone N° 4



#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Vermelles (62980)

La zone de développement étudiée possède une part de **35%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **4,0** GWh  
La puissance associée vaut **1,8** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	1,4	0,1	2,6
Puissance associée MW	0,6	0,0	1,2



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Vermelles se trouve dans une zone de potentiel (fort) de géothermie de surface (0-200m). Cette énergie sera retenue malgré les risques que cela peut engendrer au vu de l'ancienne zone minière. Si cette solution est finalement retenue, une étude complémentaire permettant de caractériser la ressource (auprès d'un hydrogéologue) devra être réalisée.

Il n'y a pas de chaleur fatale identifiée et disponible proche de la zone d'étude.

Il n'y a pas de station d'épuration identifiée à proximité.

Il n'y a pas de puits de gaz de mines directement exploitable aux alentours.

Il n'y a pas d'LVE à proximité.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Vermelles, cette énergie ne sera pas retenue, mais peut être une solution de repli.

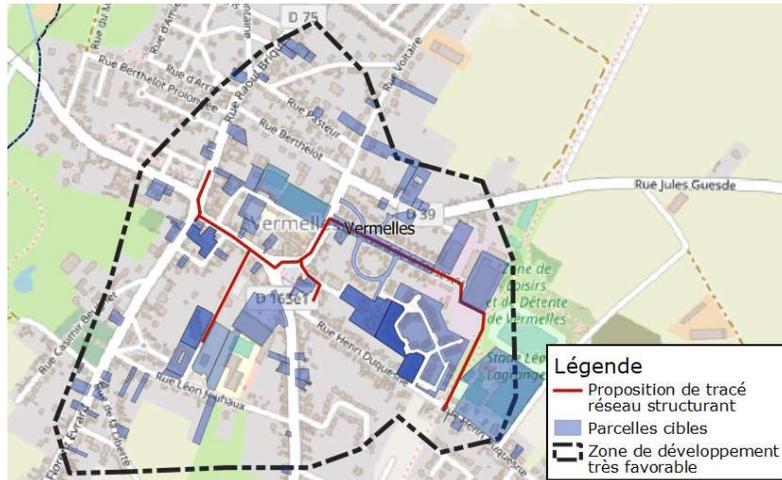


#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **2 600 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **1,6 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[20 à 40]**

Réseau Structurant **1 100 ml**  
Dont : **1 100 ml**

Antenne de raccordement **1 500 ml**



##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Géothermie sur nappe**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **1 600 kW**

Au vu de cette faible puissance max dimensionnante, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau, grâce à la géothermie, **jusqu'à 100%**, ce qui représente environ **1 600 kW**

Pour des installations géothermiques, un appoint gaz n'est pas nécessaire.

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

##### Solution de repli

La solution de repli pourrait être l'installation d'une chaufferie biomasse sans certitude d'avoir une alimentation de celle-ci locale.

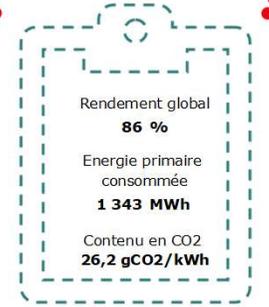
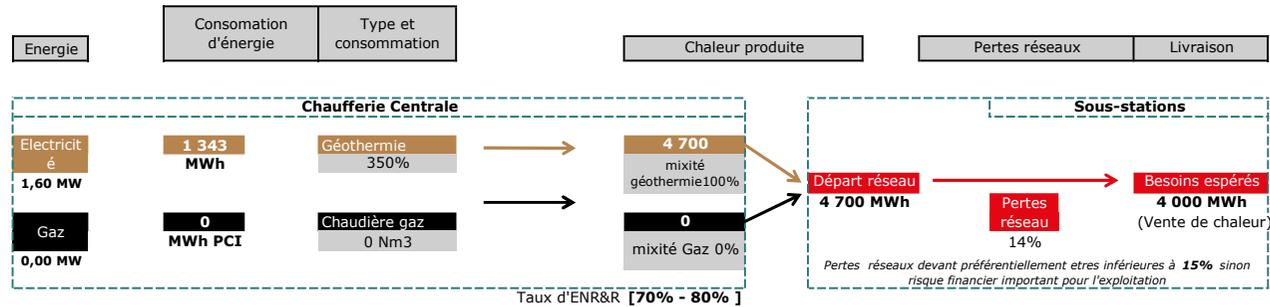


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [20 à 40] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[40kW/SST - 60kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production ENR&R	[700k€ - 1060k€]
Appoint gaz	
<b>Sous-stations</b>	<b>[600k€ - 900k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[600k€ - 900k€]
Antenne de raccordement	[540k€ - 810k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[2500k€ - 3800k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 320k€ - 480k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[470k€ - 700k€]
Antenne de raccordement	[470k€ - 700k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[1300k€ - 1900k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[130 k€ - 190 k€]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 k€ - 0 k€]
P1 : Achat énergie primaire	[140k€ - 190k€]
P1' : Achat eau et électricité	[10k€ - 13k€]
P2 : Prestation	[63k€ - 86k€]
P3 : GER	[22k€ - 29k€]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[230k€ - 310k€]</b>

Reste à financer et à amortir [1100k€ - 1700k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[38€ / MWh - 47€ / MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[20€ / MWh - 30€ / MWh]
Partie exploitation - Total	[42€ / MWh - 74€ / MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[31€ / MWh - 38€ / MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[92€ / MWh - 112€ / MWh]
	[97€ / TTC / MWh - 118€ / TTC / MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **42%**  
Ainsi, le risque de la variation du coût de la chaleur est **faible**, ce qui représente une stabilité pour la facture.

Classe de prix du coût de la chaleur **[100 - 120] € / TTC / MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 € / MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[100 - 120] € / TTC / MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 40€ / MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [80 - 100] téqCO2/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [800 - 1300] téqCO2/an

Impact environnemental : GES bilan -91% d'émissions

Qualité de l'air ✓

Aucune émission due à la géothermie

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci.

La seule instabilité peut venir de l'achat de l'électricité.

## Conclusion

### ATOUTS

~80% d'ENR&R  
-100% d'émissions directes de polluants atmosphériques  
Réduction et stabilité de la facture

### FAIBLESSES

Nombreux bâtiments à raccorder, faible densité énergétique  
Si regroupement, chute de la densité linéaire, peut limiter les subventions

### OPPORTUNITES

Regroupement avec Noyelles-lès-Vermelles  
Projet solaire thermique

### MENACES

Pas de menace externe spécifique au projet identifiée



## Variante

Variante avec intégration du **solaire thermique** permettant de subvenir à hauteur de **10%** des besoins espérés totaux  
Cette variante reprend la même base : utilisation de la géothermie en principale source de chaleur

### Chiffres clés - Solaire thermique

Production	
Production de chaleur	[400MWh - 490MWh]
Surface nécessaire	[1200m <sup>2</sup> - 1500m <sup>2</sup> ]

### Chiffres clés - Configuration complète

Economie	
Investissement totale	[3500k€ - 3900k€]
Subventions totales	[1800k€ - 2000k€]
Coût restant à charge	[1700k€ - 2000k€]

Economie - Solaire Thermique	
Investissement ~500€/m <sup>2</sup>	[610k€ - 750k€]
Subventions 35€/MWh	[280k€ - 350k€]
Coût restant à charge	[330k€ - 400k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[130k€ - 150k€]
P2 : Prestation	[71k€ - 79k€]
P3 : GER	[50k€ - 56k€]
Total	[230k€ - 310k€]

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[31 - 38 CHT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[28 - 35 CHT/MWh]
Partie exploitation - Total	[59 - 72 CHT/MWh]

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6%	[39 - 48 CHT/MWh]
---	-------------------

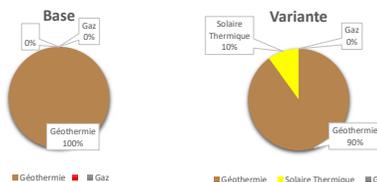
Coût total de chaleur	[98 - 120 CHT/MWh]
	[104 - 127 CHT/MWh]

Part variable dans le coût de la chaleur 31%  
La part variable dans le coût de la chaleur est faible.

La seule variabilité peut venir de l'achat de l'électricité pour alimenter les différents équipements de production.

Classe de prix du coût de la chaleur [100 - 130] €CTTC/MWh  
**Légère augmentation** du coût de la chaleur ; due à l'investissement supplémentaire et au coût d'exploitation.  
Cette augmentation est mesurée car la chaleur produite par le solaire thermique a un coût nul. Ceci renforce la stabilité de la facture du projet.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [70 - 110] téqCO2/an

Emissions évitées des GES [900 - 1300] téqCO2/an

Impact environnemental : GES bilan -92% d'émissions

## Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet par une faible augmentation du coût de la chaleur.

Le solaire thermique amène ici au projet une stabilité et une pérennité plus importante sans apporter de coût d'entretien.

Le projet 100% géothermie semble la meilleure opportunité.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Auchy-lès-Mines



#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Auchy-lès-Mines (62138)

La zone de développement étudiée possède une part de **23%** de tertiaire public pour les besoins espérés

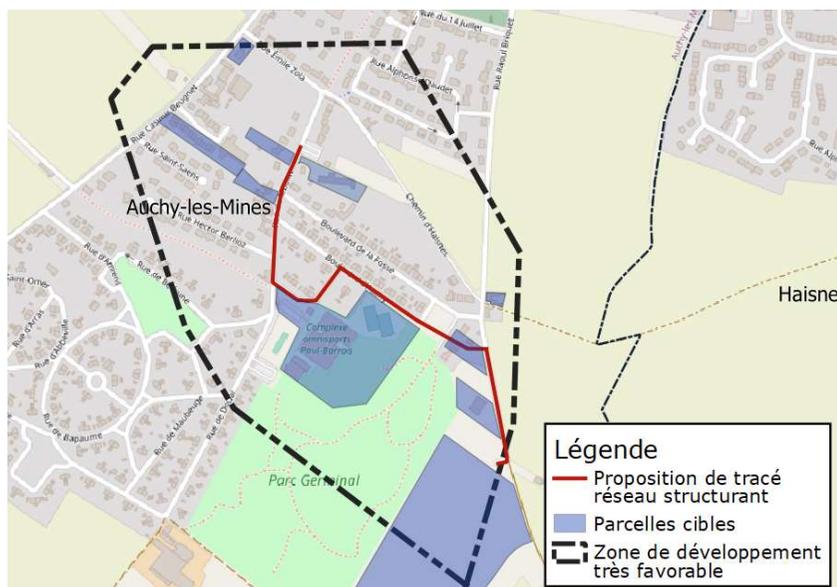
Les besoins espérés s'élèvent à **2,8** GWh  
La puissance associée vaut **1,2** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	0,6	2,1	0,1
Puissance associée MW	0,3	0,9	0,0



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **1 000 ml** Réseau  
Pour une densité linéaire estimée à **2,8 MWh/ml** Structurant  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[10 à 20]** Antenne de raccordement **500 ml**



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Auchy-lès-Mines se trouve dans une zone de potentiel (fort) de géothermie de surface (0-200m). Cette source d'énergie sera retenue malgré les risques que cela peut engendrer au vu de l'ancienne zone minière. Si cette solution est finalement retenue, une étude complémentaire permettant de caractériser la ressource (auprès d'un hydrogéologue) devra être réalisée.

Il n'y a pas de chaleur fatale identifiée et disponible directement proche de la zone d'étude.

La station d'épuration sur la commune est trop éloignée pour espérer son exploitation.

Il n'y a pas de puits de gaz de mines directement exploitable aux alentours. Il y a une probabilité très faible pour que Gazonor soit intéressé pour l'ouverture d'un nouveau puit.

Il n'y a pas d'UVE à proximité.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Auchy-lès-Mines, cette énergie ne sera pas retenue, mais peut être une solution de repli.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Géothermie sur nappe**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ

**1 000 kW**

Au vu de cette faible puissance max dimensionnante, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau, grâce à la géothermie, **jusqu'à 100%**, ce qui représente environ **1 000 kW**

Pour des installations géothermiques, un appoint gaz n'est pas nécessaire.

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

##### Solution de repli

Il semble ne pas avoir de solution de repli compétitive économiquement et en quantité suffisante et pérenne pour alimenter ce réseau de chaleur.

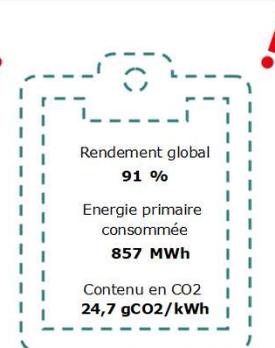
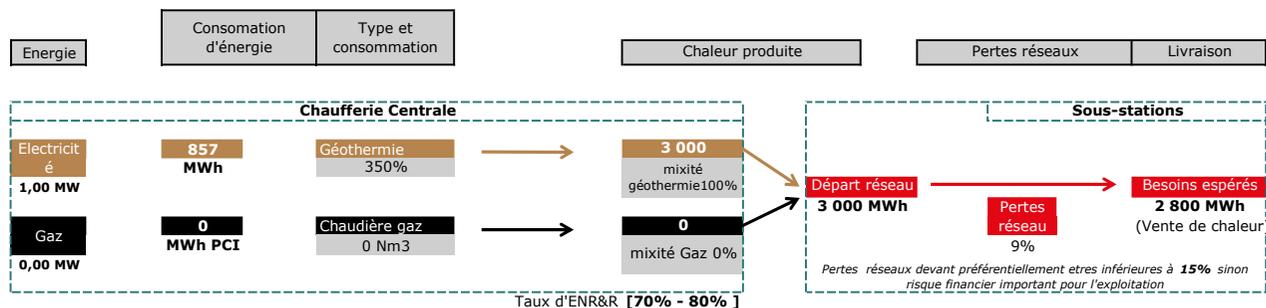


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [10 à 20] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[80kW/SST - 120kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production ENR&R	[480k€ - 720k€]
Appoint gaz	
<b>Sous-stations</b>	<b>[200k€ - 300k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[300k€ - 400k€]
Antenne de raccordement	[180k€ - 270k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[1200k€ - 1700k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[320k€ - 480k€]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[210k€ - 320k€]
Antenne de raccordement	[160k€ - 230k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[700k€ - 1000k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[80 kCHT - 120 kCHT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 kCHT - 0 kCHT]
P1 : Achat énergie primaire	[90kCHT - 120kCHT]
P1' : Achat eau et électricité	[7kCHT - 9kCHT]
P2 : Prestation	[29kCHT - 39kCHT]
P3 : GER	[10kCHT - 14kCHT]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[130kCHT - 180kCHT]</b>

Reste à financer et à amortir [400k€ - 600k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[36CHT/MWh - 45CHT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[13CHT/MWh - 20CHT/MWh]
Partie exploitation - Total	[42CHT/MWh - 63CHT/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[17CHT/MWh - 21CHT/MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[68CHT/MWh - 83CHT/MWh]
	[72CTTC/MWh - 88CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **53%**  
Ainsi, le risque de la variation du coût de la chaleur est **faible**, ce qui représente une stabilité pour la facture.

Classe de prix du coût de la chaleur **[70 - 90] CTTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 CHT/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[100 - 120] CTTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 40CHT/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [50 - 100] téqCO2/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [500 - 800] téqCO2/an

Impact environnemental : GES bilan -91% d'émissions

Qualité de l'air ✓

Aucune émission due à la géothermie

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci.

La seule instabilité peut venir de l'achat de l'électricité.

## Conclusion

### ATOUS

~70-80% d'ENR&R

-100% d'émissions directes de polluants atmosphériques

Réductions et stabilité de la facture

### FAIBLESSES

1/5 tertiaire public

75% des besoins sont issus d'un industriel (Grès de Perne)

Si regroupement, chute de la densité linéaire, peut limiter les subventions

### OPPORTUNITES

Regroupement avec Haisne, Douvrin, Billy-Berclau

Projet solaire thermique

### MENACES

Perte équilibre économique en cas de déréglage de l'industriel



## Variante

Variante avec intégration du **solaire thermique** permettant de subvenir à hauteur de **10%** des besoins espérés totaux. Cette variante reprend la même base : utilisation de la géothermie en principale source de chaleur.

### Chiffres clés - Solaire thermique

Production	
Production de chaleur	[280MWh - 340MWh]
Surface nécessaire	[800m <sup>2</sup> - 1000m <sup>2</sup> ]

Economie - Solaire Thermique	
Investissement ~500€/m <sup>2</sup>	[420k€ - 510k€]
Subventions 35€/MWh	[190k€ - 240k€]
Coût restant à charge	[230k€ - 280k€]

### Chiffres clés - Configuration complète

Economie	
Investissement totale	[1800k€ - 2000k€]
Subventions totales	[1000k€ - 1100k€]
Coût restant à charge	[700k€ - 900k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[90k€ - 100k€]
P2 : Prestation	[33k€ - 37k€]
P3 : GER	[22k€ - 25k€]
Total	[130k€ - 170k€]

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[29 - 36 CHT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[19 - 23 CHT/MWh]
Partie exploitation - Total	[48 - 59 CHT/MWh]

Part variable dans le coût de la chaleur 40%  
La part variable dans le coût de la chaleur est faible.

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6%	[25 - 30 CHT/MWh]
---	-------------------

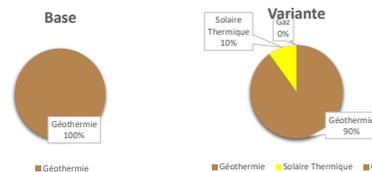
La seule variabilité peut venir de l'achat de l'électricité pour alimenter les différents équipements de production.

Coût total de chaleur	[73 - 89 CHT/MWh] [77 - 94 CHT/MWh]
-----------------------	--

Classe de prix du coût de la chaleur [80 - 90] €TTC/MWh

**Légère augmentation** du coût de la chaleur ; due à l'investissement supplémentaire et au coût d'exploitation. Cette augmentation est mesurée car la chaleur produite par le solaire thermique a un coût nul. Ceci renforce la stabilité de la facture du projet.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [50 - 70] téqCO2/an

Emissions évitées des GES [600 - 800] téqCO2/an

Impact environnemental : GES bilan -92% d'émissions

## Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet via une faible augmentation du coût de la chaleur.

Le projet de réseau de chaleur dans cette zone se doit d'être très compétitif car 75% des besoins identifiés viennent de la société Grès de Perne.

Le projet 100% géothermie semble la meilleure opportunité, sans importants besoins de chaleur estivale identifiés.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Haisnes

Zone N° 6



#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Haisnes (62138) Douvrin (62138)

La zone de développement étudiée possède une part de **25%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **3,8 GWh**  
La puissance associée vaut **1,7 MW**

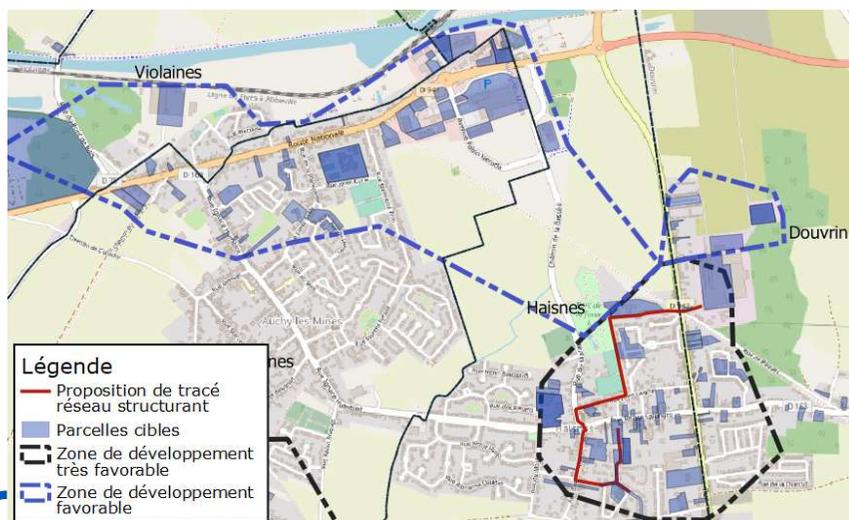
Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	1,0	0,1	2,7
Puissance associée MW	0,4	0,0	1,2



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **1 700 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **2,2 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[10 à 30]**

Réseau Structurant : **1 300 ml**  
Antenne de raccordement : **425 ml**



**Légende**

- Proposition de tracé réseau structurant
- Parcelles cibles
- Zone de développement très favorable
- Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Haisnes se trouve dans une zone de potentiel (fort) de géothermie de surface (0-200m). Cette source d'énergie sera retenue malgré les risques que cela peut engendrer au vu de l'ancienne zone minière. Si cette solution est finalement retenue, une étude complémentaire permettant de caractériser la ressource (auprès d'un hydrogéologue) devra être réalisée.

Il n'y a pas de chaleur fatale identifiée et disponible directement proche de la zone d'étude. Le plus proche étant la zone industrielle de Douvrin-Billy-Berclau.

Il n'y a pas de station d'épuration identifiée directement proche de la zone étudiée.

Gaz de mine : Il y a un sondage de décompression sur la commune d'Auchy-lès-mines (S51) mais il y a une probabilité très faible pour que Gazonor soit intéressé pour l'ouverture d'un nouveau puit.

Il n'y a pas d'UVE à proximité.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Auchy-lès-Mines, cette énergie ne sera pas retenue.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Géothermie sur nappe**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **1 500 kW**

Au vu de cette faible puissance max dimensionnante, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau, grâce à la géothermie, **jusqu'à 100%**, ce qui représente environ **1 500 kW**

Pour des installations géothermiques, un appoint gaz n'est pas nécessaire.

##### Solution de repli

Il semble ne pas avoir de solution de repli compétitive économiquement et en quantité suffisante et pérenne pour alimenter ce réseau de chaleur.

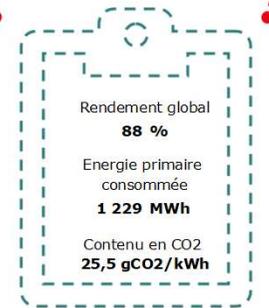
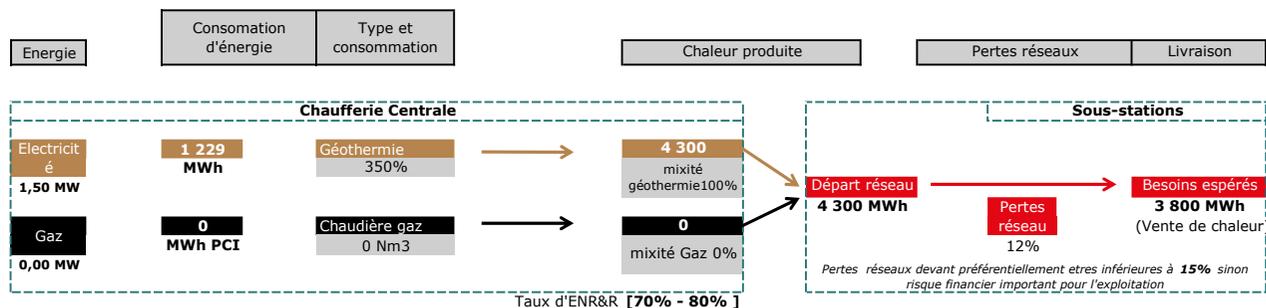


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [10 à 30] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[70kW/SST - 100kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production ENR&R	[630k€ - 950k€]
Appoint gaz	
<b>Sous-stations</b>	<b>[340k€ - 510k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[700k€ - 1100k€]
Antenne de raccordement	[150k€ - 230k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[1900k€ - 2800k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[320k€ - 480k€]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[550k€ - 830k€]
Antenne de raccordement	[130k€ - 200k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[1000k€ - 1500k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[120 kCHT - 180 kCHT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 kCHT - 0 kCHT]
P1 : Achat énergie primaire	[130kCHT - 170kCHT]
P1' : Achat eau et électricité	[9kCHT - 12kCHT]
P2 : Prestation	[44kCHT - 59kCHT]
P3 : GER	[17kCHT - 24kCHT]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[200kCHT - 260kCHT]</b>

Reste à financer et à amortir [800k€ - 1200k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[37Cht/MWh - 46Cht/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[15Cht/MWh - 23Cht/MWh]
Partie exploitation - Total	[42Cht/MWh - 67Cht/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[23Cht/MWh - 28Cht/MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[78Cht/MWh - 95Cht/MWh]
	[82Cht/MWh - 100Cht/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **48%**  
Ainsi, le risque de la variation du coût de la chaleur est **faible**, ce qui représente une stabilité pour la facture.

Classe de prix du coût de la chaleur **[80 - 100] €TTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 Cht/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[100 - 120] €TTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 40Cht/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau **[80 - 100] téqCO2/an**

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence **[800 - 1200] téqCO2/an**

Impact environnemental : GES bilan -91% d'émissions

Qualité de l'air ✓

Aucune émission due à la géothermie

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation **1**

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci.

La seule instabilité peut venir de l'achat de l'électricité.

## Conclusion

### ATOUTS

~70-80% d'ENR&R (une fois déduit la part électricité)

-100% d'émissions par rapport à la situation de référence

Réduction et stabilité de la facture

### FAIBLESSES

Puissance par sous-station faible  
--> augmentation des coûts d'investissement

Pertes réseaux élevées

Si regroupement chute de la densité potentielle

### OPPORTUNITES

Regroupement avec Auchy-lès-Mines, Douvrin, Billy-Berclau

Projet solaire thermique

### MENACES

## Variante

L'extension du réseau dans les zones favorables impliquerait de développer environ 5 km de réseau structurant, ainsi que les antennes de raccordement.

Les besoins totaux de la zone étendue serait de 12 GWh (pour seulement 10% de tertiaire public).

La densité thermique serait alors d'environ 1,6MWh/ml.

Avec l'extension du projet aux zones favorables, le coût de la chaleur s'élèverait entre **110 et 140 CTTC/MWh**.

## Conclusion

L'extension ne permet plus la compétitivité du projet par suite d'une augmentation trop importante du coût de la chaleur.

Le tertiaire public représente seulement 10% des besoins espérés totaux, le projet semble moins sécurisant.

Une extension du projet de base ne semble pas envisageable. Ceci n'empêche pas aux communes concernées de réaliser une étude pour un réseau technique communal.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Douvrin

Zone N° **7**



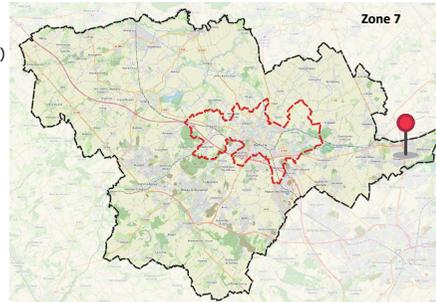
#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Douvrin (62138) Billy-Berclau (62138)

La zone de développement étudiée possède une part de **9%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **24,8** GWh  
La puissance associée vaut **10,7** MW

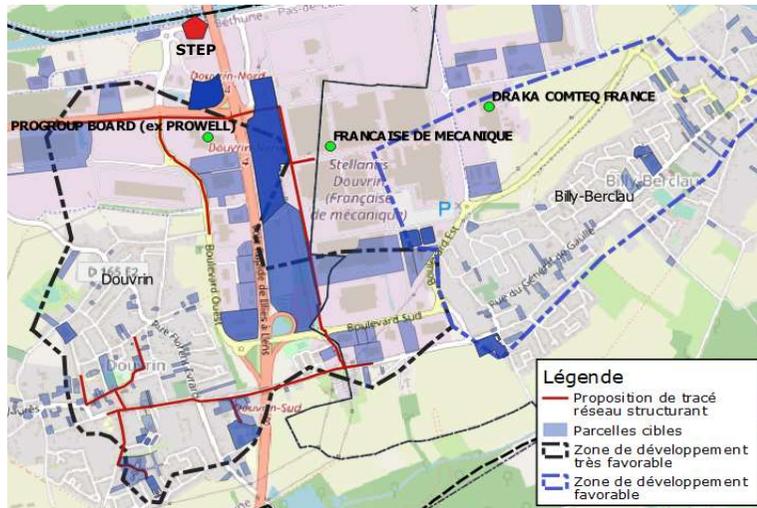
Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	2,3	3,1	19,4
Puissance associée MW	1,0	1,4	8,4



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **5 700 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **4,4 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[20 à 40]**

Réseau Structurant : **4 200 ml**  
Antenne de raccordement : **1 500 ml**



Pour extension ou projet plus ambitieux



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Douvrin se trouve dans une zone de potentiel fort de géothermie de surface (0-200m). Cette source de chaleur est considérée pour ce projet.

De la chaleur fatale est identifiée aux abords de la zone d'étude. Il s'agit notamment des industriels DRAKA, Progroup BOARD, Française mécanique ou potentiellement l'entreprise ACC. Française mécanique et Progroup Board ont une activité en déclin. Compte tenu de l'étude menée par AEC, la gigafactory aurait des consommations en électricité de 160 MW, ce qui laisse présumer un potentiel de chaleur fatale conséquent. Pour ce projet, on récupérerait la chaleur fatale issue de ACC.

Il y a une station d'épuration identifiée à proximité, mais son débit entrant est trop faible pour être exploitable.

Gaz de mine : Il y a un sondage de décompression sur la commune d'Auchy-lès-mines (S51) mais il y a une probabilité très faible pour que Gazonor soit intéressé pour l'ouverture d'un nouveau puit. Il ne faut alors pas considérer cette énergie comme mobilisable en cas de regroupement avec la zone de Haisnes.

Il n'y a pas d'UVE à proximité.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Douvrin cette énergie ne sera pas retenue.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Chaleur fatale**  
Cette chaleur fatale sera récupérée à partir de ACC.

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **8 800 kW**

Au vu des ressources disponibles en chaleur fatale dans la zone, il est possible d'obtenir un taux de couverture à hauteur de 50%, grâce à la chaleur fatale, ce qui représente environ **3 500 kW**

Une installation géothermique d'une puissance de **2 600 kW** permet d'augmenter le mix énergétique à 90%.

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante **8 800 kW**

##### Solution de repli

Il n'existe pas d'autre solution que la chaleur fatale pour être économiquement compétitif.

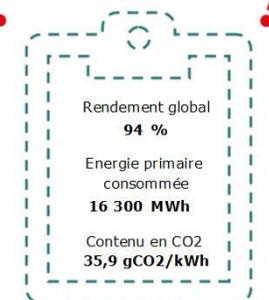
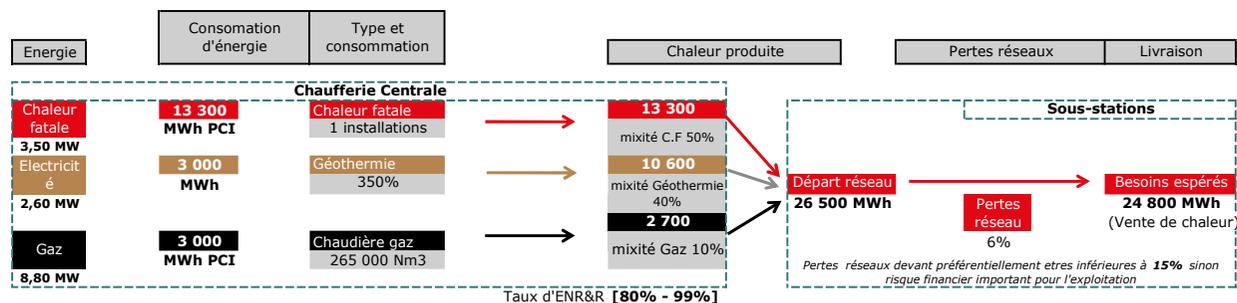


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [20 à 40] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[230kW/SST - 350kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production	
ENR&R	[1040k€ - 1560k€]
Appoint gaz	[840k€ - 1270k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[600k€ - 900k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[3400k€ - 5000k€]
Antenne de raccordement	[540k€ - 810k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[6500k€ - 9700k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 570k€ - 850k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Total
Réseau structurant	[1780k€ - 2670k€]
Antenne de raccordement	[470k€ - 700k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[2800k€ - 4200k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[510 k€HT - 770 k€HT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[160 k€HT - 240 k€HT]
P1 : Achat énergie primaire	[710k€HT - 960k€HT]
P1' : Achat eau et électricité	[31k€HT - 42k€HT]
P2 : Prestation	[137k€HT - 185k€HT]
P3 : GER	[89k€HT - 121k€HT]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[970k€HT - 1310k€HT]</b>

Reste à financer et à amortir [3400k€ - 5200k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[32€HT/MWh - 39€HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[9€HT/MWh - 13€HT/MWh]
Partie exploitation - Total	[42€HT/MWh - 51€HT/MWh]
Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[14€HT/MWh - 18€HT/MWh]
<b>Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)</b>	<b>[56€HT/MWh - 68€HT/MWh]</b>
	<b>[59€CTTC/MWh - 72€CTTC/MWh]</b>

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **57%**  
Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **modéré** car cette part variable représente essentiellement l'achat de la chaleur à l'industriel et du complément en gaz naturel, une stabilité de la facture est prévisible.

Classe de prix du coût de la chaleur **[60 - 70] €CTTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 €HT/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[80 - 100] €CTTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 35€HT/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [710 - 1100] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [4500 - 6800] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -86% d'émissions

Qualité de l'air ✓

L'énergie utilisée est, en partie, une énergie de récupération, il n'y a alors aucune émission supplémentaire dans l'atmosphère.  
Le gaz naturel représente une grande majorité des émissions.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci.  
En comparaison à de l'alimentation 100% gaz naturel, la facture sera stable.

L'alimentation de ce réseau telle que proposée reste **risquée**. Effectivement, ce réseau est dépendant de la volonté ou non de l'industriel de s'engager à livrer de la chaleur fatale qu'il est susceptible de pouvoir produire ou encore de la pérennité de l'entreprise.

### Conclusion

#### ATOUTS

~80-95% d'ENR&R  
-86% d'émissions de GES  
Réduction et stabilité de la facture

#### FAIBLESSES

Peu d'entretien et donc peu d'emploi généré par ce réseau de chaleur  
Peu de tertiaire public

#### OPPORTUNITES

Extension sur la commune de Billy Berclau et regroupement zone 5 et 6  
Possibilité de réduire les coûts pour la chaudière d'appoint en utilisant celle des industriels

#### MENACES

Industriel à convaincre  
Si regroupement, chute de la densité linéaire et augmentation des pertes réseaux

## Variante

La variante proposée ici est l'extension du réseau dans la zone favorable de Billy-Berclau. Il s'agit des principaux chiffres clés.

### Chiffre clés - Zone étudiée

Besoins espérés totaux	<b>30 GWh</b>	Longueur du réseau étendu	<b>7 900 ml</b>
Puissance associées	<b>13 MW</b>	Densité linéaire	<b>3,8 MWh/ml</b>

### Chiffres clés - Installations

	Puissance	Chaleur produite	Consommation d'énergie
Chaleur fatale	<b>4 000 kW</b>	[ 12 GWh - 17 GWh ]	[ 12 GWh PCI - 17 GWh PCI ]
Géothermie	<b>2 600 kW</b>	[ 9 GWh - 13 GWh ]	[ 3 GWh - 4 GWh ]
Appoint gaz	<b>10 700 kW</b>	[ 5 GWh - 8 GWh ]	[ 6 GWh PCI - 8 GWh PCI ]

### Chiffres clés - Economie

Economie	
Investissement totale	[9200k€ - 13700k€]
Subventions totales	[3100k€ - 4700k€]
Coût restant à charge	<b>[5600k€ - 8600k€]</b>

### Coût d'exploitation

P1 + P1' : Combustible et fourniture	[770k€ - 1050k€]
P2 : Prestation	[137k€ - 185k€]
P3 : GER	<b>[115k€ - 155k€]</b>
Total	<b>[1030k€ - 1390k€]</b>



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - <b>Part Variable</b>	[28€ - 34€]
Partie exploitation - <b>Part Fixe</b>	[8€ - 12€]
Partie exploitation - <b>Total</b>	<b>[37€ - 45€]</b>

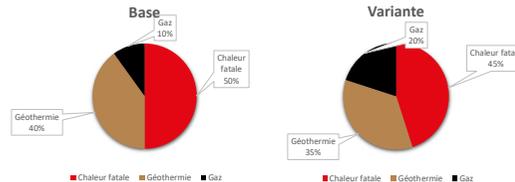
Part variable dans le coût de la chaleur **48%**  
La part variable est non négligeable. Elle est due à l'utilisation du gaz naturel dans l'alimentation de ce réseau.

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6% **[21€ - 26€]**

Coût total de chaleur **[58€ - 71€]**  
**[61€ - 74€]**

Classe de prix du coût de la chaleur **[60 - 70] €CTC/MWh**  
Le coût de la chaleur est équivalent avec la solution de base.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [1470 - 2200] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [4900 - 7300] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -77% d'émissions

### Conclusion

Avec l'extension dans Billy-Berclau, la part globale du tertiaire public est augmentée (~20%), le projet semblerait plus sécurisé.

Les principales caractéristiques du réseau de chaleur ne sont pas endommagées.  
La variante proposée garde la même compétitivité économique du projet que la solution de base ; ceci est induit par l'augmentation des énergies fossiles dans le mix énergétique.

Pour garder cette même compétitivité tarifaire, le projet global est moins vertueux. La ressource géothermique est disponible en quantité suffisante pour réduire cette part en énergie fossile, cependant il faudrait réaliser un forage supplémentaire (~1M€ pour ~2MW de puissance). Cette investissement ne serait que faiblement compensé car l'appoint gaz est nécessaire pour couvrir à minima la part en chaleur fatale.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de La Couture



#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune La Couture (62136)

La zone de développement étudiée possède une part de **81%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élevaient à **2,1** GWh  
La puissance associée vaut **0,9** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	1,7	0,1	0,3
Puissance associée MW	0,7	0,0	0,2



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

La Couture possède une station de traitement des eaux usées trop petite (débit entrant trop faible) pour permettre une valorisation énergétique de l'unité. Le seuil pour le débit moyen étant fixé à environ 150m<sup>3</sup>/h.

La Couture se situe dans une zone de gisement géothermique (de surface) moyen disponible au sein de la CABBALR, il est considéré qu'un projet géothermique est viable seulement dans les zones de gisement à fort potentiel. (CF fiche méthodo)

Le solaire thermique pourrait être possible malgré le faible ensoleillement de la région par rapport à la moyenne nationale.

Il n'y a pas de chaleur fatale à proximité

Il n'y a pas de potentiel site d'exploitation de gaz de mine

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Au vu de la ressource à mobiliser (très faible), le projet n'aura pas d'impact sur la filière. Une production 100% locale (voire communale) via la production d'agro-combustible (miscanthus) pourrait être envisageable.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production retenu pour cette zone est une **Chaufferie biomasse**  
Cette chaufferie sera alimentée par des plaquettes bocagères et/ou plaquettes forestières

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **800 kW**

Au vu de cette faible puissance max dimensionnante, il est possible de considérer une alimentation du projet de réseau de chaleur à **100%** grâce à la biomasse.

Une redondance des équipements (par exemple 4 chaudières de 200kW) avec des systèmes rendant indépendant l'exploitation de chacune de celles-ci peut permettre de se passer de secours gaz.

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

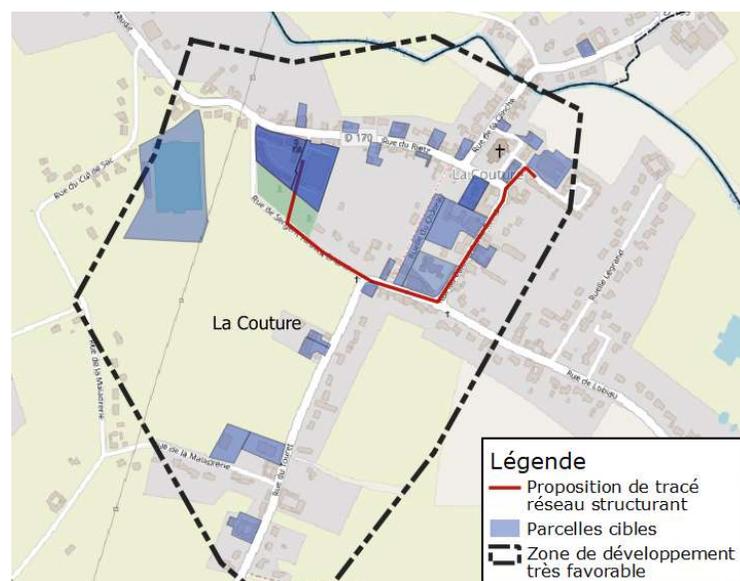
##### Solution de repli

Une alimentation différente de ce projet semble difficilement envisageable à ce jour.



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **1 100 ml** Réseau Structurant  
Pour une densité linéaire estimée à **1,9 MWh/ml** Dont : **600 ml** Antenne de raccordement  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[10 à 20]** **500 ml**

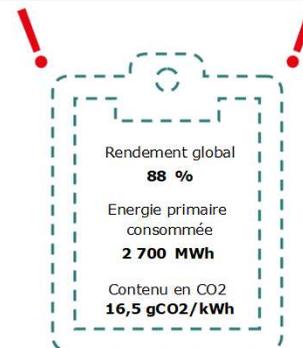
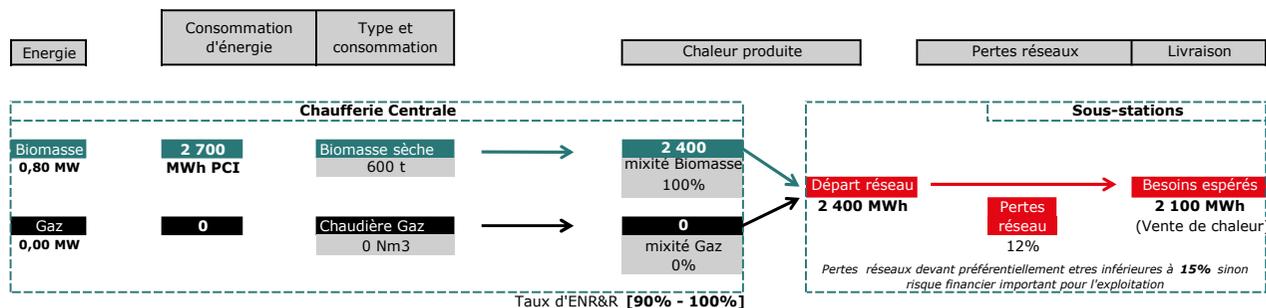


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [10 à 20] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[60kW/SST - 90kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production	
Chaufferie Biomasse	[770k€ - 1150k€]
Appoint gaz	
<b>Sous-stations</b>	<b>[200k€ - 300k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[300k€ - 500k€]
Antenne de raccordement	[180k€ - 270k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[1500k€ - 2200k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 410k€ - 610k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[250k€ - 380k€]
Antenne de raccordement	[160k€ - 230k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[800k€ - 1200k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[60 k€ - 90 k€]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 k€ - 0 k€]
P1 : Achat énergie primaire	[70k€ - 90k€]
P1' : Achat eau et électricité	[6k€ - 8k€]
P2 : Prestation	[27k€ - 37k€]
P3 : GER	[16k€ - 21k€]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[120k€ - 160k€]</b>

Reste à financer et à amortir [600k€ - 900k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[37€ / MWh - 46€ / MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[20€ / MWh - 30€ / MWh]
Partie exploitation - Total	[42€ / MWh - 73€ / MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[34€ / MWh - 41€ / MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de 20ans pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[93€ / MWh - 114€ / MWh]
	[98€ / MWh - 120€ / MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **40%**

Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **mesuré** car cette part variable représente essentiellement l'achat du combustible, une stabilité de la facture est prévisible puisque le combustible considéré est de la biomasse (plaquettes bocagères et/ou forestières)

Classe de prix du coût de la chaleur [100 - 120] € / MWh

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 € / MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de [100 - 120] € / MWh Coût établi à partir d'une molécule à 40€ / MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [30 - 40] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [400 - 700] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -90% d'émissions

Qualité de l'air

La combustion du bois solide est émettrice de polluants volatiles. Les systèmes de traitement actuels permettent de réduire considérablement ces émissions.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture

Les comparaisons ci-dessus sont réalisées vis-à-vis de la situation de référence. La stabilité de la facture est un point fort de ce projet malgré la part importante de l'achat du combustible dans le coût de la chaleur.

Création d'une filière locales pour l'alimentation de la chaudière biomasse. Créer un emploi non délocalisable pour l'exploitation et l'entretien du réseau de chaleur.

## Conclusion

ATOUTS	FAIBLESSES
80% de tertiaire public	La densité limitée, des petites sous-stations, le peu de prospects induisent un coût de construction et d'exploitation élevé.
~90-95% d'ENR&R	Faible compétitivité
Stabilité de la facture	Petit pour Concession
	Utilisation d'une ressource à quantité restreinte sur le territoire et alentours
OPPORTUNITES	MENACES
Possibilité d'utilisation d'agrocombustible local (myscanthus) avec des partenariats avec des agriculteurs de la commune.	Mairie neuve avec un système de chauffage neuf (PAC)
Création du réseau en régie.	

## Variante

Pour un projet avec de faibles besoins recensés, la multiplication d'installation de production n'est pas la solution la plus adaptée.

Voici quelques chiffres clés si ce projet devait être alimenté par le solaire thermique.

Besoins espérés totaux sont de **2 GWh**. Il est possible d'espérer une production de chaleur via le solaire de 330 kWh/(m<sup>2</sup>.an) de panneaux installés. La moyenne en fonction des régions se situe entre 300 et 500 kWh/(m<sup>2</sup>.an) - source ADEME

Ainsi, au vu des hypothèses prises, il faudrait pour la zone de La Couture installer entre **8 500 et 9 000 m<sup>2</sup>** de panneaux, à un coût compris entre **400 et 800 €/m<sup>2</sup>**.

De plus les subventions espérées, grâce au fond chaleur ADEME, se calcule via la production d'énergie à hauteur de **35€/MWh produit**.

Ceci voudrait dire qu'il y aurait un coût d'amortissement compris entre 4 et 5 M€ pour la partie production.

A cela doit s'ajouter les coûts du réseau, les coûts d'exploitation et les coûts des systèmes de stockage de chaleur. De cette rapide analyse, une alimentation 100% ou en grande partie par le solaire thermique ne semble pas le plus compétitive.

## Fiche Opportunité

Réseau de chaleur de Saint-Venant



### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Saint-Venant (62350)

La zone de développement étudiée possède une part de **65%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **8,1** GWh  
La puissance associée vaut **3,5** MW

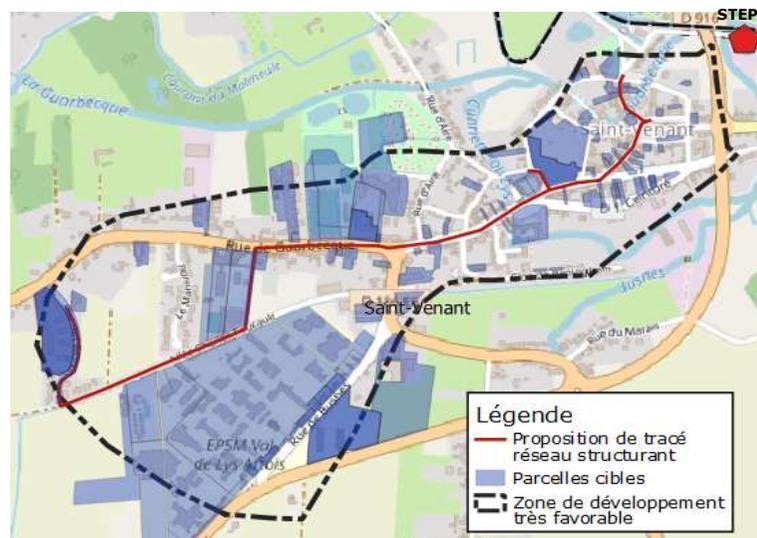
Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	5,3	0,0	2,8
Puissance associée MW	2,2	0,0	1,3



### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **3 200 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **2,5 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[20 à 30]**

Réseau Structurant Antenne de raccordement  
Dont : **1 700 ml** **1 500 ml**



### Description des systèmes de production

#### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Saint-Venant possède une station de traitement des eaux usées trop petite (débit entrant trop faible) pour permettre une valorisation énergétique de l'unité. Le seuil pour le débit moyen étant fixé à environ 150m<sup>3</sup>/h.

Saint-Venant se situe dans le gisement géothermique moyen disponible au sein de la CABBALR, il est considéré qu'un projet géothermique est viable seulement dans les gisements à fort potentiel. (CF fiche méthodo)

Les systèmes captant une source de chaleur à faible température (ci-dessus) sont peu adaptés à la zone, étant donné la présence d'un réseau de chaleur interne à l'EPSM nécessitant un niveau de température élevé.

Le solaire thermique pourrait être possible malgré le faible ensoleillement de la région par rapport à la moyenne nationale. Une variante incluant le solaire thermique est proposée ci-après.

La chaleur fatale du site industriel d'Isbergues est une autre source de chaleur. Ce site se situe à environ 6km du centre ville de Saint-Venant. Il peut délivrer jusqu'à 8MW à un réseau de chaleur. Dans un premier temps, le développement d'un réseau à Saint-Venant est étudié. Ainsi la prise en compte de la chaleur fatale disponible sera intégrée lors d'un potentiel regroupement avec la zone de développement d'Isbergues ; et voir aussi jusqu'à Aire sur la Lys.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux.

#### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production retenu pour cette zone est une **Chaufferie biomasse**  
Cette chaufferie sera alimentée par des plaquettes bocagères et/ou plaquettes forestières

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ

**3 000 kW**  
Ainsi pour un taux de couverture de **80%** via la chaufferie biomasse, la puissance de celle-ci est estimée à **1 200 kW**

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante de **3 000 kW**

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

#### Solution de repli

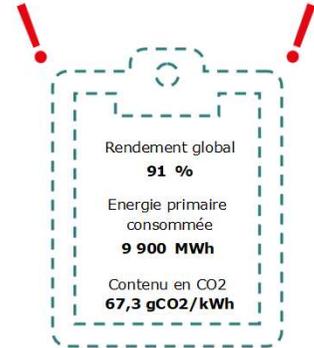
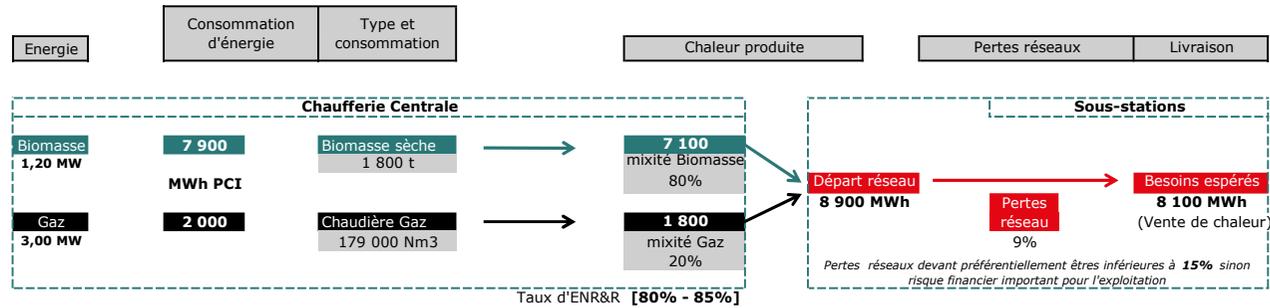


### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [20 à 30] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[120kW/SST - 180kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production	
Chaufferie Biomasse	[1150k€ - 1730k€]
Appoint gaz	[420k€ - 630k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[400k€ - 600k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[900k€ - 1400k€]
Antenne de raccordement	[540k€ - 810k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[3500k€ - 5200k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[740k€ - 1100k€]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Total
Réseau structurant	[720k€ - 1080k€]
Antenne de raccordement	[470k€ - 700k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[1900k€ - 2900k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[190 kCht - 290 kCht]
Achat énergie primaire non ENR&R	[110 kCht - 160 kCht]
P1 : Achat énergie primaire	[320kCht - 430kCht]
P1' : Achat eau et électricité	[16kCht - 22kCht]
P2 : Prestation	[74kCht - 100kCht]
P3 : GER	[66kCht - 90kCht]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[470kCht - 640kCht]</b>

Reste à financer et à amortir [1400k€ - 2200k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[44Cht/MWh - 53Cht/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[16Cht/MWh - 24Cht/MWh]
Partie exploitation - Total	[42Cht/MWh - 76Cht/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[20Cht/MWh - 24Cht/MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[82Cht/MWh - 100Cht/MWh]
	[86CTTC/MWh - 106CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part variable dans le coût de la chaleur **53%**  
Ainsi, le risque de la variation du coût de la chaleur est **élevée** et dépendant de l'approvisionnement du combustible.

Classe de prix du coût de la chaleur **[90 - 110] €TTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 Cht/MWh PCS le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[100 - 120] €TTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 40Cht/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [440 - 650] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [1300 - 2000] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -75% d'émissions

### Qualité de l'air

La combustion du bois solide est émettrice de polluants volatiles. Les systèmes de traitement actuels permettent de réduire considérablement ces émissions.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture

Les comparaisons ci-dessus sont réalisées vis-à-vis de la situation de référence. La stabilité de la facture est un point fort de ce projet malgré la part importante de l'achat du combustible dans le coût de la chaleur.

Création d'une filière locales pour l'alimentation de la chaudière biomasse. Créer un emploi non délocalisable pour l'exploitation et l'entretien du réseau de chaleur.

### Conclusion

**ATOUS**  
2/3 de tertiaire public  
~ 80% d'ENR&R  
Stabilité et réduction de la facture

**FAIBLESSES**  
Utilisation d'une ressource à quantité restreinte sur le territoire et alentours  
Si regroupement chute de la densité potentielle

**OPPORTUNITES**  
Regroupement avec la zone d'Isbergues  
Projet solaire thermique

**MENACES**  
Surexploitation de la ressource disponible  
Si regroupement, chute de la densité linéaire, peut limiter les subventions



## Variante

Variante avec intégration du **solaire thermique** permettant de subvenir à hauteur de **10%** des besoins espérés totaux. Cette variante reprend la même base : une chaufferie biomasse en principale source de chaleur et un appoint gaz en secours total.

### Chiffres clés - Solaire thermique

Production	
Production de chaleur	[810MWh - 990MWh]
Surface nécessaire	[2400m <sup>2</sup> - 3000m <sup>2</sup> ]

Economie - Solaire Thermique	
Investissement ~500€/m <sup>2</sup>	[1220k€ - 1500k€]
Subventions 35€/MWh	[570k€ - 690k€]
Coût restant à charge	[660k€ - 810k€]

### Chiffres clés - Configuration complète

Economie	
Investissement totale	[5400k€ - 5900k€]
Subventions totales	[2900k€ - 3200k€]
Coût restant à charge	[2400k€ - 2900k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[330k€ - 380k€]
P2 : Prestation	[86k€ - 95k€]
P3 : GER	[168k€ - 186k€]
Total	[520k€ - 700k€]

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[38 - 47 €HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[30 - 36 €HT/MWh]
Partie exploitation - Total	[68 - 83 €HT/MWh]

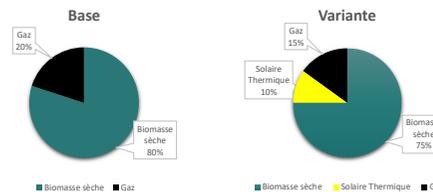
Part variable dans le coût de la chaleur 40%. La diminution de la part variable est due à la diminution de la part de la biomasse dans le mix énergétique.

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6%	[28 - 34 €HT/MWh]
---	-------------------

Coût total de chaleur	[96 - 117 €HT/MWh] [101 - 123 €HT/MWh]
-----------------------	---

Classe de prix du coût de la chaleur [100 - 120] €TTC/MWh. Légère augmentation du coût de la chaleur ; due à l'investissement supplémentaire et au coût d'exploitation. Cette augmentation est mesurée car la chaleur produite par le solaire thermique a un coût nul. Ceci renforce la stabilité de la facture du projet.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [340 - 510] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [1500 - 2100] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -81% d'émissions

### Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet par une faible augmentation du coût de la chaleur. L'intégration en supplément du solaire thermique permet de réduire de réduire l'impact environnemental (GES, polluants atmosphériques et utilisation d'une ressource limitée) en répondant à un besoin fort de chaleur en été.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Isbergues

Zone N° 11



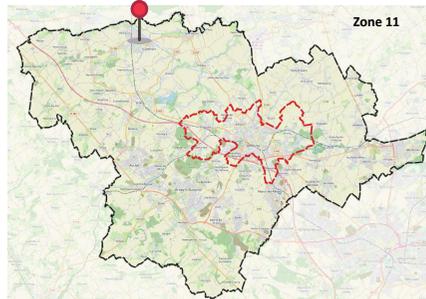
#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Isbergues (62330)

La zone de développement étudiée possède une part de **40%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **8.0** GWh  
La puissance associée vaut **3,6** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	3,2	0,2	4,6
Puissance associée MW	1,3	0,1	2,2



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Isbergues se trouve dans une zone de potentiel moyen géothermique. Il est considéré d'un projet géothermique est viable seulement dans les gisements à fort potentiel. (CF fiche méthodo)

De la chaleur fatale est identifiée aux abords de la zone d'étude. Il s'agit notamment des industriels RECYCO, APERAM, IGNEO, ou possiblement Thyssen Krupp

Il y a une station d'épuration identifiée à proximité, son débit entrant est trop faible (120m3/h) pour être exploitable. En effet, cela nécessiterait un débit d'environ 430m3/h pour couvrir l'ensemble du projet.

Il n'y a pas de potentiel puits de gaz de mine à proximité.

Il n'y a pas d'UVE à proximité.

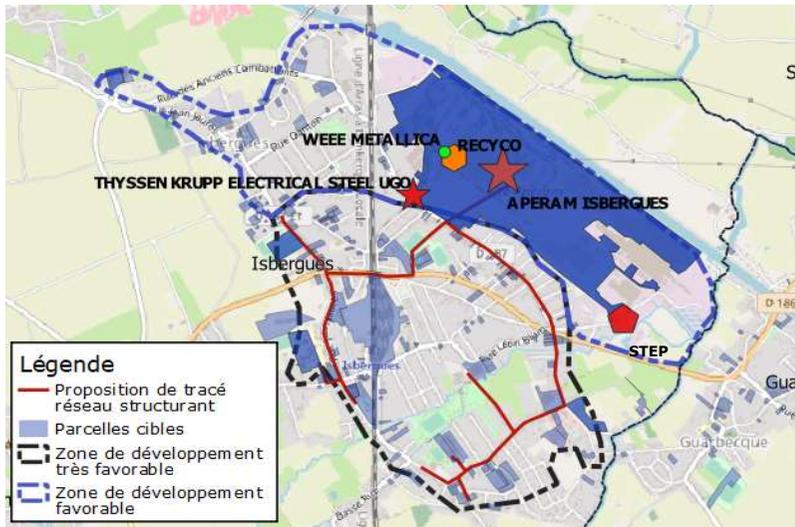
Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Isbergues cette énergie ne sera pas retenue.



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **6 500 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **1,2 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[40 à 60]**

Réseau Structurant Dont : **4 000 ml**  
Antenne de raccordement **2 500 ml**



Légende	
	Proposition de tracé réseau structurant
	Parcelles cibles
	Zone de développement très favorable
	Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Chaleur fatale - Site APERAM**  
Cette chaleur fatale sera récupérée à partir des industries APERAM / RECYCO

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **3 200 kW**

Au vu des ressources disponibles en chaleur fatale dans la zone, il est possible d'obtenir un taux de couverture à hauteur de **100%**, grâce à la chaleur fatale, ce qui représente environ **3 200 kW**

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante **3 200 kW**

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

##### Solution de repli

Une alimentation différente semble compromise au vu des caractéristiques du projet, celui-ci ne serait plus acceptable économiquement (densité limitée, pertes réseaux élevées). Un projet de réseau de chaleur ne semble pourtant pas exclu si l'étendu de celui-ci est plus restreinte.

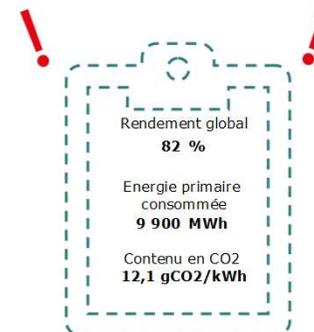
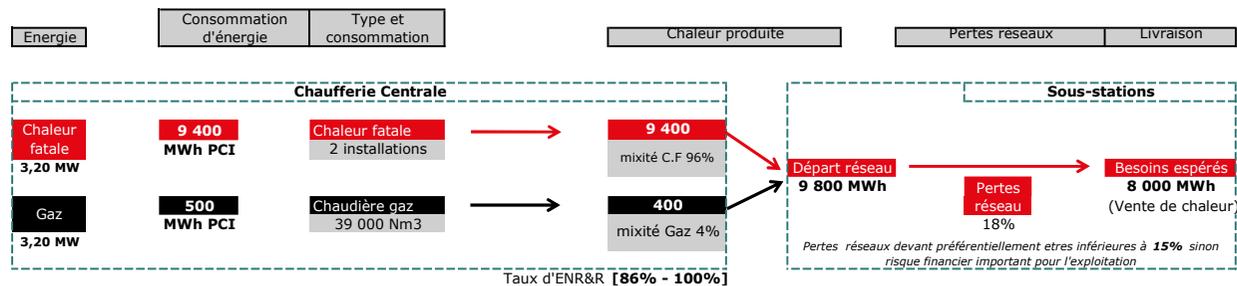


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [40 à 60] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[50kW/SST - 80kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production	
ENR&R	[80k€ - 120k€]
Appoint gaz	[460k€ - 680k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[1000k€ - 1500k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[2200k€ - 3300k€]
Antenne de raccordement	[900k€ - 1350k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[4700k€ - 7100k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 160k€ - 240k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Total
Réseau structurant	[1700k€ - 2540k€]
Antenne de raccordement	[780k€ - 1170k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[2600k€ - 4000k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[160 kCHT - 230 kCHT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[20 kCHT - 40 kCHT]
P1 : Achat énergie primaire	[190kCHT - 260kCHT]
P1' : Achat eau et électricité	[13kCHT - 17kCHT]
P2 : Prestation	[84kCHT - 114kCHT]
P3 : GER	[7kCHT - 10kCHT]

Reste à financer et à amortir [2000k€ - 3000k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur

Total Charges annuelles [300kCHT - 400kCHT]



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[27CHT/MWh - 33CHT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[11CHT/MWh - 16CHT/MWh]
Partie exploitation - Total	[42CHT/MWh - 48CHT/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé [26CHT/MWh - 32CHT/MWh]

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt années.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[65CHT/MWh - 80CHT/MWh]
	[69CTTC/MWh - 84CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **41%**  
Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **faible** car cette part variable représente essentiellement l'achat de la chaleur à l'industriel, une stabilité de la facture est prévisible.

Classe de prix du coût de la chaleur [70 - 80] CTTC/MWh

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 CHT/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de [100 - 120] CTTC/MWh  
Coût établi à partir d'une molécule à 40CHT/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [80 - 100] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [1900 - 2800] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -96% d'émissions

Qualité de l'air ✓

L'énergie utilisée est une énergie de récupération, il n'y a alors aucune émission supplémentaire dans l'atmosphère

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci. En comparaison à de l'alimentation gaz naturel, la facture sera nettement plus stable.

L'alimentation de ce réseau telle que proposée reste **risquée**. Effectivement, ce réseau est dépendant de la volonté ou non de l'industriel de s'engager à livrer de la chaleur fatale pour qu'il est susceptible de pouvoir produire ou encore de la pérennité de l'entreprise.

### Conclusion

#### ATOUTS

Deux industriels distincts et complémentaires

Partenariat local

Réduction et stabilité de la facture

#### FAIBLESSES

Taille insuffisante pour fortement intéresser les industriels

Peu d'entretien et donc peu d'emploi généré par ce réseau

Peu de tertiaire public

#### OPPORTUNITES

Regroupement avec Isbergues et/ou Aire sur la Lys

Possibilité de réduire les coûts pour la chaudière d'appoint en utilisant la chaudière d'appoint des industriels

#### MENACES

Réduction d'activités indus et donc des périodes de fourniture de chaleur (arrêt weekend, etc.)

Dépendance des industriels pour la fourniture de chaleur (fatale comme possiblement de secours)



## Variante

Variante avec intégration du **solaire thermique** permettant de subvenir à hauteur de **10%** des besoins espérés totaux. Cette variante reprend la même base : utilisation de la chaleur fatale en principale source de chaleur et un appoint gaz en secours total.

### Chiffres clés - Solaire thermique

Production	
Production de chaleur	[800MWh - 980MWh]
Surface nécessaire	[2400m <sup>2</sup> - 3000m <sup>2</sup> ]

Economie - Solaire Thermique	
Investissement ~500€/m <sup>2</sup>	[1210k€ - 1480k€]
Subventions 35€/MWh	[560k€ - 690k€]
Coût restant à charge	[650k€ - 800k€]

### Chiffres clés - Configuration complète

Economie	
Investissement totale	[6800k€ - 7500k€]
Subventions totales	[3700k€ - 4100k€]
Coût restant à charge	[2900k€ - 3500k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[210k€ - 240k€]
P2 : Prestation	[117k€ - 129k€]
P3 : GER	[62k€ - 68k€]
Total	[350k€ - 470k€]



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[25 - 30 CHT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[21 - 26 CHT/MWh]
Partie exploitation - Total	[46 - 56 CHT/MWh]

Part variable dans le coût de la chaleur **31%**. La part variable dans le coût de la chaleur est **faible**.

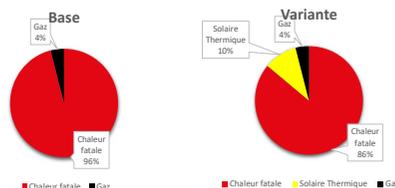
Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6%	[34 - 41 CHT/MWh]
---	-------------------

La seule variabilité peut venir de l'achat de l'électricité pour alimenter les différents équipements de production.

Coût total de chaleur	[80 - 98 CHT/MWh] [84 - 103 CHT/MWh]
-----------------------	---

Classe de prix du coût de la chaleur **[80 - 100] CTTC/MWh**. **Augmentation** du coût de la chaleur ; due à l'investissement supplémentaire et au coût d'exploitation.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [90 - 140] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [1900 - 2800] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -95% d'émissions

### Conclusion

La variante proposée réduit la compétitivité du projet par une faible augmentation du coût de la chaleur.

La faible densité linéaire du projet pourrait limiter les subventions. Des exceptions sont accordées par l'ADEME si le projet possède une densité comprise entre 1 et 1,5 MWh/ml. Dans ce cas il faut une forte compétitivité du projet.

La solution de base en utilisant la chaleur fatale disponible semble alors la meilleure solution.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Lillers

Zone N° 14



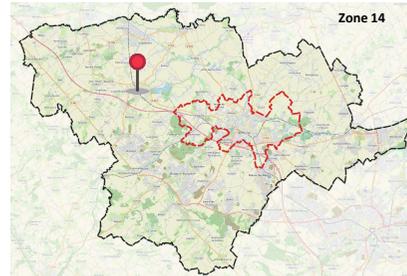
### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Lillers (62190)

La zone de développement étudiée possède une part de **35%** de tertiaire public pour les besoins espérés

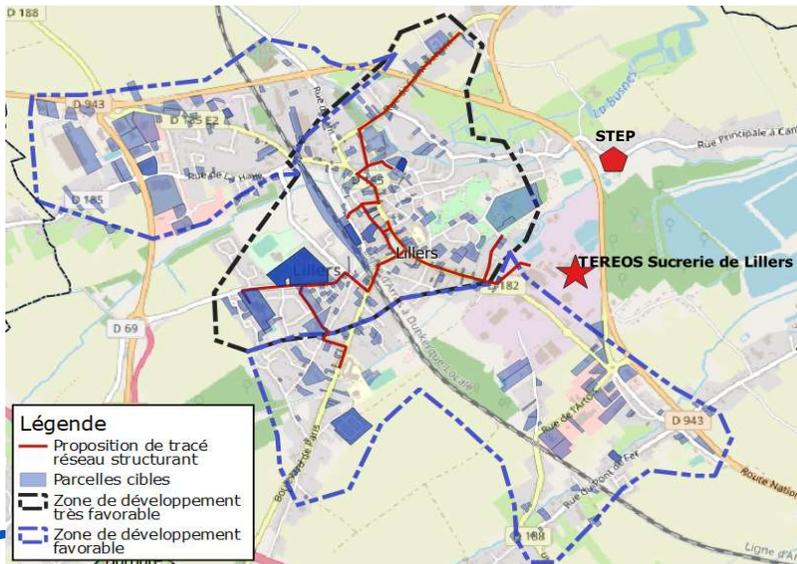
Les besoins espérés s'élèvent à **10,5** GWh  
La puissance associée vaut **4,8** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	3,7	0,1	6,7
Puissance associée MW	1,5	0,0	3,3



### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **5 100 ml** Dont : **3 600 ml** Réseau Structurant  
Pour une densité linéaire estimée à **2,1 MWh/ml** Antenne de raccordement **1 500 ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[50 à 80]**



Légende	
	Proposition de tracé réseau structurant
	Parcelles cibles
	Zone de développement très favorable
	Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux



### Description des systèmes de production

#### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Lillers se trouve dans une zone de potentiel fort de géothermie de surface (0-200m). Toutefois, cette source de chaleur n'est pas prise en compte pour un premier scénario. Cette source représente une alternative potentielle.

De la chaleur fatale est identifiée aux abords de la zone d'étude. Il s'agit de la sucrierie TEREOS.

Il y a une station d'épuration identifiée à proximité, son débit entrant est trop faible (120m3/h) pour être exploitable. Rappel : seuil minimal 150m3/h. En effet cela nécessiterait un débit ~530m3/h pour alimenter l'ensemble du projet.

Il n'y a pas de potentiel puits de gaz de mine à proximité.

L'UVE situé à Labeuvrière peut représenter une source de chaleur. Cette unité se trouve à environ 7km de Lillers, ainsi l'utilisation de la chaleur issue de l'UVE n'est viable seulement si TEREOS se raccorde au réseau pour devenir consommateur. Dans ce cas, TEREOS aura une double casquette producteur et consommateur. De plus, au vu des besoins de chaleur de TEREOS, la densité linéaire du projet de réseau de chaleur ne sera pas dérisoire. La mobilisation de l'UVE pour ce projet de réseau de chaleur permettrait de faire de l'UVE un point d'enjeu centrale de la CABBALR.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Pour Lillers cette énergie ne sera pas retenue, mais peut être une solution de repli.

#### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est le **Chaleur fatale - TEREOS**  
Cette chaleur fatale sera récupérée à TEREOS

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **4 100 kW**

Au vu des ressources disponibles en chaleur fatale dans la zone, il est possible d'obtenir un taux de couverture à hauteur de **70%**, grâce à la chaleur fatale, ce qui représente environ **4 100 kW**

En complément, une installation géothermique est dimensionnée **1 000 kW**  
Ceci permet d'alimenter, en partie, le projet de réseau de chaleur lorsque TEREOS n'est plus en fonctionnement.

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante **4 100 kW**

#### Solution de repli

L'utilisation de la géothermie à 100% pour alimenter pourrait être une solution viable. Cependant, le coût de la chaleur pourrait plus élevée.

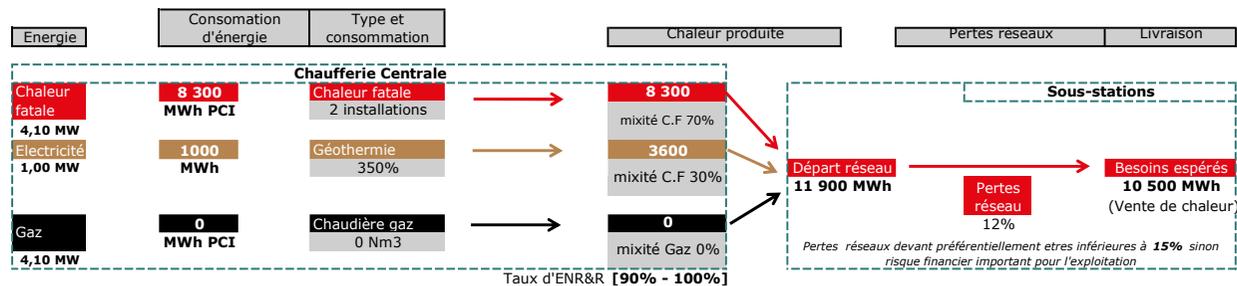


### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [50 à 80] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[50kW/SST - 80kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production	
ENR&R	[540k€ - 820k€]
Appoint gaz	[590k€ - 880k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[1200k€ - 1800k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[2000k€ - 2900k€]
Antenne de raccordement	[540k€ - 810k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[5000k€ - 7500k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 340k€ - 500k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Total
Réseau structurant	[1530k€ - 2290k€]
Antenne de raccordement	[470k€ - 700k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[2300k€ - 3500k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[240 k€HT - 360 k€HT]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 k€HT - 0 k€HT]
P1 : Achat énergie primaire	[250k€HT - 340k€HT]
P1' : Achat eau et électricité	[15k€HT - 20k€HT]
P2 : Prestation	[100k€HT - 135k€HT]
P3 : GER	[32k€HT - 43k€HT]

Reste à financer et à amortir [2500k€ - 3800k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur

Total Charges annuelles [400k€HT - 540k€HT]



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[27€HT/MWh - 33€HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[12€HT/MWh - 18€HT/MWh]
Partie exploitation - Total	[42€HT/MWh - 49€HT/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé [25€HT/MWh - 31€HT/MWh]

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt années.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[66€HT/MWh - 80€HT/MWh]
	[69€CTTC/MWh - 85€CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **41%**  
Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **faible** car cette part variable représente essentiellement l'achat de la chaleur à l'industriel, une stabilité de la facture est prévisible.

Classe de prix du coût de la chaleur [70 - 80] CTTC/MWh

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 €HT/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de [100 - 120] CTTC/MWh  
Coût établi à partir d'une molécule à 40€HT/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [60 - 100] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [2300 - 3400] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -97% d'émissions

Qualité de l'air ✓

L'énergie utilisée est une énergie de récupération, il n'y a alors aucune émission supplémentaire dans l'atmosphère

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 2

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

La réduction de la facture est notable s'il y a un développement de réseau de chaleur comme celui-ci. En comparaison à de l'alimentation gaz naturel, la facture sera nettement plus stable.

L'alimentation de ce réseau telle que proposée reste **risquée**. Effectivement, ce réseau est dépendant de la volonté ou non de l'industriel de s'engager à livrer de la chaleur fatale qu'il est susceptible de pouvoir produire ou encore de la pérennité de l'entreprise.

### Conclusion

#### ATOUTS

~90-100% d'ENR&R  
-100% d'émissions de polluants atmosphériques  
Réduction et stabilité de la facture

#### FAIBLESSES

Investissement relativement élevé car beaucoup de petites sous-stations

#### OPPORTUNITES

Possibilité de réduire les coûts pour la chaudière d'appoint en utilisant la chaudière d'appoint des industriels (réduction d'au moins 500k€)

#### MENACES

Dépendance à un industriel

## Variante

La variante proposée ici est l'extension du réseau dans la zone favorable de Lillers. Il s'agit des principaux chiffres clés.

### Chiffres clés - Zone étudiée

Besoins espérés totaux	23 GWh	Longueur du réseau	9 100 ml
Puissance associées	13 MW	Densité linéaire	2,6 MWh/ml

### Chiffres clés - Installations

	Puissance	Chaleur produite	Consommation d'énergie
Chaleur fatale - TEREOS	8 700 kW	[ 15 GWh - 22 GWh ]	[ 15 GWh PCI - 22 GWh PCI ]
Géothermie	2 000 kW	[ 6 GWh - 10 GWh ]	[ 2 GWh - 3 GWh ]
Appoint gaz	13 000 kW	[ 0 GWh - 0 GWh ]	[ 0 GWh PCI - 0 GWh PCI ]

### Chiffres clés - Economie

Economie		Coût d'exploitation	
Investissement totale	[8300k€ - 12400k€]	P1 + P1' : Combustible et fourniture	[590k€ - 800k€]
Subventions totales	[3100k€ - 4700k€]	P2 : Prestation	[202k€ - 273k€]
Coût restant à charge	[4800k€ - 7400k€]	P3 : GER	[67k€ - 90k€]
		Total	[860k€ - 1160k€]

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[27€ / MWh - 33€ / MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[11€ / MWh - 16€ / MWh]
Partie exploitation - Total	[39€ / MWh - 48€ / MWh]



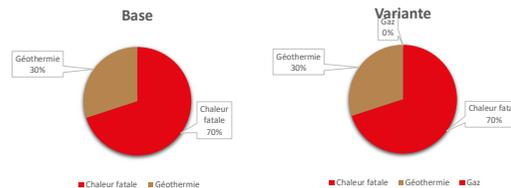
Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6%	[22€ / MWh - 27€ / MWh]
---	-------------------------

Part variable dans le coût de la chaleur 44%

Coût total de chaleur	[61€ / MWh - 75€ / MWh] [64€ TTC / MWh - 79€ TTC / MWh]
-----------------------	--

Classe de prix du coût de la chaleur [60 - 80] € TTC / MWh  
Le coût de la chaleur est équivalent au projet de base.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [140 - 200] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [5100 - 7600] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -97% d'émissions

### Conclusion

En prenant en compte les zones de développement favorable, la part globale du tertiaire public est divisé par 2 par rapport à la situation de base.

Les principales caractéristiques du réseau de chaleur ne sont pas endommagées, la compétitivité du projet aussi.

Dans les deux scénarios, pendant la période des betteraves, les besoins du projet sont alimentés à 100% par la chaleur récupérée à TEREOS (Période hivernale). Hors cette période les installations géothermiques permettent de combler 30% des besoins totaux.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Marles-lès-Mines



#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Marles-lès-Mines (62540)

La zone de développement étudiée possède une part de **65%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **5,5** GWh  
La puissance associée vaut **2,5** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	2,3	0,0	3,2
Puissance associée MW	1,0	0,0	1,5



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **3 000 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **1,8 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[20 à 30]**

Réseau Structurant  
Dont : **2 000 ml**  
Antenne de raccordement **1 000 ml**



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Marles-lès-Mines se situe dans une zone de potentiel moyen de géothermie de surface. Cette énergie ne sera pas retenue.

A Lapugnoy, commune voisine de Marles-lès-Mines, se trouve une STEP, avec un potentiel valorisable. En effet, il y a un débit entrant de 140m<sup>3</sup>/h (proche de la limite de 150m<sup>3</sup>/h), cependant cette STEP est trop éloignée de la zone d'étude pour exploiter son potentiel, d'autant plus qu'aucun prospect potentiel n'est identifié sur le trajet Lapugnoy - Marles-Lès-Mines.

Automotive Exteriors Marles a un potentiel exploitable en chaleur fatale. Le site n'est pas retenue car trop éloigné des principaux consommateurs potentiels de la zone d'étude. Ce potentiel peut tout de même être une option s'il y a un regroupement avec la zone Auchel - Calonne-Ricouart.

L'UVE de Labeuvrière est trop éloignée de la zone.

Gaz de mine : il existe un potentiel entre les communes de Divion et Calonne-Ricouart (puits S25) pour la simple zone de Marles-lès-Mines, l'utilisation du gaz de mine n'est pas envisageable. Toutefois, si un regroupement est envisagé, le gaz de mine devient une bonne option.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux de chaleur.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production retenu pour cette zone est une **Chaudière biomasse**. Cette chaudière sera alimentée par des plaquettes bocagères et/ou plaquettes forestières.

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ

**2 100 kW**

Ainsi pour un taux de couverture de **100%** via la chaudière biomasse, la puissance de celle-ci est estimée à

**2 100 kW**

Une redondance des équipements (par exemple 4 chaudières de 600kW) avec des systèmes rendant indépendant l'exploitation de chacune de celles-ci peut permettre de se passer de secours gaz.

Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

##### Solution de repli

Une alimentation différente de ce projet semble difficilement envisageable à ce jour.

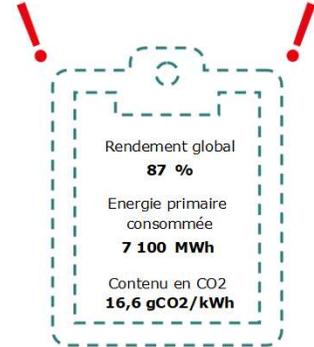
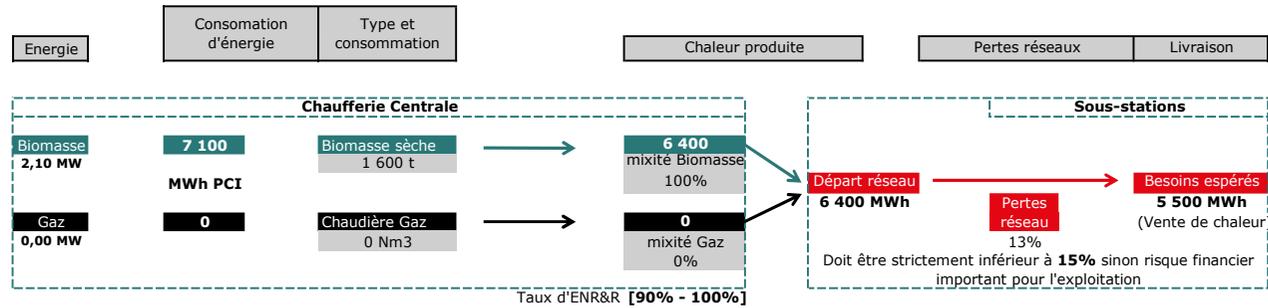


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [20 à 30] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[80kW/SST - 120kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production	
Chaufferie Biomasse	[2020k€ - 3020k€]
Appoint gaz	
<b>Sous-stations</b>	<b>[400k€ - 600k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[1100k€ - 1600k€]
Antenne de raccordement	[360k€ - 540k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[3900k€ - 5900k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 700k€ - 1060k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[850k€ - 1270k€]
Antenne de raccordement	[310k€ - 470k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[1900k€ - 2800k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[170 k€ - 260 k€]
Achat énergie primaire non ENR&R	[0 k€ - 0 k€]
P1 : Achat énergie primaire	[180k€ - 240k€]
P1' : Achat eau et électricité	[12k€ - 17k€]
P2 : Prestation	[47k€ - 64k€]
P3 : GER	[109k€ - 147k€]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[350k€ - 470k€]</b>

Reste à financer et à amortir [1900k€ - 2900k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[37€ / MWh - 45€ / MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[27€ / MWh - 40€ / MWh]
Partie exploitation - Total	[42€ / MWh - 82€ / MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[38€ / MWh - 47€ / MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[105€ / MWh - 128€ / MWh]
	[111€ / MWh - 136€ / MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **35%**  
Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **faible** car cette part variable représente essentiellement l'achat du combustible (plaquette forestière ou bocagère), qui est un produit stable comparé à l'achat du gaz.

Classe de prix du coût de la chaleur [110 - 140] € / MWh

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 € / MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de [100 - 120] € / MWh  
Coût établi à partir d'une molécule à 40€ / MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [70 - 100] téqCO2/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [1200 - 1800] téqCO2/an

Impact environnemental : GES bilan -94% d'émissions

Qualité de l'air

La combustion du bois solide est émettrice de polluants volatiles  
Les systèmes de traitement actuels permettent de réduire considérablement ces émissions.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture

Stabilité de la facture

Les comparaisons ci-dessus sont réalisées vis-à-vis de la situation de référence.  
La stabilité de la facture est un point fort de ce projet malgré la part importante de l'achat du combustible dans le coût de la chaleur.

Création d'une filière locales pour l'alimentation de la chaudière biomasse  
Créer un emploi non délocalisable pour l'exploitation et l'entretien du réseau de chaleur

### Conclusion

ATOUPS	FAIBLESSES
2/3 de tertiaire public	Nombreuses faiblesses (densité limitée, petite sous station, peu de gros prospects,...) induisant un cout de construction et d'exploitation élevé, et donc un manque de compétitivité
~90-100% d'ENR&R	Utilisation d'une ressource à quantité restreinte sur le territoire et alentours
Stabilité de la facture	
OPPORTUNITES	MENACES
Réduire la taille du projet pour améliorer la compétitivité	Surexploitation de la ressource disponible
Augmenter la taille en regroupement avec Auchel et Calonne-Ricouart	



## Variante

Une variante solaire thermique induit des coûts d'investissement supplémentaires directement répercutés sur le coût de la chaleur.  
Une intégration du solaire thermique à hauteur de 10% des besoins espérés totaux impliquera un coût de la chaleur [140 - 170] €TTC/MWh  
Le projet ne sera pas compétitif.

### Conclusion

La solution de base semble la meilleure opportunité pour un projet 100% ENR&R.  
Pour améliorer la compétitivité du projet, il serait nécessaire d'améliorer la densité du réseau via le raccordement d'un plus grand nombre de bâtiments sur le tracé, et notamment des maisons.  
Le changement de modalités juridiques (Affermage, régie) au lieu de projets de type concession est à envisager pour fiabiliser le projet.

## Fiche Opportunité

### Réseau de chaleur de Auchel - Calonne Ricouart

Zone N° 16



#### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Auchel (62260) Calonne-Ricouart (62470)

La zone de développement étudiée possède une part de **65%** de tertiaire public pour les besoins espérés

Les besoins espérés s'élèvent à **18,7** GWh  
La puissance associée vaut **8,4** MW

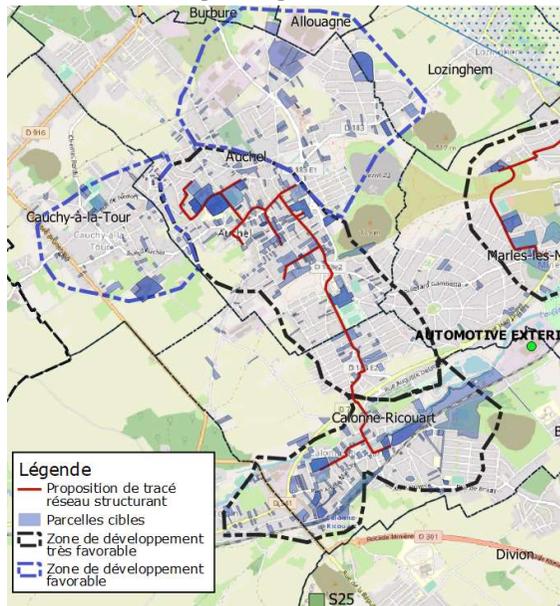
Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	6,4	0,3	11,9
Puissance associée MW	2,7	0,2	5,5



#### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **6 700 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **2,8 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[60 à 90]**

Réseau Structurant : **4 900 ml**  
Antenne de raccordement : **1 750 ml**



**Légende**

- Proposition de tracé réseau structurant
- Parcelles cibles
- Zone de développement très favorable
- Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux

**elcimai**



#### Description des systèmes de production

##### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Auchel et Calonne-Ricouart se situe dans une zone de potentiel moyen de géothermie de surface. Cette énergie ne sera pas retenue.

Il n'y a pas de STEP directement proche de la zone étudiée (plus proche STEP à Lapugny).

Automotive Exteriors Marles a un potentiel exploitable en chaleur fatale. Le site n'est pas retenue car trop éloigné des principaux consommateurs potentiels de la zone d'étude. Ce potentiel peut tout de même être une option s'il y a un regroupement avec la zone de Marles-les-Mines.

L'UVE de Labeuvrière est trop éloignée de la zone.

Gaz de mine : il existe un potentiel entre les communes de Divion et Calonne-Ricouart (Sondage S25). Ce sondage est visé par Gazonor pour en exploiter le gaz de mine. Cependant, des tests doivent être menés pour quantifier la ressource disponible. Une mise à disposition de l'Etat pour effectuer ces tests a été demandée. Aussi, Gazonor ne trouve pas encore d'entente avec la commune de Divion pour l'utilisation d'un terrain proche de l'ouvrage afin l'exploiter. Si cela continue à être bloquant, Gazonor envisage de se déplacer dans une autre commune pour exploiter ce gaz. Calonne-Ricouart ou Camblain-Chatelain pourraient devenir des communes cibles si le foncier est présent. Si Camblain-Chatelain héberge le projet de gazonor, il faudra surement prévoir la commune dans le projet de réseau.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux de chaleur.

##### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production retenu pour cette zone est une **Gaz de mine**. Cette chaleur sera restituée via 2 cogénérateurs de 2MW avec un complément gaz si nécessaire.

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ

**7 000 kW**

Avec l'utilisation du gaz de mine, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau jusqu'à **85-90%**, ce qui représente environ **4 000 kW**

Un secours total est dimensionné avec du gaz naturel soit à la puissance max dimensionnante **7 000 kW**

##### Solution de repli

Si la solution de base n'est pas retenue, la biomasse pourrait être une alternative. Cependant une étude à l'échelle régionale serait nécessaire pour quantifier la ressource disponible et sa pérennité.

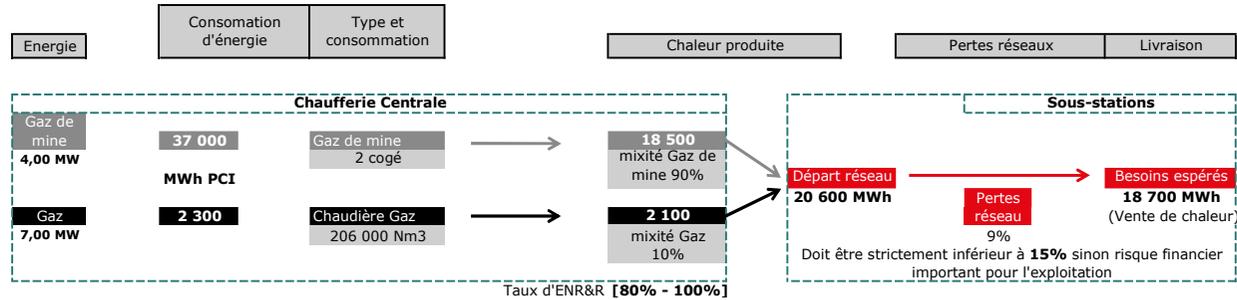


#### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [60 à 90] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[80kW/SST - 120kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



**Rendement global 91 %**

Energie primaire consommée  
**39 300 MWh**

Contenu en CO2  
**27,2 gCO2/kWh**



## Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

### Investissements

Production ENR&R	[80k€ - 120k€]
Appoint gaz	[670k€ - 1010k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[1400k€ - 2100k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[3900k€ - 5900k€]
Antenne de raccordement	[630k€ - 950k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[6900k€ - 10300k€]</b>

### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 220k€ - 340k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Total
Réseau structurant	[2080k€ - 3120k€]
Antenne de raccordement	[550k€ - 820k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[2800k€ - 4300k€]</b>

### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[440 k€ - 660 k€]
Achat énergie primaire non ENR&R	[120 k€ - 190 k€]
P1 : Achat énergie primaire	[600k€ - 810k€]
P1' : Achat eau et électricité	[25k€ - 33k€]
P2 : Prestation	[133k€ - 180k€]
P3 : GER	[14k€ - 18k€]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[770k€ - 1040k€]</b>

Reste à financer et à amortir [3800k€ - 5800k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[35€ / MWh - 43€ / MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[7€ / MWh - 11€ / MWh]
Partie exploitation - Total	[42€ / MWh - 53€ / MWh]
Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[21€ / MWh - 26€ / MWh]
<b>Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)</b>	<b>[65€ / MWh - 79€ / MWh]</b>
	<b>[68€ / MWh - 84€ / MWh]</b>

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **54%**  
Le risque de la variation du coût de la chaleur est essentiellement dû à la part du gaz de ville dans le mix énergétique.

Classe de prix du coût de la chaleur **[70 - 80] € / MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 € / MWh PCS  
Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[100 - 120] € / MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 40€ / MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [410 - 600] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [3700 - 5500] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -90% d'émissions

### Qualité de l'air

La consommation de gaz de ville pour ce projet représente une limite mesurée à l'amélioration de la qualité de l'air, toutefois celle-ci est grandement améliorée par rapport à la situation de référence.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 2

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

Les comparaisons ci-dessus sont réalisées vis-à-vis de la situation de référence. La stabilité de la facture est un point fort de ce projet malgré la part du gaz de ville dans le mix énergétique.

Une réduction de la facture est notable pour ce projet.

## Conclusion

### ATOUTS

2/3 de tertiaire public

~80-100% d'ENR&R

Stabilité et réduction de la facture

### FAIBLESSES

### OPPORTUNITÉS

Regroupement avec Marles-lès-Mines

### MENACES

Entente compromise avec Gazonor  
Pérennité après les 15 ans de contrat d'achat garanti d'électricité issue des cogénérations au gaz de mines



## Variante

La variante proposée ici est l'extension du réseau dans la zone favorable d'Auchel. Il s'agit des principaux chiffres clés.

### Chiffre clés - Zone étudiée

Besoins espérés totaux  
Puissance associées 31 GWh  
12 MW

Longueur du réseau  
Densité linéaire 11 400 ml  
2,7 MWh/ml

### Chiffres clés - Installations

Production	Puissance	Chaleur produite	Consommation d'énergie
Gaz de mine	6 000 kW	[ 25 GWh - 38 GWh ]	[ 25 GWh PCI - 38 GWh PCI ]
Appoint gaz	12 MW	[ 3 GWh - 4 GWh ]	[ 3 GWh PCI - 5 GWh PCI ]

### Chiffres clés - Economie

Economie	
Investissement totale	[10800k€ - 16200k€]
Subventions totales	[4000k€ - 5900k€]
Coût restant à charge	[6400k€ - 9800k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[1060k€HT - 1430k€HT]
P2 : Prestation	[307k€HT - 415k€HT]
P3 : GER	[35k€HT - 48k€HT]
<b>Total</b>	<b>[1400k€HT - 1890k€HT]</b>

### Prix moyen de la chaleur

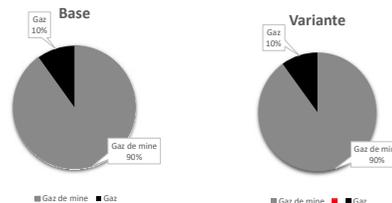
Partie exploitation - Part Variable	[36€HT/MWh - 44€HT/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[10€HT/MWh - 16€HT/MWh]
<b>Partie exploitation - Total</b>	<b>[48€HT/MWh - 58€HT/MWh]</b>

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6% [22€HT/MWh - 27€HT/MWh]

Coût total de chaleur [69€HT/MWh - 85€HT/MWh]  
[73€CTTC/MWh - 89€CTTC/MWh]

Part variable dans le coût de la chaleur 52%  
La part variable est non négligeable. Elle est due à l'utilisation du gaz naturel dans l'alimentation de ce réseau.

### Impact environnementaux



Classe de prix du coût de la chaleur [70 - 90] €CTTC/MWh  
Le coût de la chaleur est légèrement supérieur à la solution de base.

Emissions totales des GES du réseau [690 - 1000] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [6200 - 9400] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -90% d'émissions

En prenant en compte les zones de développement favorable, la part globale du tertiaire public chute fortement (seulement 30% des besoins espérés totaux), le projet semblerait moins sécurisant.

Les principales caractéristiques du réseau de chaleur ne sont pas endommagées.

La variante proposée garde la même compétitivité économique que la solution de base.

L'alimentation de ce réseau semble moyennement sécurisée car Gazonor ne trouve pas de terrain d'entente pour exploiter la réserve de gaz, n'a pas encore réalisé des tests afin de quantifier le gaz de mine présent et le potentiel récupérable. Enfin il faudrait, si Gazonor garde la même démarche, installer 2 à 3 cogénérations de 2MW chacune.

Le développement d'un tel réseau semble plus risqué (diminution de moitié de la part de tertiaire public), augmentation de 25% des besoins totaux ce qui peut fragiliser l'adoption du projet de la part de Gazonor, enfin, difficile de prévoir le futur du réseau de chaleur après les 15ans de contrat d'achat.

# Fiche Opportunité

## Réseau de chaleur de Bruay-la-Buissière

Zone N° 17



### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Bruay la Buissière (62700)

La zone de développement étudiée possède une part de **65%** de tertiaire public pour les besoins espérés

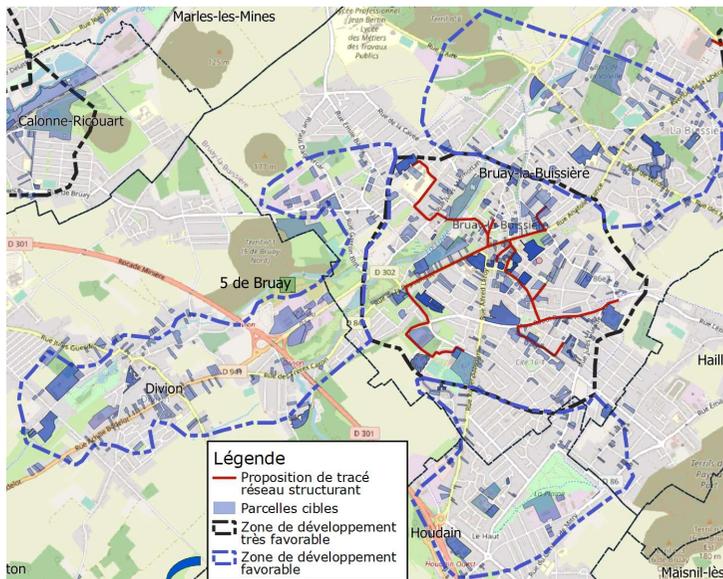
Les besoins espérés s'élèvent à **29.6 GWh**  
La puissance associée vaut **13,7 MW**

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	9,3	0,2	20,1
Puissance associée MW	3,9	0,1	9,7



### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **7 000 ml** Dont : **4 500 ml** Réseau Structurant  
Pour une densité linéaire estimée à **4,2 MWh/ml** Antenne de raccordement **2 500 ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[80 à 120]**



**Légende**

- Proposition de tracé réseau structurant
- Parcelles cibles
- Zone de développement très favorable
- Zone de développement favorable

Pour extension ou projet plus ambitieux



### Description des systèmes de production

#### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

Auchel et Calonne-Ricouart se situe dans une zone de potentiel moyen de géothermie de surface. Cette énergie ne sera pas retenue.

Il n'y a pas de STIEP directement proche de la zone étudiée, celle de Bruay-la-Buissière se trouvant à plus de 3km du tracé du réseau, la valorisation de cette source n'aurait pas de bénéfice suffisant.

Il n'y a pas de potentiel en chaleur fatale à proximité du tracé du réseau pouvant être valorisable.

Gaz de mine : la canalisation principale du gaz de mine exploitée par Gazonor est en partie dans la commune de Bruay-la-Buissière ainsi que de l'exploitation du puits 5 de Bruay. Après un échange avec Gazonor, on nous a informé qu'il ne pouvait pas répondre aux demandes de Béthune et de Bruay-la-Buissière. Ainsi, si le gaz de mine est utilisé pour la commune de Bruay-la-Buissière cela voudrait dire que la quantité consommée à Bruay serait retirée à Béthune. Cette solution pourrait être envisagée si Béthune réunit d'autres sources d'énergies pour le réseau de chaleur (notamment de la chaleur fatale).

L'UVE situé à Labeuvière semble être la meilleure solution. L'utilisation de cette source d'énergie est possible grâce aux différentes liaisons entre l'UVE, Hesdigneul-lès-Béthune, Ruitz et enfin Bruay-la-Buissière.

Les besoins totaux de ces zones permettent de justifier les investissements nécessaires pour la construction de ces canalisations. Ensemble elles représentent environ 70 GWh pour 14km de liaison (densité de 5MWh/ml). La répartition de l'investissement des liaisons est calculée au prorata de ce que la zone consomme. Ceci implique une mutualisation entre les communes pour développer ces projets de réseau de chaleur.

Ces projets placeraient l'UIVE de Labeuvière comme un levier pour le territoire de la communauté d'agglomération.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux. Il semble tout de même difficilement envisageable d'alimenter ce projet via une chaufferie biomasse. Les besoins estimés sont conséquents au vu de la ressource disponible, ce qui pourrait mettre en péril l'approvisionnement local des autres projets de réseau de chaleur biomasse de la région.

#### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production retenu pour cette zone est une **CVE**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ

**11 300 kW**

Ainsi pour un taux de couverture de **80%** via le centre de valorisation, la puissance à couvrir est estimée à

**8 000 kW**

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante de **11 300 kW**

#### Solution de repli

Si la solution de base n'est finalement pas possible, le gaz de mine semble difficilement envisageable compte tenu des différents choix d'approvisionnement émis par Gazonor.

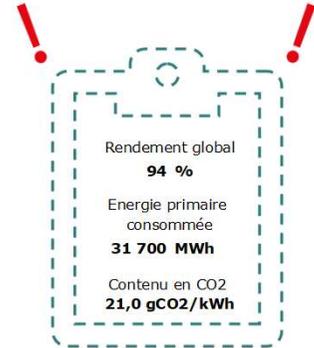
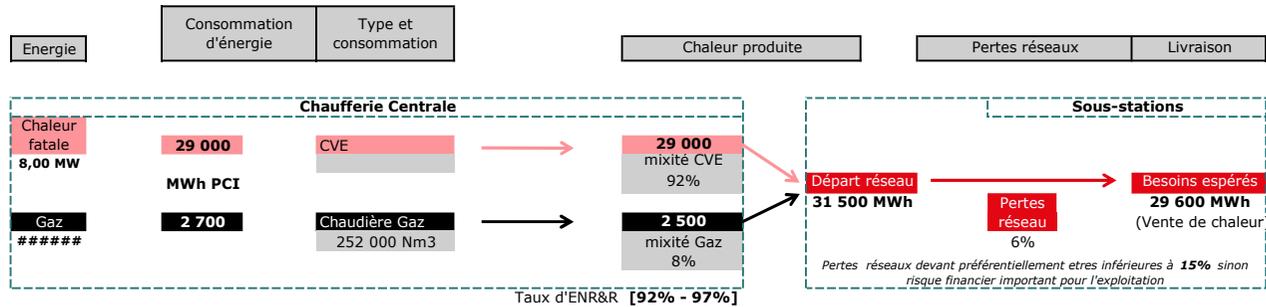


### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [80 à 120] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[90kW/SST - 130kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production ENR&R	[5300k€ - 7900k€]
Appoint gaz	[1080k€ - 1620k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[2000k€ - 3000k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[3600k€ - 5400k€]
Antenne de raccordement	[900k€ - 1350k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[12000k€ - 18100k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[ 2120k€ - 3180k€ ]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[1910k€ - 2860k€]
Antenne de raccordement	[780k€ - 1170k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[4800k€ - 7200k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[530 kCht - 800 kCht]
Achat énergie primaire non ENR&R	[150 kCht - 230 kCht]
P1 : Achat énergie primaire	[730kCht - 980kCht]
P1' : Achat eau et électricité	[4kCht - 6kCht]
P2 : Prestation	[215kCht - 291kCht]
P3 : GER	[625kCht - 846kCht]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[1570kCht - 2120kCht]</b>

Reste à financer et à amortir [6800k€ - 10400k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[26Cht/MWh - 32Cht/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[27Cht/MWh - 40Cht/MWh]
Partie exploitation - Total	[42Cht/MWh - 69Cht/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[25Cht/MWh - 31Cht/MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de **20ans** pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[81Cht/MWh - 99Cht/MWh]
	[86CTTC/MWh - 105CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part variable dans le coût de la chaleur **32%**  
Ainsi, le risque de la variation du coût de la chaleur est **faible** car seulement 5% des besoins totaux de la zone sont couverts par le gaz de ville.

Classe de prix du coût de la chaleur **[90 - 100] €TTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 Cht/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[100 - 120] €TTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 40Cht/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau **[500 - 700] téqCO<sub>2</sub>/an**

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence **[5700 - 8600] téqCO<sub>2</sub>/an**

Impact environnemental : GES bilan -92% d'émissions

Qualité de l'air ✓

L'énergie utilisée est une énergie de récupération de la combustion des déchets captés par l'UVE.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation **2**

Réduction de la facture ✓

Stabilité de la facture ✓

Les comparaisons ci-dessus sont réalisées vis-à-vis de la situation de référence. La stabilité de la facture est un point fort de ce projet malgré la part du gaz de ville dans le mix énergétique.

## Conclusion

### ATOUPS

2/3 de tertiaire public  
L'UVE deviendrait un levier de la transition énergétique du territoire  
Stabilité et réduction de la facture

### FAIBLESSES

Coût de la chaleur relativement élevé, en partie, dû aux liaisons nécessaires.

### OPPORTUNITES

Extension sur les communes des zones favorables

### MENACES

Collaboration entre les communes  
Si la solution de base n'est finalement pas possible, le gaz de mine semble difficilement envisageable compte tenu des différents choix d'approvisionnement émis par Gazonor.

## Variante

La variante proposée ici est l'extension du réseau dans la zone favorable de Bruay-la-Buissière. Il s'agit des principaux chiffres clés.

### Chiffre clés - Zone étudiée

Besoins espérés totaux	<b>53 GWh</b>	Longueur du réseau	<b>16 600 ml</b>
Puissance associées	<b>29 MW</b>	Densité linéaire	<b>3,2 MWh/ml</b>

### Chiffres clés - Installations

Production	Puissance	Chaleur produite	Consommation d'énergie
Gaz de mine	<b>15 000 kW</b>	<b>[ 41 GWh - 62 GWh ]</b>	<b>[ 41 GWh PCI - 62 GWh PCI ]</b>
Appoint gaz	<b>19 000 kW</b>	<b>[ 5 GWh - 7 GWh ]</b>	<b>[ 5 GWh PCI - 7 GWh PCI ]</b>

### Chiffres clés - Economie

Economie	
Investissement totale	<b>[18900k€ - 28300k€]</b>
Subventions totales	<b>[6800k€ - 10200k€]</b>
Coût restant à charge	<b>[11300k€ - 17300k€]</b>

### Coût d'exploitation

P1 + P1' : Combustible et fourniture	<b>[1380k€ - 1860k€]</b>
P2 : Prestation	<b>[489k€ - 662k€]</b>
P3 : GER	<b>[1228k€ - 1662k€]</b>
Total	<b>[3090k€ - 4180k€]</b>

### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - <b>Part Variable</b>	<b>[28€ - 34€]</b>
Partie exploitation - <b>Part Fixe</b>	<b>[31€ - 46€]</b>
Partie exploitation - <b>Total</b>	<b>[62€ - 76€]</b>

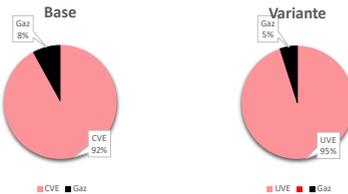
Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6% **[23€ - 28€]**

Coût total de chaleur **[85€ - 104€]**  
**[90€ - 110€]**

Part variable dans le coût de la chaleur **32%**  
Le risque de la variation du coût de la chaleur est faible car seulement 5% des besoins est alimenté par le gaz naturel.

Classe de prix du coût de la chaleur **[90 - 110] €TTC/MWh**  
Le coût de la chaleur est légèrement supérieur à la solution de base.

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau **[1130 - 1700] téqCO<sub>2</sub>/an**

Emissions évitées des GES **[10200 - 15200] téqCO<sub>2</sub>/an**

Impact environnemental : GES bilan -90% d'émissions

## Conclusion

En prenant en compte les zones de développement favorable, la part globale du tertiaire public chute fortement (seulement 35% des besoins espérés), le projet semblerait moins sécurisant.

Les principales caractéristiques du réseau de chaleur ne sont pas endommagées.

La variante proposée à un coût supérieur à la variante de base, ce qui réduit sa compétitivité. Ceci est notamment dû à l'hypothèse faite pour la répartition des coûts des liaisons avec le CVE et les différentes communes. (Répartition des coûts au prorata des besoins de la zone).

Le développement d'un tel réseau semble plus risqué (forte diminution de la part de tertiaire public), augmentation de 35% des besoins totaux ce qui implique une part plus importante des autres secteurs d'activités.

# Fiche Opportunité

## Réseau de chaleur de Hesdigneul-lès-Béthune

Zone N° 18



### Informations générales

Région Haut-de-France  
Commune Bruay la Buisnière (62196) Hesdigneul-lès-Béthune (62196)

La zone de développement étudiée possède une part de **10%** de tertiaire public pour les besoins espérés

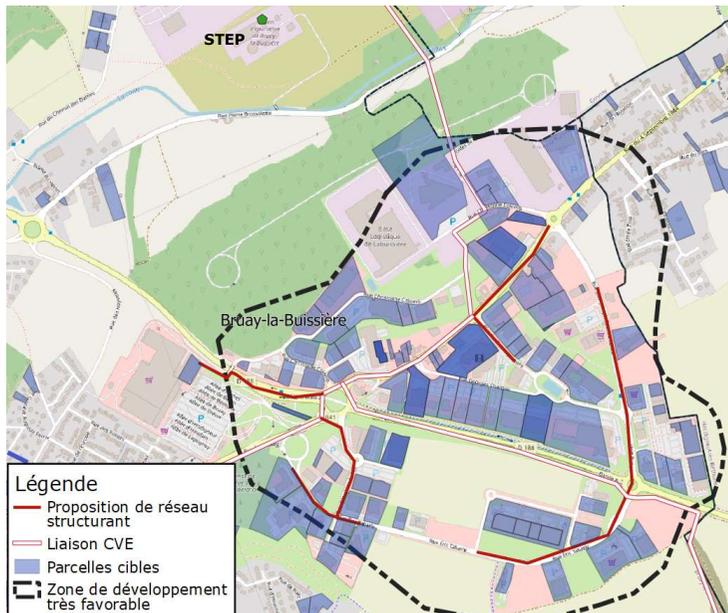
Les besoins espérés s'élèvent à **27,5** GWh  
La puissance associée vaut **11,7** MW

Dont :	TP	I	Autres
Besoins espérés GWh	2,7	0,1	24,7
Puissance associée MW	1,2	0,1	10,5



### Proposition et description du réseau (zone très favorable)

La longueur du réseau proposé est de **4 500 ml** Dont : **2 000 ml** Réseau Structurant Antenne de raccordement **2 500 ml**  
Pour une densité linéaire estimée à **6,1 MWh/ml**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[40 à 60]**



### Description des systèmes de production

#### Sources d'énergies mobilisables dans la zone

La zone définie à Hesdigneul-lès-Béthune se trouve, en partie, dans une zone de géothermie à fort potentiel. Cette énergie représente une alternative pour l'alimentation de ce réseau de chaleur.

Il n'y a pas de chaleur fatale valorisable proche de la zone.

La canalisation principale du gaz de mine est relativement proche de la zone, et notamment la connexion alimentant Béthune. Cependant, une alimentation conjointe de Béthune et d'Hesdigneul-lès-Béthune n'est pas envisagée par gazonor. Cette source d'énergie ne sera pas considérée pour cette étude d'opportunité, dans le futur le gaz de mine peut représenter une alternative.

L'UVE situé à Labeuvrière semble être la meilleure solution. L'utilisation de cette source d'énergie est possible grâce aux différentes liaisons entre l'UVE, Hesdigneul-lès-Béthune, Ruitz et enfin Bruay-la-Buisnière.

Les besoins totaux de ces zones permettent de justifier les investissements nécessaires pour la construction de ces canalisations. Ensemble elles représentent environ 70 GWh pour 14km de liaison (densité de 5MWh/ml). La répartition de l'investissement des liaisons est calculée au prorata de ce que la zone consomme. Ceci implique une mutualisation entre les communes pour développer ces projets de réseau de chaleur.

Ces projets placeraient l'UVE de Labeuvrière comme un levier pour le territoire de la communauté d'agglomération.

Il y a une station d'épuration identifiée à proximité, elle se situe à environ 1km de la zone. Un potentiel est valorisable d'environ 2 MW. Dans un premier temps, l'énergie récupérable n'est pas prise en compte. La liaison avec le CVE proposée est proche de la STEP, si développement à lieu, une étude pourra être réalisée si la récupération de chaleur issue de la STEP est un complément compétitif.

Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais la biomasse reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux.

#### Source(s) d'énergie(s) retenue(s)

Le principal type de production ENR&R retenu pour cette zone est de la **CVE**

La puissance maximale dimensionnante (puissance espérés + pertes réseau) vaut environ **9 600 kW**

Au vu des ressources disponibles en chaleur fatale dans la zone, il est possible d'obtenir un taux de couverture à hauteur de **100%**, grâce à cette ressource, ce qui représente environ **9 600 kW**

Un appoint gaz est dimensionné pour un secours total, soit à la puissance max dimensionnante **9 600 kW**

Cet appoint pourrait être supprimé avec l'utilisation des appoints présents au sein des prospects raccordés.

#### Solution de repli

Il semble difficile de développer un réseau de chaleur dans cette zone si la solution de base n'est pas retenue.

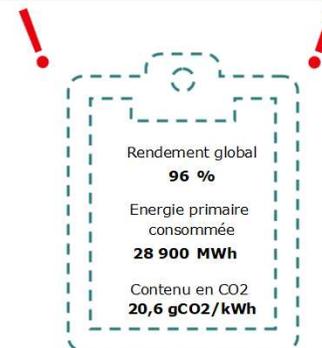
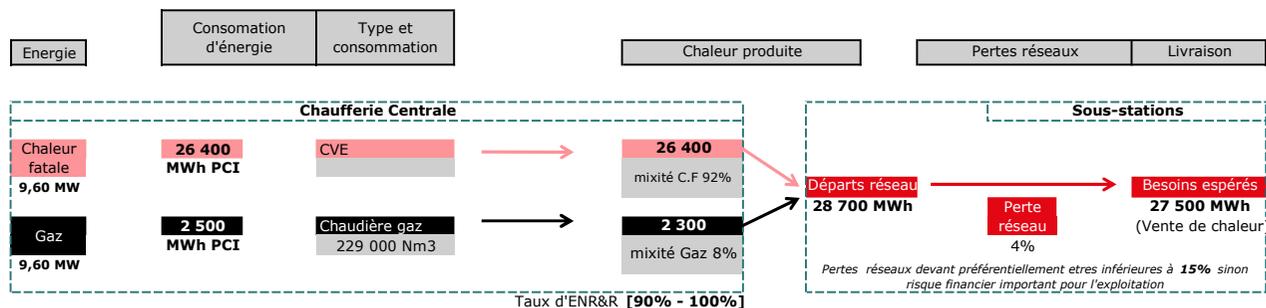


### Sous-stations et abonnés

En considérant un nombre potentiel de [40 à 60] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[150kW/SST - 230kW/SST]**



## Bilan énergétique du projet



### Economie

Le modèle économique présenté est valable pour un mode gestion de type DSP (Délégation de Service Public) concessif, où un opérateur privé conçoit et exploite à ses risques et périls le réseau. D'autres modes de gestion (affermage, régie publique, SPL, etc.) permettront de faire baisser le prix de la chaleur mais obligeront un rôle plus important de la collectivité locale porteuse du projet.

#### Investissements

Production ENR&R	[4800k€ - 7100k€]
Appoint gaz	[920k€ - 1380k€]
<b>Sous-stations</b>	<b>[1000k€ - 1500k€]</b>
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[1600k€ - 2400k€]
Antenne de raccordement	[900k€ - 1350k€]
<b>Investissement total</b>	<b>[8400k€ - 12600k€]</b>

#### Subventions

Subvention Fond de chaleur - ADEME	
Subvention totale sur la production, sur 20ans	[1900k€ - 2900k€]
Subventions Fond de chaleur - Feder	
Réseau	Coût total
Réseau structurant	[850k€ - 1270k€]
Antenne de raccordement	[780k€ - 1170k€]
<b>Subventions totales</b>	<b>[3500k€ - 5300k€]</b>

#### Coût d'exploitation

Achat énergie primaire ENR&R	[480 kCht - 730 kCht]
Achat énergie primaire non ENR&R	[140 kCht - 210 kCht]
P1 : Achat énergie primaire	[660kCht - 890kCht]
P1' : Achat eau et électricité	[4kCht - 6kCht]
P2 : Prestation	[138kCht - 186kCht]
P3 : GER	[506kCht - 685kCht]
<b>Total Charges annuelles</b>	<b>[1310kCht - 1770kCht]</b>

Reste à financer et à amortir [4500k€ - 6900k€]

Calcul du coût moyen de la chaleur



### Prix moyen de la chaleur

Partie exploitation - Part Variable	[26Cht/MWh - 31Cht/MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[22Cht/MWh - 33Cht/MWh]
Partie exploitation - Total	[50Cht/MWh - 62Cht/MWh]

Coût construction annualisé déduit des subventions comprenant la marge de l'opérateur privé	[18Cht/MWh - 22Cht/MWh]
---	-------------------------

L'amortissement pour les différentes parties du réseau de chaleur (Production, Sous-station et Réseau) peut ne pas être amorti sur la même durée (15, 20, 25, 40ans). Pour simplifier l'estimation, le choix d'un amortissement sur une durée de 20ans pour l'ensemble des parties a été fait. De plus nous considérons un amortissement linéaire sur ces vingt ans.

La marge de l'opérateur privé est estimé via un TRI projet (Taux de Rentabilité Interne) de 6%.

Coût total de chaleur (Exploitation + Amortissement)	[69Cht/MWh - 84Cht/MWh]
	[72CTTC/MWh - 88CTTC/MWh]

### Analyse du coût de la chaleur

Part susceptible d'être variable dans le coût de la chaleur **37%**

Le risque de la variation du coût de la chaleur reste **faible** car cette part variable représente essentiellement l'achat de la chaleur à l'industriel, une stabilité de la facture est prévisible.

Classe de prix du coût de la chaleur **[70 - 90] CTTC/MWh**

A noter : L'évolution à la baisse des besoins de chaleur (réchauffement climatique + efficacité énergétique) amènera une hausse progressive du coût de la chaleur mais le coût total en € sera en baisse.

En comparaison par rapport à la situation de référence et en considérant que le coût du gaz est de 62 Cht/MWh PCS Le coût total de la chaleur pour la situation de référence, serait de **[80 - 100] CTTC/MWh**  
Coût établi à partir d'une molécule à 35Cht/MWh PCS



## Impacts sociaux et environnementaux

### Environnementaux

Emissions totales des GES du réseau [450 - 700] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES par rapport à la situation de référence [5200 - 7800] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -92% d'émissions

Qualité de l'air

L'énergie utilisée est une énergie de récupération de la combustion des déchets captés par l'UVE.

### Sociaux

ETP induit par l'exploitation 1

Réduction de la facture

Stabilité de la facture

La stabilité de la facture est un point notable de ce projet.

## Conclusion

### ATOUTS

~95 - 100% d'ENR&R  
Réduction et stabilité de la facture  
L'UVE deviendrait un levier pour le territoire

### FAIBLESSES

Peu de tertiaire public, beaucoup de bâtiments d'activités

### OPPORTUNITES

Possibilité de réduire les coûts pour les systèmes d'appoint/secours en utilisant les chaudières existantes des industriels (réduction estimé à environ 800k€)

### MENACES

Industriel à convaincre (engagement de long terme)  
Evolution des besoins des bâtiments

## Variante

La variante proposée ci-après reprend la zone d'Hesdigneul-lès-Béthune avec une alimentation au CVE sans mutualisation des projets.

### Chiffres clés - installations

Production	Puissance	Chaleur produite	Consommation d'énergie
Puissance de l'installation	6 500 kW	[ 22 GWh - 33 GWh ]	[ 22 GWh PCI - 33 GWh PCI ]
Appoint GAZ	9 600 kW	[ 2 GWh - 4 GWh ]	[ 3 GWh PCI - 4 GWh PCI ]

### Chiffres clés - Economie

Economie	
Investissement totale	[9800k€ - 14800k€]
Subventions totales	[2100k€ - 3100k€]
Coût restant à charge	[7300k€ - 11200k€]

Coût d'exploitation	
P1 + P1' : Combustible et fourniture	[740k€ - 1000k€]
P2 : Prestation	[119k€ - 161k€]
P3 : GER	[27k€ - 37k€]
Total	[890k€ - 1200k€]

### Prix moyen de la chaleur

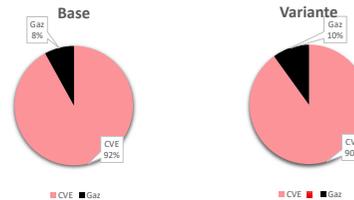
Partie exploitation - Part Variable	[28€ / MWh - 35€ / MWh]
Partie exploitation - Part Fixe	[6€ / MWh - 7€ / MWh]
Partie exploitation - Total	[34€ / MWh - 42€ / MWh]

Prix moyen R2-4 sur 20ans d'amortissement et TRI 6% [30€ / MWh - 36€ / MWh]

Classe de prix du coût de la chaleur [70 - 90] €TTC/MWh  
Légère hausse du coût de la chaleur.

Coût total de chaleur	[64€ / MWh - 78€ / MWh] [70€ / MWh - 80€ / MWh]
-----------------------	--

### Impact environnementaux



Emissions totales des GES du réseau [610 - 900] téqCO<sub>2</sub>/an

Emissions évitées des GES [5500 - 8200] téqCO<sub>2</sub>/an

Impact environnemental : GES bilan -90% d'émissions

## Conclusion

Les raccordements à long terme sont les principales menaces de ce projet.  
La solution de base et la variante sont équivalente sur le plan économique. Et sur le plan gestion, la variante proposée semble la meilleure opportunité pour ce projet.  
Les conclusions faites dans la solution de base sont valables pour la variante.

Communauté d'agglomération Béthune-  
Annexe au schéma directeur des réseaux de  
chaleur du territoire

**Audit du réseau de chaleur de Béthune - Analyse de  
l'exploitation et des équipements de sous-stations**

juillet 2021

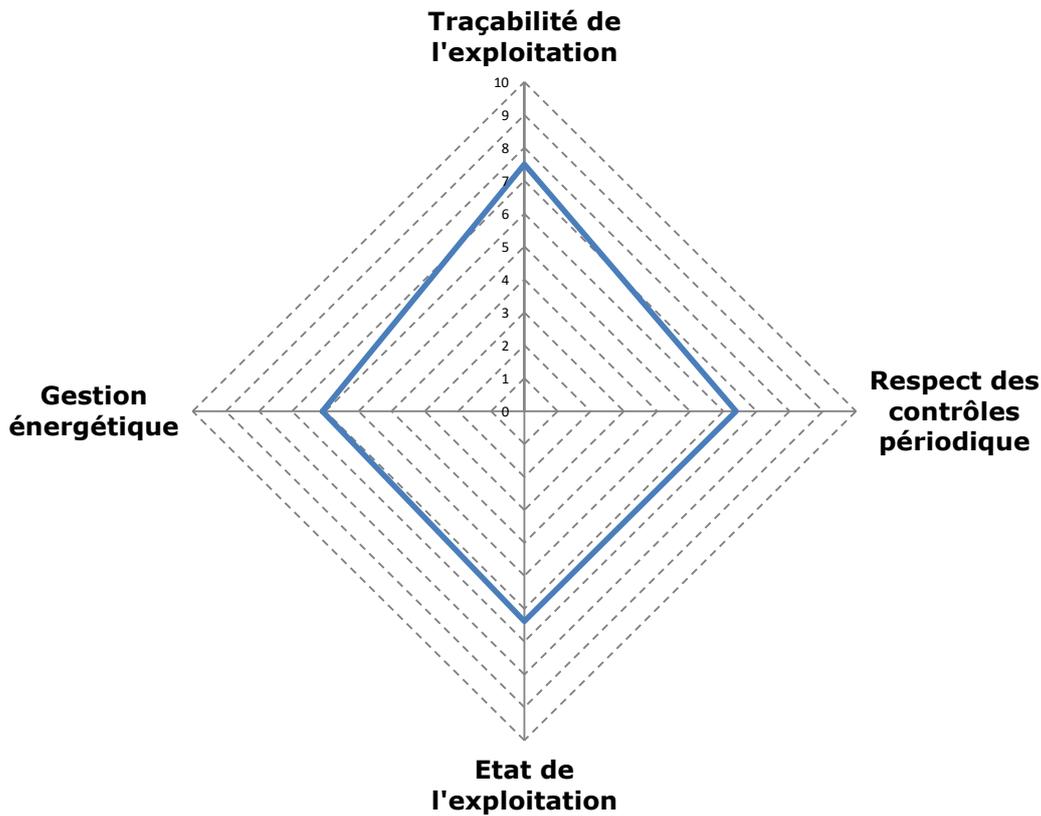


Audit réalisé le :  
Auditeur Elcimai :

le 02/07/2021  
Gaël BERGER  
Aziz BENADDOU

# 1/ SYNTHESE GENERALE

## Appréciation de l'exploitation



### Sous-station Maison des Sports : 7,4/10

Indicateurs d'exploitation:	Respect des contrôles périodique	Traçabilité de l'exploitation	Etat de l'exploitation	Gestion énergétique
	BON	BON	CORRECT	A AMELIORER
<b>Commentaires généraux sur l'exploitation du local:</b>	<p>Sous-station vieillissante, bâtiment voué à la démolition.</p> <p>Le jour de la visite, les installations primaires et secondaires (départs chauffage) étaient à l'arrêt.</p> <p>Manque sur place les schémas de principe hydrauliques, un moyen d'identification de la sous-station et le "cahier de chaufferie" pour la partie primaire.</p> <p>Rappel : le carnet de chaufferie est propriété de l'abonné. Il peut être dématérialisé, mais alors il doit être accessible depuis la chaufferie (QR Code, adresse web à jour, etc.)</p>			

### Sous-station Centre sportif : 5,1/10

Indicateurs d'exploitation:	Respect des contrôles périodique	Traçabilité de l'exploitation	Etat de l'exploitation	Gestion énergétique
	INSUFFISANT	CORRECT	BON	BON
<b>Commentaires généraux sur l'exploitation du local:</b>	<p>Sous-station neuve, certains équipements pourraient être améliorés.</p> <p>Le jour de la visite, les installations primaire et secondaire (départs vers ECS) étaient en fonctionnement.</p> <p>Manque sur place les consignes de sécurité et d'exploitation, les schémas de principe hydrauliques.</p> <p>L'échangeur à plaques n'est pas calorifugé, aucune indication permettant de savoir qui exploite le RCU, et comment les contacter.</p>			

## 2/ SYNTHESE PRECONISATIONS

### Type de préconisations :

(O) : Obligation

(R) : Recommandation

(O) (R) : Obligation ou Recommandation suivant la date de construction ou réhabilitation de l'équipement

Priorité des actions proposées:	1	A réaliser/mettre en place d'urgence
	2	A réaliser/mettre en place dans l'année en cours / prochaine
	3	A réaliser/mettre en place dans la durée du contrat
	4	Optimisation à mettre en place si le budget/le temps le permet.

Désignation sous-station	Priorisation action	Maison des sports et CCAS : XX	Palais des sports : XY
		Non connu	Non connu
Désignation site			

### Tracabilité d'exploitation :

1) (O) Mettre en place un carnet de sous-station.			
1bis) (O) Rendre accessible le carnet de sous-station.		X	X
2) (O) Remplir systématiquement le carnet de sous-station avec les entretiens et les travaux réalisés, ainsi qu'en y consignait les relevés de températures, chauffage et/ou ECS, réalisés lors de chaque passage.	1	X	X
3) (R) Installer un support à hauteur d'homme (chevet) permettant de poser et protéger les carnets de suivi.	2		
3') (R) mettre une étiquette comportant le nom de l'exploitant sur la porte d'entrée et en chaufferie en lieu et place d'aucune étiquette ou d'anciennes étiquettes	2	X	X
3'') (R) Mettre sur la porte d'entrée / dans la sous-station une étiquette avec le code de la sous-station	2	X	X
3''') (R) Mettre en sous-station une étiquette avec le contact (téléphone + mail) de l'exploitant	2	X	X
4) (R) Créer et affichez le schéma de principe de la sous-station	2		X

### Respect des contrôles périodiques :

4) (O) Réaliser les vérifications périodiques réglementaires de température d'ECS conformes à l'arrêté du 01/02/2010.	1	NC	NC
5) (O) Réaliser un entretien des échangeurs.	3		

### Conformité du local (à la charge de l'abonné):

6) (O) Installer une coupure électrique Force/lumière repérée en entrée du local.	1		
7) (O) Installer un éclairage de sécurité au dessus de la porte d'accès au local.	1		
8) (O) (R) Installer un système d'évacuation des eaux.	4		
9) (O) Assurer une bonne ventilation des locaux.	4	X	X

### Etat de l'exploitation :

10) (O) Mise en place d'une étiquette "Chaufferie" ou "Sous-station" sur la porte d'accès au local.	2	X	X
11) (O) Repérer la coupure électrique force/lumière en entrée du local.		X	X
12) (O) Afficher les consignes de sécurité et d'exploitation.	2		X
13) (O) (R) Calorifuger ou reprendre le calorifugeage des réseaux primaires.	1	X	

## 2/ SYNTHÈSE PRECONISATIONS

Préconisations		Maison des sports et CCAS : XX		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		Palais des sports : XY											
14) (O) (R) Calorifuger le/les échangeur(s).	3	X	X										
15) (O) Nettoyer / désencombrer le local.													
16) (R) Installer un filtre sur le réseau primaire, en aval de l'échangeur.													
17) (R) Etiqueter les installations hydrauliques du réseau primaire, ainsi qu'indiquer le sens du fluides.		X	X										
18) (R) Réaliser ou mettre à jour le schéma de principe des installations et l'afficher en sous-station	3	X	X										
19) (R) Remplacer l'échangeur en mauvais état par un échangeur à plaques avec sa propre régulation	3												
20) (R) Installer les équipements de mesures manquants (manomètres, thermomètres...).	3												
21) (R) Installer les équipements de mesures manquants (manomètres, thermomètres...) sur les installations de production ECS.	3	NC	NC										
22) (R) Réaliser une évacuation des soupapes de sécurité avec entonnoir à écoulement visible.													
23) (R) Remplacer les tronçons, raccords ou organes corrodés ou fuyards.													
<b>Gestion énergétique :</b>													
24) (R) Installer et régler une vanne d'équilibrage sur le réseau retour du primaire.	2	X											
25) (R) Reprendre la régulation de l'échangeur.	1	X											

### 3/ ANALYSE DE L'ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS THERMIQUE

#### 3.1 / Analyse des équipements de la sous-station XX : Maison des sports et CCAS

##### Données générales

Nom du bâtiment :	Maison des sports et CCAS
Numéro Sous-station :	XX
Adresse :	Rue Fernand Bar, Béthune
Usage :	Tertiaire
Date de la visite :	02/07/2021



Arrivée réseau



Echangeur Chauffage

#### Sous-station XX - Maison des sports et CCAS

##### Indicateurs d'exploitation:

Respect réglementations	Traçabilité de l'exploitation	Etat de l'exploitation	Gestion énergétique
BON	BON	CORRECT	A AMELIORER

##### Commentaires généraux sur l'exploitation du local:

**Sous-station vieillissante, bâtiment voué à la démolition.**

**Le jour de la visite, les installations primaires et secondaires (départs chauffage) étaient à l'arrêt. Manque sur place les schémas de principe hydrauliques, un moyen d'identification de la sous-station et le "cahier de chaufferie" pour la partie primaire.**

**Rappel : le carnet de chaufferie est propriété de l'abonné. Il peut être dématérialisé, mais alors il doit être accessible depuis la chaufferie (QR Code, adresse web à jour, etc.)**

#### Informations Générales "Abonné"

##### Administrative

Nom Abonné :	Ville de Béthune
Type abonné :	Public
Puissance max appelée :	Non Connu (pas de télérelève)
Puissance souscrite :	11 101 001 010 110 kW

##### Historique

Date de construction bâtiment :	environ 1970
Date de raccordement au RDC :	environ 1970
Présence ECS :	Non
Puissance installée échangeur :	10 010 010 kW

Année de construction et de raccordement au réseau de chaleur approximative.

Remarques: Installation d'origine. Bâtiment voué à la démolition. En l'absence d'indication sur les équipements "réseaux" installés, la puissance de l'échangeur n'est pas connue.

#### Equipements au périmètre du réseau technique

##### Comptage

Compteur de chaleur :	Oui
Compteur télérelevé :	Non
Etat, Année :	Bon Etat
Index :	Non relevé
Compteur d'ECS :	Sans Objet
Compteur télérelevé :	-
Etat, Année :	-
Index :	-

##### Régulation

Principe de régulation de régulateur :

Régulation par vanne 2 voies sur la température de départ secondaire. Température fixe tout au long de l' saison de chauffe, sans loi d'eau. Régulation non paramétrable, sans télégestion possible.

Performance de la régulation :	Améliorable
Performance des réglages :	Améliorable

Remarques: Compteur en bon état, assez récent. Cet équipement n'est pas télérelèveable et va peut-être être relié à une GTC en chaufferie.

#### Equipements hors périmètre du réseau de chaleur technique ayant un impact sur celui-ci

Présence pot à boue :	Non
Filtre en amont échangeur sur secondaire :	Oui, bon état
Présence d'un adoucisseur :	Non

### 3/ ANALYSE DE L'ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS THERMIQUE

#### 3.1 / Analyse des équipements de la sous-station XX : Maison des sports et CCAS

Traitant également l'appoint d'eau chauffage :	Non concerné
Présence d'un traitement filmogène :	Non
Traitant également l'appoint d'eau chauffage :	Non concerné
Repérage des éqpts secondaires ? Repérage du sens de circulation des fluides ?	Absent
Présence de schémas de principe hydraulique des installations secondaires?	Absent
Présence d'un livret de chaufferie ?	Oui, à jour
Présence d'un chevet ou table pour stockage et remplissage livret ?	Oui

Remarques: Pas d'équipement de traitement d'eau sur place. Manque le schéma de principe des installations secondaires.  
Le livret de chaufferie est bien rempli et disponible sur site. Passage prévu au "carnet de chaufferie informatisée" à une date inconnue.

#### Respect de la Réglementation applicable au Réseau de chaleur Basse Température

Présence étiquette "chaufferie" ou "sous-station" sur porte d'accès :	Non
Présence coupure électrique Force/lumière repéré en entrée sous-station :	Oui, mauvais état
Eclairage suffisant et étanche :	Oui, non suffisant
Eclairage de sécurité au-dessus des portes :	Oui
Présence des consignes de sécurité et d'exploitation <sup>(2)</sup> :	Oui
Ventilation haute et basse en balayage efficace de la chaufferie et de section conforme à la réglementation en vigueur <sup>(1)</sup> :	Oui
Cuvette de rétention + Présence système d'évacuation des eaux suffisant :	Oui
Ensemble des canalisations primaires calorifugées <sup>(1) (2)</sup> :	Oui, bon état
Échangeur(s) primaire(s) calorifugé(s) <sup>(1) (2)</sup> :	Non

<sup>(1)</sup> Obligation datant de l'arrêté "chaufferie" de 1978 s'appliquant aux constructions terminés après 1981

En dehors des points <sup>(2)</sup> de la responsabilité du délégataire, le respect des règlementation précitées est de la responsabilité du propriétaire des locaux

Remarques: Equipements et bâti dans un état d'usage avancé, mais sans non-conformité majeure.  
Porte d'indiquant ni le fait que cela soit une sous-station, ni le nom de l'exploitant en place (encore moins un moyen de le contacter)

#### Entretien général du local

Propreté du local ?	Correct
Filtre en aval échangeur sur primaire :	Oui, mauvais état
Repérage des éqpts primaires ? Repérage du sens de circulation des fluides ?	Oui, à jour
Présence de schémas de principe hydraulique des installations primaires à jour ?	Absent
Présence et tenue à jour d'un livret de chaufferie ?	Oui, à jour
Fréquence passage et remplissage du livret de chaufferie ?	Bonne
Exhaustivité des données remplis dans le livret de chaufferie ?	Bonne

Remarques: Manque le schéma de principe de la partie primaire de l'installation.  
Le filtre en aval de l'échangeur sur la partie primaire est en mauvais état.

#### Entretien des équipements électriques du réseau Primaire

Etat de l'armoire électrique ?	Correct
Repérage des installations électriques en armoire ?	Correct
Présence de schémas de principe électrique à jour ?	Non vérifié
Etat des voyants des armoires électriques ?	Correct
Etat général des équipements électriques en chaufferie ?	Correct

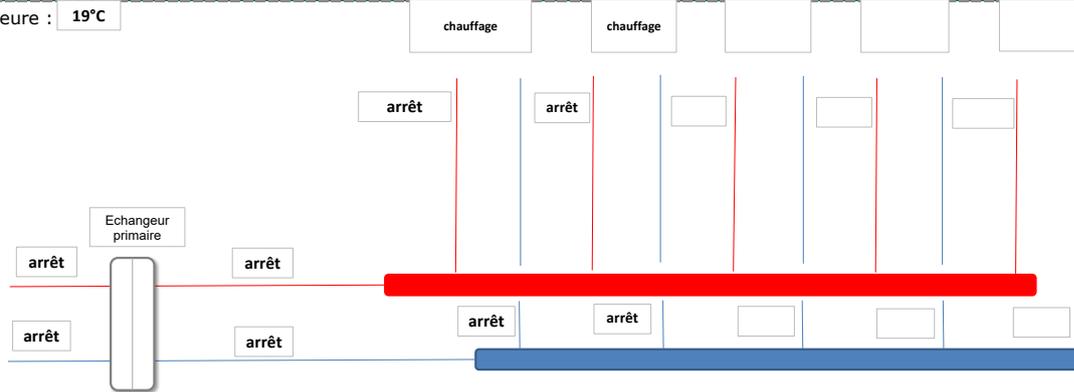
Remarques: Etat d'usage, correcte. La réalisation de la vérification annuelle de la conformité électrique (obligation liée au fait que la sous-station soit un local soumis au Code du travail) n'ai pas connue.

### 3/ ANALYSE DE L'ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS THERMIQUE

#### 3.1 / Analyse des équipements de la sous-station XX : Maison des sports et CCAS

##### Exploitation des équipements primaires et départ(s) secondaire(s)

T° extérieure : 19°C



\*Ce schéma permet une analyse des températures mesurées lors de la visite, il ne s'agit en aucun cas du schéma de principe réel de l'installation

Remarques: Le jour de la visite, la totalité des installations étaient à l'arrêt (hors période de chauffage).

##### Entretien des équipements primaires

Maintenance du/des échangeur(s)	non concerné
Etat général de l'échangeur à plaques	
Etat général des réseaux hydrauliques primaires (fuites, rouilles...) ?	
Etat du calorifuge des réseaux primaires ?	FAUX
Etat du calorifuge des échangeurs?	FAUX
Etat des équipements de mesures ? (thermomètres)	FAUX
Etat des équipements de mesures ? (manomètres)	FAUX
Etat des vannes de sectionnement primaire?	FAUX
Etat des vannes d'équilibrage réseau ?	FAUX
Etat général du ou des système(s) de régulation échangeur(s) ? (vanne 2 ou 3 voies, servomoteur...)	non concerné
Etat général du/des circulateur(s) ?	non concerné
Présence d'un pot à boue magnétique ?	non concerné

Remarques: La sous-station n'est pas équipée d'un échangeur à plaque mais d'une bouteille de découplage vieillissante.  
Certains éléments du réseau hydraulique pourraient être remplacés, le calorifugeage est vieillissant et dégradé.  
La régulation n'est pas très efficace.

### 3/ ANALYSE DE L'ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS THERMIQUE

#### 3.2 / Analyse des équipements de la sous-station XY : Palais des sports

##### Données générales

Nom du bâtiment :	Palais des sports
Numéro Sous-station:	XY
Adresse :	912 rue de Lille, Béthune
Usage :	Tertiaire
Date de la visite :	02/07/2021



Equipements primaires et secondaire



Echangeur a plaque



Arrivée et évacuation (primaire/secondaire)

#### Sous-station XY - Palais des sports

##### Indicateurs d'exploitation:

Respect réglementations	Traçabilité de l'exploitation	Etat de l'exploitation	Gestion énergétique
INSUFFISANT 	CORRECT 	BON 	BON 

##### Commentaires généraux sur l'exploitation du local:

Sous-station neuve, certains équipements pourraient être améliorés.

Le jour de la visite, les installations primaire et secondaire (départs vers ECS) étaient en fonctionnement.  
Manque sur place les consignes de sécurité et d'exploitation, les schémas de principe hydrauliques. L'échangeur à plaques n'est pas calorifugé, aucune indication permettant de savoir qui exploite le RCU, et comment les contacter.

#### Informations Générales "Abonné"

##### Administrative

Nom Abonné :	Ville de Béthune
Type abonné :	Public
Puissance max appelée :	Non Connue (pas de télérelève)
Puissance souscrite :	11 101 001 010 110 kW

##### Historique

Date de construction bâtiment :	2020
Date de raccordement au RDC :	2020
Présence ECS :	Oui (hors DSP)
Puissance installée échangeur :	10 010 010 kW

##### Remarques:

Installation neuve. Année de construction de chaleur approximative.  
Raccordement au réseau récent (2020), quelques non conformités, comme l'absence de calorifuge de l'échangeur primaire.

#### Equipements au périmètre du réseau technique

##### Comptage

Compteur de chaleur :	Oui
Compteur télérelevé :	Non
Etat, Année :	Bon Etat
Index :	Non relevé
Compteur d'ECS :	Sans Objet
Compteur télérelevé :	-
Etat, Année :	-
Index :	-

##### Régulation

Principe de régulation de régulateur :	
Régulation par vanne 2 voies sur la température de départ secondaire. Equipements neufs, avec loi d'eau sur la température extérieure. Sans télégestion, mais équipements compatibles.	
Performance de la régulation :	Bonne
Performance des réglages :	Bonne

##### Remarques:

Compteur en bon état, assez récent. Cet équipement est télérelevable et doit être relié à une GTC en chaufferie.

### 3/ ANALYSE DE L'ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS THERMIQUE

#### 3.2 / Analyse des équipements de la sous-station XY : Palais des sports

##### Equipements hors périmètre du réseau de chaleur technique ayant un impact sur celui-ci

Présence pot à boue :	Non concerné
Filtre en amont échangeur sur secondaire :	Non concerné
Présence d'un adoucisseur :	Oui, bon état
Traitant également l'appoint d'eau chauffage :	Non concerné
Présence d'un traitement filmogène :	Non vérifiable
Traitant également l'appoint d'eau chauffage :	Non concerné
Repérage des éqpts secondaires ? Repérage du sens de circulation des fluides ?	Oui, à jour
Présence de schémas de principe hydraulique des installations secondaires?	Oui, pas à jour
Présence d'un livret de chaufferie ?	Oui, à jour
Présence d'un chevet ou table pour stockage et remplissage livret ?	Non

Remarques: L'appoint d'eau du réseau secondaire est réalisé par le réseau, via un bypass de l'échangeur avec vanne et compteur d'eau. Installations neuves, avec le schéma de principe d'une partie des installations secondaires (arrivée eau froide). Le livret de chaufferie (secondaire) est bien rempli.

##### Respect de la Réglementation applicable au Réseau de chaleur Basse Température

Présence étiquette "chaufferie" ou "sous-station" sur porte d'accès :	Oui, bon état
Présence coupure électrique Force/lumière repéré en entrée sous-station :	Oui, bon état
Eclairage suffisant et étanche :	Oui
Eclairage de sécurité au-dessus des portes :	Oui
Présence des consignes de sécurité et d'exploitation <sup>(2)</sup> :	Absent
Ventilation haute et basse en balayage efficace de la chaufferie et de section conforme à la réglementation en vigueur <sup>(1)</sup> :	Oui
Cuvette de rétention + Présence système d'évacuation des eaux suffisant :	Oui
Ensemble des canalisations primaires calorifugées <sup>(1) (2)</sup> :	Oui, bon état
Échangeur(s) primaire(s) calorifugé(s) <sup>(1) (2)</sup> :	Non

<sup>(1)</sup> Obligation datant de l'arrêté "chaufferie" de 1978 s'appliquant aux constructions terminés après 1981

En dehors des points <sup>(2)</sup> de la responsabilité du délégataire, le respect des règlementation précitées est de la responsabilité du propriétaire des locaux

Remarques: Manque la plupart des obligations réglementaires en dehors de l'éclairage.

##### Entretien général du local

Propreté du local ?	Bon
Filtre en aval échangeur sur primaire :	Oui, bon état
Repérage des éqpts primaires ? Repérage du sens de circulation des fluides ?	Absent
Présence de schémas de principe hydraulique des installations primaires à jour ?	Absent
Présence et tenue à jour d'un livret de chaufferie ?	Absent
Fréquence passage et remplissage du livret de chaufferie ?	Non concerné
Exhaustivité des données remplis dans le livret de chaufferie ?	Non concerné

Remarques: Manque le schéma de principe de la partie primaire de l'installation.

##### Entretien des équipements électriques du réseau Primaire

Etat de l'armoire électrique ?	Bon
Repérage des installations électriques en armoire ?	Bon
Présence de schémas de principe électrique à jour ?	Oui, à jour
Etat des voyants des armoires électriques ?	Bon
Etat général des équipements électriques en chaufferie ?	Bon

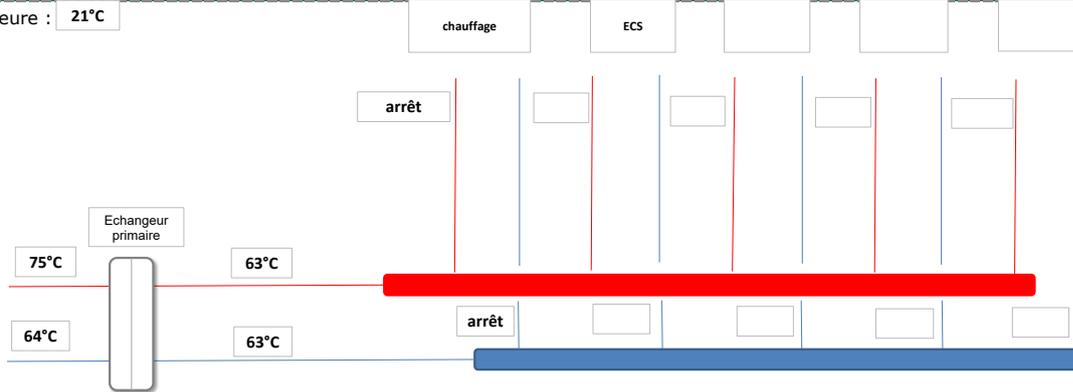
Remarques: Bon état général des installations électriques, elle pourraient cependant être repérées de façon plus explicite.

### 3/ ANALYSE DE L'ENTRETIEN DES EQUIPEMENTS THERMIQUE

#### 3.2 / Analyse des équipements de la sous-station XY : Palais des sports

##### Exploitation des équipements primaires et départ(s) secondaire(s)

T° extérieure : 21°C



\*Ce schéma permet une analyse des températures mesurées lors de la visite, il ne s'agit en aucun cas du schéma de principe réel de l'installation

Remarques: Le jour de la visite, les installations étaient en service, pour permettre la production d'eau chaude sanitaire. Les équipements du secondaire ne sont pas visibles, ils sont dans un autre local.

##### Entretien des équipements primaires

Maintenance du/des échangeur(s)	non concerné
Etat général de l'échangeur à plaques	bon
Etat général des réseaux hydrauliques primaires (fuites, rouilles...) ?	bon
Etat du calorifuge des réseaux primaires ?	bon
Etat du calorifuge des échangeurs?	absent
Etat des équipements de mesures ? (thermomètres)	bon
Etat des équipements de mesures ? (manomètres)	bon
Etat des vannes de sectionnement primaire?	bon
Etat des vannes d'équilibrage réseau ?	bon
Etat général du ou des système(s) de régulation échangeur(s) ? (vanne 2 ou 3 voies, servomoteur...)	non concerné
Etat général du/des circulateur(s) ?	non concerné
Présence d'un pot à boue magnétique ?	non concerné

Remarques: L'échangeur à plaque n'est pas calorifugé.  
Le reste des équipements est neuf, sans dégradations apparentes ni équipements non fonctionnels.



Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 1** / Octobre 2021

Mis à jour 2 / Février 2022

**Mission 1** : Etats des lieux des réseaux

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

Florent BAFFERT-FORGE, Chef de projets Energie et Environnement

Gaël BERGER, Chargé d'affaires Energie

Aziz BENADDOU, Chargé d'affaires

Gautier LAFFONT, Chargé d'études

### **ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B

23 avenue de Poumeyrol

69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

<b>AUTEUR</b>	
Date	Nom
05/08/2021	G. LAFFONT, A. BENADDOU, G. BERGER, T. DEVILLE
23/11/2021	G. LAFFONT, G. BERGER
10/02/2022	G. BERGER

<b>VALIDATION</b>	
Date	Nom
25/09/2021	F. BAFFERT-FORGE, G. BERGER
26/11/2021	E. GIRON

# Sommaire

<b>CHAPITRE 1</b>	<b>COMPREHENSION DE LA MISSION</b>	<b>5</b>
<b>1/</b>	<b>Contexte de l'étude</b>	<b>5</b>
	Le périmètre de l'étude	5
	Le contexte de l'étude des réseaux de chaleur	6
<b>2/</b>	<b>Objectif et enjeux de l'étude</b>	<b>8</b>
<b>3/</b>	<b>Déroulé global de l'étude</b>	<b>9</b>
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>MISSION 1 : SYNTHÈSE DE L'ÉTAT DES LIEUX DES RESEAUX</b>	<b>10</b>
	LES OBJECTIFS DE LA MISSION 1	10
<b>1/</b>	<b>Réseaux du territoire</b>	<b>10</b>
<b>CHAPITRE 3</b>	<b>ÉTAT DES LIEUX DU RESEAU DE CHALEUR DE BETHUNE</b>	<b>13</b>
<b>1/</b>	<b>Présentation des acteurs et de leurs relations</b>	<b>13</b>
	1.1/ Acteurs du réseau	13
	1.2/ Contrats et liens généraux	17
<b>2/</b>	<b>Présentation du réseau de distribution</b>	<b>18</b>
	2.1/ Synthèse	18
	2.2/ Caractéristiques du réseau de chaleur	18
	2.3/ Efficacité énergétique et environnementale	20
	2.4/ Caractéristiques des abonnés	21
<b>3/</b>	<b>Montage juridique</b>	<b>22</b>
	3.1/ Mode de gestion du réseau	22
	3.2/ Périmètre juridique	22
	3.3/ Contrat de vente d'électricité à EDF dans le cadre d'un contrat avec obligation d'achat	23
	3.4/ Modalités d'achat de chaleur et de gaz de mines	24
	3.5/ Modalités d'achat de chaleur du CVE	25
<b>4/</b>	<b>Sous-stations et patrimoine raccordés</b>	<b>26</b>
	4.1/ Sous-stations et typologie d'abonnés	26
	4.2/ Bilan des ventes et consommations	27
<b>5/</b>	<b>Tarification</b>	<b>28</b>

## **CHAPITRE 4 ETATS DES LIEUX DU RESEAU DE CHALEUR DE BUSNES 30**

<b>1/ Présentation des acteurs et de leurs relations.....</b>	<b>30</b>
1.1/ Acteurs du réseau .....	30
1.2/ Contrats et liens généraux .....	30
<b>2/ Présentation du réseau de distribution.....</b>	<b>31</b>
2.1/ Synthèse .....	31
2.2/ Caractéristiques du réseau de chaleur .....	32
2.3/ Quotas CO2 .....	33
2.4/ Efficacité énergétique et environnementale .....	33
2.5/ Caractéristiques des raccordements .....	33
<b>3/ Montage juridique .....</b>	<b>34</b>
3.1/ Mode de gestion du réseau .....	34
3.2/ Périmètre juridique .....	34
3.3/ Modalités d’approvisionnement en bois .....	35
<b>4/ Sous-stations et patrimoine raccordés .....</b>	<b>36</b>
<b>5/ Tarification .....</b>	<b>36</b>

## **CHAPITRE 5 ETAT DES LIEUX DU RESEAU TECHNIQUE DE NORRENT-FONTES..... 37**

<b>1/ Présentation des acteurs et de leurs relations.....</b>	<b>37</b>
1.1/ Acteurs du réseau .....	37
1.2/ Contrats et liens généraux .....	37
<b>2/ Présentation du réseau de distribution.....</b>	<b>38</b>
2.1/ Synthèse .....	38
2.2/ Caractéristiques du réseau de chaleur .....	38
2.3/ Quotas CO <sub>2</sub> .....	39
2.4/ Efficacité énergétique et environnementale .....	39
2.5/ Caractéristiques des raccordements .....	39
<b>3/ Montage juridique .....</b>	<b>40</b>
3.1/ Mode de gestion du réseau .....	40
3.2/ Périmètre juridique .....	40
3.3/ Modalités d’approvisionnement en combustible.....	40
<b>4/ Sous-stations et patrimoine raccordés .....</b>	<b>42</b>

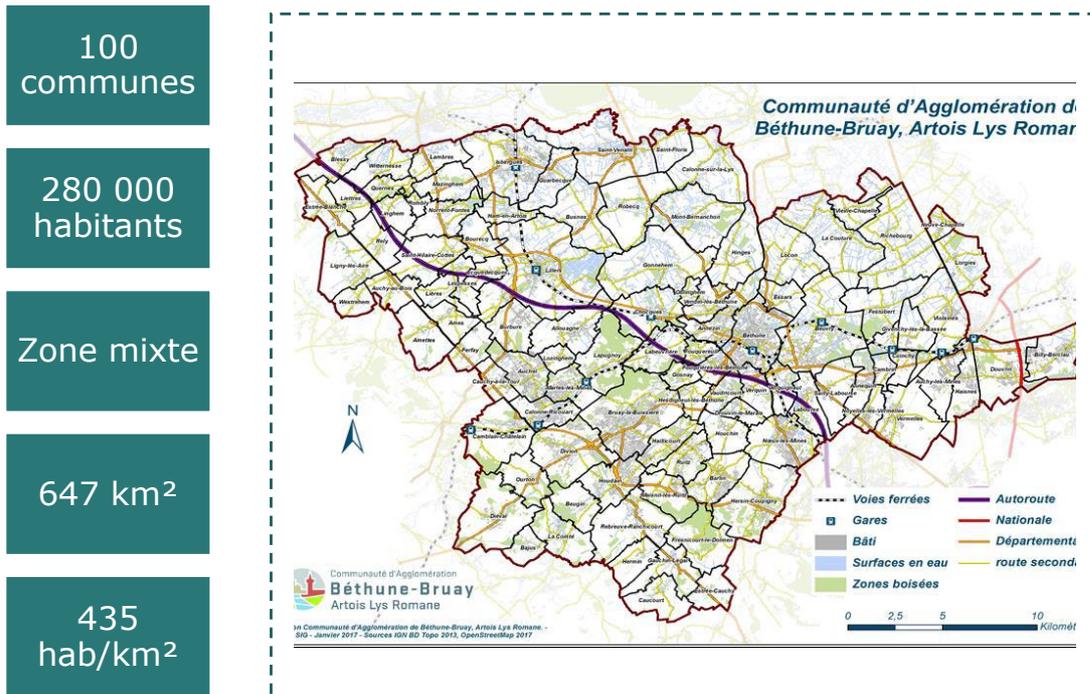
## **CHAPITRE 6 ANNEXES..... 43**

<b>1/ Chaufferie de Busnes .....</b>	<b>43</b>
1.1/ Caractéristiques chaudières installées.....	43

# Chapitre 1 Compréhension de la mission

## 1/ Contexte de l'étude

### LE PERIMETRE DE L'ETUDE



La Communauté d'Agglomération de Béthune-Bruay, Artois Lys Romane (CABBALR) compte parmi les plus vastes ensembles intercommunaux de la région, et même de France. L'agglomération regroupe 100 communes, environ 280 000 habitants sur un territoire de 647km<sup>2</sup>, **au cœur du bassin minier**. Le territoire s'articule autour de **deux centres urbains, Béthune et Bruay-la-Buissière, intégrés dans un vaste ensemble de communes rurales de moins de 2 500 habitants.**

## LE CONTEXTE DE L'ETUDE DES RESEAUX DE CHALEUR

### Au niveau national – La PPE et les outils de l'Etat

Le développement des réseaux de chaleur a débuté dans les années 1930 en France. La **Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2019-2028 (PPE)** prévoit une augmentation significative de la production de chaleur renouvelable en France et notamment :

- Une augmentation de 25% de la consommation de chaleur renouvelable en France entre 2017 et 2023 (154 TWh > 196 TWh),
- Une augmentation comprise entre 40 et 60% de la consommation de chaleur renouvelable en France entre 2017 et 2028 (154 TWh > Entre 218 et 247 TWh).

Depuis les années 2000, le soutien public pour les réseaux de chaleur de petite taille (« Réseaux de chaleur en secteur rural ») s'est fortement accentué avec la mise en place de **deux outils** :

- La **TVA à taux réduit** lorsque la chaleur du réseau est produite à plus de 50% par des sources renouvelables.
- Le **Fonds Chaleur**, géré par l'ADEME, s'adresse à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises. Il a pour objectif de participer au financement des projets, de favoriser l'emploi et l'investissement dans la filière puis de mener des expérimentations autour du développement des réseaux de chaleur. Pour 2020, la dotation initiale du Fonds Chaleur est fixée à 350 millions d'euros.
- Le **FRATRI (Fonds Régional d'Amplification de la Troisième Révolution Industrielle)** est le dispositif opérationnel de déclinaison du cadre d'intervention de la nouvelle politique Climat Air Energie défini pour la période 2016-2021. Avec une action sur le Bois-Energie, complémentaire au Fonds Chaleur, il permet d'accompagner les investissements sur des opérations de petites à moyennes puissances. Une subvention au titre du FRATRI pourra être obtenue, si les deux conditions suivantes sont vérifiées :
  - Le coût d'exploitation avec la solution biomasse doit être moins élevé que le coût d'exploitation actuel.
  - Le montant du FRATRI permet de ramener le retour sur investissements à 15 ans maxi. Cela permet le financement de solution biomasse et réseau de chaleur même pour des densités thermiques < 1,5 MWh/an.ml.

### Au niveau local – Le PCAET

L'étude de planification énergétique réalisée en 2018-2019 a permis d'affiner le profil énergétique du territoire. Actuellement, la production renouvelable locale permet de couvrir uniquement 2% des besoins énergétiques locaux en 2017.

Actuellement, le territoire de la CABBALR est couvert par **3 réseaux distincts** :

- Un réseau couvrant la ville de Béthune, ainsi que des quartiers de Beuvry et Verquigneul. Ce réseau de chaleur (soit un réseau alimentant au moins 2 entités avec vente de chaleur) permet d'alimenter des bâtiments publics ainsi que des logements collectifs.
- Et deux réseaux communaux (des réseaux créés par des communes alimentant leurs bâtiments, parfois avec vente de chaleur à un tiers) :
  - Un réseau de chaleur alimentant cinq bâtiments communaux du village de Busnes et l'école privée,
  - Le réseau technique (soit la mutualisation d'un moyen de production de chaleur à plusieurs bâtiments d'un même maître d'ouvrage, avec création d'un réseau

entre les bâtiments) alimenté par une chaufferie bois sur la commune de Norrent-Fontes.

La **stratégie énergétique de la CABBALR est définie au sein du Plan Climat-Air-Energie Territorial (PCAET) 2020-2026** approuvé par délibération du Conseil Communautaire le 4 mars 2020. Le PCAET fixe les objectifs stratégiques à horizon 2030 et 2050 et notamment :

- Multiplier par 5 la production d'énergie renouvelable entre 2017 et 2030 (103 GWh/an > 519 GWh/an),
- Multiplier par 13 la production d'énergie renouvelable entre 2017 et 2050 (103 GWh/an > 1 380 GWh/an).

Preuve de l'engagement de la CABBALR en faveur des réseaux de chaleur, la réalisation du Schéma Directeur Territorial des Réseaux de Chaleur est inscrite au sein du programme opérationnel du PCAET 2020-2026. Plus encore, la CABBALR a souhaité inscrire la réalisation de cette étude au programme de **son Contrat de Transition Ecologique**, signé le 16 décembre 2019.

### ***Au niveau du projet – Extension du réseau de chaleur de la commune de Béthune***

Historiquement, deux réseaux de chaleur couvraient une partie de la ville de Béthune. Ils ont été reliés entre eux afin de n'en former plus qu'un dans les années 2000 suivant les modalités suivantes (description valable jusqu'en 2020) :

- Une première partie du réseau permet d'alimenter le quartier du centre-ville. Il est alimenté par deux chaudières gaz d'une puissance de 6MW ainsi que par un système de cogénération de 3,3MW. La consommation de référence est estimée à 7 202 MWh,
- La seconde partie du réseau alimente le quartier du Mont-Liébaud depuis 1992. Il est alimenté par différentes sources et notamment : une chaudière gaz d'une puissance de 14MW, une chaudière fioul d'une puissance de 11MW ainsi qu'un système de cogénération de 1MW. La consommation de référence de ce dernier est estimée à 22 108 MWh.

Représentant plus de 12 km de canalisations, ce réseau permet d'alimenter l'équivalent de 2 300 logements.

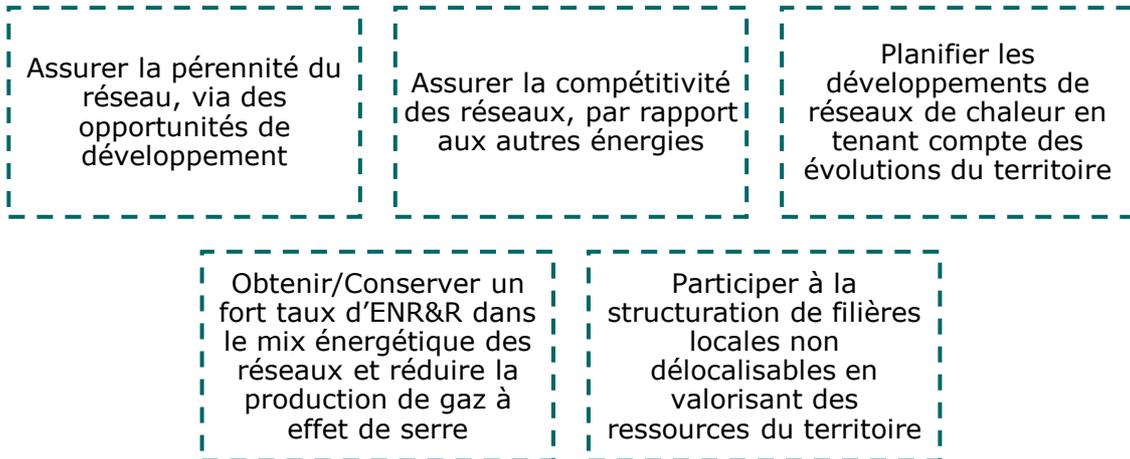
**Ce réseau est en cours de refonte complète de ses sources d'approvisionnement**, ce qui permet sa transformation en un réseau très majoritairement alimenté par des énergies renouvelables et de récupération : Gaz de Mines, **remplacement du CVE**.

## 2/ Objectif et enjeux de l'étude

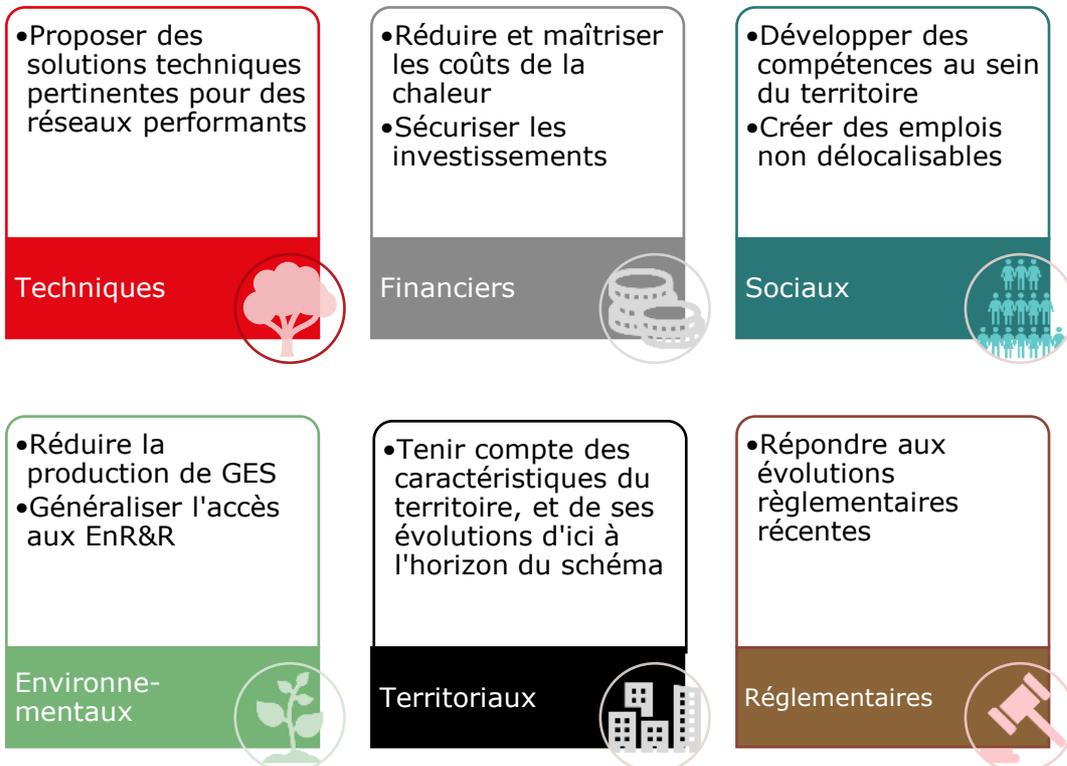
Le schéma directeur d'un réseau de chaleur est un outil de planification. Il a été imposé par la LTECV en 2015 et la loi énergie-Climat de 2019. Il doit être révisé tous les 10 ans.

La loi précise également que l'opportunité de créer un service de distribution de froid doit être évaluée durant ce travail.

- Les 5 objectifs majeurs liés à la réalisation d'un schéma directeur territorial des réseaux de chaleur sont les suivants :



- Les autres enjeux forts de la mission sont :



### 3/ Déroulé global de l'étude

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : diagnostic des réseaux existants et évaluation de la qualité de service fournie
  - **Mission n°1** : réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : analyse des principales sources de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°4** : identification des principaux consommateurs de chaleur sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économique et environnemental
- **Phase 4** : réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Le présent rapport concerne la mission 1.**

# Chapitre 2 Mission 1 : synthèse de l'état des lieux des réseaux

## LES OBJECTIFS DE LA MISSION 1

1. **Vérifier la cohérence** des pièces collectées
2. **Réaliser un état des lieux** technique, économique et juridique des trois réseaux, de manière harmonisée, sous la forme d'un dossier de présentation
3. **Evaluer la qualité** des réseaux

Ces états des lieux serviront de base de travail pour toute la mission. C'est donc une étape cruciale de l'étude.

### 1/ Réseaux du territoire

Le territoire de la CABBALR comporte 4 réseaux existants. Aucun projet en cours de développement n'a été recensé.

10 communes sont concernées par ces réseaux sur les 100 du territoire. Ces réseaux sont sous maîtrises d'ouvrage distinctes :

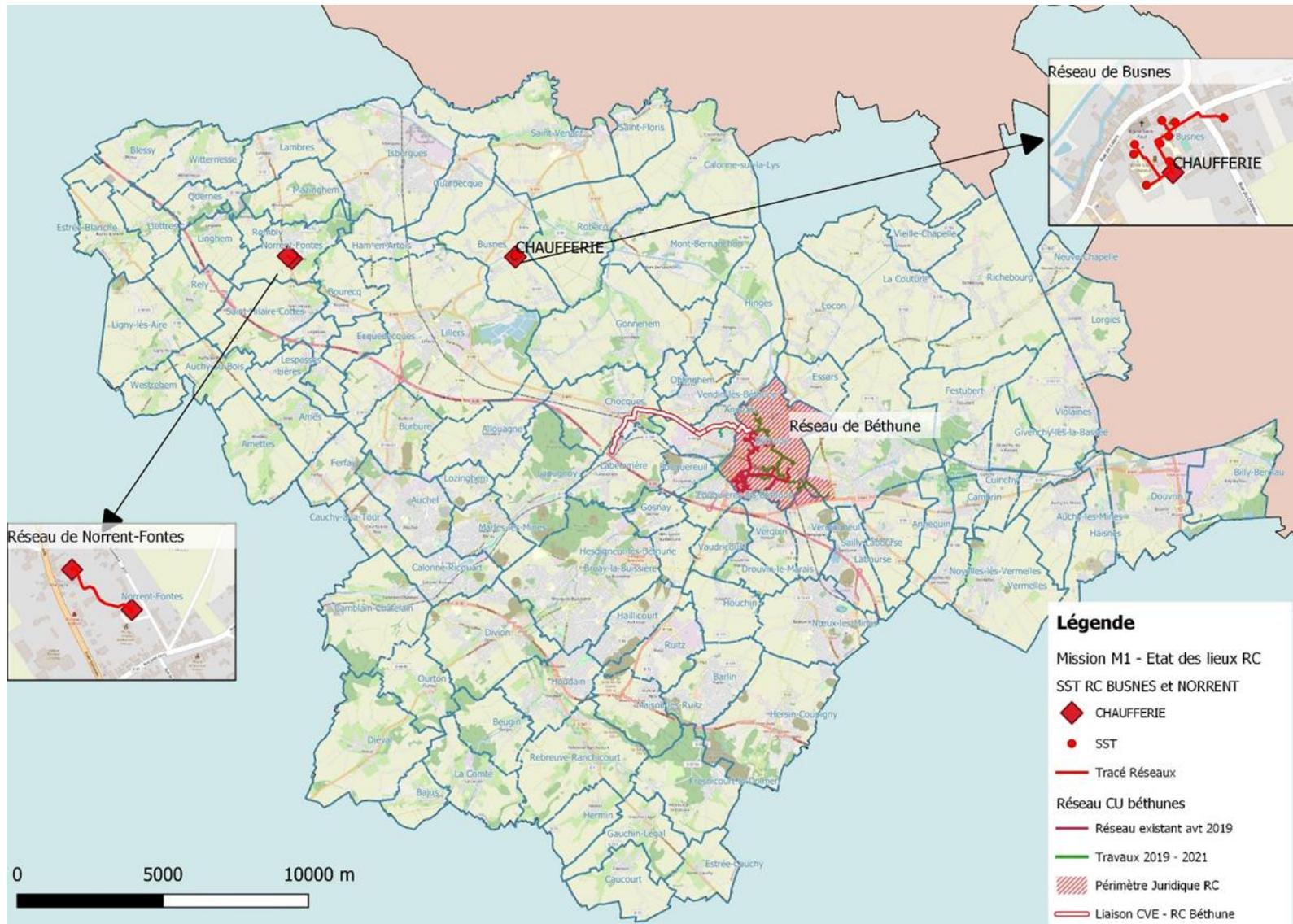
- Ville de Béthune :
  - Le réseau de chaleur de Béthune, service public industriel et commercial délégué à la société DALKIA depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2017, alimentant quelques bâtiments des villes de Verquigneul et Beuvry. Les communes d'Annezin, Vendin, Chocques et Labeuvrière sont concernées à ce jour uniquement par le transport de chaleur entre l'UVE et le réseau de distribution.
- Commune de Busnes :
  - Réseau de chaleur géré par la ville de Busnes avec vente de chaleur
- Commune de Norrent-Fontes :
  - Réseau technique géré par la ville de Norrent-Fontes
- Commune d'Auchel :
  - Réseau privé géré par Pas-de-Calais Habitat. A ce stade, les informations disponibles sont cependant très limitées.

En résumé ; les réseaux techniques ont les caractéristiques suivantes (**pour 2020**)

Propriétaire	Etat	Montage juridique	Livraison chaleur (GWh)	Longueur réseau	Production de base	Mixité EnR&R	Date de construction	Densité thermique (MWh/ml)
Béthune	En fonctionnement	Concession	24	12 500 ml	Gaz -/ cogé gaz	0%	Années 60	2
Busnes	En fonctionnement	Réseau de chaleur	0.25	380 ml	Biomasse	100%	2019	0.7

Norrent-Fontes	En fonctionnement	Réseau technique	0.13	210 ml	Biomasse	100%	2013	0.6
----------------	-------------------	------------------	------	--------	----------	------	------	-----

*Résumé des réseaux de chaleur du territoire de la CABBALR*



Carte des réseaux de chaleur existants

# Chapitre 3 Etat des lieux du réseau de chaleur de Béthune

Ce chapitre est le **dossier de présentation du réseau de chaleur existant de Béthune**.

## 1/ Présentation des acteurs et de leurs relations

### 1.1/ Acteurs du réseau

**La Communauté d'Agglomération de Béthune-Bruay, Artois Lys Romane (CABBALR)** est créée le 1<sup>er</sup> janvier 2017 à la suite d'une fusion de 3 ex-EPCI. Elle regroupe 100 communes et 280 000 habitants.

Ses principales fonctions et compétences sont les suivantes :

- Compétence collecte et traitement des déchets ménagers et assimilés
- Compétence facultative « construction et exploitation d'un réseau de chaleur <sup>1</sup>» (13/06/2019)
- Élaboration du PCAET (approuvé en 2020)
- Coordinateur de la transition énergétique

Dans le cadre du transfert de compétence la CA exerce la compétence construction et exploitation d'un réseau de chaleur sans exclusivité<sup>2</sup> sur son territoire.

Le transfert de compétence non prévu par la loi, peut porter sur tout ou partie de la compétence. Il est possible pour la Communauté d'Agglomération de définir les contours de la compétence qu'elle exerce.

Pour la CA la prise de compétence a été réalisée de façon partielle dans la mesure où la compétence ne concerne que les réseaux de chaleurs et pas les réseaux de froid, mais il n'est pas précisé le périmètre d'application de cette prise de compétence, notamment sur les réseaux existants.

Il n'est également pas précisé que cette compétence « facultative » fera l'objet d'une définition de l'intérêt communautaire. Cette absence de précision fait obstacle à ce que la CABBALR puisse définir un intérêt communautaire, dans un délai de deux ans suivant la prise de compétence, à cette compétence afin d'identifier une ligne de partage entre les réseaux devant être transférés et ceux pouvant rester dans le giron des communes.

Dans sa note sur la notion d'intérêt communautaire l'assemblée des Communautés de France <sup>3</sup> précise que « reprendre l'intitulé d'une compétence sans la mention d'intérêt communautaire revient à transférer immédiatement et totalement cette

---

<sup>1</sup> La compétence définie à l'article L2224-38 du CGCT recouvre « création et exploitation d'un réseau public de chaleur **ou de froid** »

<sup>2</sup> sans exclusivité : d'autres porteurs de projets, notamment privés, peuvent créer des réseaux de chaleur sur le territoire, qui ne doivent pas être des services publics

<sup>3</sup> <https://www.adcf.org/files/note-IC010306.pdf>

compétence. Seule une modification statutaire pourra soumettre à la notion d'intérêt communautaire la compétence concernée et en permettre le partage".

Le transfert d'une compétence entraîne de plein droit la mise à la disposition de la collectivité bénéficiaire des biens meubles et immeubles utilisés, à la date de ce transfert, pour l'exercice de cette compétence.

La Communauté d'Agglomération est substituée de plein droit, à la date du transfert de compétences, aux communes qui la composent dans toutes leurs délibérations et tous leurs actes. Les contrats sont exécutés dans les conditions antérieures jusqu'à leur échéance, sauf accord contraire des parties. La substitution de personne morale aux contrats conclus par les communes n'entraîne aucun droit à résiliation ou à indemnisation pour le cocontractant. La commune qui transfère la compétence informe les cocontractants de cette substitution.

Dans la mesure, où la compétence transférée recouvre la construction et l'exploitation d'un réseau de chaleur, l'ensemble des réseaux de chaleur de type service public, relève de la compétence de la Communauté d'Agglomération.

Dans ce contexte, le contrat de DSP est transféré de plein droit et sans conséquence financière à la CABBALR, à la date du transfert de la compétence. La CABBALR est substituée à la Ville de Béthune dans les droits et obligations du contrat en cours.

Il est obligatoire de prévenir le titulaire du contrat de cette substitution, la passation d'un avenant n'est pas nécessaire.

Ce transfert de plein droit entraîne la fin de l'entente avec les Communes de BEUVRY et VERQUIGNEUL. En effet, les conventions signées avec ces deux communes prévoient : « l'entente prend fin de plein droit en cas de transfert par les deux communes de la compétence création et gestion du chauffage urbain à un même établissement public de coopération intercommunale dont elles seraient membres ».

Cela ne remet pas en cause les éléments de l'avenant n°1 du contrat de concession dans la mesure où la CABBALR est compétente sur l'ensemble du périmètre du contrat après cet avenant N°1.

Concernant les délibérations des communes de Labeuvrière, Vendin les Béthune, Annezin, et Chocques celle-ci sont privées de base légale dans la mesure où ces communes sont également dessaisies de l'exercice de la compétence liée au réseau de chaleur de par le transfert de la compétence à la CABBALR et ne peuvent donc plus délibérer sur les modalités d'exercice de cette compétence.

Si la CABBALR souhaitait dans le cadre du transfert de compétence initié en 2019, prendre la compétence uniquement de façon partielle, il est nécessaire de procéder à une clarification juridique du maintien de l'exploitation du réseau de chaleur de la ville de Béthune par la ville, en travaillant à un nouveau libellé de la compétence, pour l'exercice de cette compétence qui permettrait le maintien de la compétence de la commune sur ce réseau.

Exemples d'intitulés de transfert partiel de compétence pour les réseaux de chaleur :

- Construction et exploitation des nouveaux réseaux de chaleur,
- Construction et exploitation des réseaux de chaleur d'initiative communautaire,

- Construction et exploitation de réseau de chaleur présentant à minima les caractéristiques suivantes, en termes de production d'énergie, d'énergie renouvelable, de longueur, de nombre d'abonnés, d'implantation sur plusieurs communes ...

Il peut également être prévu spécifiquement une date pour le transfert spécifique du réseau de chaleur de la Ville de Béthune.

La modification du libellé de la compétence doit suivre la même procédure que celle applicable pour une prise de compétence à savoir :

- Délibérations concordantes des membres dans les conditions de majorité suivantes :
  - 2/3 au moins des organes délibérants des membres de l'EPCI ou du syndicat mixte représentant plus de la 1/2 de la population totale de ceux-ci, ou par la 1/2 au moins des organes délibérants des membres représentant les 2/3 de la population,
  - Le conseil municipal de la commune dont la population est la plus nombreuse, lorsque celle-ci est supérieure au 1/4 de la population totale concernée.
- Les membres de la Communauté d'Agglomération ont trois mois pour délibérer à compter de la notification de la délibération de la CABBALR.

Il nous apparait donc que si la volonté de la CABBALR est d'exercer la compétence « construction et exploitation d'un réseau de chaleur » uniquement sur les réseaux à créer et non ceux existants, il est nécessaire de modifier les statuts selon la procédure précitée.

Il peut également être envisagée la mise en place d'une convention entre la Communauté d'Agglomération et la Ville de Béthune l'autorisant à continuer l'exploitation du service.

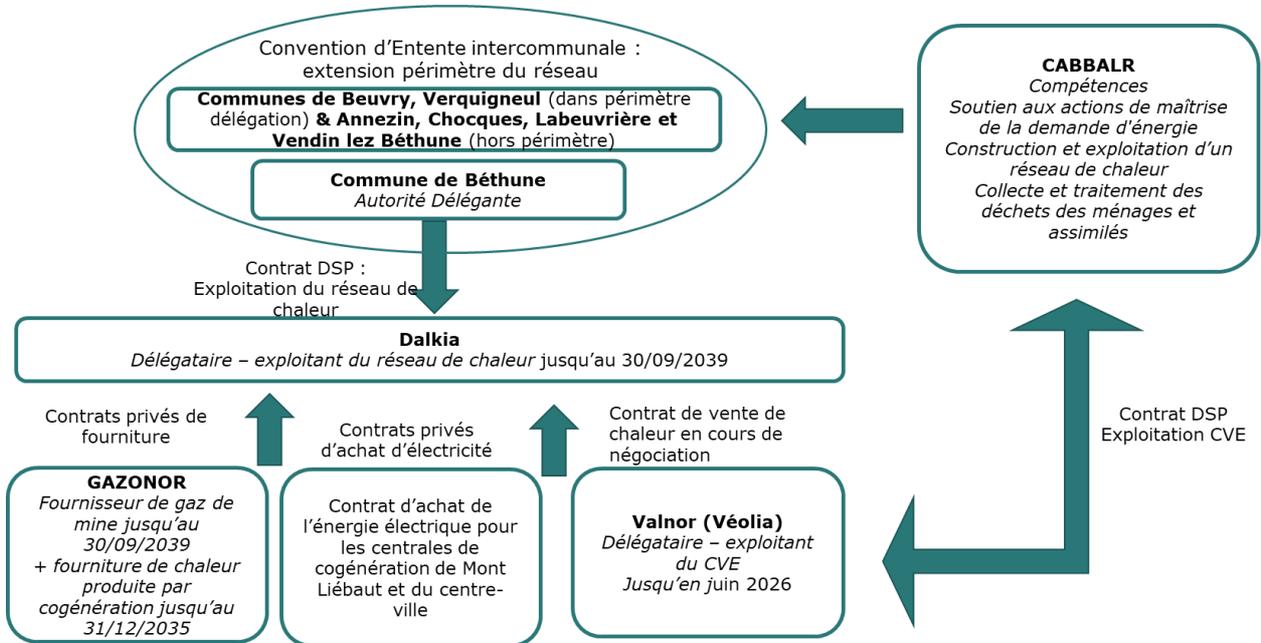
L'article L5215-27 du CGCT applicable aux communautés d'agglomération (article L5216-7-1 du CGCT) indique : « La communauté urbaine peut confier, par convention avec la ou les collectivités concernées, la création ou la gestion de certains équipements ou services relevant de ses attributions à une ou plusieurs communes membres ».

La convention devra préciser, l'objet, la durée, les modalités techniques d'exécution du service, les modalités de contrôle et les modalités financières, éventuellement les conditions de partage des responsabilités encourues.

Le projet de convention doit être approuvé par le conseil communautaire avant sa signature par le Président de la CABBALR.

Au titre de sa compétence « maîtrise de la demande en énergie », la Communauté d'Agglomération a fixé comme objectif sur son territoire la multiplication de la consommation de chaleur EnR&R via les réseaux de chaleur et influe donc sur le développement des réseaux sur son territoire.

L'articulation actuelle des acteurs sur ce réseau est présentée ci-dessous :



## 1.2/ Contrats et liens généraux

Le tableau ci-dessous reprend chronologiquement les différents documents contractuels relatifs au réseau de chaleur de la Ville de Béthune :

Date	Type de document	Objet
Transmis en préfecture le 06/09/2017	Contrat de DSP	Confie à la sociétés DALKIA l'exploitation du réseau de chaleur urbain du quartier de Béthune sur la base de son offre variante avec option CVE pour une durée de 22 ans à compter du 01/10/2017 Annexe 4 : contrats d'achat d'électricité à reprendre Annexe 17 : contrats de fourniture de gaz et de chaleur
11 Mai 2018	Convention intercommunale entre Béthune et Verquigneul	Création d'une entente avec la Ville de Béthune pour l'extension du réseau de chauffage urbain de la commune de Béthune sur le territoire de la commune de Verquigneul
25 septembre 2018	Convention intercommunale entre Béthune et Beuvry	Création d'une entente avec la Ville de Béthune pour l'extension du réseau de chauffage urbain de la commune de Béthune sur le territoire de la commune de Beuvry
Transmission en préfecture le 22 mars 2019	Avenant n°1 au contrat de DSP	Modification du périmètre du service délégué Modification des travaux de premier établissement Modification du mix énergétique (notamment de chaleur fatale issue des cogénérations au gaz de mine de Gazonor) Modification des tarifs et indexations en conséquence Mise en place d'un prix R3 pour la fourniture d'eau traitée Correction d'erreurs matérielles sur les formules d'indexation
En cours de négociation	Avenant N°2 au contrat de DSP <sup>4</sup>	Au 1 <sup>er</sup> octobre 2021 : avenant en cours de négociation, elle-même liée à la négociation de la convention de vente de chaleur
En cours de négociation	Convention de vente de chaleur	Convention probablement quadripartite (Exploitant RCU / Autorité délégante RCU, la ville de Béthune / Exploitant UVE / Autorité délégante UVE, la CABBALR) en cours de négociation au 1 <sup>er</sup> octobre 2021.
Entre mai 2020 et juin 2021	Conventions intercommunales	Création d'une entente avec la Ville de Béthune pour l'extension du réseau de chauffage urbain de la commune de Béthune sur le territoire des communes de Annezin, Chocques, Labeuvrière et Vendin lez Béthune

<sup>4</sup> L'article 77 bis du contrat prévoit la réalisation des extensions du réseau et le raccordement au CVE sous réserve de la passation d'un avenant et d'une convention de vente de chaleur avec ledit CVE. Or ce raccordement est en cours de réalisation, mais ces deux documents n'ont pas encore été signés.

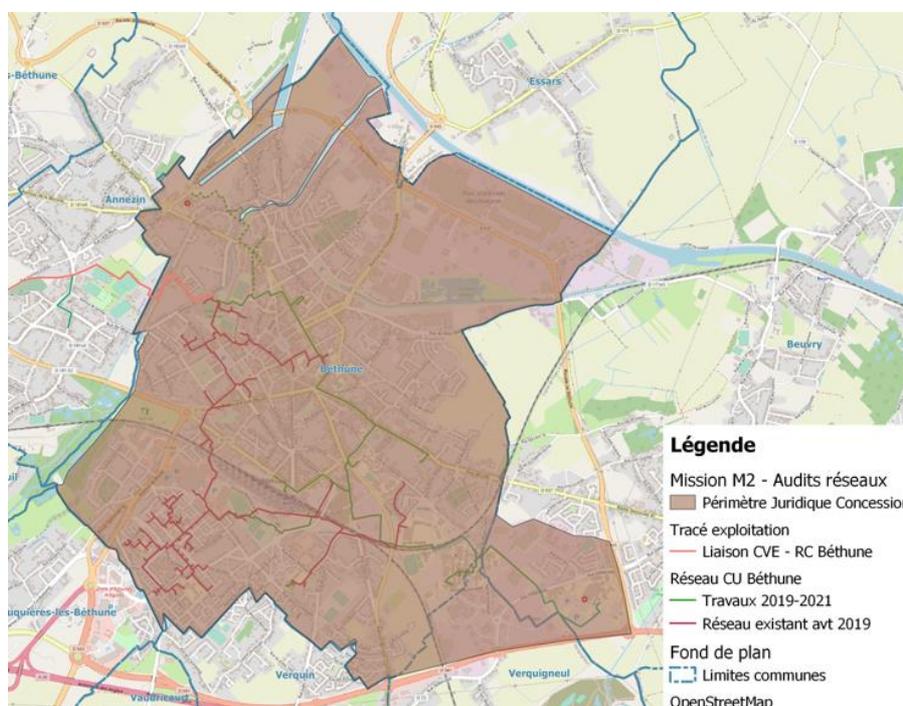
## 2/ Présentation du réseau de distribution

### 2.1/ Synthèse

Les caractéristiques principales du réseau de distribution sont les suivantes :

<b>Nombre de clients</b> 22	<b>Nombre de SST</b> 88	<b>Rendement réseau</b> 76 %	<b>Densité linéaire</b> 2 MWh/ml	<b>Longueur de réseau</b> 12.5 kml
--------------------------------	----------------------------	---------------------------------	-------------------------------------	---------------------------------------

La carte et le schéma ci-dessous donne un aperçu du tracé du réseau de distribution :



*Vision globale du réseau de chaleur de la ville de Béthune*

### 2.2/ Caractéristiques du réseau de chaleur

Il fonctionne sur le régime d'eau chaude en basse pression inférieure à **110°C**. Le délégataire doit une température de **85°C +/- 5°C** en aval de l'échangeur (fluide secondaire). Les installations secondaires (propres au(x) bâtiment(s) de l'abonné) restent la propriété des abonnés et sont gérées par celui-ci.

Le réseau (**12 500 ml en 2005**) a été en partie repris et maillé lors des travaux de premier établissement (depuis 2019). La densité linéaire globale du réseau est de **2 MWh/ml**<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Elle est de 8 MWh/ml en moyenne pour les réseaux de chaleur en France. Pour les réseaux urbains récents, elle est comprise entre 3 et 6 MWh/ml.

Le tableau ci-dessous présente les sites et équipements existants ou prévus permettant l'alimentation du réseau.

Site	Équipements ( <i>en italique : non en service en 2020</i> )	Puissance	État d'utilisation
<b>Ancienne chaufferie Mont-Liébaud</b>	Récupération de chaleur sur cogénération externe (hors DSP) Chaudières mixte gaz et fioul Equipements Charbon	Non Connu	Arrêt utilisation en 2019 Etat d'usage Abandonnés
<b>Nouvelle Chaufferie de Mont-Liébaud</b>	<i>1 chaudière hybride au gaz de mine</i> <i>2 chaudières gaz</i>	5 MW 6+8 MW	Neuf, en fonctionnement en 2021
<b>Hors DSP :<sup>6</sup> Mont-Liébaud (Gazonor)</b>	2 <b>Cogénération</b> au gaz de mines <sup>7</sup>	2 x 1,5MW <sub>th</sub> 2 x 1,5MW <sub>élec</sub> <sup>8</sup>	Prévu en 2021 Neuf, en fonctionnement
<b>Chaufferie du centre-ville</b>	1 <b>Cogénération</b> 2 Chaudières gaz	3,5 MW <sub>th</sub> 10 + 4 MW	Etat d'usage
<b>CVE</b>	Unité de Valorisation Energétique - OMr ( <i>Chaleur fatale</i> )	5,5 MW <sub>th</sub> <sup>9</sup>	Prévu en 2022

**En 2020, seules la chaufferie Centre-ville, sa cogénération et l'ancienne chaufferie Mont Liébaud sont fonctionnelles.**

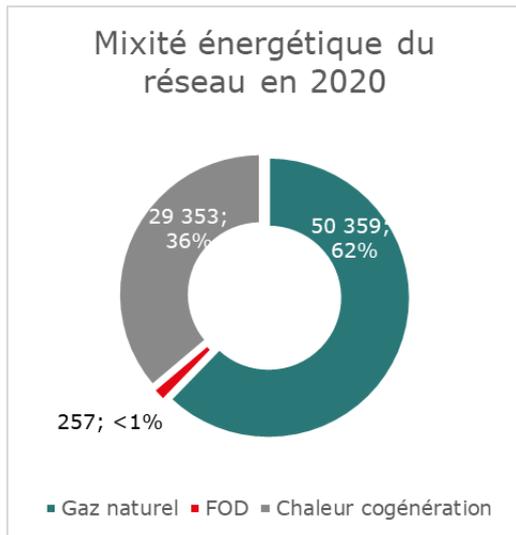
Au 2<sup>nd</sup> trimestre 2021, cette ancienne chaufferie est abandonnée et en cours de démantèlement.

<sup>6</sup> Ces installations ne font pas partie du réseau de chaleur de Béthune. Elles appartiennent à Gazonor, qui a conclu un contrat privé de vente de la chaleur cogénérée avec le délégataire, Dalkia.

<sup>7</sup> Le gaz de mine provient des anciennes mines, aujourd'hui fermées. Le charbon dégage du méthane, qui est alors emprisonné dans les vides miniers par la montée des eaux issues de l'engorgement naturel. Il s'ensuit un phénomène de surpression bien connu dans les différents bassins houillers, mais qui peut se révéler dangereux en provoquant des "chasses de gaz de mine" vers la surface. Des sondages de décompression sont forcés aux points hauts du réservoir de gaz de mine afin de permettre une décompression "passive" en continu du réservoir.

<sup>8</sup> Limité, pour des raisons de capacité du réseau électrique d'ENEDIS, à 2,7 MW<sub>élec</sub> au total, donc 2,7 MW<sub>thermique</sub> à disposition du réseau de chaleur de Béthune

<sup>9</sup> 5,5 MW : Puissance thermique mise à disposition du réseau de chaleur en 2021, en plus de la valorisation énergétique des intrants du CVE par la production d'électricité et de de vapeur pour la croda, industriel local.



En MWhPCI

En **2020 le taux d'ENR&R de la chaleur livrée est de 0%**. L'utilisation du gaz de mine n'était pas effective et le CVE n'était pas raccordé.

L'avenant 1 du contrat de DSP prévoit de passer à **76% d'ENR&R en 2021**.

Le mixte énergétique provient à **99% du gaz naturel** dont 36% issues de la récupération de chaleur sur les cogénérations de la chaufferie du centre-ville et de Mont Liébaut.

### 2.2.1/ Quotas CO<sub>2</sub>

Entre 2018 et 2020, le total de CO<sub>2</sub> émis est passé de **11 739 t à 6 156 t**. Cette diminution de 47% est expliquée par l'utilisation de la cogénération depuis 2019. Les achats de quotas de CO<sub>2</sub> ont diminué de 10k€ par rapport à 2019.

Depuis l'arrêt de l'ancienne chaufferie de Mont Liébaut (classée ICPE Enregistrement) en 2020 et sa substitution par la nouvelle chaufferie (classée ICPE 2910A en Déclaration avec Contrôle Périodique, soit inférieur à 20MW), plus **aucune installation du réseau de chaleur de Béthune n'est soumise au SEQE-UE**.<sup>1011</sup>

### 2.3/ Efficacité énergétique et environnementale

Dans le cadre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'Environnement, de nombreux contrôles et vérifications de l'efficacité énergétique et des émissions de polluants doivent être réalisés par l'exploitant.

Les rapports de contrôle ne sont pas fournis en annexe des comptes-rendus annuels d'activités, fournis chaque année par l'exploitant à son autorité délégante. Les résultats de ces contrôles et mesures ne sont pas mentionnés dans lesdits comptes-rendus.

<sup>10</sup> SEQE-UE : Système d'échange de quotas d'émission (de CO<sub>2</sub>) de l'UE, soit le marché européen du carbone

<sup>11</sup> A confirmer par le délégataire pour la chaufferie du Centre-ville. En effet, en cas de fonctionnement simultané des 3 moyens de production (chaudières et cogénération), la puissance entrée chaufferie (MWh<sub>PCI</sub> gaz) dépassent les 20 MW. Si le fonctionnement de la cogénération et de la chaudière gaz de 4MW ne peut être simultané, alors le régime est celui de la déclaration, hors quota CO<sub>2</sub>.

## 2.4/ Caractéristiques des abonnés

Les caractéristiques générales de consommation des usagers raccordés (abonnés) sont les suivantes :

**Puissance  
souscrite**  
19 080 kW

**Chaleur  
distribuée**  
24 427 MWh

**Équivalents  
logements**  
2 326

<sup>12</sup> Le réseau de chaleur compte 91 postes de livraison situées dans 88 sous-stations réparties parmi 22 clients.

Les **4 clients suivants représentent 60%** de la demande en chaleur :

- PAS DE CALAIS HABITAT (34%)
- COMMUNE DE BETHUNE (17%)
- La ROTONDE – ASL et FIGA (9%)

Les puissances et quantités de chaleur fournies varient fortement en fonction de l'abonné (typologie de bâtiment, surface et besoin thermique). Près de **46% de la chaleur vendue en 2020 est à destination de logements.**

La carte ci-dessous présente la répartition des abonnés en 2020 du RC de Béthune.

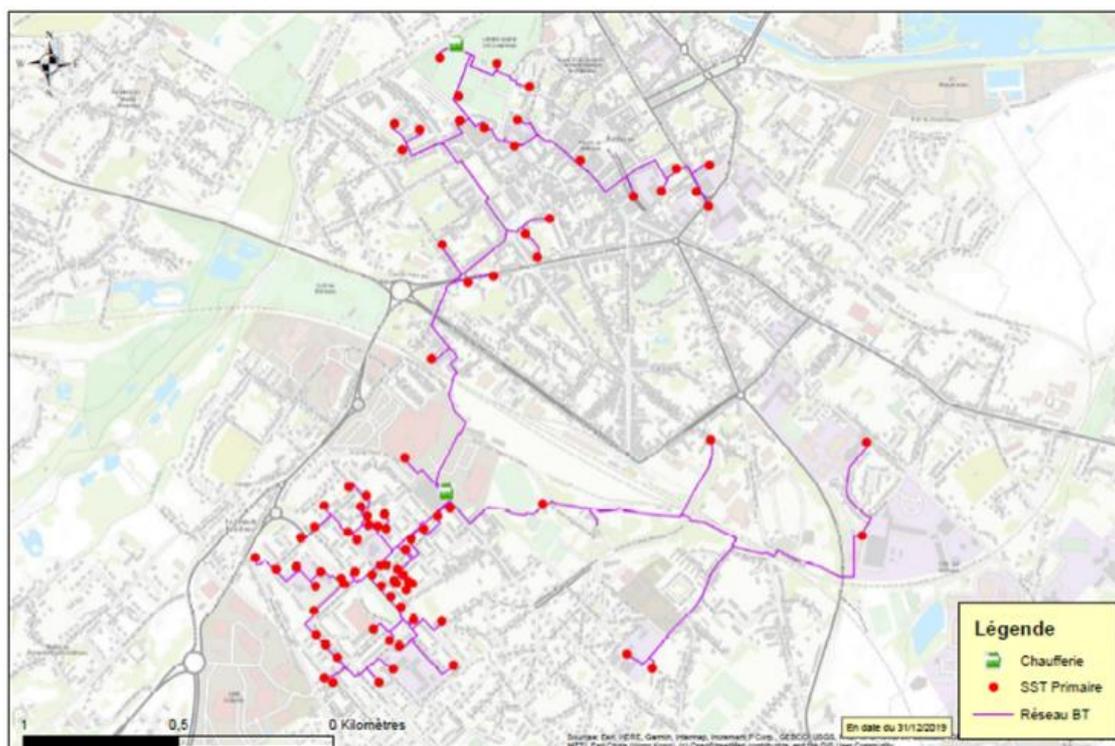


Figure 1 : Plan du réseau et des sous-stations en 2020 (Dalkia)

<sup>12</sup> Équivalent Logement : suivant ratio de Dalkia, exploitant : 10,5 MWh/an/log

## 3/ Montage juridique

### 3.1/ Mode de gestion du réseau

Les caractéristiques principales du mode de gestion juridique sont les suivantes :

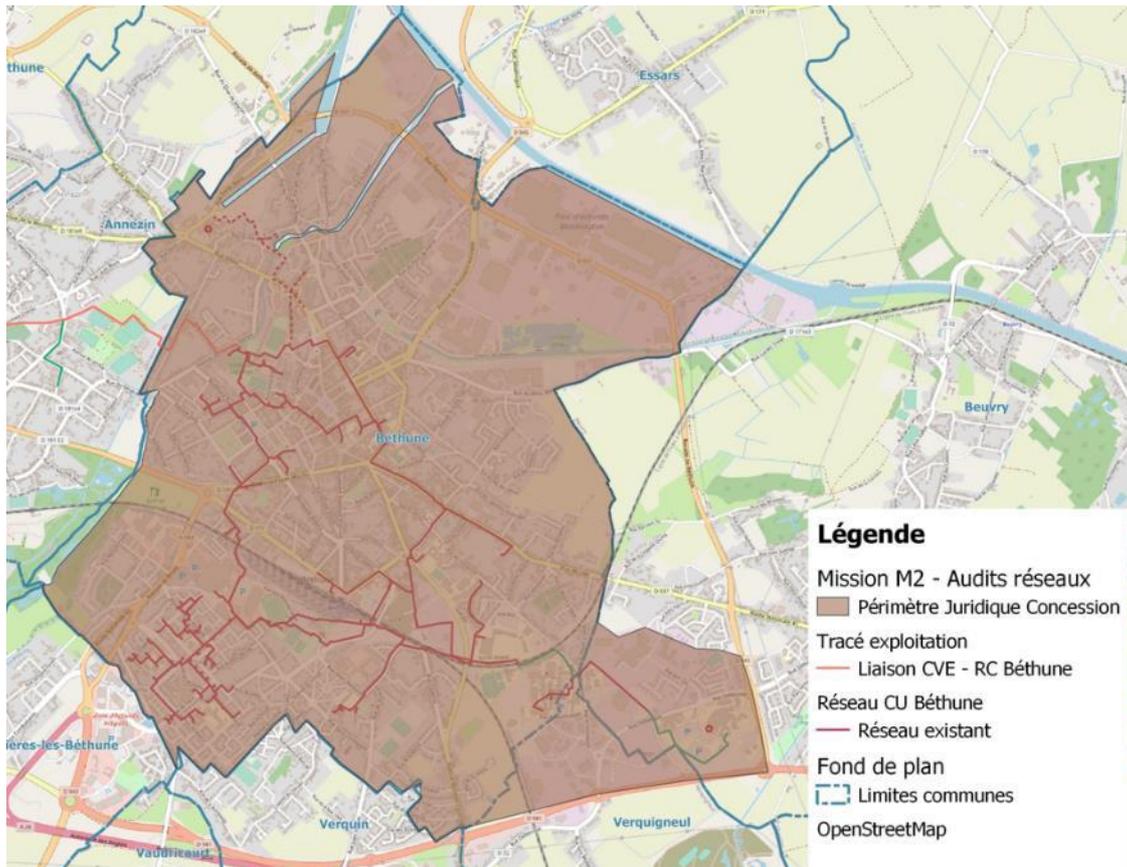
<b>Type de contrat</b>	•DSP de type concession déléguée à <b>Dalkia</b> par la <b>ville de Béthune</b>
<b>Objet du contrat</b>	• <b>Rénovation</b> et <b>exploitation</b> du réseau de <b>production</b> et <b>distribution</b> de la chaleur
<b>Dates et durées du contrat</b>	•Délibération : 13/12/2016 •Démarrage : 01/10/2017 •Fin du contrat : 30/09/2039 •Soit une durée de <b>22 ans</b>

### 3.2/ Périmètre juridique

Le périmètre géographique du réseau de chaleur est constitué du territoire tel que présent en annexe 1 du contrat de concession et représenté ci-après.

Le périmètre initial du contrat recouvrait uniquement la ville de Béthune. Suite à la signature de convention d'entente avec les Communes Verquigneul et Beuvry pour la mise en place d'un service d'intérêt commun, le périmètre géographique de la délégation de service public a été augmenté pour couvrir en partie le territoire de ces deux communes (Avenant N°1 au contrat).

Le périmètre représenté ci-dessous représente le périmètre de la concession du réseau de chaleur, qui est notamment un périmètre d'exclusivité de développement du réseau « donné » au délégataire.



*Périmètre juridique de la concession du réseau de chaleur public de Béthune, délégué à Dalkia (périmètre d'exclusivité)*

Les communes de Annezin, Chocques, Labeuvrière et Vendin lez Béthune ont signé une convention d'entente intercommunale avec Béthune pour étendre le périmètre de la concession du réseau de chaleur sur leurs communes. A ce jour, ces conventions d'ententes ne se sont pas traduites dans le contrat de concession du réseau par une extension du périmètre de la concession ni par un développement du réseau à ces communes autre que la création d'un réseau de transport (et non de distribution) de chaleur sur leurs communes.

### **3.3/ Contrat de vente d'électricité à EDF dans le cadre d'un contrat avec obligation d'achat**

La Cogénération (au gaz naturel) de la chaufferie du Mont-Liébaud fournit de la chaleur au réseau depuis 2012.

Le contrat intègre l'obligation de reprendre les conditions d'achats de l'énergie électrique qui ont été contractées lors de la précédente consultation. Les deux contrats suivants sont mentionnés dans les contrats à reprendre mais ceux-ci ne nous ont pas été transmis :

- Avenant n°9 au contrat d'achat de l'énergie électrique pour la centrale de cogénération du Mont-Liébaud

- Avenant n°1 et 2 au contrat d'achat électrique pour la centrale de cogénération du centre-ville

Seules les conditions générales de ventes (documents publiques) sont connues.

**Le contrat a pris effet en 2012 pour une durée de 15 ans, et prendra fin en 2027.**

### 3.4/ Modalités d'achat de chaleur et de gaz de mines

**Dalkia** et **GAZONOR** ont passé deux conventions en date du 31/05/2017 permettant la fourniture de gaz de mines et de chaleur cogénérée à partir de cogénérations au gaz de mine valable à partir de la mise en service des équipements en 2021.

Contrat	Date de fin	Fournisseur	Preneur
Annexe_17_1_Covention_Fourniture_de_Gaz	30/09/2039	Gazonor	Dalkia
Annexe_17_2_Covention_Fourniture_de_Chaleur	31/12/2035	Gazonor	Dalkia

#### 3.4.1/ Fourniture de Gaz de mines

Le contrat prévoit un raccordement séquentiel à trois puits en fonction des quantités prévisionnelles demandées par DALKIA.

Les 3 options sont présentées ci-dessous :

MWh PCS/an en fonction de l'option	2021-2027	2028-2035	2036-2039	Coût de raccordement
Option 1 - extension maximisé du réseau et raccordement au CVE	9 306	13 731	25 866	1 200 000 €HT
Option 2 - extension maximisée du réseau	15 121	19 522	37 148	1 000 000 €HT
Option 3 -sans raccordement au CVE	31 288	37 301	43 158	1 000 000 €HT

#### **Engagement de Gazonor :**

Gazonor s'engage à réaliser le raccordement pour permettre l'alimentation en gaz de mines à compter du 01/01/2021. Gazonor conserve la propriété de l'équipement mis en place.

Le gaz de mine devra répondre aux conditions suivantes :

- Pression de livraison de 1,5 bar relatif +/-0,5
- THT entre 15 et 40 mg/m<sup>3</sup>
- Température de livraison entre 0 et 60°C
- Teneur en oxygène < 1 000 ppmv

### **Engagement de Dalkia :**

Le preneur (Dalkia) s'engage à acheter les quantités prévisionnelles en fonction des options retenues.

À titre informatif, les conditions tarifaires en date du 1<sup>er</sup> mars 2017 sont de **22,656 € HT/MWh PCS fournis.**

Ces conditions sont révisées annuellement.

### **3.4.2/ Fourniture de chaleur cogénérée**

#### **Engagement de Gazonor :**

Gazonor doit réaliser une installation de cogénération à proximité immédiate de la chaufferie de Mont Liébaut fonctionnant 8 000h/an.

Ses engagements sont les suivants :

Conditions d'obligation	Prix unitaire d'un MWh de chaleur produite
Puissance thermique maximale	2 009 kW
Période de fonctionnement	1 <sup>er</sup> janvier au 31 décembre (8 000h/an)
Disponibilité annuelle	>90%
Température de sortie	>85°C

Les arrêts techniques programmés ne devront pas excéder 10 jours (hors période hiver).

#### **Engagement de Dalkia :**

En contrepartie, **Dalkia** s'engage dans la limite des besoins du réseau à enlever un volume de chaleur correspondant au moins à **14 874 MWh (dont 6 650 MWh en hiver, entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars) pour la période 2021/2027 et 14 879 (dont 6 654 MWh en hiver) pour la période 2028/2035.**

### **3.5/ Modalités d'achat de chaleur du CVE**

Le contrat de vente de chaleur du CVE au réseau de chaleur de Béthune n'étant pas encore signé ni finalisée au moment de l'audit (3<sup>ème</sup> trimestre 2021), celui-ci n'est pas analysé ni décrit.

Le CVE de Labeuvrière est une unité d'incinération des ordures ménagères qui valorise la chaleur produite via :

- La production d'électricité, qui est en partie auto-consommée. Le surplus est injecté sur le réseau de distribution d'électricité
- La valorisation de la chaleur fatale restante auprès de client industriel et du réseau de chaleur à partir de 2021.

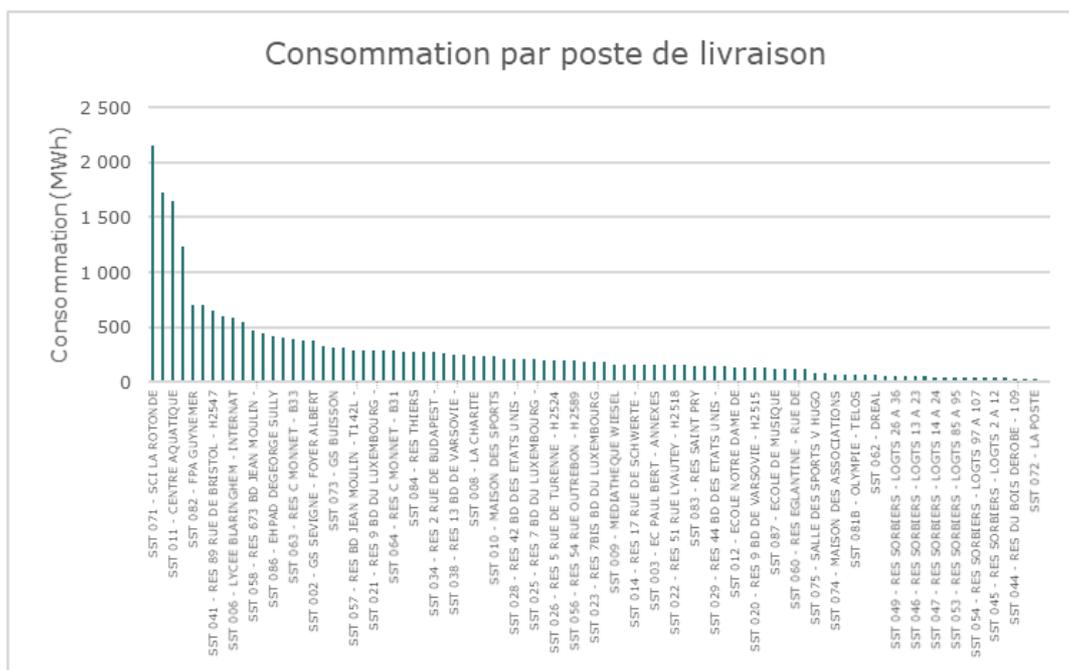
Le CVE actuel doit être démantelé et remplacé par un nouvel équipement à partir de 2027 et aura les mêmes sources de valorisation de la chaleur produite (électricité et chaleur à des tiers dont le réseau de Béthune).

## 4/ Sous-stations et patrimoine raccordés

### 4.1/ Sous-stations et typologie d'abonnés

Le réseau dessert 91 postes de livraison<sup>13</sup> en 2020 dans 88 sous-stations<sup>14</sup> (locaux) pour 22 clients actifs. De nombreux clients ont plusieurs postes de livraison. Les principaux abonnés en termes de nombre de poste de livraisons sont les suivants :

- Pas de Calais Habitat : 35 postes de livraisons
- Ville de Béthune : 21 postes de livraisons

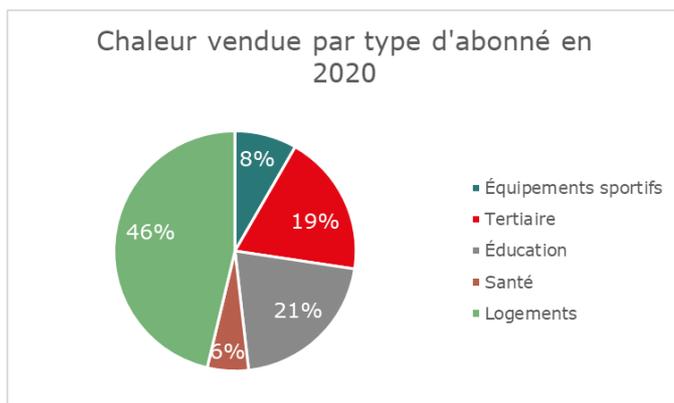


Répartition des consommations par sous-station

46% de la chaleur livrée (et vendue) l'ait pour des logements, le 1<sup>er</sup> acheteur restant la Rotonde (centre commercial). Le graphique ci-dessous présente la répartition de la chaleur vendue en fonction des typologies d'abonnés.

<sup>13</sup> Un poste de livraison : Ensemble des équipements permettant l'échange, la régulation et le comptage de la chaleur fournie à un abonné, dont l'échangeur.

<sup>14</sup> Une « sous-station » est règlementairement un local abritant des équipements d'échange de chaleur (soit le ou les postes de livraisons)



Variation de la puissance souscrite selon l'abonné :

**14 à 1960 kW**

Variation de la consommation selon l'abonné :

**24 à 2 148 MWh**

*Répartition des volumes de ventes par typologie d'abonnés*

## 4.2/ Bilan des ventes et consommations

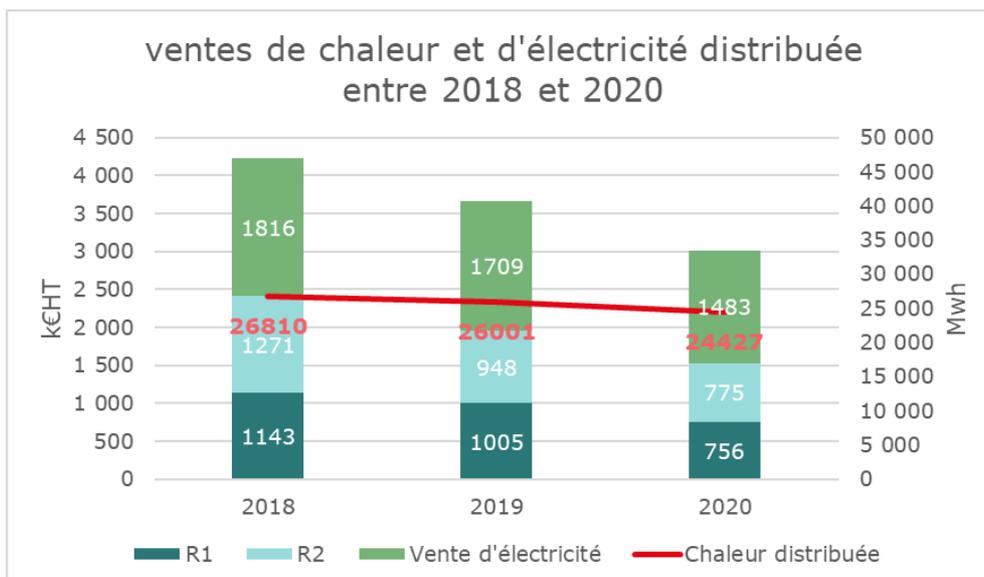
### Bilan des ventes de chaleur aux abonnés

Les tableaux et graphiques ci-dessous reprennent les volumes de ventes comparés au DJU (Degré Jour Unifié, mesure de la rigueur climatique) pour les années 2018 à 2020 :

Période	Ventes totales (MWh livrés)	DJU
2018	26 810	2 473
2019	26 001	2 444
2020	24 427	2 288

*Évolution des volumes de ventes de la chaleur et degrés-jour*

L'évolution à la baisse des ventes entre 2019 et 2020 paraît exclusivement dû à une météo plus clémente : la baisse des ventes de chaleur est strictement égale à la baisse des DJU.



*Évolution des volumes de ventes et prix associés*

## 5/ Tarification

### **Modalités de tarification :**

Les tarifs pratiqués sont décomposés entre :

- Une tarification pour la partie consommation :
  - Au global, le **R1** est d'environ **30,95 €HT/MWh** en 2020
- Mais également une tarification pour la partie forfaitaire (abonnement) qui est décomposée en 5 termes : R21, R22, R23, R24 et R25. La répartition de cette part abonnement est basée sur les puissances souscrites :
  - Au global, le **R2** est d'environ **40,63 €HT/kW** en 2020
- Ces tarifs varient chaque mois, l'indexation de chacun de ces termes est analysé dans l'audit.

La décomposition du prix R2 est la suivante :

- R21 : coût de l'énergie électrique
- R222 : prestations de conduite et de maintenance
- R23 : gros entretien et renouvellement
- R24 : charges d'amortissement et charges financières
- R25 : ajustement en fonction des subventions perçues

En complément, l'avenant au contrat de concession a mis en place un prix unitaire R3 pour la fourniture d'eau traitée provenant du réseau de chauffage.

À noter que les tarifications (hors indexation, ne reflétant pas le coût réel payé par les abonnés) prévues dans l'avenant 1 sont les suivantes :

Tarification selon la période	R1 €HT/MWh	R2 €HT/kW
2017-2018	38,29	65,44
2019	38,29	47,79
2020	38,29	38,52
>2021	28,89	59,02

En cohérence avec l'évolution de la mixité énergétique, la pondération des coefficients du tarif R1 évoluera au fur et à mesure du marché pour intégrer la montée en puissance du gaz de mine, de la chaleur issue de la cogénération au gaz de mine et du CVE ainsi que la forte hausse prévisionnelle de la chaleur livrée.

## Chapitre 4 Etats des lieux du réseau de chaleur de Busnes

Ce chapitre est le **dossier de présentation du réseau de chaleur existant de Busnes**.

### 1/ Présentation des acteurs et de leurs relations

#### 1.1/ Acteurs du réseau

La **commune de Busnes** est propriétaire du réseau qui a été mis en service en 2019. La ville de Busnes gère la totalité du réseau : construction, exploitation et facturation de l'énergie au tiers.

#### 1.2/ Contrats et liens généraux

Pour être qualifié de réseau de chaleur, le réseau doit présenter les éléments suivants :

- Installation rassemblant un ou plusieurs équipement(s) de production de chaleur,
- Un réseau de distribution,
- Au moins deux usagers différents qui achètent de la chaleur à l'exploitant du réseau

Ici, le réseau dispose d'équipements de production, dessert plusieurs bâtiments communaux (propriétaire du réseau) et vend de la chaleur à un usager : l'école privée Sainte-Thérèse.

On est donc en présence d'un réseau de chaleur. Dans la mesure où le réseau ne dessert pas uniquement des bâtiments communaux et qu'il ne réalise pas uniquement la satisfaction des besoins de la commune, nous sommes en présence d'un service public<sup>15</sup>.

Dans le cadre d'un service public de distribution de chaleur, il est nécessaire que les abonnés souscrivent des polices d'abonnement et disposent d'installation de comptage individuel.

Aucune information sur les liens contractuels entre la commune et le tiers ne nous a été fournie : règlement de service, police d'abonnement, modalités de facturation<sup>16</sup>.

Les contrats liés à l'exploitation et la maintenance du réseau : achat de bois, prestation d'entretien, maintenance de chaudière, ne nous ont pas été fournis.

---

<sup>15</sup> Sous réserve que le bâtiment de l'école ne soit pas un bâtiment appartenant à la commune, loué à l'école privée. En l'absence de comptage et de facturation individuelle, cela n'entraînerait pas la qualification de réseau de chaleur, mais l'existence d'un réseau technique.

<sup>16</sup> Il n'est pas établi à ce jour que ces documents existent.

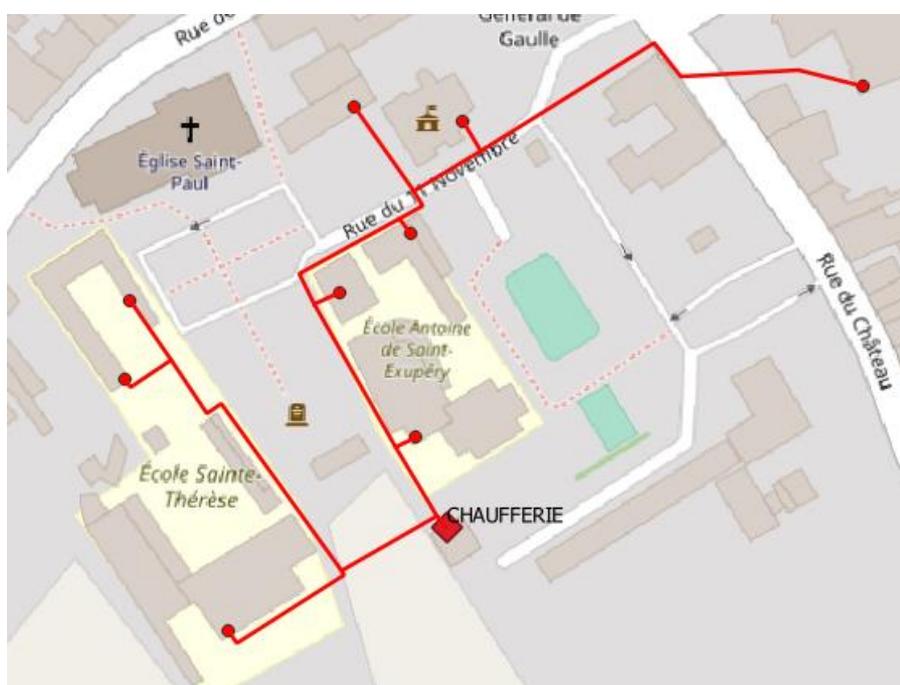
## 2/ Présentation du réseau de distribution

### 2.1/ Synthèse

Les caractéristiques principales du réseau de distribution sont les suivantes :

<b>Nombre de sous-stations :</b> 9	<b>Rendement réseau</b> 90%*	<b>Densité linéaire</b> 0,7 MWh/ml*	<b>Longueur de réseau</b> 383 ml*
---------------------------------------	---------------------------------	--	--------------------------------------

La carte et le schéma ci-dessous donnent un aperçu du tracé du réseau de distribution :



*Vision globale du réseau de chaleur de la ville de Busnes*

\* estimation

Il est important de noter que le plan du RC fournit par la ville indique 9 sous-stations reliés. Cependant, seuls 8 postes de livraisons sont cités sur le devis de la société Géotherm : Il est probable que soit l'école publique soit l'école privée n'ait que deux des trois sous-stations décrites sur le plan ci-dessus. Un inventaire des sous-stations ainsi que la mise à jour du tracé <sup>17</sup> du réseau de chaleur seront donc à prévoir.

<sup>17</sup> Pour respecter la réforme de 2012 applicable dans la décennie 2020, il est nécessaire d'obtenir un géoréférencement de classe A du réseau de chaleur (Précision : inférieure à 30cm)

Le DOE présentant les travaux réellement réalisés n'a pas été transmis à ce jour à la commune.

## 2.2/ Caractéristiques du réseau de chaleur

En 2020, le réseau est équipé de deux générateurs :

- Deux chaudières à bois mixte de 200kW (HARGASSNER HSV 200) situées dans la chaufferie de la commune, utilisant de la plaquette forestière
- Ces chaudières peuvent fonctionner avec 3 combustibles (voir annexe) :
  - Plaquettes forestières (58-199kW)
  - Granulés (plage de puissance identiques)
  - Miscanthus (plage de puissance plus faible : 48 – 160 kW)
- Deux ballons d'hydro-accumulation permettant de fournir une puissance supplémentaire.

L'installation de ces deux chaudières est en cascade, ce qui permet de répondre à des besoins au moins jusqu'à 400kW avec de la plaquette forestière, 320 kW avec du miscanthus.



*Illustration et photo de l'installation*

La chaufferie étant mono-combustible (biomasse), **le taux d'ENR&R est donc de 100%**

Pour la mise en place des conduits du réseau de chaleur, la liaison entre la chaufferie et la sous-station est réalisée par des conduits FLEXALEN 600. Ces tubes sont des tubes souples préisolés dont les plus petits diamètres (ceux utilisés pour ce réseau) sont constitués d'une seule gaine avec le tuyau aller-retour dans la même gaine.



*Conduit d'arrivée et de retour en sous-station*

Le régime de température du réseau est de 70 °C maximum au départ. La technologie des tubes ne permet pas de dépasser cette température.

Le plan du réseau exact n'est pas connu. Il a été reconstitué approximativement. Le linéaire quant à lui a été estimé par un tracé établi par nos soins via le logiciel QGIS.

### **2.3/** Quotas CO2

L'installation n'est pas soumise au système européen de quotas d'émission de CO2.

### **2.4/** Efficacité énergétique et environnementale

La réalisation de mesures d'efficacité énergétique et environnementale instantanée n'est pas connue. Aucune information sur ces points ne nous a été transmise.

La chaufferie étant inférieure à 400kW, aucune mesure de rendement ou des émissions de polluants tel que les poussières n'est obligatoire.

### **2.5/** Caractéristiques des raccordements

Seul un devis où figure l'inventaire des bâtiments raccordés nous a été transmis ainsi qu'un tracé du RC. Cependant, le nombre de bâtiments raccordés ne coïncide pas avec le tracé du RC, une mise à jour des documents sera à fournir.

## 3/ Montage juridique

### 3.1/ Mode de gestion du réseau

La gestion est assurée par la mairie, comme pour l'exploitation courante : démarrage/arrêt de la chaudière et du réseau, gestion des livraisons, vérification du bon fonctionnement de l'installation.

Une régie publique communale (hypothèse) est en cours de création pour permettre la facturation de chaleur fournie à un tiers. Ce processus n'est pas encore finalisé. Il n'y a donc pour le moment aucune vente de chaleur entre la commune (la régie) et l'école privé Sainte Thérèse. Cependant le service est déjà assuré depuis le début de la saison de chauffe 2019.

L'entreprise ayant installé les équipements bois en réalise la maintenance pour les 6 prochaines années.

En ce qui concerne la qualification juridique de ce service public de vente de chaleur on peut s'interroger si l'on se trouve dans le cadre d'un service public industriel et commercial ou d'un service public administratif.

En effet, au vu des documents transmis au moment de l'étude, il apparaît que seul le surplus de chaleur non utilisé pour satisfaire les besoins propres de la commune est fourni à l'école privée.

Ici, la mission remplie par le service fournie ne se rattache pas à un service que pourrait assurer une entreprise privée, avec un prix facturé à l'utilisateur en contrepartie de la prestation fournie.

Cette absence de qualification en SPIC du service, valide le mode de gestion retenu par la commune qui gère directement le service en prélevant sur son budget les moyens financiers et en utilisant ses propres moyens en matériel et en personnel.

**Attention** : cette analyse est préliminaire, en l'absence de la connaissance des liens contractuels entre la commune et du tiers, l'école privée.

Concernant la gestion des cendres, celles-ci sont valorisées en abondement auprès de particuliers ou d'espaces verts de la commune, sans coût de traitement ou de valorisation financière.

### 3.2/ Périmètre juridique

L'exploitation du réseau étant réalisée en interne par son propriétaire, il n'y a donc pas de contrat d'exploitation et donc de périmètre juridique.

### 3.3/ Modalités d'approvisionnement en bois

Concernant l'approvisionnement en bois :

- Est réalisé par camion-benne de 35m<sup>3</sup> équipé d'une remorque (livraison double quantité) par la société ADRICOMPOST (SARL D'HONDRECOUTRE) à Louches, ~50km de Busnes.
- Le déclenchement de l'approvisionnement est géré par le technicien de la commune suivant le niveau de bois dans le silo. Une sonde permet de transmettre cette information au technicien.
- La livraison dure 45min en présence de la commune, par un système trémies.
- L'humidité du bois n'est pas vérifiée au moment de la livraison. Nous estimons qu'elle est en moyenne de 20% comme pour le réseau de Norrent-Fontes.



*Système de remplissage du silo et d'alimentation de la chaudière par vis de remplissage*

## 4/ Sous-stations et patrimoine raccordés

Aujourd'hui, le nombre de sous-stations est incertain : 8 ou 9 sous-stations alimentant l'ensemble des bâtiments prévus à l'étude de faisabilité et l'efficacité du réseau restent inconnues. En effet :

- Les postes de livraisons situés dans les sous-stations sont constitués d'un échangeur raccordé à un système de supervision en chaufferie par câble Ethernet
- Des moyens de comptage de la chaleur sont présents sur l'installation mais n'ont jamais été mis en service
- Aucun système d'équilibrage ni de régulation du débit primaire en sous-stations n'a été installé

Il n'y a pas de schéma de principe des installations.



*Exemple de sous station du réseau*

## 5/ Tarification

La commune n'a pas prévu de vendre la chaleur à elle-même (satisfaction de ses propres besoins). Elle prévoit de vendre le surplus d'énergie à un tiers, l'école privée Sainte Thérèse. À noter que cette école étant notablement subventionnée par la mairie de Busnes (car elle assure un service public local).

Les modalités de tarification de la chaleur ne nous ont pas été communiquées à ce jour.

# Chapitre 5      Etat des lieux du réseau technique de Norrent-Fontes

Ce chapitre est le **dossier de présentation du réseau technique existant de Norrent-Fontes.**

## **1/ Présentation des acteurs et de leurs relations**

### **1.1/ Acteurs du réseau**

De la création du réseau en 2013 jusqu'en fin 2020, le réseau était un réseau de chaleur publique géré en régie communale.

En l'absence de vente de chaleur à un tiers (disposition prévue à la conception du réseau), le réseau n'est pas considéré comme un réseau de chaleur mais comme un réseau technique, l'énergie est utilisée uniquement par le propriétaire du réseau.

Il a été décidé de supprimer la régie en 2020. Ce réseau est actuellement géré en réseau technique en mutualisant les moyens de production de chaleur pour plusieurs bâtiments d'un même maître d'ouvrage : la commune de Norrent-Fontes.

Ce réseau n'étant pas un réseau de chaleur, celui-ci n'est pas concerné par la prise de compétence « construction et exploitation d'un réseau de chaleur ou de froid » exercée par la communauté d'Agglomération.

### **1.2/ Contrats et liens généraux**

En l'absence de vente de chaleur, il n'y a pas de contrat (règlement de service, police d'abonnement). Les seuls contrats passés sont liés à l'exploitation et la maintenance du réseau : achat de bois, prestation d'entretien, maintenance de chaudière.

## 2/ Présentation du réseau de distribution

### 2.1/ Synthèse

Les caractéristiques principales du réseau de distribution sont les suivantes :

<b>Nombre de bâtiments raccordés :</b> 2	<b>Rendement réseau</b> 85%*	<b>Densité linéaire</b> 0,64 MWh/ml*	<b>Longueur de réseau</b> 214 m*
---	---------------------------------	---	-------------------------------------

La carte et le schéma ci-après donne un aperçu du tracé du réseau de distribution :



*Vision globale du réseau de chaleur de la ville de Norrent-Fontes*

\* estimation

### 2.2/ Caractéristiques du réseau de chaleur

Aucune information au sujet des caractéristiques du réseau nous a été fournie. Le régime de température du réseau ainsi que le linéaire ne nous ont pas été fournis.

En 2020, le réseau est équipé de deux générateurs :

- Une chaudière bois de 150kW située dans la chaufferie de la commune.
- Une chaudière fioul de d'une puissance inconnue. Préexistante. Elle a été conservée comme secours de la fourniture de chaleur au groupe scolaire



*Photo de la chaudière bois*

En **2020**, seule la chaudière bois ayant été en fonctionnement, **le taux d'ENR&R est donc de 100%**

### **2.3/ Quotas CO<sub>2</sub>**

L'installation n'est pas soumise au système européen de quotas d'émission de CO<sub>2</sub>.

### **2.4/ Efficacité énergétique et environnementale**

La réalisation de mesures d'efficacité énergétique et environnementale instantanée n'est pas réalisée dans le cadre du contrôle annuel de la chaudière. Aucune information sur ces points n'est donc connue.

### **2.5/ Caractéristiques des raccordements**

Seul un inventaire des bâtiments devant être (lors de la conception) raccordés nous a été transmis. Ce dernier devait se composer du groupe scolaire, de la mairie, d'une salle communale et de 6 logements. Le propriétaire-constructeur de ces logements, le bailleur social Pas de Calais Habitat, n'a finalement pas souhaité se raccorder au réseau. Enfin, la salle communale n'ayant pas été rénovée, le système de chauffage (électrique) n'est pas compatible avec le réseau de chaleur. Ce raccordement reste un projet non daté pour la mairie.

## **3/ Montage juridique**

### **3.1/ Mode de gestion du réseau**

Ce réseau est actuellement géré comme un réseau technique relatif à la mutualisation d'un moyen de production de chaleur pour plusieurs bâtiments d'un même maître d'ouvrage : la commune de Norrent-Fontes.

La gestion courante est assurée par la mairie, comme pour l'exploitation courante : démarrage/arrêt de la chaudière et du réseau, gestion des livraisons, vérification du bon fonctionnement de l'installation.

Un contrat d'entretien maintenance des équipements est confié à une entreprise locale notamment pour l'entretien annuel, les réglages (dont contrôle réglementaire) et le ramonage des conduits d'évacuation des fumées.

Il n'y a pas de séparation physique ni de comptage spécifique permettant de différencier les consommations d'eau et d'électricité du réseau technique vis-à-vis de la mairie.

Concernant la gestion des cendres, celles-ci sont valorisées en abondement auprès de particuliers ou d'espaces verts de la commune, sans coût de traitement ou de valorisation financière.

### **3.2/ Périmètre juridique**

L'exploitation du réseau étant réalisée en interne par son propriétaire, il n'y a donc pas de contrat d'exploitation et donc de périmètre juridique.

### **3.3/ Modalités d'approvisionnement en combustible**

Concernant l'approvisionnement en combustible :

- La consommation de fioul étant réservée à une vérification annuelle du bon fonctionnement de la chaudière, en l'absence de panne significative de la chaudière bois, il n'y a plus d'approvisionnement depuis plusieurs années
- L'approvisionnement en bois :
  - Est réalisé par camion-benne de 35m<sup>3</sup> par la société ADRICOMPOST (SARL D'HONDRECOUTRE) à Louches, ~50 km de Norrent-Fontes.
  - Le déclenchement de l'approvisionnement est géré par le technicien de la commune.
  - La livraison dure 45min en présence de la commune, par un système.
  - L'humidité du bois est vérifiée au moment de la livraison : elle est en moyenne de 20%



*Système de remplissage du silo et d'alimentation de la chaudière par vis de remplissage*

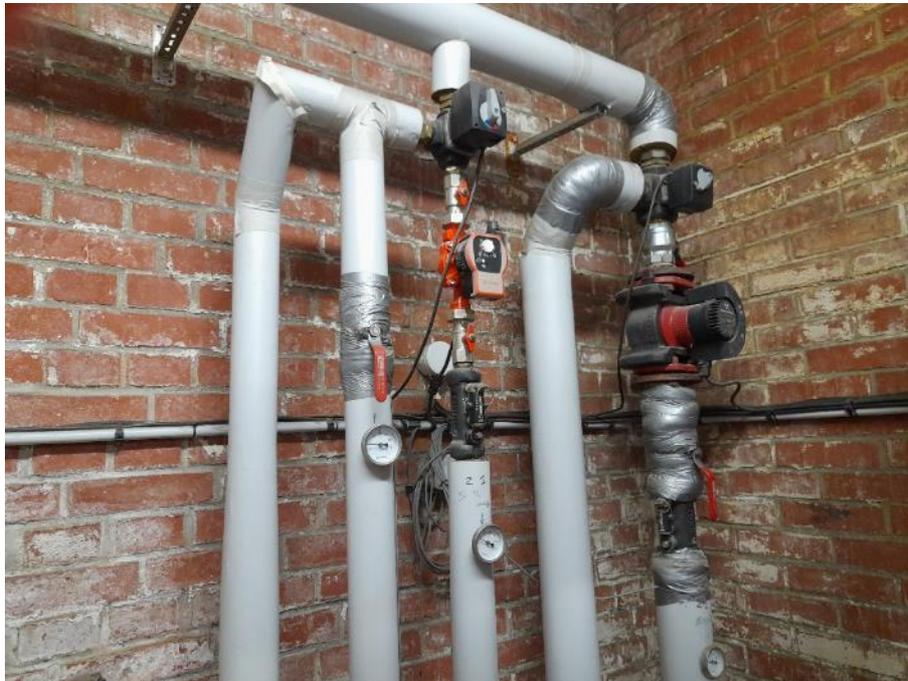
## 4/ Sous-stations et patrimoine raccordés

Seul l'inventaire des bâtiments raccordés nous a été transmis. Aujourd'hui, le nombre de sous-station, les caractéristiques, l'état et l'efficacité du réseau restent inconnus.

Il n'y a pas de poste de livraison. En effet, la chaleur est livrée aux bâtiments via un système de nourrice :

- Sans moyen de comptage de la chaleur
- Sans séparation hydraulique entre le primaire et le secondaire
- Sans système d'équilibrage

Il n'y a pas de schéma de principe des installations.



*Sous-station mairie*

## Chapitre 6 Annexes

### 1/ Chaufferie de Busnes

#### 1.1/ Caractéristiques chaudières installées

**HARGASSNER**   
HEIZTECHNIK DER ZUKUNFT

A - 4952 Weng 00  
Tel: +43/7723/5274-0  
Fax: +43/7723/5274-5  
office@hargassner.at  
www.hargassner.at

Chaudière à Bois déchiquetés et granulés

Combustible-classe (EN ISO 17225)	Type <b>ECO-HK</b>	<b>200.1</b>
Bois déchiqueté (A1-B1)	Puissance nominale <b>59-199 kW</b>	Combustible <b>210,8 kW</b>
Granulés (A1)	<b>59-199 kW</b>	<b>210,1 kW</b>
Miscanthus (E)	<b>48-160 kW</b>	<b>169,1 kW</b>

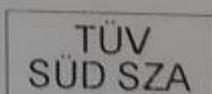
Pression de service max. **3,0 bar**  
Température de service max. **90 °C**

Contenance en eau **360 l** Poids **1320 kg**  
Tirage max. **0,1 mbar** puissance absorbée: **324 W**  
Raccordement électrique: **3~400V, 50Hz, 13A**

Numéro de fabrication **1803169**  
Année de fabrication **2018/33**

Certification: Classe **5**  
selon norme EN 303-5: 2012



Pas d'autre annexe spécifique pour ce rapport 1, lié à la mission M1.



Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 1** / Septembre 2021

Mis à jour 2 / Février 2022

**Mission 2** : Audit technique et économique des  
réseaux existants

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

Florent BAFFERT-FORGE, Chef de projets Energie et Environnement

Gaël BERGER, Chargé d'affaires Energie

Aziz BENADDOU, Chargé d'affaires

Gauthier LAFFONT, Chargé d'études

### **ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B

23 avenue de Poumeyrol

69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

<b>AUTEUR</b>	
Date	Nom
05/09/2021	G. LAFFONT, A. BENADDOU, G. BERGER
22/11/2021	G. LAFFONT, G. BERGER
10/02/2022	G. BERGER

<b>VALIDATION</b>	
Date	NOM
26/10/2021	F. BAFFERT-FORGE, G. BERGER
30/11/2021	E. GIRON

# Sommaire

<b>0/ Déroulé global de l'étude.....</b>	<b>6</b>
<b>CHAPITRE 1 AUDIT TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DU RESEAU DE CHALEUR DE BETHUNE.....</b>	<b>7</b>
<b>1/ Le patrimoine raccordé.....</b>	<b>7</b>
1.1/ Patrimoine raccordé 2020 .....	7
1.2/ Les futurs abonnés.....	8
1.3/ Profil de consommations.....	9
1.4/ La performance énergétique du patrimoine raccordé .....	9
<b>2/ Les moyens de distribution et de livraison de la chaleur .....</b>	<b>9</b>
2.1/ Les sous-stations existantes et leur exploitation .....	9
2.2/ Les nouvelles sous-stations.....	10
2.3/ Le réseau de chaleur actuel (2020) .....	11
2.4/ Le réseau de chaleur en 2022.....	11
2.5/ Le programme de renouvellement.....	13
2.6/ Les capacités d'extension du réseau .....	13
<b>3/ Les moyens de production .....</b>	<b>15</b>
3.1/ Les centrales existantes (au 1 <sup>er</sup> juillet 2021) .....	15
3.2/ Les futures centrales (CVE).....	16
3.3/ Sécurisation de la fourniture de chaleur .....	17
3.4/ Le mix énergétique .....	17
<b>4/ Audit économique.....</b>	<b>24</b>
4.1/ Coût moyen de la chaleur .....	24
4.2/ Variation du coût en fonction du consommateur .....	27
4.3/ Indexation .....	28
4.4/ Analyse Compte d'Exploitation Prévisionnel .....	30
4.5/ Rentabilité pour le concessionnaire .....	31
4.6/ Travaux de 1 <sup>er</sup> établissement .....	31
4.7/ Compte GER .....	31
<b>5/ Indicateurs de performance .....</b>	<b>33</b>
<b>6/ Matrice Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (AFOM) .....</b>	<b>35</b>
<b>CHAPITRE 2 AUDIT TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DU RESEAU DE CHALEUR DE BUSNES.....</b>	<b>36</b>
<b>1/ Le patrimoine raccordé.....</b>	<b>36</b>
1.1/ Patrimoine raccordé 2020 .....	36
1.2/ Les futurs abonnés.....	36
1.3/ Profil de consommations.....	37

1.4/	La performance énergétique.....	37
<b>2/</b>	<b>Les moyens de distribution et de livraison de la chaleur .....</b>	<b>38</b>
2.1/	Le réseau de chaleur actuel.....	38
2.2/	Les postes de livraisons .....	39
2.3/	Le programme de renouvellement.....	39
2.4/	Les capacités d'extension du réseau .....	39
<b>3/</b>	<b>Les moyens de livraisons et de distribution .....</b>	<b>39</b>
3.1/	La centrale.....	39
3.2/	Sécurisation de la fourniture de chaleur .....	41
3.3/	Le mix énergétique .....	43
<b>4/</b>	<b>Audit économique.....</b>	<b>44</b>
4.1/	Coût moyen de la chaleur .....	44
4.2/	Variation du coût en fonction du consommateur .....	47
4.3/	Analyse Compte d'Exploitation Prévisionnel .....	47
4.4/	Compte GER .....	47
<b>5/</b>	<b>Indicateurs de performance .....</b>	<b>48</b>
<b>6/</b>	<b>Matrice Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (AFOM) .....</b>	<b>50</b>

## **CHAPITRE 3 AUDIT TECHNIQUE ET ECONOMIQUE DU RESEAU TECHNIQUE DE NORRENT-FONTES..... 51**

<b>1/</b>	<b>Le patrimoine raccordé.....</b>	<b>51</b>
1.1/	Patrimoine raccordé 2020 .....	51
1.2/	Les futurs abonnés.....	51
1.3/	Profil de consommations .....	51
1.4/	La performance énergétique.....	52
<b>2/</b>	<b>Les moyens de distribution et de livraison de la chaleur .....</b>	<b>52</b>
2.1/	Le réseau de chaleur actuel.....	52
2.2/	Le programme de renouvellement.....	53
2.3/	Les capacités d'extension du réseau .....	53
<b>3/</b>	<b>Les moyens de livraisons et de distribution .....</b>	<b>53</b>
3.1/	La centrale.....	53
3.2/	Sécurisation de la fourniture de chaleur .....	55
3.3/	Le mix énergétique .....	57
<b>4/</b>	<b>Audit économique.....</b>	<b>58</b>
4.1/	Coût moyen de la chaleur .....	58
4.2/	Variation du coût en fonction du consommateur .....	61
4.3/	Analyse CEP - Compte d'Exploitation Prévisionnel .....	61
4.4/	Compte GER .....	61
<b>5/</b>	<b>Indicateurs de performance .....</b>	<b>62</b>
<b>6/</b>	<b>Matrice Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (AFOM) .....</b>	<b>64</b>

<b>CHAPITRE 4</b>	<b>SYNTHESE PHASE 1 .....</b>	<b>65</b>
1/	Réseaux du territoire.....	65
2/	Synthèse.....	67

## 0/ Déroulé global de l'étude

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : diagnostic des réseaux existants et évaluations de la qualité de service fourni
  - **Mission n°1** : réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : analyse des principales sources de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°4** : identification des principaux consommateurs de chaleur sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économique et environnemental
- **Phase 4** : réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Le présent rapport concerne la mission 2.**

# Chapitre 1 Audit technique et économique du réseau de chaleur de Béthune

Ce chapitre est le rapport **d'audit technique et économique du réseau de chaleur de Béthune**.

## 1/ Le patrimoine raccordé

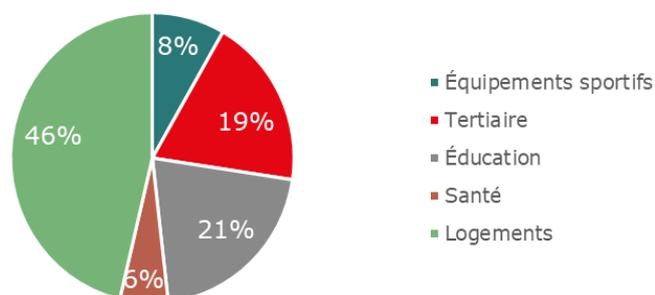
### 1.1/ Patrimoine raccordé 2020

Actuellement, 88 sous-stations (91 postes de livraisons) sont raccordées pour un total de 22 clients.

Les **3 clients suivants représentent 60%** de la demande en chaleur :

- PAS DE CALAIS HABITAT (34%)
- COMMUNE DE BÉTHUNE (17%)
- La ROTONDE – ASL et FIGA (9%)

Chaleur vendue par type d'abonné en 2020



1

Seules 7 sous-stations disposent de consommations d'ECS dont le Lycée Blaringhem et le centre aquatique. En 2020, **les consommations d'ECS représentent 1%** de la consommation globale. Historiquement, le réseau de Mont-Liébaud n'était qu'un réseau pour le chauffage et était arrêté hors période de chauffe.

<sup>1</sup> Équivalent Logement : suivant ratio de Dalkia, exploitant : 10,5 MWh/an/log. De nombreux logements étant raccordés uniquement en chauffage

## 1.2/ Les futurs abonnés

Entre 2018 et 2020, seul un raccordement a été réalisé :

- 2019 : salle des Cheminots SST 088. PS de 127 kW

En complément de ce site, l'annexe 2-04 5 de l'avenant 1 du contrat de DSP prévoit le raccordement de 59 abonnés.

La répartition du nombre d'abonnés à raccorder en fonction de la typologie et de l'année prévisionnelle de raccordement est présentée dans le tableau ci-dessous :

Nb d'abonnés à raccorder	2021	2022
Logements	4	10
Tertiaire	25	20
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>30</b>

Figure 1 : nombre d'abonnés à raccorder en 2021 et 2022 identifiés dans le contrat de DSP

Au total, en 2022, **21 479 kW** de puissance souscrites sont prévus (dont 841 kW pour l'ECS) avec des consommations prévisionnelles de **39 017 MWh** (dont 1 362 MWh pour l'ECS).

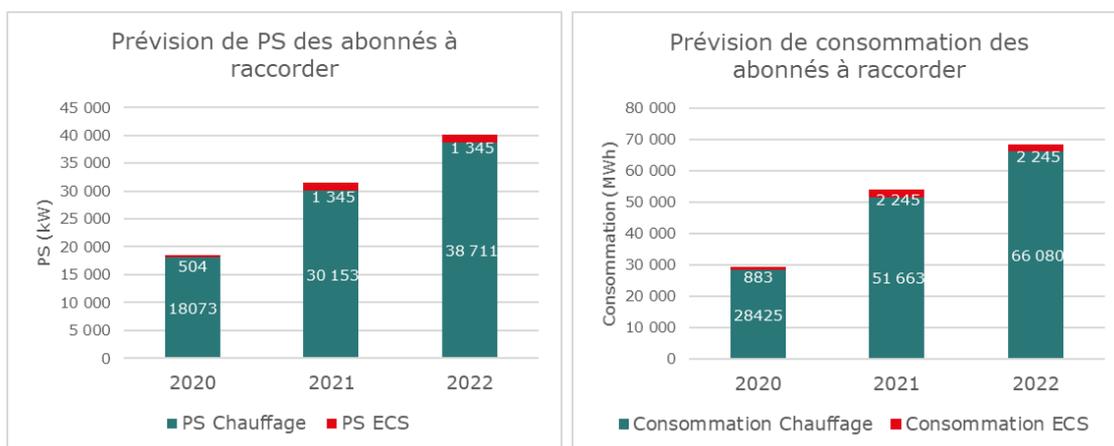


Figure 2 : Evolution des abonnés avec raccordements prévus d'ici 2022 : PS et consommation de référence

Une augmentation de consommation du réseau de chaleur de **+160%** est ainsi prévue en **2 ans**.

<sup>2</sup> Consommation de référence déterminée par Dalkia, hors variation naturelle de la rigueur climatique. Cela explique l'écart entre les consommations constatées en 2020 (24,5 GWh) et les consommations présentées : 29,5GWh

### 1.3/ Profil de consommations

Les consommations des abonnés (livraisons de chaleur par le réseau) mois par mois ne sont pas transmises régulièrement ni dans le Compte-rendu d'Activités par le délégataire.

**À RETENIR**

- Prévission d'augmentation des ventes de chaleur (+160%)
- Prévission d'augmentation du nombre d'abonnés (59 identifiés)
- En 2020, 3 clients représentent 60% de la consommation

### 1.4/ La performance énergétique du patrimoine raccordé

Le couplage des données bâtimentaires avec les sous-stations n'a pas été réalisé. En l'attente de données de la mission 4 (identification des ensembles immobiliers avec usages, surfaces, etc.) et d'indication dans le contrat ou les données fournies par le délégataire, la performance énergétique des bâtiments raccordés n'est pas connue.

## 2/ Les moyens de distribution et de livraison de la chaleur

### 2.1/ Les sous-stations existantes et leur exploitation

Un audit de quelques-unes des sous-stations du réseau de chaleur a été effectué le vendredi 2 juillet 2021. L'audit est joint en annexe 1 du présent rapport.

En remarques générales :

- Les sites paraissent plutôt bien entretenus
- Il y a un manque de documents facilitant l'exploitation :
  - Absence de schéma de principe,
  - Absence de moyen de contact tel qu'un numéro de téléphone, de l'indication que Dalkia est l'exploitant ou encore le repérage par un code de la sous-station,
  - Absence de « livret de chaufferie » du réseau primaire sur site (uniquement présent en chaufferie centrale, donc nécessitant une demande à Dalkia pour y avoir accès)

*Sous-station Maison des sports et CCAS*

*Sous station du Palais des sports*



À noter :

- Les sous-stations neuves sont de type « skid », soit des postes de livraison de la chaleur (échangeurs + équipements) prémontés en usines et livrés sur places. Les équipements constitutifs du poste de livraison permettent un bon suivi de celui-ci : thermomètres à cadrans et capteurs de pressions présents. Les équipements présents permettent également de limiter les risques pour les exploitants : bouchons sur les vidanges, tuyaux de ramené au sol des purges et soupapes de sécurité.
- Une absence de calorifuge des échangeurs est majoritairement constatée et constitue une non-conformité réglementaire. Elle est responsable de pertes de chaleur facturées aux usagers et évitables.

## 2.2/ Les nouvelles sous-stations

Le réseau fonctionne sur un régime d'eau chaude en basse pression (<110°C). Le régime de fonctionnement du réseau n'est pas connu (en attente d'informations du délégataire).

Le délégataire doit une température de **85°C +/- 5°C** au secondaire en aval de l'échangeur, le réseau de chaleur a donc un régime de fonctionnement supérieur, probablement proche des 100°C dans les conditions nominales de fonctionnement.

59 sites ont été identifiés comme pouvant accueillir l'installation de sous-stations, qui devraient toutes ressembler à celle du Palais des sports (sous-station neuve et auditée, voir ci-dessus)

## 2.3/ Le réseau de chaleur actuel (2020)

Le réseau actuel fait 12,5 km pour 88 abonnés.

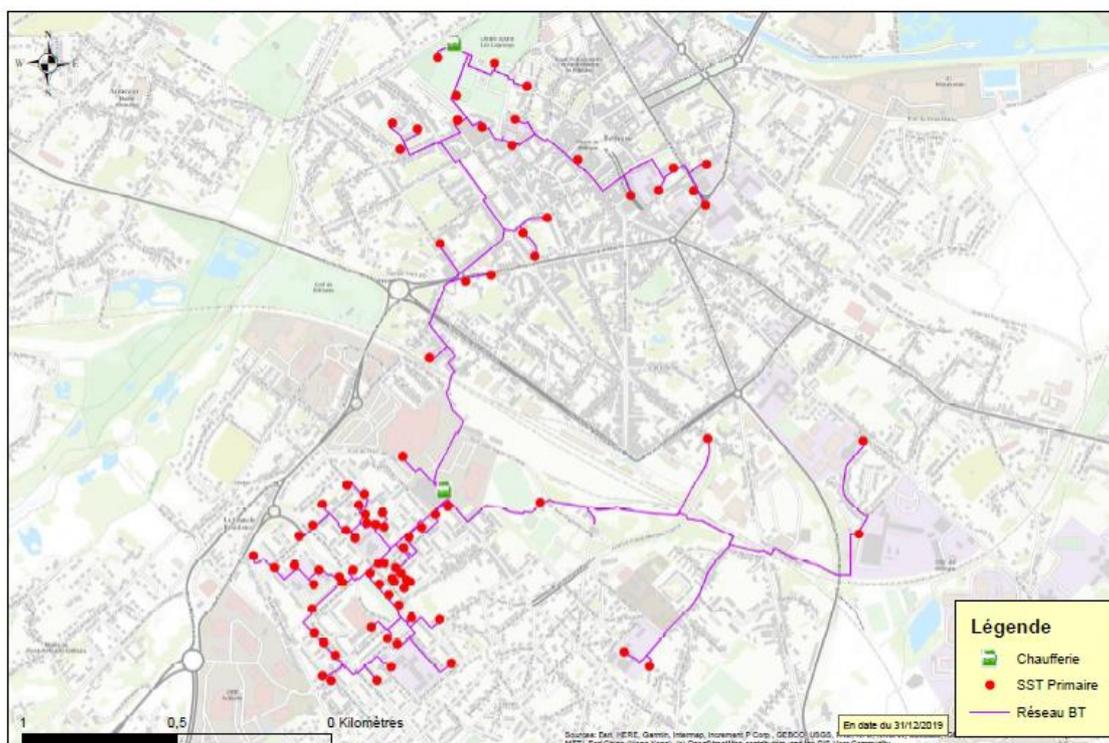


Figure 3 : cartographie du réseau de chaleur avant extensions de 2021 et avant travaux de renouvellement des réseaux existants (Dalkia)

En 2020, les travaux de construction de la chaufferie gaz de mines et de raccordement du CVE ont débuté, les installations étaient en service en juin 2021.

## 2.4/ Le réseau de chaleur en 2022

L'objectif de la DSP est également de développer le réseau. L'avenant 1 du contrat prévoit l'évolution suivante :

		PS	Consommation	Km de réseau
Réseau initial	2017	18 576 kW	29 310 MWh	12,5 km
Travaux de 1 <sup>er</sup> établissement initial	2021	31 495 kW	53 912 MWh	26,8 km <sup>3</sup>

<sup>3</sup> Dont 6,6km de réseau de transport de chaleur entre le CVE et la chaufferie du Centre-ville. Les ~4km du réseau de gaz de mines ne sont pas pris en compte, car le réseau appartient à Gazonor et n'est pas lié contractuellement au réseau.

Travaux de premier établissement modifié	2022	40 229 kW	68 629 MWh	31,9 km
--	------	-----------	------------	---------

Soit une augmentation de 150% en longueur de réseau entre 2022 et 2019, en lien avec le développement du réseau et la liaison avec le CVE.

La carte ci-après présente les réflexions actuelles d'évolutions de réseau (73 prospects identifiés ci-dessous, contre 59 prévus d'être raccordés à l'avenant n°1) :

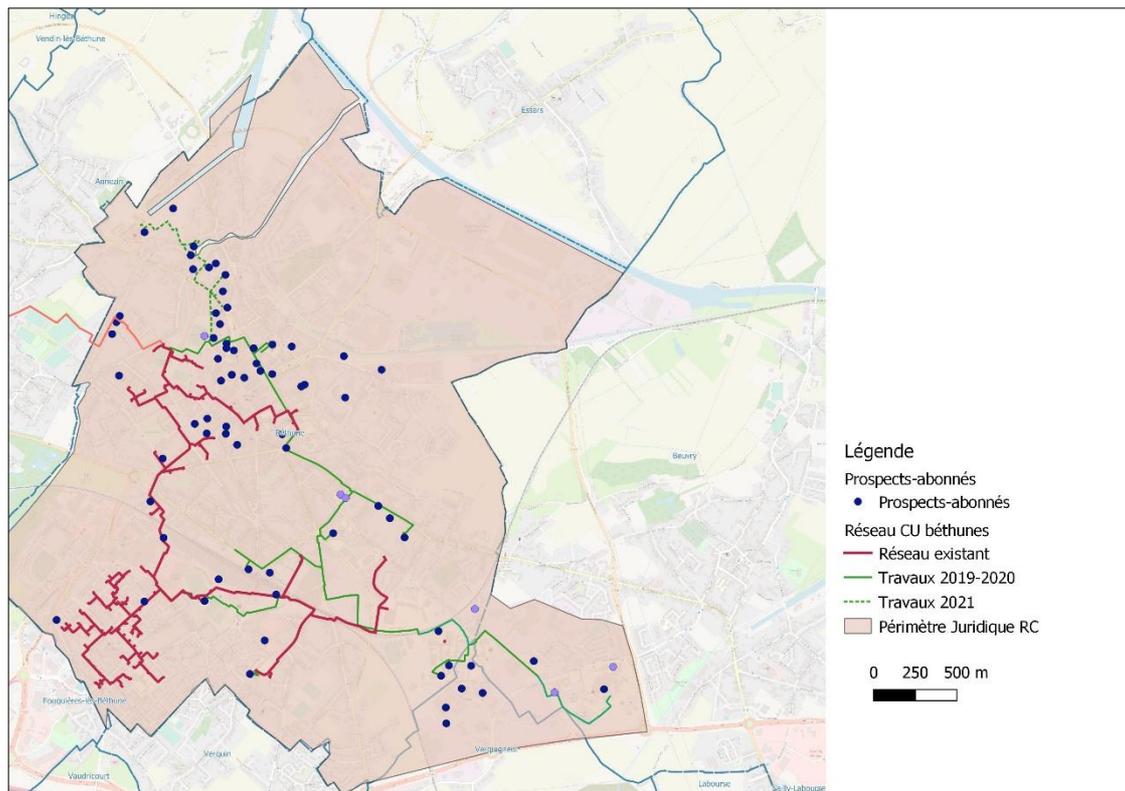


Figure 4 : cartographie du réseau de chaleur et projets d'extensions

## 2.5/ Le programme de renouvellement

En termes de Gros-Entretiens-Renouvellement :

- Aucune annexe du contrat ne définit spécifiquement les prestations de gros entretiens renouvellement
- Le contrat comme les CRF<sup>4</sup> distingue clairement ce qui relève du Gros-Entretien du renouvellement
- De nombreux travaux de 1<sup>er</sup> établissement en chaufferie comme sur le réseau peuvent être considérés comme du GER : modernisation des chaufferies, des départs réseaux, mise en place de GTC<sup>5</sup>, remplacement et grossissement de réseaux, etc.

Seule l'annexe 7 définit le budget du GER prévisionnel :

		Dépenses prévisionnelles durée de la DSP (€ constant - 22 ans)		
<b>Gros Entretiens</b>		<b>1 862 000 €</b>		
Centrales	77 000 €		4%	78%
Réseaux	1 334 000 €		72%	
SST et équipements réseau et SST	451 000 €		24%	
<b>Renouvellement</b>		<b>536 000 €</b>		
Centrales	61 000 €		11%	22%
Réseaux	475 000 €		89%	

Le renouvellement prévu est assez faible :

- Mais cohérent avec le fait que la plupart des équipements en centrales vont être remplacés dans le cadre de travaux de 1<sup>er</sup> établissement,
- Mais cohérent avec le fait que le délégataire a prévu de quoi réparer de nombreuses fuites (Gros Entretiens Réseau suffisant pour traiter 2 fuites par an en moyenne)

## 2.6/ Les capacités d'extension du réseau

Les caractéristiques exactes du réseau ne sont pas connues. Cependant, même une connaissance des caractéristiques exactes du réseau ne permettrait pas de connaître le potentiel exact de développement du réseau avec les canalisations existantes.

---

<sup>4</sup> Compte Rendu Financier, rédigé annuellement par le délégataire

<sup>5</sup> Gestion Technique Centralisée

En effet :

- Le réseau comporte plusieurs points d'injection de chaleur (chaufferie de Mont-Liébaud et chaufferie du Centre-ville,
- Le réseau est maillé : l'eau peut circuler par plusieurs canalisations distinctes pour relier un point d'injection, dont le fonctionnement est variable, et le poste de livraisons (sous-stations)

Des demandes sont en cours avec le délégataire pour caractériser le potentiel de développement.

**A noter :** Le réseau, depuis 2021, présente une **canalisation de transport de chaleur de 6,6km entre le CVE et le réseau de chaleur** de Béthune (connexion au réseau au niveau de la chaufferie du Centre-ville). Cette canalisation de transport de la chaleur est en service lorsque le CVE est en fonctionnement (CVE : Moyen de base de chaleur du réseau, y compris en été)

Cette canalisation et le potentiel de valorisation de la chaleur du CVE étant sous-utilisés, il est envisageable de créer des « mini-réseaux » de chaleur alimentés par cette canalisation de transport. Le potentiel est le suivant :

- Puissance maximale disponible au CVE : 5,5 MW jusqu'en 2025
- Puissance transportable en fonction du DN du réseau : 10 MW (réseau dimensionné pour transporter 10MW)

En été, la captation de chaleur sur la cogénération de Gazonor comme celle du CVE permettent de produire plus de chaleur que nécessaire : Les besoins futurs sont estimés de l'ordre 1,5MW en période estivale. La chaleur issue du CVE pourrait donc être entièrement valorisée pour couvrir d'autres besoins, même si celle-ci est contractuellement prioritaire dans le mix énergétique.

## 3/ Les moyens de production

### 3.1/ Les centrales existantes (au 1<sup>er</sup> juillet 2021)

Au premier juillet 2021, 2 sites sont existants et raccordés au réseau :

- Chaufferie Mont-Liébaud et installation de Gazonor
- Chaufferie Centre-ville

#### 3.1.1/ Site de Mont-Liébaud

Le site de Mont-Liébaud est composé de la chaufferie gérée par Dalkia ainsi que des équipements de Gazonor en lien avec les conventions (Dalkia-Gazonor) de fourniture de chaleur et de gaz de mines.

En 2021, les équipements sont les suivants :

Acteur	Équipement	Puissance	État
Dalkia	Chaudière gaz	8 MW	Neuf
Dalkia	Chaudière gaz	6 MW	Neuf
Dalkia	Chaudière hybride GdM / gaz naturel	5 MW	Neuf
Gazonor	Cogénération GdM	1,5 MW <sub>th</sub> *	Neuf (hors périmètre DSP)
Gazonor	Cogénération GdM	1,5 MW <sub>th</sub> *	

\*Bien que disposant d'une puissance totale de 3 MW installée, électrique comme thermique, le contrat de Gazonor avec GrDF ne lui permet pas d'injecter sur le réseau électrique plus de 2,7 MW électrique, et donc la puissance disponible pour le RCU est également limitée à 2,7 MW..

*Équipement de cogénération 1,5MW*



*Chaudière hybride (Mont Liébaud)*



### 3.1.2/ Site centre-ville

La chaufferie centre-ville est gérée par Dalkia.

Les équipements sont les suivants :

Acteur	Équipement	Puissance	État
Dalkia	Chaudière gaz	4 MW	Etat d'usage
Dalkia	Chaudière gaz	10 MW	Etat d'usage
Dalkia	Cogénération gaz	3,5 MW <sub>th</sub> 3,5 MW <sub>élec</sub>	Etat d'usage – équipements de 2012.

*Cogénération 3,5MW (Centre-ville)*



*PID du projet (centre-ville)*



Les équipements, quoi qu'anciens, ne sont pas prévus d'être complètement remplacés. Des travaux de mise en conformité sont néanmoins prévus.

Ces équipements (hors cogénération, dont le démantèlement est prévu en fin de contrat d'achat, en 2027) ne devraient pas l'être pendant la durée de la concession actuelle.

### 3.2/ Les futures centrales (CVE)

Le centre de valorisation énergétique de Labeuvrière est raccordé afin de permettre la récupération de la chaleur.

Le contrat de vente de chaleur entre Valnor (le délégataire et exploitation du CVE) et Dalkia n'est pas encore finalisé. Notre analyse se porte uniquement sur les données présentées dans l'avenant du contrat d'exploitation du réseau de chaleur entre la ville de Béthune et Dalkia.

La centrale du CVE doit fournir au réseau une puissance de 5,5 MW qui évoluera à 10 MW en 2027.

### 3.3/ Sécurisation de la fourniture de chaleur

#### 3.3.1/ Analyse du niveau de sécurisation actuelle et du développement possible

Les données transmises ne nous permettent pas de disposer des puissances appelées maximales et d'identifier les réserves de puissances.

Actuellement, les 88 abonnés représentent 19 MW de puissance souscrite.

A partir de 2022, le pic de besoins de chaleur par grand froid est estimé à 30 MW<sup>6</sup>, pour 29MW de chaudières installées et pouvant fonctionner en même temps<sup>7</sup> et 11.7 MW autres (cogénérations, CVE) de disponible.

Il serait donc possible d'étendre le réseau de chaleur de 3 MW sans ajouter de moyens de production en diminuant la sécurisation de la chaleur en cas de pannes : panne possible seulement du CVE. A noter : Le niveau de sécurisation baissera avec l'arrêt de la cogénération en 2027.

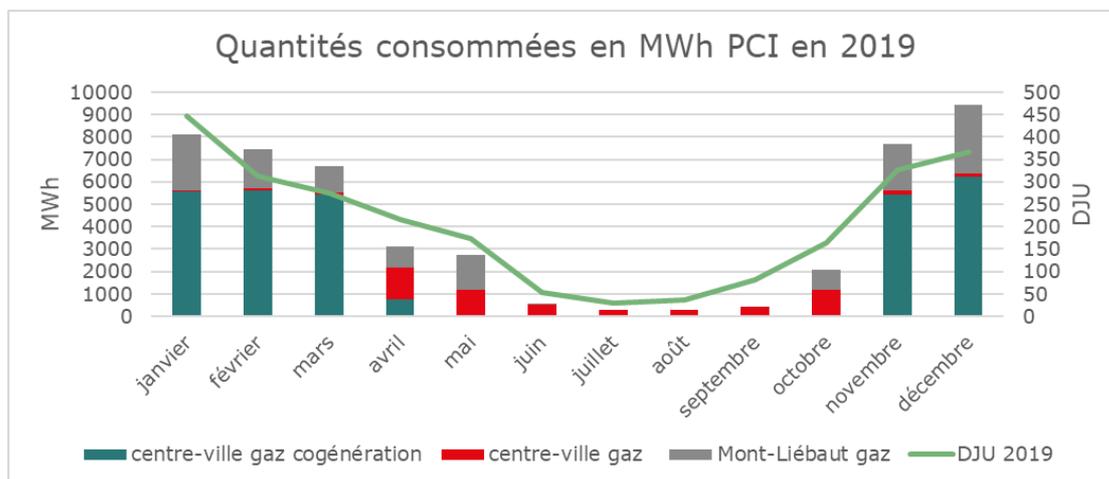
En cas de forte augmentation de la puissance souscrite (de 3 à 5 MW) par rapport au développement prévu à l'avenant 1, l'ajout de chaudières gaz serait à réaliser.

### 3.4/ Le mix énergétique

#### 3.4.1/ Mixité mensuelle

La production de chaleur mensuelle par moyen de production n'est pas connue.

Les consommations mois par mois transmises par le délégataire concernent uniquement les années 2018 et 2019.



<sup>6</sup> Selon monotone théorique estimé via ElciMix®

<sup>7</sup> Chaufferie de Mont-Liébaud et uniquement la chaudière de 10MW de la chaufferie du Centre-ville (à confirmer par Dalkia que les deux chaudières du Centre-ville ne peuvent fonctionner simultanément).

Figure 5 : graphique du DJU et des quantités consommées sur les chauffeurs de Mont-Liébaut et du centre-ville

Les consommations de gaz de la cogénération sont stables : le moteur fonctionne à son allure nominale pendant les 5 mois de fonctionnement. La quantité de chaleur récupérable est la même, celle récupérée dépend de la concomitance des besoins et de la production, ainsi que de la performance de la régulation.

En juillet et août 2019, la consommation est principalement associée à l'ECS et aux pertes réseaux avec entre 311 et 269 MWh PCI par mois consommé.

Jusqu'en 2021 et la mise en service de la nouvelle chaufferie du Mont-Liébaut, la chaudière gaz du centre-ville était la seule installation utilisée toute l'année. Cependant, en période hivernale (DJU élevé), le réseau de chaleur s'appuie principalement sur la cogénération de Mont-Liébaut

### 3.4.2/ Mix énergétique actuel

Le mix énergétique de la chaleur produite et le taux d'EnR&R correspondant aux données fournis sont décrits ci-dessous pour les années 2018 à 2020.

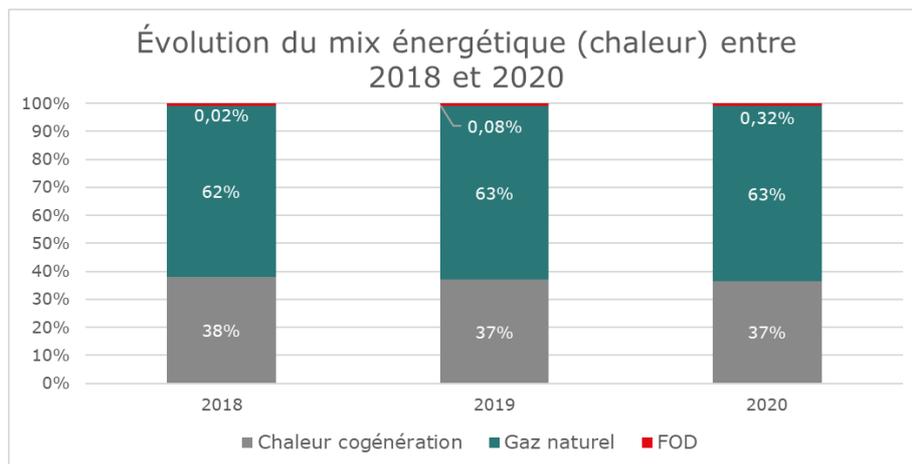


Figure 6 : mixité énergétique (2018-2020) du réseau

Le mixte énergétique ne fait intervenir aucune énergie renouvelable ou de récupération. Le taux d'ENR&R est donc de **0%** entre 2018 et 2020.

### 3.4.3/ Performance actuelle de l'installation

En 2020, les installations de cogénération de Mont-Liébaut, l'UVE et le gaz de Mine n'étaient pas encore fonctionnelles.

Le bilan énergétique, issu des données de comptage et d'hypothèse du délégataire et inscrit dans son Compte-rendu annuel de l'année 2020, est présenté dans le graphique ci-après (FOD : Fioul Domestique Ordinaire) :

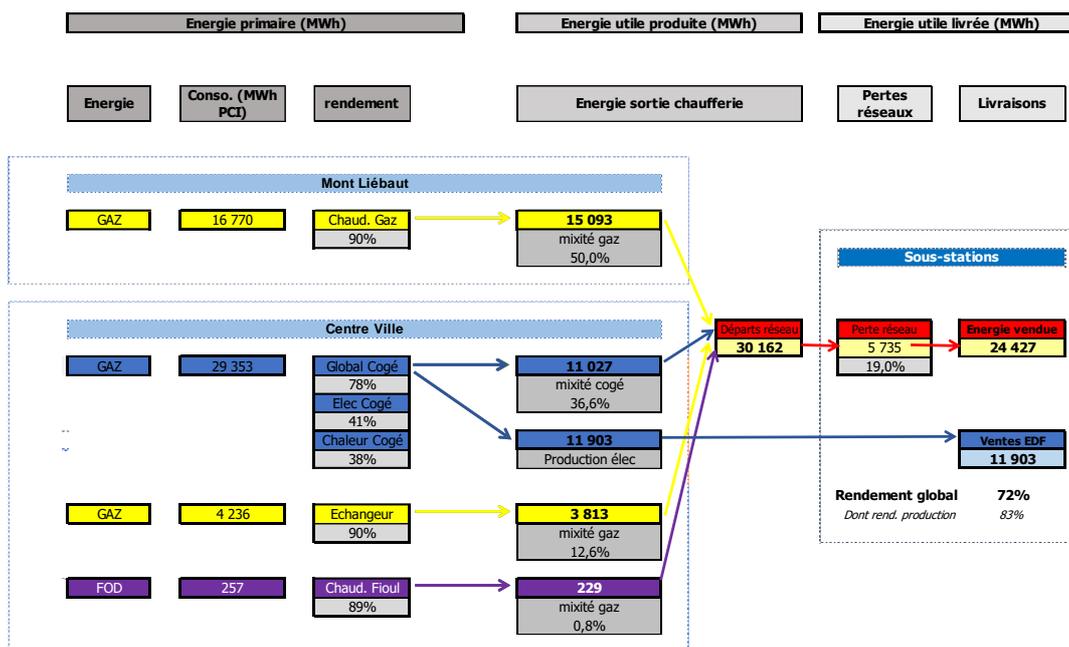


Figure 7 : bilan énergétique sur la saison 2020 du réseau de chaleur de Béthune

Les pertes réseaux sont importantes mais représentative d'un réseau ancien ayant une faible densité énergétique.

Le rendement global de la concession est de **72%** soit 28% de pertes : 17% de l'énergie entrante n'est pas transformée ou valorisée par les systèmes de production (cogénération, chaudières) et 19% de la chaleur injectée dans le réseau est perdue entre les centrales et les postes de livraisons.

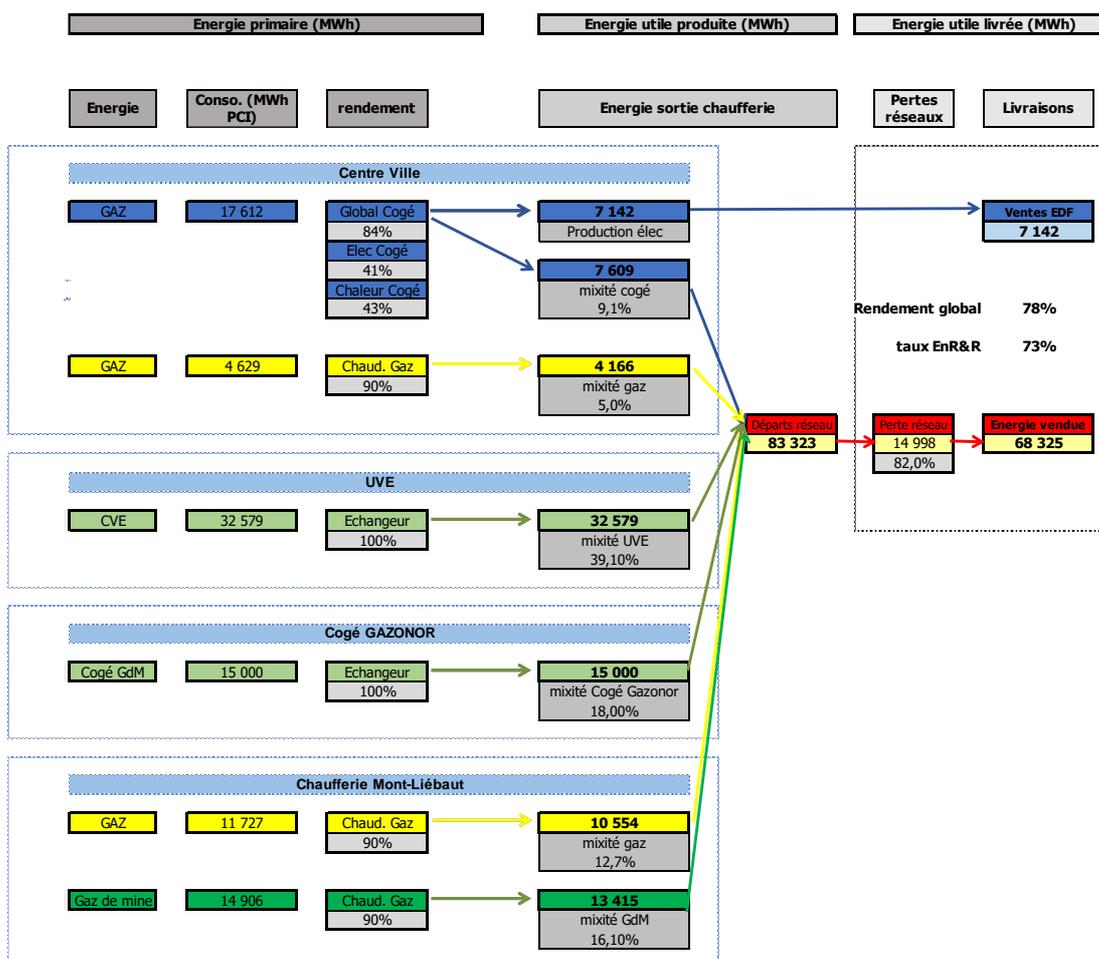
### 3.4.4/ Mix énergétique futur

Dalkia a proposé une mixité prévisionnelle de 71% EnR&R en 2022, qui sert pour la facturation de la chaleur. Dans un cadre de fonctionnement normal avec les nouvelles installations, cette valeur semble raisonnable.

Le contrat impose un taux d'ENR&R minimum de 60%. Outre l'aspect environnemental, le délégataire est incité financièrement à avoir un taux permettant de bénéficier d'un taux réduit de TVA pour le prix R1.

Le mix énergétique futur (à partir de 2022 et jusqu'à 2027) a été **estimé** par Elcimai via :

- Les données contractuelles (contrat take or pay pour la chaleur issue de la cogénération de Gazonor)
- Les données des indices de facturation à partir de 2021



Le rendement global du réseau serait de **73%** dont un rendement réseau de 82%. Ce rendement est faible par rapport aux réseaux classiques mais représentatif de la faible densité du réseau de chaleur, avec notamment 6,6km de réseau de transport (vers le CVE) sans consommateur.

L'exploitant devra réguler 7 moyens de productions de chaleur différents (échangeurs, chaudières) dans 4 lieux différents et injectera de la chaleur à partir de deux chaufferies : Centre-Ville et Mont-Liébaud.

Il en ressort les éléments suivants :

- La cogénération actuelle est conservée mais son fonctionnement sera restreint à 3 mois (décembre à février) au lieu de 5 mois jusqu'en 2020. Elle resterait le moyen de production de base en hiver, avec un rendement thermique meilleur dû à la plus grande part de récupération de la chaleur disponible.
- La captation de chaleur sur l'UVE viendra en second ordre.
- La chaleur issue de la cogénération de Gazonor devrait atteindre 18% (contre 9% dans les tarifs de l'avenant n°1), correspondant au 15 GWh du contrat entre Dalkia et Gazonor.
- Le tiers restant des besoins de chaleur sera couvert par des chaudières gaz, dont une partie au gaz de mines.

### 3.4.5/ Monotone de chaleur estimé

La monotone pour 2022 ci-après a été reconstituée grâce à notre outils interne ElciMix et avec les hypothèses suivantes :

- A partir des données de puissance à notre disposition,
- Avec des scénarios de défaillances mensuels des différents moyens de production de chaleur
- Pour se rapprocher de la mixité contractuelle (tarifaire)

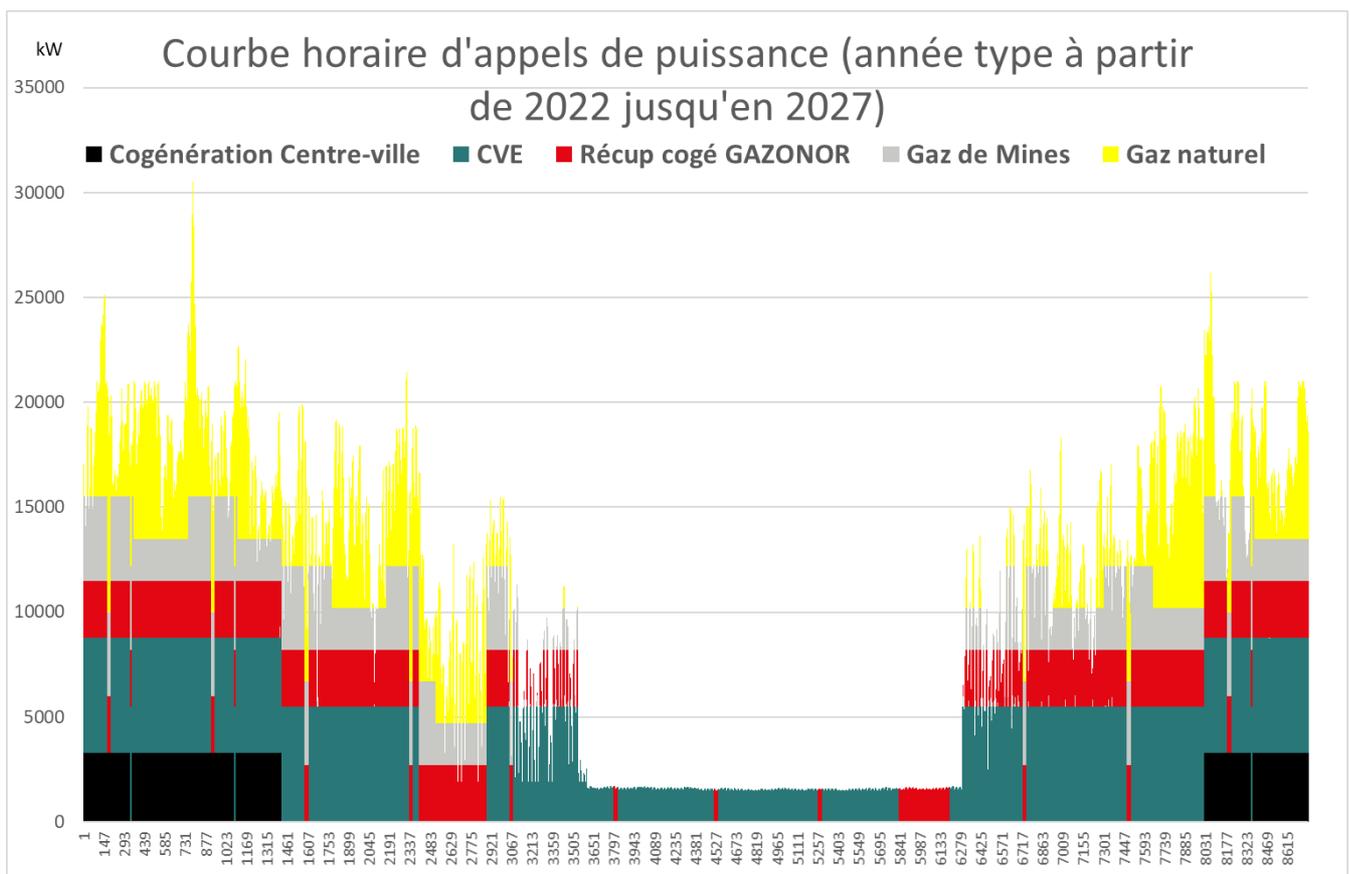


Figure 8 : Monotone horaire du réseau entre 2022 et 2027 (après développements) par moyen de production mobilisé suivant leur ordre probable de priorité

Il en ressort que :

- Les 39% de mixité CVE (pour une puissance installée de 5,5MW) sont atteignable, mais risque d'être complexe à dépasser. En cas d'arrêts annuels du CVE en période de chauffage et d'indisponibilités (arrêt, manque de puissance) marqués, cette part pourra ne pas être atteinte,
- La chaleur issue de la cogénération de Gazonor ne fonctionnera qu'en période de chauffage ou en cas de pannes ou d'arrêt du CVE en période estivale. Les 2,7 MW sont nécessaires pour atteindre l'engagement de prise de chaleur entre Gazonor et Dalkia.

- Le gaz de Mines aura un taux de disponibilité faible <sup>8</sup>: théoriquement, sa part pourrait être deux fois plus élevée qu'elle n'est prise en compte dans la mixité tarifaire, au vu de la puissance de la chaudière.
- Les besoins de chaleur hors période de chauffage sont très faibles.

Le rendement global du réseau est de **75,6%** dont **18%** de pertes réseaux<sup>9</sup>.

L'ordre de priorité des différentes ressources devrait être le suivant :<sup>10</sup>

**1)** Cogénération gaz Centre-ville – pas considéré comme EnR&R,

Les sources d'EnR&R suivantes :

**2)** Chaleur fatale issue du CVE

**3)** Cogénération Gazonor (Gaz de Mines)

**4)** Gaz de Mines

Les sources fossiles suivantes :

**5)** Gaz naturel

En termes de sécurisation, il est estimé

### **3.4.6/** Emissions de GES, contenu en CO<sub>2</sub> du réseau

Les émissions de CO<sub>2</sub> ont été calculées à partir :

- De l'évolution des consommations de combustibles et de chaleur livrée mentionnées dans les rapports annuels d'exploitation de 2018 à 2020
- Des coefficients suivants :
  - 0,205 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh<sub>PCI</sub> de gaz naturel consommé
  - 0,283 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh PCI de fioul consommé
  - 0,205 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh PCI consommé pour la cogénération externe
  - - 0,356 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh électrique produite par la cogénération (terme négatif)
  - 0 tonne de CO<sub>2</sub> / MWh<sub>PCI</sub> de gaz de mine consommés
  - 0 tonne de CO<sub>2</sub> / MWhu issue de captation de chaleur fatale de système de production d'électricité par cogénération utilisant des

<sup>8</sup> Gazonor n'a pas la capacité d'assurer un débit constant et élevé de Gaz de Mines. De plus, la cogénération au gaz de Mines est prioritaire à la fourniture de gaz à Dalkia. Dalkia a et aura recours au gaz naturel alors que le gaz de mines aurait théoriquement pu être utilisée

<sup>9</sup> Volume de pertes obtenus par calcul via notre outil de simulation

<sup>10</sup> Le contrat de DSP ne fixe pas de priorité entre les différentes sources d'énergies. C'est au délégataire, à ces risques et périls et en fonction des nombreux contrats d'achat et de ventes, qui gère la priorisation des sources d'énergies disponibles.

combustibles considérés comme renouvelable ou de récupération, soit la cogénération externe au gaz de mine et la chaleur issue du CVE

Ces coefficients sont ceux utilisés par le SNCU dans son enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid réalisée pour le compte de l'état et permettant de calculer « Le contenu CO2 en émissions directes d'un réseau de chaleur ou de froid » publié chaque année par arrêté. Ces contenus officiels servent pour la réalisation des Diagnostics de Performances Energétique (DPE) et pour l'application des réglementations thermiques.

Cela permet de calculer les émissions directes conventionnelles<sup>11</sup> des installations.

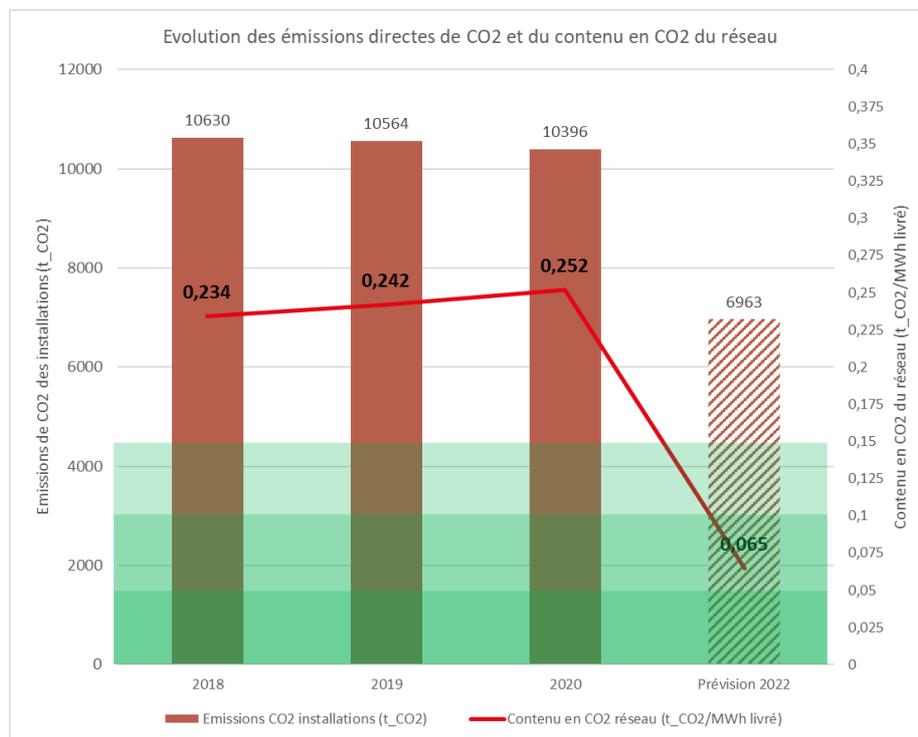


Figure 9 : évolution des émissions directes de GES et contenu en CO<sub>2</sub> dont prospective 2022 - Réseau de Béthune

Le contenu en CO<sub>2</sub> du réseau de chaleur est officiellement de 227 gCO<sub>2</sub>/kWh depuis le 12 octobre 2020, date de la dernière révision du contenu en CO<sub>2</sub> des réseaux de chaleur applicables pour les réglementations thermiques et l'établissement de DPE.

Au sens de la réglementation thermique, un réseau est très vertueux s'il est en dessous de 50gCO<sub>2</sub>/kWh, et vertueux en dessous de 150gCO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>11</sup> Conventionnelles, car non égales aux émissions réelles des installations : Par exemple, la combustion de bois émet du CO<sub>2</sub>, mais son utilisation pour l'alimentation d'un réseau de chaleur n'entraîne pas conventionnellement d'émission de gaz à effet de serre.

A partir de 2021, le contenu en CO2 du réseau devrait chuter à environ 65gCO2/kW, permettant de diminuer de 34% les émissions de CO2 (en volume) malgré une hausse de 160% des livraisons de chaleur.

### **Quota CO2 :**

Aucune des chaufferies ne dépasse 20MW de puissance nominale. Elles ne sont pas soumises au quota CO2.

**À RETENIR**

- Nombreux moyens de productions (7) multi-énergie
- Évolution des installations très importante entre 2020 et 2021
- Valeur cible de 71% de taux d'ENR&R en 2022 (0% en 2020)
- Contenu en CO2 de 227gCO1/kWh, équivalent au gaz, devant baisse de 75% en 2022
- Baisse attendue de 34% des émissions de CO2 malgré une augmentation des ventes (x 2,6)

## **4/ Audit économique**

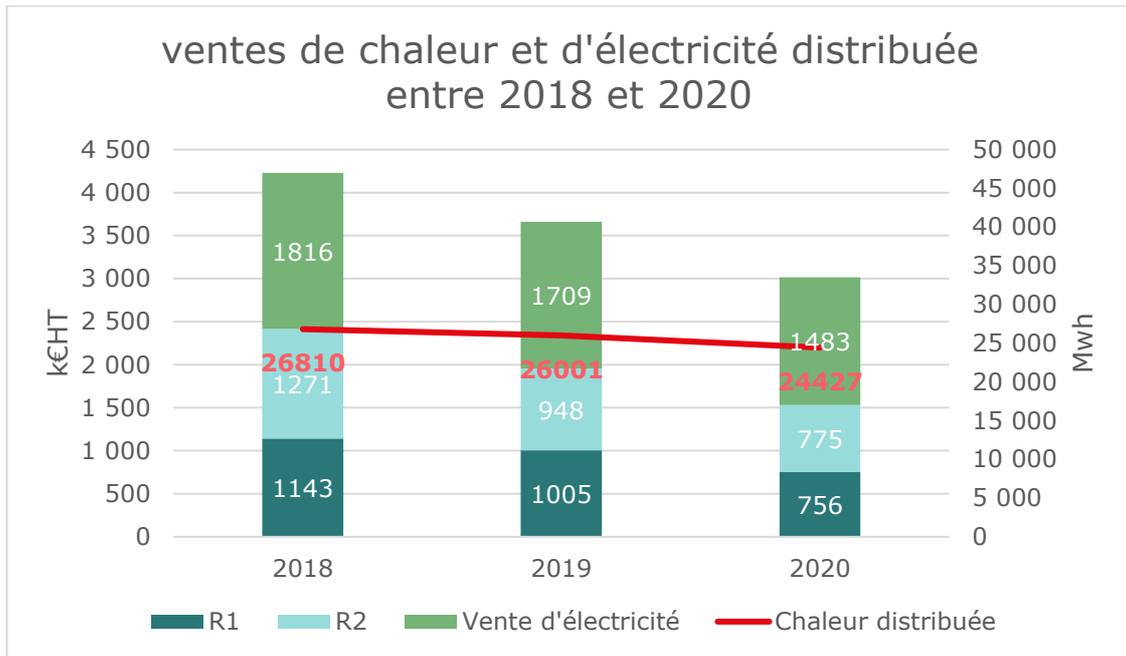
### **4.1/ Coût moyen de la chaleur**

La structure tarifaire du réseau de Béthune présente une part fixe et une part variable comme présentées ci-dessous :

<b>ÉNERGIE</b>	R1	CONSOMMATIONS
<b>SERVICE</b>	R2	ABONNEMENT DE BASE
		AJUSTEMENTS D'EXPLOITATION

Entre 2018 et 2020, seul le prix R2 bénéficie d'un taux de TVA réduit (5,5%). Avec l'utilisation du gaz de mine en 2021, le taux d'ENR&R devrait dépasser le seuil des 50% et ainsi permettre d'obtenir un taux TVA réduit (5,5%) également pour le prix R1.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts et de la chaleur distribuée entre 2018 et 2020.



On observe une diminution des ventes liées au service de distribution de chaleur (Le R1+R2 est en baisse de 37% en 2 ans) et de la vente d'électricité (-18% en 2 ans).

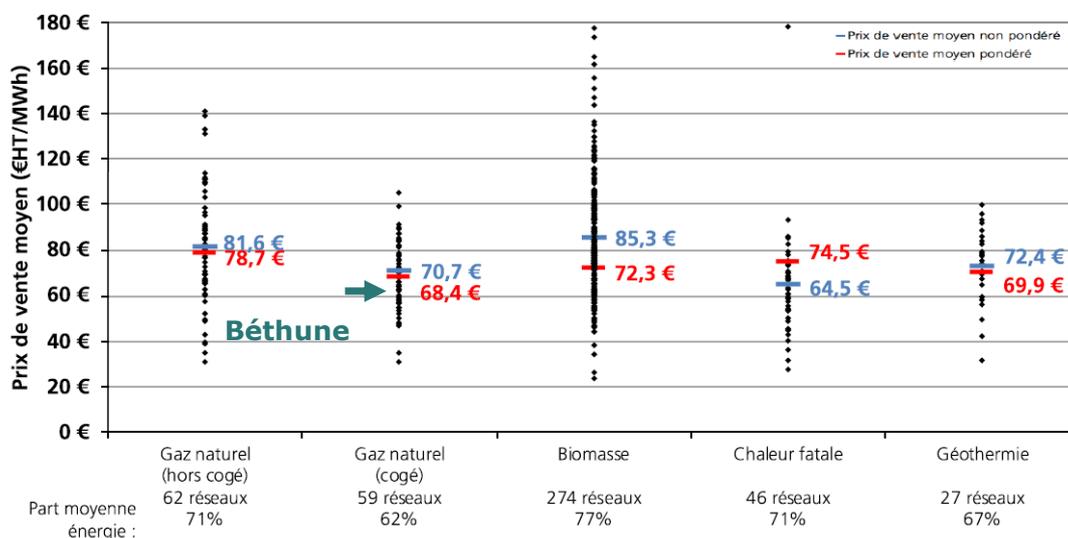
La diminution de la consommation (-9% en 2 ans), celle des tarifs gaziers (part R1) et l'actualisation du prix de base R2 permettent d'expliquer la baisse du coût du service. La baisse des livraisons de chaleur est majoritairement dû à la rigueur climatique. La baisse des besoins de chaleur à périmètre constant, tendance réelle et pérenne, est marginale entre 2018 et 2020.

- En moyenne le prix total de la chaleur (R1+R2) est de **62,68 € HT/MWh** en 2020.

Ces prix de ventes sont inférieurs aux prix constatés sur la majorité des réseaux de chaleur y compris des réseaux de chaleur utilisant majoritairement de la chaleur fatale.

## Prix de vente moyen HT de la chaleur en 2018 en fonction de l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau

Source : Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid SDES/SNCU/AMORCE 2019  
Analyse AMORCE



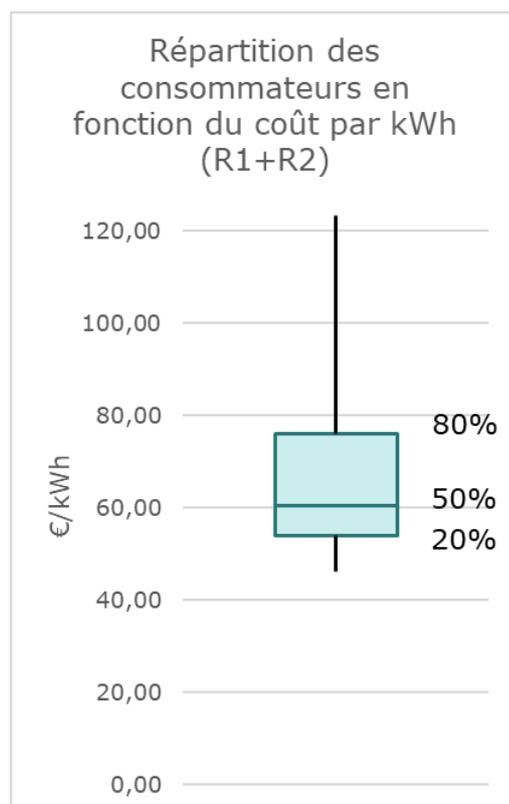
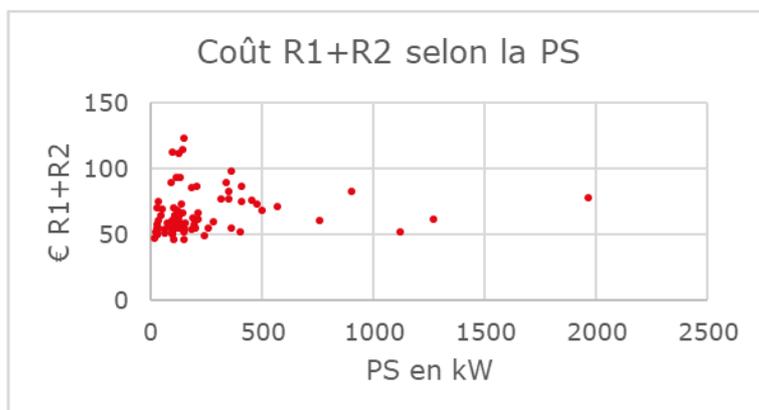
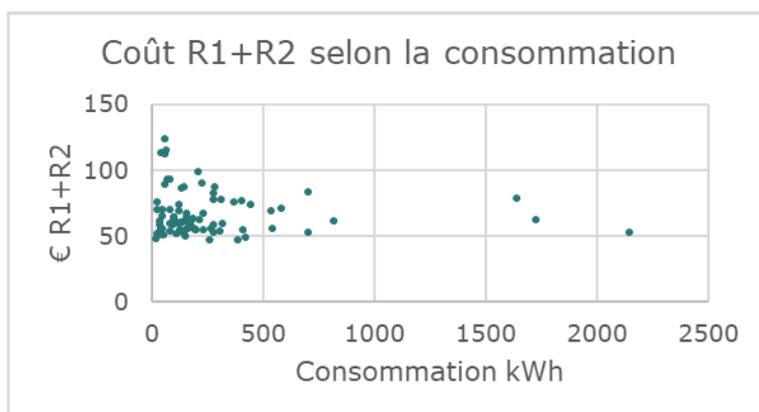
### À RETENIR

- Coût HT de la chaleur faible, mais TVA réduite que sur R2
- -9% des consommations entre 2018 et 2020
- -37% de ventes (CA R1+R2) entre 2018 et 2020, en lien avec la baisse du cours du gaz naturel

## 4.2/ Variation du coût en fonction du consommateur

Le coût moyen de la chaleur est significativement différent selon les abonnés :

- Le prix unitaire R1 varie entre 26,3 et 33,7 € HT/MWh (TVA à 20%)
- Le prix unitaire R2 varie entre 33,8 et 40,6 € HT/kW de PS
- Les graphiques ci-dessous présentent la répartition des consommateurs en fonction des puissances souscrites, de la consommation et du coût global payé au kWh.



**À RETENIR**

- 60% des consommateurs payent entre 54€/MWh - 76€/MWh
- 71% des clients du RC consomment moins de 250 MWh
- 77% des clients du RCU ont une PS inférieure à 250 kW

### 4.3/ Indexation

Le contrat propose une série de formules d'indexation différentes selon les termes vus précédemment :

Le terme R1 est décomposé selon le type d'énergie :

Part de chaque énergie	Coefficient	2017-2020	2021-2027	2027-2039
Gaz naturel	A	0,733	0,248	0,217
Cogénération CV	B	0,167	0,091	
Cogénération ML	C	0,097		
CO2	D	0,003	0,014	0,014
CVE	E		0,391	0,631
Gaz de mine	F		0,161	0,077
Chaleur GDM	G	-	0,095	0,061
Pf	Pf	-	0,096	-0,086

Sur la première période (2017-2020), les formules de révisions se décomposent comme suit :

**R1 Gaz**, avec une décomposition en part fixe & part variable :

- La part variable se présente comme suivant :
  - 82% du prix du PEG<sup>12</sup>
  - 3% de la part variable de distribution
  - Et 15% de la variation de la TICGN<sup>13</sup>

Cette répartition est fortement dépendante du PEG. Cela explique la baisse des coûts d'achat de gaz en 2020. L'absence de cout lié à l'acheminement (abonnement, CTA<sup>14</sup>, cout d'acheminement) et anormale. Cela ne reflète l'évolution du coût du délégataire quant à son approvisionnement en gaz naturel.

**R1 cogénération Centre-ville** avec :

- 88% du prix du PEG
- 25% de la variation de la TICGN.
- 13% de part fixe

<sup>12</sup> PEG : Point d'Echange du Gaz : permet de suivre l'évolution du marché du gaz

<sup>13</sup> TICGN : Taxe Intérieure de Consommation sur le Gaz Naturel. Créée en 1986, elle accompagne la transition énergétique en France en imposant la consommation de gaz naturel, qui rejette des gaz à effet de serre.

<sup>14</sup> CTA : Contribution tarifaire d'Acheminement

### **R1 cogénération Mont-Liébaut avec :**

- 13% d'acheminement du gaz
- 86% du prix du PEG
- 1% de taxes

Les formules associées à la cogénération sont adaptées aux spécificités de chaque site.

### **R1 CVE avec :**

- 30% de part fixe
- 30% du coût horaire du travail
- 40% de l'indice de production industriel (65%) et des services (35%)

Une part fixe forte permettra une compétitivité accrue de la chaleur au fil des années. Le reste de l'indexation est usuel pour ce type d'achat de chaleur et reste indépendant du prix de l'énergie fossile.

### **R1 gaz de mine (chaleur et gaz) avec :**

- 20% de part fixe
- 40% du coût horaire du travail
- 40% de l'indice de production industriel

Une part fixe forte est appréciable, et est lié au cout (connu à l'avance) de financement de l'investissement initial nécessaire.

L'indexation reflète strictement l'évolution du prix de la chaleur et du gaz vendu à Dalkia par Gazonor.

Ce prix est indépendant du prix des énergies fossiles.

- Le prix R2 a une forte évolution de part fixe entre la 2020 et 2021 (passage de 25% à 54%). Cette réduction est principalement observée sur le poste R22.

Décomposition du R2	Coefficient	2017-2020	2021-2039
Fixe	A	0,253	0,539
R21 <sup>15</sup>	B	0,081	0,093
R22 <sup>16</sup>	C	0,565	0,281
R23 <sup>17</sup>	D	0,101	0,087

<sup>15</sup> R21 : sous-tarif lié au coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations déléguées

<sup>16</sup> R22 : sous-tarif lié au coût des prestations de conduite et d'entretien nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations déléguées

<sup>17</sup> R23 : sous-tarif lié au coût des grosses réparations et du renouvellement (GER) des installations

Chaque poste se décompose comme présenté ci-dessous :

**R22**, avec :

- 70% d'indice sur le coût horaire du travail
- 30% de frais de service divers

Cette formule n'appelle pas de commentaire.

**R23**, avec :

- 30% d'indice sur le coût horaire du travail
- 70% d'indice BT40 – Chauffage centrale

#### 4.4/ Analyse Compte d'Exploitation Prévisionnel

En décomposant les chiffres issus du Compte d'Exploitation Prévisionnel nous remarquons que les recettes sont composées à 33% par le R1, 46% par la vente électrique et 21% par le R2.

Recette	Prévisionnel 2020 HT	% CA
Ventes chaleur R1	1 118 080 €	33%
Ventes électriques	1 585 309 €	46%
Ventes R2	715 547 €	21%
<b>Total</b>	<b>3 409 768 €</b>	<b>100%</b>

D'une manière générale, nous remarquons que l'ensemble des recettes permet de générer une marge d'environ 25% par rapport à l'ensemble des dépenses. Cette marge qui constitue le résultat courant avant impôt est confortable. Ces chiffres prévisionnels s'approchent des valeurs réelles de 2020 (3 014 000€ de ventes). L'écart est dû à la part variable (R1) avec une rigueur climatique faible et un tarif plus faible que prévu, en lien avec la baisse très forte des cours mondiaux du gaz.

L'analyse détaillée des charges associées au R1 et R2 n'est pas possible à partir des données dont nous disposons.<sup>18</sup>

	Montants cumulés durée DSP	/ CA
Total CA	<b>102 671 006 €</b>	
Résultats net	<b>12 699 287 €</b>	12%
Impôts sur les sociétés	- <b>4 372 364 €</b>	
Après impôts	<b>8 326 923 €</b>	8%

<sup>18</sup> Les charges et ventes de R1, de R2 et d'électricité cogénérée sont mélangées, ces charges sont indissociables et ne permettant pas de connaître la marge de chaque composante du CA du délégataire.

Le chiffre d'affaires sur les 2 ans de la DSP devrait se monter à plus de 100 millions d'euros, pour un résultat net de 12% avant impôts. Ce résultat est confortable sans être disproportionné.

#### 4.5/ Rentabilité pour le concessionnaire

Le Compte d'Exploitation Prévisionnels de l'avenant n°1 détaille précisément le calcul de la rentabilité de la concession du réseau de chaleur de Béthune.

La mesure actuelle la plus courante est le « **Taux de Rentabilité Interne** ». Celui-ci est de 10,2% avant IS (Impôts sur les Sociétés) et de **7,2% après IS**. Ce taux est classique pour des projets de réseau neuf, plutôt peu élevé pour un réseau tel que celui-ci, dont les prix sont très compétitifs et s'appuyant sur un réseau existant.

#### 4.6/ Travaux de 1<sup>er</sup> établissement

À ce stade du contrat, il est prévu que tous les travaux de 1<sup>er</sup> établissement comme les raccordements en cours de contrat soient amortis à l'échéance de la délégation (2039).

Un accord entre les deux parties pour les travaux réalisés au cours des derniers exercices du contrat pourra être conclu pour amortir une partie de travaux hors contrat, via la mise en place d'une Valeur Nette Comptable (VNC).

#### 4.7/ Compte GER

Un compte a été créé par le délégataire (obligation contractuelle) sur lequel il crédite une part du R2 (7,3%) et auquel il affecte les dépenses liées.

Le suivi de ce compte est le suivant :

##### SUIVI DES DÉPENSES ET PROVISIONS POUR GARANTIE TOTALE

EN € H.T.

EN €	SOLDE DÉBUT DE SAISON	R2	5,8% DU R2	DÉPENSES GE	SOLDE FIN DE PÉRIODE	SOLDE CUMULÉ
<b>Compte Gros Entretien</b>						
T4 2017	0,00	305 457,03	17 716,51	-3 046,00	14 670,51	14 670,51
2018	14 670,51	1 271 590,71	73 752,26	-29 841,73	43 910,53	58 581,04
2019	58 581,04	948 356,58	55 004,68	-20 549,89	34 454,79	93 035,83
2020	93 035,83	775 196,50	44 961,40	-50 323,96	-5 362,56	87 673,27
EN €	SOLDE DÉBUT DE SAISON	R2	1,5% DU R2	DÉPENSES RENOUVELLEMENT	SOLDE FIN DE PÉRIODE	SOLDE CUMULÉ
<b>Renouvellement</b>						
T4 2017	0,00	305 457,03	4 581,86		4 581,86	4 581,86
2018	4 581,86	1 271 590,71	19 073,86	-21 639,06	-2 565,20	2 016,66
2019	2 016,66	948 356,58	14 225,35	-67 721,12	-53 495,77	-51 479,12
2020	-51 479,12	775 196,50	11 627,95	-15 328,50	-3 700,55	-55 179,67

À noter :

- Le montant pour le renouvellement paraît faible pour 2018 à 2020, en lien avec le faible montant de R2 facturé avant le développement du réseau en 2022.
- Le montant à partir de 2021 est de 150 k€ par an en prévisionnel, soit 0,9% de l'investissement global (16 M€). Ce ratio est tout à fait cohérent avec les installations, pour la plupart neuves ou renouvelées en 2022.
- Le compte de GER semble suffisamment provisionné pour faire face aux dépenses liées.

## 5/ Indicateurs de performance

Les données ci-dessous sont principalement issues du CRAE<sup>19</sup> de Dalkia pour une année moyenne type 2020.

Indicateur	Indicateur (Nom)	Résultat
<b>1- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid</b>		
1.1-M1	Taux d'appel de puissance	Puissance maximale non connu
1.2-M1	Taux d'interruption pondéré du service	Non connu
1.3-M1	Enquête de qualité et de satisfaction au 4.2	non concerné
1.4-M1	Puissance souscrite au km	1,53
<b>2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>		
2.1-M1	Bouquet énergétique <div style="display: flex; align-items: center; justify-content: center;"> <div style="margin-right: 20px;"> <p>Gaz (base); 50359; 63%</p> </div>  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Cogénération (base); 29353; 37%</p> <p>Fioul(appoint); 257; 0%</p> </div> </div>	
2.1-M2	Emission de CO2	252 g/kWh
2.2-M1	Facteur de ressource primaire	3,274 kWh EP / kWh livré
2.2-M2	Consommation d'eau sur le réseau	1 687 m3
2.3-M1	Coûts des sinistres	Non connu
<b>3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de</b>		
3.1-M1	Renouvellement des installations ( <i>Part du P3 dans le montant R2</i> )	8%
<b>4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>		
4.1-M1	Prix moyen du MWh	63 €HT/MWh
4.2-M1	Enquête de qualité et de satisfaction	Non connu
4.4-M1	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	1 abonné en 2019

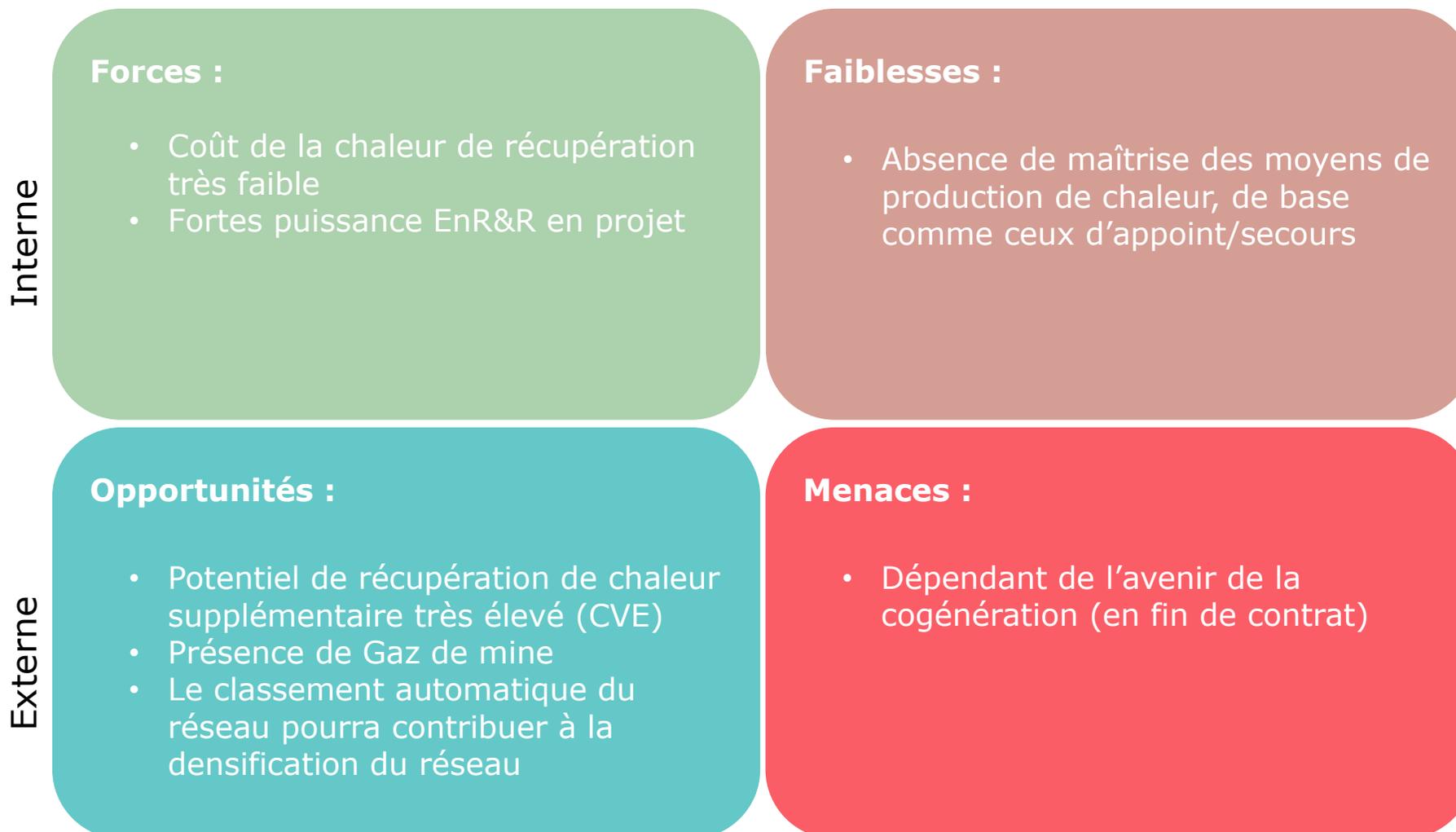
<sup>19</sup> Compte rendu Annuel d'Exploitation

Indicateur (N° et type)	Indicateur (Nom)	Résultat
<b>1- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid</b>		
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	1600h (estimation)
1.4-C1	Développement prévisionnel 2021	+12 921 kW de PS + 24 600 MWh
<b>2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>		
2.1-C1	Rejets atmosphériques - CO2	10 396 tonnes CO2
2.1-C2	Rejets de polluants par combustible, valeur réglementaires et %âge	Non connu
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	0
<b>4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>		
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	33%
4.2-C1	Réclamations	Non connu
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	CCSPL au moins
<b>5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public</b>		
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	Non connu
5.1-C2	Taux d'avoirs	Non connu
<b>6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et</b>		
6.1-C1	Information des citoyens	Non connu

*Indicateurs complémentaires IGD - Réseau de Béthune*

Les indicateurs « Taux d'interruption local du service » et « Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt » qui doivent être calculés pour chaque sous-station, ne sont pas présentés ci-dessus car ils ne sont pas calculables à l'échelle du réseau.

## 6/ Matrice Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (AFOM)



## Chapitre 2      Audit technique et économique du réseau de chaleur de Busnes

Ce chapitre est le rapport **d'audit technique et économique du réseau de chaleur de Busnes**.

### 1/ Le patrimoine raccordé

#### 1.1/ Patrimoine raccordé 2020

Le réseau de chaleur de Busnes fournit de la chaleur aux **bâtiments** suivants :

- Les bâtiments appartenant à la commune :
  - La mairie, avec un besoin estimé à 30 kW
  - La salle des fêtes, avec un besoin estimé à 90 kW
  - Le presbytère, la cantine et la bibliothèque, avec un besoin total estimé à 45 kW
  - L'école mixte, avec un besoin estimé à 80 kW
- Les bâtiments de tiers : l'école privée Sainte-Thérèse, dont le volume est de 2 610 m<sup>3</sup>, avec un besoin estimé à 120 kW

Il est supposé que ces estimations de puissance correspondent à la puissance des échangeurs installés en l'absence de la remise du DOE par l'entreprise travaux.

À noter également :

- Le réseau de chaleur fournit uniquement de la chaleur pour le chauffage. En l'absence de production d'ECS reliée, le réseau est donc arrêté hors période de chauffe.
- En l'absence de mise en service de compteur de chaleur, il est impossible de déterminer la consommation réelle de ces bâtiments (soit la chaleur livrée).
- Aucun réseau secondaire de chaleur n'est relié au présent réseau

#### 1.2/ Les futurs abonnés

Pas de raccordement prévu à ce jour, l'ensemble des bâtiments prévus d'être raccordés lors de l'étude de faisabilité a bien été raccordé au réseau.

### 1.3/ Profil de consommations

**Le profil de consommation n'est pas connu** car aucun relevé des compteurs de chaleur n'est réalisé. En l'absence de la mise en service de ces compteurs, il est impossible de déterminer le profil de consommation.

Il est conseillé de mettre en place un réel suivi des consommations d'énergie de chaque sous-station reliée à la chaufferie. Celui-ci permettra de connaître la part de chaque bâtiment relié et de détecter d'éventuelles dérives de consommation.

À la vue des données fournies (prévisionnel) :

- La consommation de chaleur pour le chauffage de référence est de **250 MWh/an**
- Une consommation de chaleur pour **l'ECS nulle**

### 1.4/ La performance énergétique

En l'absence de donnée de consommation d'énergie par bâtiment **il n'est pas possible de connaître la performance énergétique des bâtiments.**

Globalement, la performance énergétique des bâtiments semble moyenne à bonne avec une majorité des bâtiments isolés et munis de double vitrage.

**Aucun projet de réhabilitation lourde** des bâtiments n'est planifié. Aucune baisse de consommation de chaleur importante n'est attendue à court ou moyen terme.

## 2/ Les moyens de distribution et de livraison de la chaleur

### 2.1/ Le réseau de chaleur actuel



*Vision globale estimée du réseau de chaleur de Busnes*

Le réseau de chaleur est dimensionné à **basse température** : <70 °C. Cela permet de limiter fortement les pertes de chaleur et d'obtenir un rendement réseau performant (estimé à 90%) malgré une densité thermique très faible. Cela est un des critères ayant permis le subventionnement du réseau malgré une très faible densité.

Le réseau de Busnes étant un réseau de chaleur, il est soumis aux différentes réglementations. En d'autres termes, la commune doit être en mesure de :

- Fournir un tracé à 30cm près du réseau installé lors de demande de travaux
- Justifier du droit de passage au niveau de parcelles privées dans le cas où l'utilisation n'est pas réservée au propriétaire de ladite parcelle. Dans le cas de ce réseau, une convention de servitude doit être établie par la commune avec l'école privée Sainte-Thérèse.

## 2.2/ Les postes de livraisons

Les postes de livraisons (sous-station) sont composées d'éléments standard : échangeur, comptage de chaleur et supervision.

Ces éléments sont neufs, mais non finalisés et donc ne respectent la réglementation vigueur : pas de calorifuge des tuyauteries, pas de calorifuge de échangeurs.

En l'absence d'une mise en service des comptages de chaleur, il n'est pas possible de faire une analyse détaillée des livraisons de chaleur aux bâtiments.

## 2.3/ Le programme de renouvellement

Le réseau étant neuf, aucun renouvellement des installations n'est prévu à ce jour. A notre connaissance, aucune provision pour assurer le GER n'a été mis en place.

## 2.4/ Les capacités d'extension du réseau

En l'absence du DOE et des données et hypothèses de conception du réseau, les caractéristiques physiques du réseau ne sont pas connues.

Les hypothèses de conception du réseau n'ayant pas été fournies, il n'est pas possible d'évaluer les possibilités d'extension du réseau actuel.

De la même manière, la chaufferie ayant été surdimensionnée, il est fortement probable que le réseau le soit aussi.

Il est fortement envisageable de pouvoir raccorder quelques bâtiments supplémentaires, avec une puissance n'excédant pas 100 kW cumulés avec les canalisations existantes.

# 3/ Les moyens de livraisons et de distribution

## 3.1/ La centrale

Une seule chaufferie permet l'alimentation en chaleur des bâtiments reliés au réseau.

En l'absence de la fourniture du DOE, du relevé des compteurs, des quantités de plaquettes entrantes et de récupération de mesures de rendement et d'émission de polluant, il n'est pas possible de connaître les performances réelles de l'installation.

La centrale fournissant la chaleur au bâtiment raccordé au réseau est constituée :

- De deux générateurs bois d'une puissance unitaire de **200kW** chacune. Les deux générateurs sont de la **gamme ECO HK 200 de la marque HARGASSNER**
- A noter : Le fonctionnement des chaudières avec du miscanthus est différent : la puissance maximale des chaudières n'est alors plus que de 160 kW
- Le **minimum technique** de ces chaudières est de **59 kW**

- Le **rendement nominal** de la chaudière est de **93,1%** ce qui constitue un rendement très performant pour ce type d'équipement. Le rendement à charge minimale est supérieur à 93,6%, ce qui permet de s'assurer d'un rendement élevé tout au long de la saison de chauffe.
- Ces chaudières **fonctionnent actuellement en plaquettes forestières**, mais doivent fonctionner avec d'autres agro-combustibles. En effet, il est souhaité que cette chaufferie soit alimentée majoritairement par des plantations énergétiques de type **miscanthus** produites à proximité immédiate de la chaufferie. Des partenariats sont en cours avec des agriculteurs afin d'alimenter la chaufferie.
- De **deux ballons d'hydro-accumulation** d'environ 1 000 litres sont installés
- Ces chaudières peuvent démarrer et s'arrêter automatiquement, sans présence humaine via une régulation intégrée gérant la cascade des chaudières et le remplissage des ballons d'hydro-accumulation
- Au sujet des émissions de polluant, la quantité de polluant émise en condition d'essai (11% de O2 et 100% de charge) est de :
  - 3 mg/Nm<sup>3</sup> pour les émissions de CO
  - 123 mg/Nm<sup>3</sup> pour les émissions de NOx
  - 18 mg/Nm<sup>3</sup> pour les émissions de poussière
  - Ces **valeurs d'émission restent nettement inférieures au valeur limite d'émission (VLE)** des chaudières de plus forte puissance. (Supérieur à 1MW, soumis à un contrôle périodique).



*Chaufferie alimentant le réseau de chaleur de Busnes*

**À RETENIR**

- Génération 100% ENR
- Rendement théorique supérieur à 93% tout au long de la saison de chauffe
- Possibilité d'alimenter les chaudières via des miscanthus (partenariat avec des agriculteurs en cours), baissant la puissance des chaudières de 20% tout en restant suffisante
- Emission théorique de polluants faible

## **3.2/ Sécurisation de la fourniture de chaleur**

### **3.2.1/ Les moyens de production d'appoint et de secours**

Actuellement, aucun générateur d'appoint ou de secours n'est connecté au réseau de chaleur de Busnes. Le réseau est uniquement alimenté par les deux chaudières de 200kW présentes dans la chaufferie de la commune.

L'installation étant inférieure à 1 MW PCI, elle n'est pas soumise aux réglementations des ICPE.

Les chaudières n'ayant pas une puissance supérieure à 400 kW, il n'y a pas d'obligation de mesures des émissions polluantes ni de mise en place de livret de chaufferie.

Enfin, les deux générateurs bois équipant la chaufferie étant connectés en parallèle, il n'y a pas de priorité hydraulique de fonctionnement. L'ordre et les modalités de fonctionnement des chaudières sont gérés par le régulateur et ne sont pas connus par le maître d'ouvrage. En l'absence de l'installateur-exploitant des chaudières lors de la visite, cette information ne nous a pas été transmise.

### 3.2.2/ Les évolutions prévues

Le réseau de chaleur ainsi que les générateurs l'alimentant étant neufs, aucun travaux de renouvellement n'est prévu.

De plus, aucun projet d'extension n'est actuellement planifié : que ce soit au niveau du tracé du réseau ou de l'ajout de nouveau générateur.

### 3.2.3/ Analyse du niveau de sécurisation actuelle et du développement possible

À noter :

- À ce jour, le réseau de chaleur est alimenté par une chaufferie équipée de deux chaudières bois de 200kW chacune (mais 160kW en cas d'utilisation du miscanthus comme combustible). À ces chaudières sont associés deux ballons d'hydro-accumulation dont la puissance disponible pour le réseau est inconnue.
- Lors de la conception du réseau de chaleur, le bureau d'étude en charge du dimensionnement a estimé un besoin à hauteur de 365 kW sans prise en compte de foisonnement des besoins.
- Les puissances dimensionnantes paraissent élevées. En prenant celle-ci et un foisonnement des appels de puissance maximum de 0,8, la puissance maximum en chaufferie est de 292 kW.
- Vu les consommations pressenties et le nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance (NHFPP) de 1 300h, les appels de puissance maximum seraient de l'ordre de 190 kW en chaufferie.
- En l'absence d'un relevé et d'une supervision opérationnels, il n'est pas possible de connaître l'appel de puissance réelle des bâtiments (disponible au niveau des compteur).

Les capacités d'extension du réseau sont donc importantes. En effet, la chaufferie actuellement présente aurait la capacité de fournir de la chaleur à un réseau quasiment deux fois plus grand. Il est donc possible d'étendre le réseau afin de **raccorder jusqu'à 200kW** supplémentaire. La mise en place d'enregistrement des appels de puissance pour chaque sous-station sera à mettre en place pour quantifier précisément le surplus de puissance du réseau.

À RETENIR

- Installation largement surdimensionnée vis-à-vis des besoins
- Faible niveau de sécurisation : la panne d'un générateur pourrait conduire à ne pas couvrir l'ensemble des besoins de chaleur
- 400 kW sont installés en chaufferie alors que seulement 190 à 290 kW d'appel de puissance par grand froid sont estimés
- Possibilité de raccorder jusqu'à 150 à 200 kW supplémentaires (équivalent de 15 maisons peu performantes, hors ECS), moitié moins si utilisation du miscanthus.

### 3.3/ Le mix énergétique

#### 3.3.1/ Mix énergétique actuel

##### Efficacité énergétique des moyens de production et de distribution

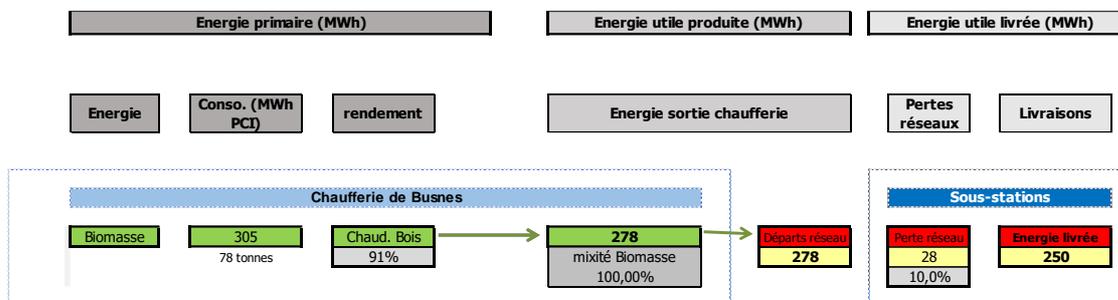


Figure 22 : efficacité énergétique de production et de distribution - réseau de Busnes

À noter :

- Les consommations sont des valeurs estimées issues du dimensionnement du réseau.
- En l'absence de relevés de chaleur (via les compteurs caloriques pas encore en service) il n'est pas possible de connaître le fonctionnement réel du réseau.
- Les valeurs de rendement (chaudières et réseau) sont des estimations

##### Consommations d'électricité

Celles-ci ne sont pas comptabilisées de manière distincte.

Elles peuvent être estimées de l'ordre de 2% de la chaleur livrée, soit 5 MWh à l'année.

##### Consommations d'eau

Celles-ci n'ont pas été estimées, et ne sont pas comptabilisées de manière distincte. Celle-ci devrait être faible, aucune fuite n'ayant été détectée depuis la mise en service du réseau.

##### Emissions de GES, contenu en CO<sub>2</sub> du réseau

Les émissions de CO<sub>2</sub> ont été estimées à partir :

- De l'évolution des consommations de combustibles et de chaleur livrée mentionnée dans les documents de conception
- Des coefficients suivants :
  - 0,205 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh PCI de gaz consommés

- 0 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh PCI de biomasse consommée

Cela permet de calculer les émissions directes des installations, non soumises au quota CO<sub>2</sub> pour les installations en chaufferie centrale.

**À RETENIR**

- Le contenu en CO<sub>2</sub> du réseau de chaleur est de 0 gCO<sub>2</sub>/kWh
- Au sens de la réglementation thermique, un réseau est très vertueux en dessous de 50gCO<sub>2</sub>/kWh
- En 2019, sur les 800 réseaux de chaleur recensés environ 150 étaient dans la situation de Busnes, soit avec un mix 100% ENR

## 4/ Audit économique

### 4.1/ Coût moyen de la chaleur

Etant un réseau technique avec vente de surplus à un tiers, le réseau de Busnes ne vend pas de chaleur aux bâtiments de la commune.

Afin de faciliter la lecture des enjeux financiers de l'ensemble des réseaux, nous garderons la nomenclature affiliée à la tarification de vente de chaleur. La reconstitution de la grille tarifaire est réalisée à partir des charges d'exploitation et du coût de la chaleur que nous traiterons en premier.

#### Analyse des charges d'exploitation :

Dépense d'exploitation	Quantité (en MWh PCI)	2020 € HT
<b>P1 - Energie</b>		
Bois	305	9 477 €
<b>Sous-total poste P1</b>	<b>305</b>	<b>9 477 €</b>
<b>Charges P2</b>		
Electricité consommé R21		750 €
Entretien & maintenance		800 €
<b>Sous-Total poste P2</b>		<b>1 550 €</b>
<b>Charges P3 - GER</b>		
Provisions estimées P3		1 808 €
<b>Sous-total poste P3</b>		<b>1 808 €</b>

De manière générale, nous remarquons que le poste P1 représente 74 % des dépenses d'exploitation couvrant la fourniture et la gestion de l'énergie (12 % pour le poste P2 et 12 % pour le poste 3).

Pour le poste P2 (petit entretien des installations) incluant le R21, la différence entre le cout de la consommation d'électricité et les charges concernant l'entretien et la maintenance n'est pas significatif.

Les charges du poste P3 sont des charges estimées. Les provisions annuelles nécessaires au maintien en état à long terme des installations ont été évaluées à 0,5% annuellement de l'investissement total.

### **Coût moyen de la chaleur :**

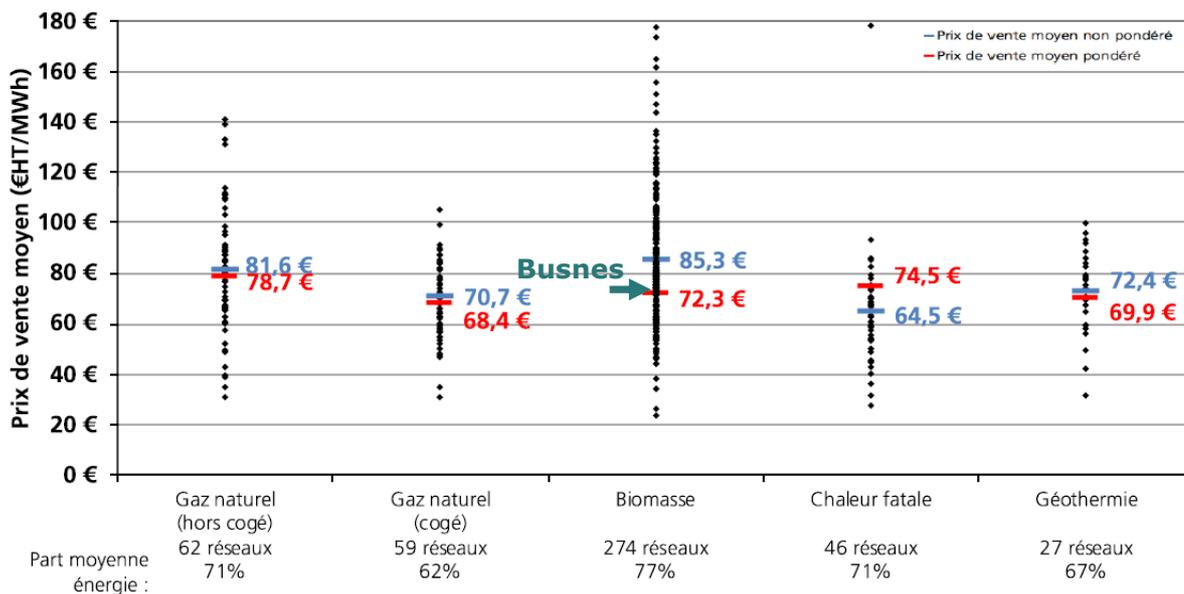
Le coût moyen de la chaleur est de 79 €TTC/MWh (73€HT/MWh).

Consommation bâtiments	Global
Conso (en MWh)	250
P. Sous (en kW)	365

Coût de la chaleur	2020
CA R1	9 450 €
CA R2	8 906 €
<b>Total</b>	<b>18 356 €</b>
Coût chaleur HT	73 €
Coût Chaleur TTC	79 €

### **Prix de vente moyen HT de la chaleur en 2018 en fonction de l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau**

Source : Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid SDES/SNCU/AMORCE 2019  
Analyse AMORCE



### **Reconstitution des modalités de tarification :**

Les tarifs pratiqués sont décomposés entre :

- Une tarification pour la partie consommation :
  - Un R1 (reconstitué à partir des charges P1), en €HT/MWh de 38 € ;

- Une tarification pour la partie forfaitaire (abonnement) décomposée en 4 termes : R21, R22, R23, R24. La répartition de cette part abonnement est basée sur les puissances souscrites.

- Au global, le R2, en €HT/KW est d'environ 24,4 €

Grille tarifaire	Valeur refacturable	Unité	Coût unitaire HT	Coût annuelle HT	Tarif
<b>R1 €/MWh</b>					
dont R1 Bois	78,00	tonnes	121 €	9 461 €	38 €
<b>Sous-total R1</b>					<b>38 €</b>
<b>R2 €/kW</b>					
Dont R21	5	MWh élec	150 €	750 €	2 €
Dont R22	1	forfait	800 €	800 €	2 €
Dont R23	1		1 808 €	1 808 €	5 €
Dont R24	1		110 000 €	5 500 €	15 €
<b>Sous-total R2</b>					<b>24 €</b>

La reconstitution d'un coût R1 normalisé correspond au prix en €HT des MWh de la consommation estimée divisée par la consommation théorique (selon étude de faisabilité).

La reconstitution des termes R21, R22 et R23 correspondent aux montants des charges rapportées à la puissance souscrite (KW) :

- Le terme R21 correspond au montant de l'électricité consommée du poste P2 rapporté sur la puissance souscrite (KW)
- Le terme R22 correspond au montant de l'entretien et de la maintenance du poste P2 rapporté sur la puissance souscrite (KW)
- Le terme R23 annuel correspond à 0,5% de l'investissement total

Le poste P1 (R1) est constitué d'une seule source d'énergie : le bois avec un taux de TVA à 10%. Le taux de TVA du poste R21 et R22 est pris par hypothèse à 20 %.

Le R23 et le R24 à 0% correspondent à la prise en compte du mécanisme de récupération de la TVA sur les investissements.

Le terme R24 correspond au montant des travaux (110 K€) sans les subventions sur 20 ans avec un taux à 0 % car il s'agit d'un investissement sur fonds propre (pas d'emprunt réalisé par la commune).

### **Indexation :**

À ce stade, nous n'avons pas d'information sur une éventuelle indexation du prix de la chaleur pour l'école privée Sainte-Thérèse

### **Investissement :**

S'agissant du financement des investissements, les sources proviennent de la commune et d'une subvention obtenue de la région et de l'état :

- 252 K€ de subventions soit un volume d'investissement extérieur de 69,7 %

- 110 K€ de fonds propre, soit un apport représentant 30,3 % du financement du projet. C'est sur cette part de fonds propre que le R24 a été estimé.

Investissement	Montant en € HT
Lot 1 : Local Chaufferie et Silo	48 016 €
Lot 2 : Tranché et remise en état	36 566 €
Lot 3 : Chaudières	126 353 €
Lot 4 : Fumisteries	3 531 €
Lot 5 : Réseau de chaleur	28 861 €
Lot 6 : Sous station et emeteur	46 781 €
Aléas, imprévus	71 492 €
<b>Total</b>	<b>361 600 €</b>
Région	168 000 €
Etat	84 000 €
Reste à charge commune	110 000 €
Cout emprunt	0 €
Durée amortissement (hypothèse Elcimaï)	20 ans

#### 4.2/ Variation du coût en fonction du consommateur

Sans information particulière sur la tarification mise en place sur le réseau de chaleur de Busnes, nous avons reconstitué un prix moyen pour l'ensemble des abonnés.

#### 4.3/ Analyse Compte d'Exploitation Prévisionnel

Aucun compte d'exploitation prévisionnel n'a été transmis. À notre connaissance aucun CEP n'a été établi par la collectivité de Busnes.

#### 4.4/ Compte GER

À notre connaissance, aucun compte GER n'a été établie.

La mise en place d'un compte GER (provision annuelle) dans le cadre de la régie pourra être bienvenue, pour faire face à d'éventuel frais de gros entretiens non prévus.

## 5/ Indicateurs de performance

Les données ci-dessous sont issues de notre analyse des données de conception pour une année moyenne prévue.

Indicateur	Indicateur (Nom)	Résultat
<b>1- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid</b>		
<b>1.1-M1</b>	Taux d'appel de puissance	53 % 190 kW appelé / 320 kW installé
<b>1.2-M1</b>	Taux d'interruption pondéré du service	0,0%
<b>1.3-M1</b>	Enquête de qualité et de satisfaction au 4.2	non concerné
<b>1.4-M1</b>	Puissance souscrite au km	0,95 kW/ml
<b>2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>		
<b>2.1-M1</b>	Bouquet énergétique	<p>Bois (base); 278; 100%</p>
<b>2.1-M2</b>	Emission de CO2	0 g/kWh
<b>2.2-M1</b>	Facteur de ressource primaire	0,111 kWh EP / kWh livré
<b>2.2-M2</b>	Consommation d'eau sur le réseau	Non connu
<b>2.3-M1</b>	Coûts des sinistres	aucun
<b>3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de</b>		
<b>3.1-M1</b>	Renouvellement des installations ( <i>Part du P3 dans le montant R2</i> )	0%
<b>4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>		
<b>4.1-M1</b>	Prix moyen du MWh	79 €TTC/MWh
<b>4.2-M1</b>	Enquête de qualité et de satisfaction	non concerné
<b>4.4-M1</b>	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	non concerné

Indicateur (N° et type)	Indicateur (Nom)	Résultat
<b>1- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid</b>		
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	856 h
1.4-C1	Développement prévisionnel 2021	0,0%
<b>2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>		
2.1-C1	Rejets atmosphériques - CO2	0 tonnes CO2
2.1-C2	Rejets de polluants par combustible, valeur réglementaires et %âge	Non connu
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	0
<b>4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>		
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	51%
4.2-C1	Réclamations	Non adapté
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	NonConnu
<b>5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public</b>		
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	Non adapté
5.1-C2	Taux d'avois	Non adapté
<b>6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et</b>		
6.1-C1	Information des citoyens	Non adapté

*Indicateurs complémentaires IGD - Réseau de Busnes*

Les indicateurs « Taux d'interruption local du service » et « Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt » qui doivent être calculés pour chaque sous-station, ne sont pas présentés ci-dessus car ils ne sont pas calculables à l'échelle du réseau.

## 6/ Matrice Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (AFOM)

Interne

### Forces :

- Coût de la chaleur faible
- Réseau 100% EnR&R
- Réseau neuf
- Coût indépendant de l'évolution du prix des énergies fossiles
- Multicombustibles : plaquettes forestières ou miscanthus

### Faiblesses :

- Absence de contrôle des consommations
- Nécessité de gérer une régie spécifique et la facturation de l'énergie pour un seul tiers
- Pas de besoins en été : possible difficultés de fonctionnement en intersaison (minimum technique des chaudières)

Externe

### Opportunités :

- Potentiel d'extension du réseau est élevé, mais seulement 1 bâtiment communal non raccordé : l'Eglise
- Raccordements pour des bâtiments (logements) privés possibles, mais difficultés juridiques et organisationnelles pour la mise en œuvre

### Menaces :

- Surdimensionnement en cas de déraccordement de l'école privée Sainte-Thérèse ou de baisse forte des besoins de chaleur des bâtiments raccordés
- Montage juridique pouvant être requalifié SPIC

# Chapitre 3      Audit technique et économique du réseau technique de Norrent-Fontes

Ce chapitre est le rapport **d'audit technique et économique du réseau technique de Norrent-Fontes**

## 1/ Le patrimoine raccordé

### 1.1/ Patrimoine raccordé 2020

Le réseau de technique de Norrent-Fontes fournit de la chaleur à seulement **2 bâtiments** appartenant à et exploités par la commune :

- La mairie annexe, avec un besoin en chaleur inconnu
- Le groupe scolaire, avec un besoin en chaleur inconnu

À noter également :

- Le réseau de chaleur fournit uniquement de la chaleur. En l'absence de production d'ECS, le réseau est donc arrêté hors période de chauffe.
- En l'absence de mise en service de compteur de chaleur, il est impossible de déterminer la consommation réelle de ces bâtiments
- Aucun réseau secondaire de chaleur n'est relié au présent

### 1.2/ Les futurs abonnés

Un projet d'extension est en cours de développement. Ce projet permettrait de raccorder :

- Une crèche appartenant à et exploité par la commune avec un besoin en chaleur encore inconnu
- 6 logements de tiers avec un besoin en chaleur encore inconnu
- Ce raccordement serait réalisé par le biais d'un mini réseau de chaleur.

### 1.3/ Profil de consommations

**Le profil de consommation n'est pas connu** car aucun relevé des compteurs de chaleur n'est réalisé. En l'absence de la mise en service de ces compteurs, il est impossible de déterminer le profil de consommation.

Il est conseillé de mettre en place un réel suivi des consommations d'énergie de chaque sous-station reliée à la chaufferie. Celui-ci permettra de connaître la part de chaque bâtiment relié et de détecter d'éventuelle dérive de consommation.

À la vue des données fournies (prévisionnel) :

- La consommation en bois du réseau technique est de **49,85 tonnes**
- Le combustible alimentant la chaudière étant de la plaquette forestière avec un pourcentage d'humidité d'environ 20%, nous pouvons estimer que le PCI (Pouvoir Calorifique Inférieur) est de **3 800 kWh** par tonne de combustible consommée.
- La consommation de chaleur pour le chauffage est estimée à **134 MWh/an**
- Une consommation de chaleur pour **l'ECS nulle**

## 1.4/ La performance énergétique

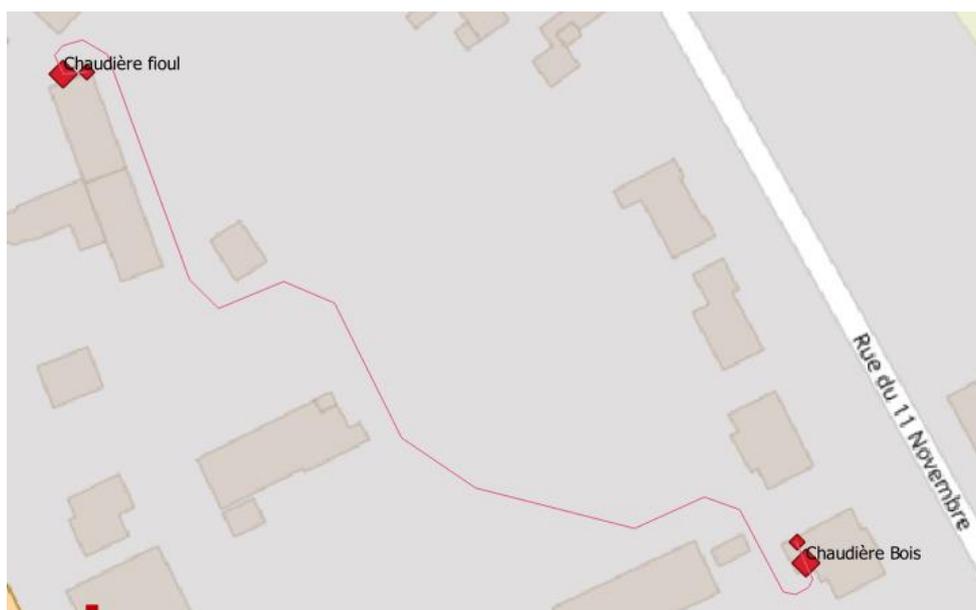
En l'absence de donnée de consommation d'énergie par bâtiment **il n'est pas possible de connaître la performance énergétique des bâtiments.**

Globalement, la performance énergétique des bâtiments semble moyenne à bonne avec une majorité des bâtiments isolés et munis de double vitrage.

**Aucun projet de réhabilitation lourd** des bâtiments n'est planifié. Aucune baisse de consommation de chaleur importante n'est attendu à court ou moyen terme.

## 2/ Les moyens de distribution et de livraison de la chaleur

### 2.1/ Le réseau de chaleur actuel



*Vision globale du réseau technique de Norrent-Fontes*

Le réseau de chaleur est dimensionné à **basse température** < à 70 °C., permettant de limiter fortement les pertes de chaleur et d'obtenir un rendement réseau performant (estimé à 90%) malgré une densité thermique très faible.

Le réseau de Norrent-Fontes étant un réseau technique, il n'est pas soumis aux différentes réglementations comme peuvent l'être les réseaux de chaleur.

## 2.2/ Le programme de renouvellement

Le réseau étant récent, aucun renouvellement des installations n'est prévu à ce jour.

## 2.3/ Les capacités d'extension du réseau

En l'absence du DOE et des données et hypothèses de conception du réseau, les caractéristiques physiques du réseau ne sont pas connues.

Les hypothèses de conception du réseau n'ayant pas été fournies, il n'est pas possible d'évaluer les possibilités d'extension du réseau actuel.

De la même manière que la chaufferie semble avoir été surdimensionnée, il est fortement probable que le réseau le soit.

Il est fortement envisageable de pouvoir raccorder quelques bâtiments supplémentaires, avec une puissance n'excédant pas 80 kW cumulés avec les canalisations existantes, pour conserve un taux d'EnR de 100% voir 150kW en cas d'utilisation de la chaudière de l'école comme appoint au réseau.

# 3/ Les moyens de livraisons et de distribution

## 3.1/ La centrale

Une seule chaufferie permet l'alimentation en chaleur des bâtiments reliés au réseau.

En l'absence de la fourniture du DOE et de récupération de mesure de rendement et d'émission de polluant, il n'est pas possible de connaître les performances réelles de l'installation.

La centrale fournissant la chaleur au bâtiment raccordé au réseau est constituée :

- D'un générateur bois d'une puissance unitaire de **150 kW**. Le générateur est de la **gamme WTH 150 de la marque HARGASSNER**
- Le **minimum technique** de ces chaudières est de **44 kW**
- Le **rendement nominal** de la chaudière est de **93,4%** ce qui constitue un rendement très performant pour ce type d'équipement. Le rendement à charge minimale est supérieur à 93,1%, ce qui permet de s'assurer d'un rendement élevé tout au long de la saison de chauffe.

- Cette chaudière **fonctionne actuellement en plaquette forestière**, mais est également compatible avec une utilisation de granulés
- Cette chaudière peut démarrer et s'arrêter automatiquement, sans présence humaine
- Au sujet des émissions de polluant, la quantité de polluant émis en condition d'essai (11% de O2 et 100% de charge) est de :
  - 4,5 mg/Nm<sup>3</sup> pour les émissions de CO
  - 125,5 mg/Nm<sup>3</sup> pour les émissions de NOx
  - 16,4 mg/Nm<sup>3</sup> pour les émissions de poussière
  - Ces **valeurs d'émissions restent nettement inférieures aux valeurs limites d'émissions (VLE)** des chaudières de plus forte puissance. (Supérieur à 1MW, soumis à un contrôle périodique). Aucun système de filtration supplémentaire n'équipe l'installation actuellement.



*Chaudière de Norrent-Fontes alimentant le réseau technique de la collectivité*

**À RETENIR**

- Génération 100% ENR
- Rendement théorique supérieur à 93% tout au long de la saison de chauffe
- Émission théorique de polluants faible

## 3.2/ Sécurisation de la fourniture de chaleur

### 3.2.1/ Les moyens de production d'appoint et de secours

Actuellement, un générateur fuel de secours est connecté au réseau technique de Norrent-Fontes. Cependant, le réseau est uniquement alimenté par la chaudière bois de la chaufferie communale. La chaudière fuel étant l'ancienne chaudière du groupe scolaire, elle permet uniquement la prise de relai pour le groupe scolaire en cas de dysfonctionnement de la chaudière bois.

L'installation étant inférieure à 1 MW, elle n'est pas soumise à la réglementation ICPE.

Les chaudières n'ayant pas une puissance supérieure à 400 kW, il n'y a pas d'obligation de mesures des émissions polluantes ni de mise en place de livret de chaufferie.

Enfin, le réseau n'étant alimenté que par un seul générateur, la chaudière fioul étant là uniquement en secours, aucun ordre de priorité n'est attribué aux chaudières.

### 3.2.2/ Les évolutions prévues

Le réseau de chaleur ainsi que les générateurs l'alimentant étant neufs, aucun travaux de renouvellement n'est prévu.

De plus, un projet d'extension est actuellement planifié. Ce projet permettrait de raccorder :

- Une crèche appartenant à et exploité par la commune avec un besoin en chaleur encore inconnu
- 6 logements de tiers avec un besoin en chaleur encore inconnu

### 3.2.3/ Analyse du niveau de sécurisation actuelle et du développement possible

À noter :

- À ce jour, le réseau technique est alimenté par une chaufferie équipée de **d'une chaudière bois de 150kW**.
- Aucune information sur le dimensionnement des besoins lors de la conception du réseau technique ne nous a été transmise.
- En faisant l'hypothèse que la puissance installée correspond à la puissance dimensionnante, cette dernière paraît élevée. En prenant la livraison de chaleur estimée et un NHFPP de 1300h, la puissance maximum en chaufferie est de l'ordre de **100 kW**.
- En l'absence d'un relevé et d'une supervision opérationnels des consommations de chaleur par bâtiment, il n'est pas possible de connaître l'appel de puissance réelle de chacun (disponible au niveau des compteurs).
- Il est fortement envisageable de pouvoir raccorder quelques bâtiments supplémentaires, avec une puissance n'excédant pas 80 kW cumulés avec les canalisations existantes, pour conserver un taux d'EnR de 100% voir 150kW en cas d'utilisation de la chaudière de l'école comme appoint au réseau.

Les capacités d'extension du réseau sont donc inconnues. La mise en place d'enregistrement des appels de puissance pour chaque sous-station sera à mettre en place pour quantifier précisément le surplus de puissance du réseau.

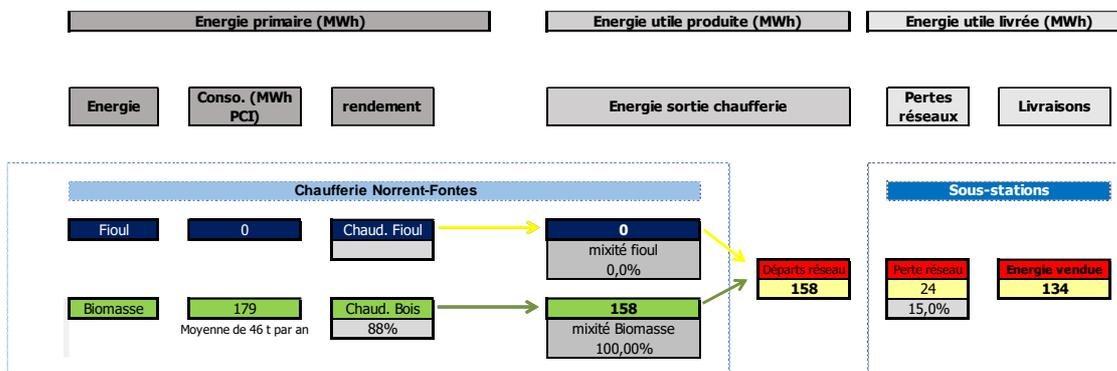
**À RETENIR**

- Aucune information sur le dimensionnement des installations
- Installation de compteur de chaleur intéressante
- Chaufferie surdimensionnée vis-à-vis des besoins actuels (dimensionné pour plus de bâtiments)

### 3.3/ Le mix énergétique

#### 3.3.1/ Mix énergétique actuel

##### Efficacité énergétique des moyens de production et de distribution



*Efficacité énergétique de production et de distribution - réseau de Norrent-Fontes*

À noter :

- Les consommations sont des valeurs estimées à partir des données de consommation de bois fournies par la collectivité
- En l'absence de relevé de chaleur (via des compteurs caloriques) il n'est pas possible de connaître le fonctionnement réel du réseau.
- Les valeurs de rendement (chaudière et réseau) sont des estimations

##### Consommations d'électricité

Celles-ci ne sont pas comptabilisées de manière distincte.

Elles peuvent être estimées de l'ordre de 2% de la chaleur livrée, soit 5 MWh à l'année.

##### Consommations d'eau

Celles-ci n'ont pas été estimées, et ne sont pas comptabilisées de manière distincte. Celles-ci devraient être faibles, aucune fuite n'ayant été détectée depuis la mise en service du réseau.

##### Emissions de GES, contenu en CO<sub>2</sub> du réseau

Les émissions de CO<sub>2</sub> ont été estimées à partir :

- De l'évolution des consommations de combustibles et de chaleur livrée mentionnées dans les documents de conception

- Des coefficients suivants :
  - 0,3 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh PCI de fioul consommé
  - 0 tonnes de CO<sub>2</sub> / MWh PCI de biomasse consommée

Cela permet de calculer les émissions directes des installations, non soumises au quota CO<sub>2</sub> pour les installations en chaufferie centrale.

**À RETENIR**

- Le contenu en CO<sub>2</sub> du réseau de chaleur est de 0 gCO<sub>2</sub>/kWh
- Au sens de la réglementation thermique, un réseau est très vertueux en dessous de 50gCO<sub>2</sub>/kWh
- En 2019, sur les 800 réseaux de chaleur recensés environ 150 était dans la situation de Busnes, soit avec un mix 100% ENR

## 4/ Audit économique

### 4.1/ Coût moyen de la chaleur

Etant un réseau technique, le réseau de Norrent-Fontes ne vend pas de chaleur aux bâtiments de la commune ou à un tiers.

Afin de faciliter la lecture des enjeux financiers de l'ensemble des réseaux, nous garderons la nomenclature affiliée à la tarification de vente de chaleur. La reconstitution de la grille tarifaire est réalisée à partir des charges d'exploitation et du coût de la chaleur que nous traiterons en premier.

#### Analyse des charges d'exploitation :

Dépense d'exploitation	Quantité (en MWh PCI)	2020 € HT
<b>P1 - Energie</b>		
Bois	189,5	6 057 €
<b>Sous-total poste P1</b>	<b>189,5</b>	<b>6 057 €</b>
<b>Charges P2</b>		
Electricité consommé R21		750 €
Entretien & maintenance		800 €
<b>Sous-Total poste P2</b>		<b>1 550 €</b>
<b>Charges P3 - GER</b>		
Charges réelles P3		200 €
<b>Sous-total poste P3</b>		<b>200 €</b>

De manière générale, nous remarquons que le poste P1 représente 77,5 % des dépenses d'exploitation couvrant la fourniture et la gestion de l'énergie (19 % pour le poste P2 et 2,5 % pour le poste 3).

Pour le poste P2 (petit entretien des installations) incluant le R21, la différence entre le coût de la consommation d'électricité et les charges concernant l'entretien et la maintenance n'est pas significatif.

Les charges du poste P3 sont des charges estimées. Elles ont été évaluées à 0,5% de l'investissement total.

### **Coût moyen de la chaleur :**

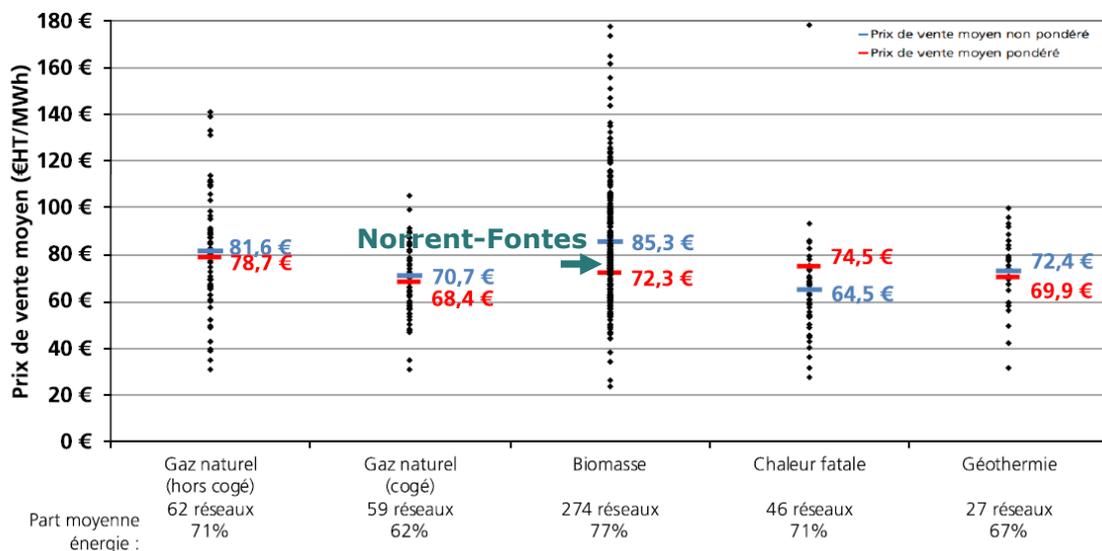
Le coût moyen de la chaleur est de 83 €TTC/MWh.

Consommation bâtiments	Global
Conso (en MWh)	134
P. Sous (en kW)	150

Coût de la chaleur	2020
CA R1	6 070 €
CA R2	4 155 €
<b>Total</b>	<b>10 225 €</b>
Coût chaleur HT	76 €
Coût Chaleur TTC	83 €

### **Prix de vente moyen HT de la chaleur en 2018 en fonction de l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau**

Source : Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid SDES/SNCU/AMORCE 2019  
Analyse AMORCE



## **Reconstitution des modalités de tarification :**

Les tarifs pratiqués sont décomposés entre :

- Une tarification pour la partie consommation :
  - Un R1 (reconstitué à partir des charges P1), en €HT/MWh de 45 € ;
  
- Une tarification pour la partie forfaitaire (abonnement) décomposée en 4 termes : R21, R22, R23, R24. La répartition de cette part abonnement est basée sur les puissances souscrites.
  - Au global, le R2, en €HT/KW est d'environ 27,7 €

Grille tarifaire	Valeur refacturable	Unité	Cout unitaire HT	Cout annuel HT	Tarif
<b>R1 €/MWh</b>					
dont R1 Bois	50,00	tonnes	121 €	6 065 €	45 €
<b>Sous-total R1</b>					<b>45 €</b>
<b>R2 €/kW</b>					
Dont R21	5	MWh élec	150 €	750 €	5 €
Dont R22	1	forfait	800 €	800 €	5 €
Dont R23	1		200 €	200 €	1 €
Dont R24	1		48 268 €	2 413 €	16 €
<b>Sous-total R2</b>					<b>28 €</b>

La reconstitution d'un coût R1 normalisé correspond au prix en € des Mwh de la consommation moyenne de la production en 2020 divisée par la consommation réelle.

La reconstitution des termes R21, R22 et R23 correspondent aux montants des charges rapportés à la puissance souscrite (KW) :

- Le terme R21 correspond au montant de l'électricité consommée du poste P2 rapporté sur la puissance souscrite (KW)
- Le terme R22 correspond au montant de l'entretien et de la maintenance du poste P2 rapporté sur la puissance la puissance souscrite (KW)
- Le terme R23 correspond aux provisions actuelles de la commune

Le poste P1 (R1) est constitué d'une seule source d'énergie : le bois avec un taux de TVA à 10%. Le taux de TVA du poste R21 et R22 est pris par hypothèse à 20 %.

Le R23 et le R24 à 0% correspondent à la prise en compte du mécanisme de récupération de la TVA sur les investissements.

Le terme R24 correspond au montant des travaux (48 K€) sans les subventions sur 20 ans avec un taux à 0 % car il s'agit d'un investissement sur fonds propre.

## **Investissement :**

S'agissant du financement des investissements, les sources proviennent de la commune et d'une subvention obtenue de la région et de l'état :

- 136 K€ soit un volume d'investissements extérieurs de 74 %
- 48 K€ de fonds propre, soit un apport représentant 26 % du financement du projet. C'est sur cette part de fonds propre que le R24 a été estimé.

Investissement	Montant en € HT
<b>Total</b>	<b>184 754 €</b>
Subventions conseil régional (FRAMEE)	84 675 €
Subvention Leader	22 000 €
Réserve parlementaire	30 000 €
<b>Sous Total subvention</b>	<b>136 675 €</b>
Fonds propres	48 268 €
Cout emprunt	0 €
Durée amortissement (hypothèse Elcimaï)	20 ans

#### 4.2/ Variation du coût en fonction du consommateur

Le réseau de Norrent-Fontes étant un réseau technique, c'est-à-dire sans mise en vente de la chaleur produite, nous avons reconstitué un prix moyen de la chaleur afin d'estimer la performance économique du réseau.

#### 4.3/ Analyse CEP - Compte d'Exploitation Prévisionnel

Aucun compte d'exploitation prévisionnel n'a été transmis.  
En notre connaissance aucun CEP n'a été établie par la collectivité de Norrent-Fontes.

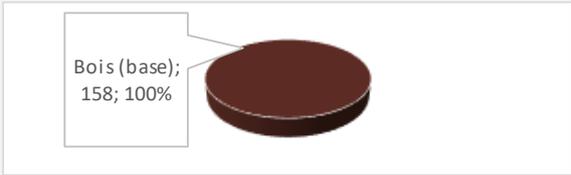
#### 4.4/ Compte GER

En notre connaissance, aucun compte GER n'a été établi.

La mise en place d'une provision pourra être bienvenue, pour faire face à d'éventuels frais de gros entretiens non prévus. En effet, l'installation étant ancienne (8 ans), ces frais vont augmenter dans les années futures.

## 5/ Indicateurs de performance

Les données ci-dessous sont issues de notre analyse pour une année moyenne 2017-2020.présentie.

Indicateur	Indicateur (Nom)	Résultat
<b>1- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid</b>		
<b>1.1-M1</b>	Taux d'appel de puissance	70 % 105 kW appelé / 150 kW installé
<b>1.2-M1</b>	Taux d'interruption pondéré du service	0,0%
<b>1.3-M1</b>	Enquête de qualité et de satisfaction au 4.2	non concerné
<b>1.4-M1</b>	Puissance souscrite au km	0,70 kW/ml
<b>2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>		
<b>2.1-M1</b>	Bouquet énergétique	 <p>Bois (base); 158; 100%</p>
<b>2.1-M2</b>	Emission de CO2	0 g/kWh
<b>2.2-M1</b>	Facteur de ressource primaire	0,118 kWh EP / kWh livré
<b>2.2-M2</b>	Consommation d'eau sur le réseau	Non connu
<b>2.3-M1</b>	Coûts des sinistres	aucun
<b>3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de</b>		
<b>3.1-M1</b>	Renouvellement des installations ( <i>Part du P3 dans le montant R2</i> )	5%
<b>4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>		
<b>4.1-M1</b>	Prix moyen du MWh	83 €TTC/MWh
<b>4.2-M1</b>	Enquête de qualité et de satisfaction	non concerné
<b>4.4-M1</b>	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	non concerné

Indicateur (N° et type)	Indicateur (Nom)	Résultat
<b>1- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid</b>		
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	1 117 h
1.4-C1	Développement prévisionnel 2021	0,0%
<b>2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité</b>		
2.1-C1	Rejets atmosphériques - CO2	0 tonnes CO2
2.1-C2	Rejets de polluants par combustible, valeur réglementaires et %âge	Non connu
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	0
<b>4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers</b>		
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	59%
4.2-C1	Réclamations	Non adapté
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	NonConnu
<b>5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public</b>		
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	Non adapté
5.1-C2	Taux d'avois	Non adapté
<b>6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et</b>		
6.1-C1	Information des citoyens	Non adapté

*Indicateurs complémentaires IGD - Réseau de Norrent-Fontes*

Les indicateurs « Taux d'interruption local du service » et « Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt » qui doivent être calculés pour chaque sous-station, ne sont pas présentés ci-dessus car ils ne sont pas calculables à l'échelle du réseau.

## 6/ Matrice Atouts Faiblesses Opportunités Menaces (AFOM)

Interne

### Forces :

- Coût de la chaleur faible
- Réseau 100% EnR&R
- Coût indépendant de l'évolution du prix des énergies fossiles
- Bon fonctionnement de la chaudière, même en cas de faibles besoins

### Faiblesses :

- Pas de besoin en été : possibles difficultés de fonctionnement en intersaison
- Absence de dissociation hydraulique entre réseau et bâtiment
- Absence de comptage de chaleur
- Surdimensionnement de la production de chaleur

Externe

### Opportunités :

- Potentiel d'extension du réseau est élevé
- Raccordements pour des bâtiments communaux proches possible

### Menaces :

# Chapitre 4 Synthèse Phase 1

## 1/ Réseaux du territoire

Le territoire de la CABBALR comporte 3 réseaux existants. Aucun projet en cours de développement n'a été recensé.

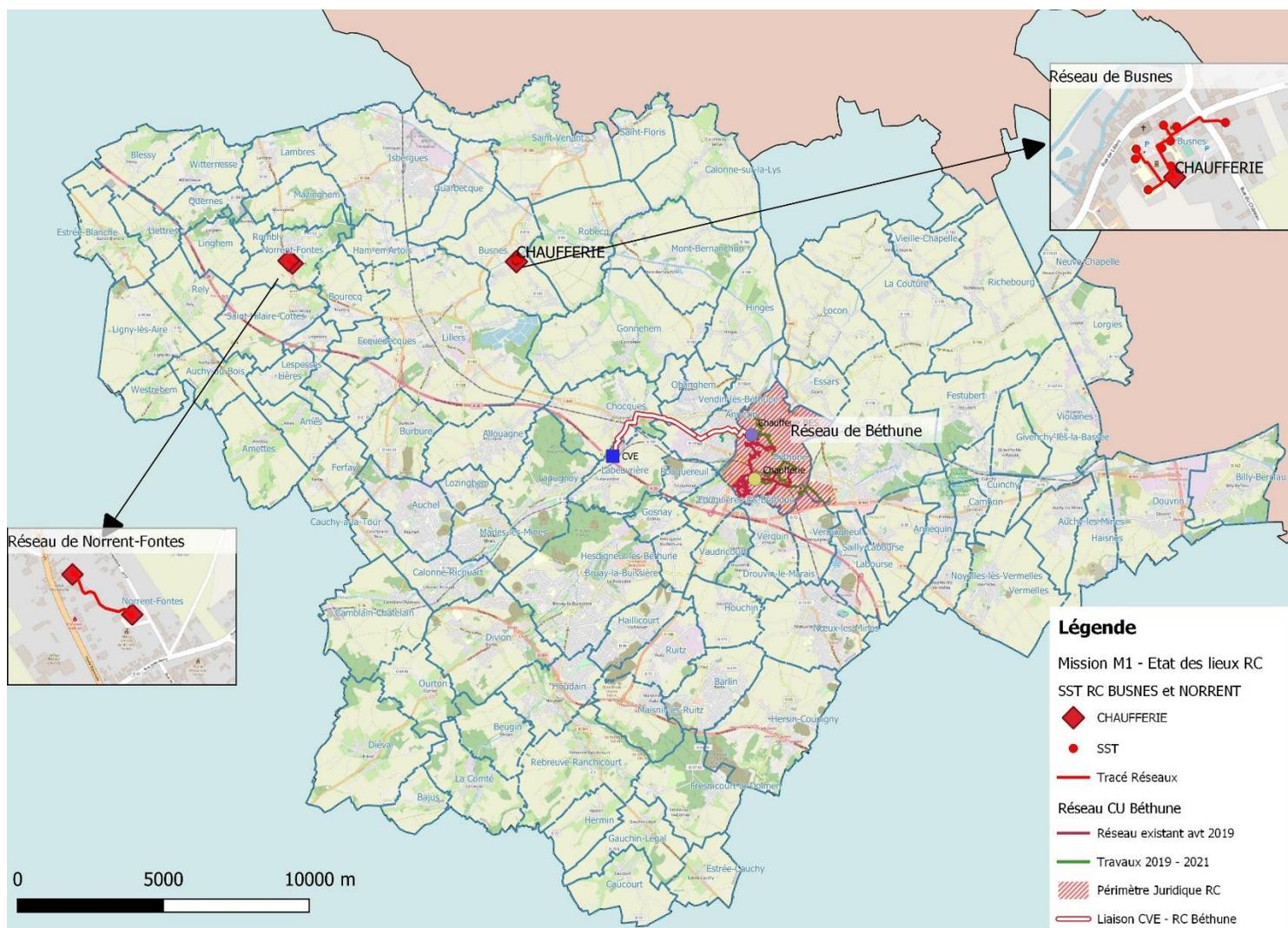
5 communes sont concernées par ces réseaux sur les 100 du territoire. Ces réseaux sont sous maîtrises d'ouvrage distinctes :

- Ville de Béthune :
  - Le réseau de chaleur de Béthune, service public industriel et commercial délégué à la société DALKIA depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2017
- Commune de Busnes :
  - Réseau de chaleur géré par la ville de Busnes avec vente de chaleur
- Commune de Norrent-Fontes :
  - Réseau technique géré par la ville de Norrent-Fontes

### En résumé (année 2020)

Propriétaire	Etat	Montage juridique	Livraison chaleur (GWh)	Longueur réseau	Production de base	Mixité EnR&R	Date de construction
Béthune	En fonctionnement	Concession	24	12 500 ml	Gaz -/ cogé gaz	0%	Années 60
Busnes	En fonctionnement	Réseau de chaleur	0.25	380 ml	Biomasse	100%	2019
Norrent-Fontes	En fonctionnement	Réseau technique	0.13	210 ml	Biomasse	100%	2013

*Résumé des réseaux de chaleur du territoire*



Carte des réseaux de chaleur existants et en projet

## 2/ Synthèse

### Synthèse réseaux

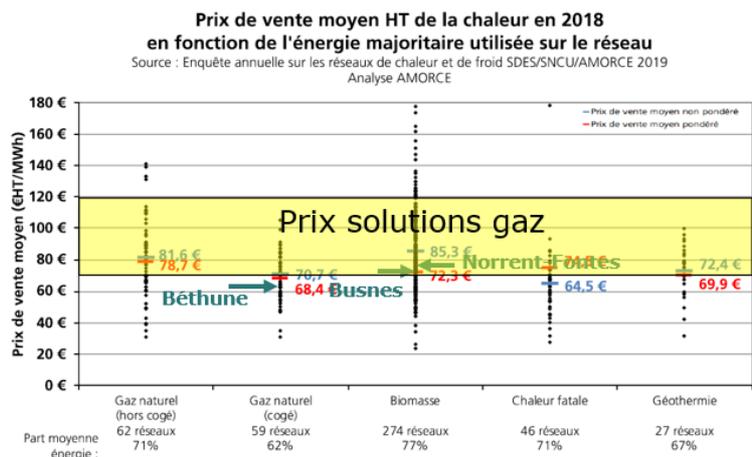
Réseaux	Type	MOA	Exploitant	Typologie consommateurs
Béthune	RC	Ville de Béthune	Dalkia	Logement, bâtiments publics et tertiaires
Busnes	RC	Commune	Commune	Bâtiments communaux + école privée
Norrent-Fontes	RT	Commune	Commune	Bâtiments communaux

### Synthèse technique

Réseau	Longueur réseau / nb SST	Source énergie actuelles	Puissance installée (MW)	Livraison de chaleur (GWh et équivalent logement)
Béthune	12,5 kml / 88	Cogénération gaz, gaz de mine, CVE	29 MW	24 GWh / 2 326 eq. logt
Busnes	380 ml / 9	Bois (plaquettes forestières → Miscanthus)	0,4 MW	250 MWh / 23 eq. logt
Norrent-Fontes	210 ml / 2	Bois (plaquettes forestières)	0,15 MW	130 MWh / 14 eq. logt

### Synthèse économique

<b>RC Béthune 2020</b> 62,7 €HT/MWh 75€TTC/MWh
<b>RC Busnes</b> 73 €HT/MWh 79 €TTC/MWh
<b>RT Norrent-Fontes</b> 76 €HT/MWh 83 €TTC/MWh



## Synthèse de la performance énergétique des réseaux et potentiel de développement

Réseau	Béthune	Norrent-Fontes	Busnes
<b>Postes de livraison (en sous-station)</b>			
Comptage de chaleur par SST	✓	✗	⚠
Dissociation hydraulique réseau / bâtiments	✓	✗	✓
Régulation permettant une optimisation des températures retours et du débit	✓	✗	✓
Réseau basse température permettant de limiter les risques et les contraintes réglementaires	✓	✓	✓
<b>Réseau de chaleur</b>			
Réseau de chaleur isolé	✓	✓	✓
Réseau de chaleur basse température permettant de limiter les pertes de chaleur	✓	✓	✓
Réseaux récents ou rénovés	⚠	✓	✓

Réseau	Béthune	Norrent-Fontes	Busnes
<b>Postes de livraison (en sous-station)</b>			
Comptage de chaleur par SST	✓	✗	⚠
Dissociation hydraulique réseau / bâtiments	✓	✗	✓
Régulation permettant une optimisation des températures retours et du débit	✓	✗	✓
Réseau basse température permettant de limiter les risques et les contraintes réglementaires	✓	✓	✓
<b>Réseau de chaleur</b>			
Réseau de chaleur isolé	✓	✓	✓
Réseau de chaleur basse température permettant de limiter les pertes de chaleur	✓	✓	✓
Réseaux récents ou rénovés	⚠	✓	✓

Réseau	Béthune	Norrent-Fontes	Busnes
<b>Contexte juridique</b>			
Forme juridique permettant un développement du réseau de chaleur	⚠	✗	✓
Réseau de chaleur classé	✗		
Contexte juridique permettant à la collectivité de développer le réseau de chaleur à moyen terme	✓	⚠	✓
Modification(s) juridique(s) à moyen terme (5ans) permettant de renforcer le réseau de chaleur	✗	Non applicable	Non applicable
<b>Contexte économique</b>			
Compétitivité du réseau de chaleur vis-à-vis des solutions collectives classiques	✓	✓	✓



Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 2 Mission n°3** / Novembre 2021

Analyse des principales sources de chaleur

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

Florent BAFFERT-FORGE, Chef de projets Energie et  
Environnement

Gaël BERGER, Chargé d'affaires Energie

Aziz BENADDOU, Chargé d'affaires

Gautier LAFFONT, Chargé d'études

### **ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B

23 avenue de Poumeyrol

69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

<b>AUTEUR</b>	
Date	Nom
19/10/2021	G. Laffont
25/11/2021	E. Giron

<b>VALIDATION</b>	
Date	Nom
29/10/2021	F. Baffert-Forge / E. Giron

# Sommaire

<b>CHAPITRE 1</b>	<b>COMPREHENSION DE LA MISSION</b>	<b>6</b>
1/	Déroulé global des études du SDTRC	6
2/	Objet de la mission 3	7
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>ETUDE DES SOURCES DE CHALEURS DU TERRITOIRE</b>	<b>8</b>
1/	Méthodologie	8
2/	Géothermie	9
2.1/	Définition	9
2.2/	Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur	10
2.3/	Etat des lieux installations existantes	11
2.4/	Evaluation du gisement net et du potentiel de développement	12
2.5/	Contraintes et opportunités	16
2.6/	Synthèse	18
3/	Chaleur industrielle	19
3.1/	Définition	19
3.2/	Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur	19
3.3/	Etat des lieux installations existantes	20
3.4/	Evaluation du gisement net et du potentiel de développement	20
3.5/	Contraintes et opportunités	22
3.6/	Synthèse	24
4/	Les usines d'incinération	25
4.1/	Définition	25
4.2/	Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur	25
4.3/	Etat des lieux installations existantes	26
4.4/	Evaluation du gisement net et du potentiel de développement	26
4.5/	Contraintes et opportunités	29
4.6/	Synthèse	30
5/	Gaz de mine	30
5.1/	Définition	30
5.2/	Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur	31
5.3/	Etat des lieux installations existantes	31
5.4/	Evaluation du gisement net et du potentiel de développement	32
5.5/	Contraintes et opportunités	33
5.6/	Synthèse	33

<b>6/ Bois énergie.....</b>	<b>35</b>
6.1/ Définition.....	35
6.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur.....	36
6.3/ Etat des lieux installations existantes.....	37
6.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement.....	37
6.5/ Contraintes et opportunités.....	39
6.6/ Synthèse.....	41
<b>7/ Solaire thermique.....</b>	<b>42</b>
7.1/ Définition.....	42
7.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur.....	42
7.3/ Etat des lieux installations existantes.....	44
7.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement.....	44
7.5/ Contraintes et opportunités.....	46
7.6/ Synthèse.....	47
<b>8/ Les eaux usées.....</b>	<b>48</b>
8.1/ Définition.....	48
8.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur.....	48
8.3/ Etat des lieux installations existantes.....	49
8.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement.....	49
8.5/ Contraintes et opportunités.....	51
8.6/ Synthèse.....	53
<b>9/ CSR.....</b>	<b>54</b>
9.1/ Définition.....	54
9.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur.....	54
9.3/ Etat des lieux des installations existantes.....	55
9.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement.....	55
9.5/ Contraintes et opportunités.....	55
9.6/ Synthèse.....	56
<b>CHAPITRE 3 SYNTHÈSE MISSION 3.....</b>	<b>57</b>
<b>CHAPITRE 4 ANNEXES.....</b>	<b>60</b>
<b>0/ Annexe 1 : Etat des lieux des installations géothermique sur le territoire de la CABBALR (secteur tertiaire et résidentiel).....</b>	<b>61</b>
<b>1/ Annexe 2 : Ressources géothermiques de surface sur le territoire de la CABBALR.....</b>	<b>62</b>
<b>2/ Annexe 3 : Etat des lieux des sites industriels avec potentiels de valorisation de chaleur fatale sur le territoire de la CABBALR ....</b>	<b>63</b>
<b>3/ Annexe 4 : Inventaire des industries source de chaleur fatale</b>	<b>64</b>
<b>4/ Annexe 5 : Liste des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE).....</b>	<b>66</b>

<b>5/ Annexe 6 : Etat des lieux des stations d'épurations situées sur le territoire de la CABBALR .....</b>	<b>68</b>
<b>6/ Annexe 7 : Zoom sur l'exploitation du gaz de mine pour le réseau de chaleur de Béthune.....</b>	<b>69</b>
<b>7/ Annexe 8 : Ensoleillement annuel moyen sur le territoire de la CABBALR.....</b>	<b>70</b>
<b>8/ Annexe 9 : Répartition du gisement de production annuel à la maille communale sur le territoire de la CABBALR .....</b>	<b>71</b>
<b>9/ Annexe 10 : Carte du taux de boisement des communes du Nord-Pas-de-Calais .....</b>	<b>72</b>
<b>10/ Annexe 11 : Carte des espaces boisés du territoire de la CABBALR.....</b>	<b>73</b>
<b>11/ Annexe 12 ; Inventaire des approvisionneurs de bois Energie (bois déchiqueté) .....</b>	<b>74</b>

# Chapitre 1 Compréhension de la mission

## 1/ Déroulé global des études du SDTRC

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : Diagnostic des réseaux existants et évaluations de la qualité de service fournie
  - **Mission n°1** : Réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : Réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : Analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : Analyse des principales sources de chaleurs sur le territoire
  - **Mission n°4** : Identification des principaux consommateurs de chaleurs sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : Analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : Analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : Détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économiques et environnemental
- **Phase 4** : Réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : Analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : Détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : Accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : Accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : Assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Rapport  
M3**

## **2/ Objet de la mission 3**

La mission 3 a pour objectif d'identifier les principales sources de chaleur ENR&R (Géothermie, chaleur industrielle, usines d'incinération / CVE, bois énergie, solaire thermique, eaux usées) valorisables sur un réseau de chaleur et d'évaluer leurs potentiels.

Il ne s'agit pas d'une étude de potentiel de développement ENR&R telle que réalisée dans un schéma directeur énergie ou un PCAET, mais d'une étude spécifique orientée uniquement réseaux thermiques.

En effet, les sources ENR&R et leurs filières de valorisations ne sont pas étudiées de manière exhaustives. Par exemple, l'énergie éolienne et le photovoltaïque ne sont pas étudiés, car sans valorisation possible sur un réseau de chaleur.

De même, les applications peu adaptées à un réseau de chaleur, tels que la géothermie sur nappes horizontales, les systèmes de récupération de chaleur sur eaux usées à l'échelle d'un bâtiment, les capteurs solaires plans vitrés (températures trop faibles pour être valorisées efficacement), ne sont pas étudiés.

L'identification des sources de chaleur et l'évaluation des quantités valorisables sur des réseaux thermiques doivent permettre de définir les scénarios de développements des réseaux sur le territoire.

Elle se fait en parallèle des études d'identification des consommateurs de chaleur qu'il pourrait être intéressant de raccorder à un réseau de chaleur (mission 4).

## Chapitre 2 Etude des sources de chaleurs du territoire

### 1/ Méthodologie

Lors de notre étude, nous nous sommes appuyés sur le travail effectué dans le cadre de l'élaboration du PCAET :

- Source de données
- Cohérence de l'étude avec les études et objectifs du PCAET

Nous avons complété les données issues du PCAET par d'autres sources, dont principalement :

- Cartes du BRGM sur la géothermie
- Données de Gazonor
- Etude de valorisation des énergies fatales sur le territoire du Pôle Métropolitain de l'Artois (réalisée actuellement par AEC pour l'AULA)
- Données horaires des principales stations dépuraton

Les sources ENR&R suivantes ont été étudiées :

Géothermie	Chaleur industrielle	Usines d'incinération / CVE	Gaz de mine
Bois énergie	Solaire thermique	Eaux usées	CSR

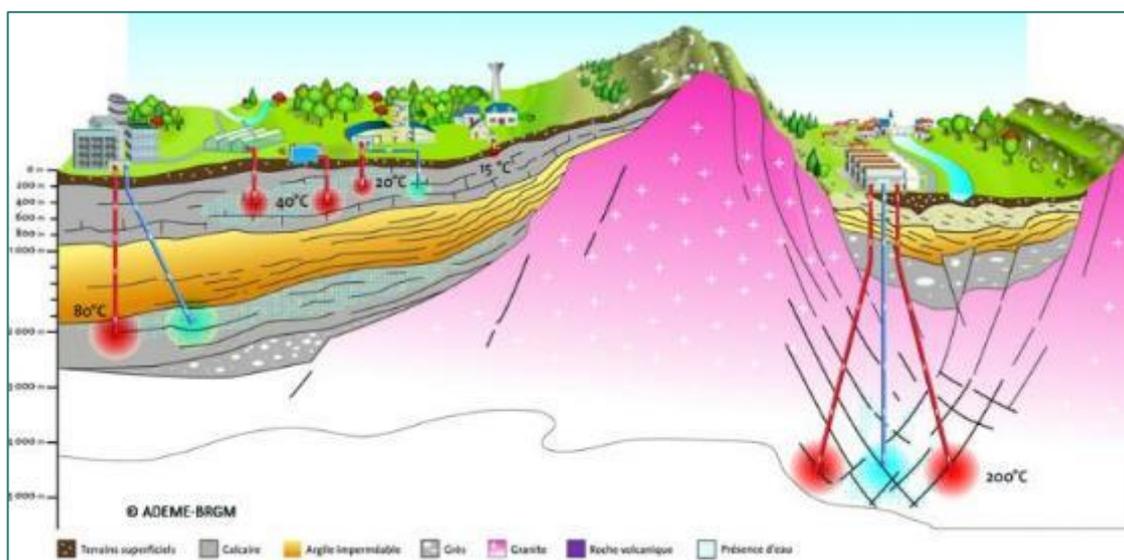
## 2/ Géothermie

### 2.1/ Définition

La géothermie correspond à l'utilisation de l'énergie thermique du sous-sol. Cette énergie peut être valorisée sous forme de chaleur, de froid ou d'électricité.

Il existe trois catégories principales de géothermie selon la température prélevée dans le sol :

<b>Géothermie de surface</b>	<b>Géothermie profonde</b>	
Très basse température	Basse température	Moyenne et haute température
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> T < 30 °C	<input type="checkbox"/> 30 °C < T < 100 °C	<input type="checkbox"/> T > 100 °C
<input type="checkbox"/> Forages peu profonds	<input type="checkbox"/> Forages profonds	<input type="checkbox"/> Forages profonds
<input type="checkbox"/> Valorisation thermique	<input type="checkbox"/> Valorisation thermique	<input type="checkbox"/> Valorisation électrique

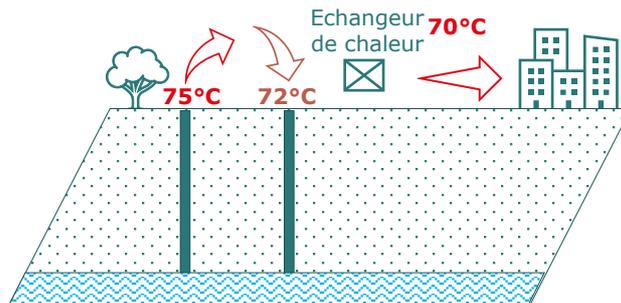


## 2.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

### 2.2.1/ Basse température

Dans le cas de la géothermie de basse température, la température de la source géothermique est suffisamment haute pour être directement utilisable sur le réseau. Les technologies employées permettent un échange de chaleur direct.

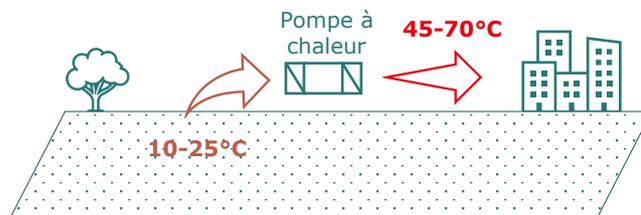
Figure 1 : principe d'une géothermie basse température avec échange direct de la chaleur



### 2.2.2/ Très basse température

La géothermie de très basse température nécessite le recours à des systèmes thermodynamiques pour relever la température du réseau à une valeur compatible avec les usages d'un réseau de chaleur/froid.

Figure 2 : principe d'une géothermie très basse température avec système thermodynamique



Deux configurations de réseaux sont possibles :

- Réseau de chaud ou de froid
- Réseau tempéré

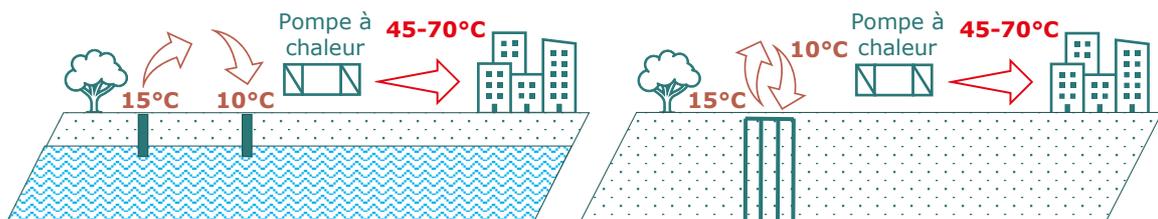
Dans la 1<sup>o</sup> configuration, celle standard pour un réseau de chaleur, les systèmes thermodynamiques sont positionnés en chaufferie du réseau. L'eau du réseau est distribuée à la température d'usage.

Dans la deuxième configuration, les systèmes thermodynamiques sont positionnés dans les sous-stations du réseau. L'eau du réseau est distribuée à la température du sol.

Pour les réseaux thermiques, deux techniques de prélèvement de la chaleur sont utilisées :

- Forages sur eau de nappe : l'eau est prélevée et réinjectée dans le sol après prélèvement de l'énergie thermique
- Sondes géothermiques : un circuit fermé contenant un fluide caloporteur circule dans le sol pour prélever son énergie thermique. Ce circuit est en général constitué de sondes verticales pouvant aller jusqu'à 200 m de profondeur.

Figure 3 : principe des systèmes géothermiques sur nappe et sur sondes verticales



### 2.3/ Etat des lieux installations existantes

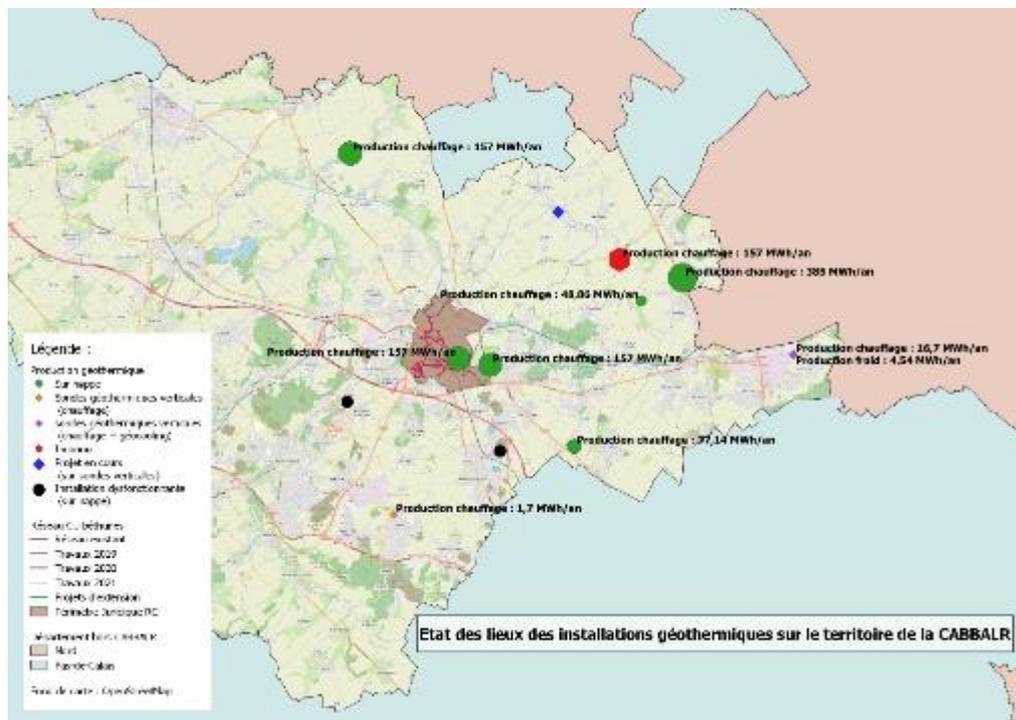
Un état des lieux des installations géothermiques a été réalisé avec l'aide du campus de Rouen (UniLaSalle) qui possède un inventaire des installations géothermiques situées en Hauts-de-France ayant été identifiées par leur soins, l'ADEME et la région. Il n'existe sur le territoire que des installations géothermiques très basse température :

- 9 installations privées (dont 1 installation de froid dysfonctionnante et 2 installations chez des particuliers),
- 2 installations publiques,
- 1 installation chez une association (dysfonctionnante).

Elles sont représentées sur la carte suivante (fournie aussi en annexe).

A noter que les installations réalisées par des particuliers et d'une profondeur inférieure à 10m (hors cadre réglementaire de la Géothermie de Minime Importance (GMI) et du code minier) ne sont ni inventoriées, ni cartographiées.

Figure 4 : Etat des lieux des installations géothermiques sur le territoire de la CABBALR (secteur tertiaire et résidentiel)



## 2.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement

### 2.4.1/ Caractérisation de la ressource moyenne et haute température

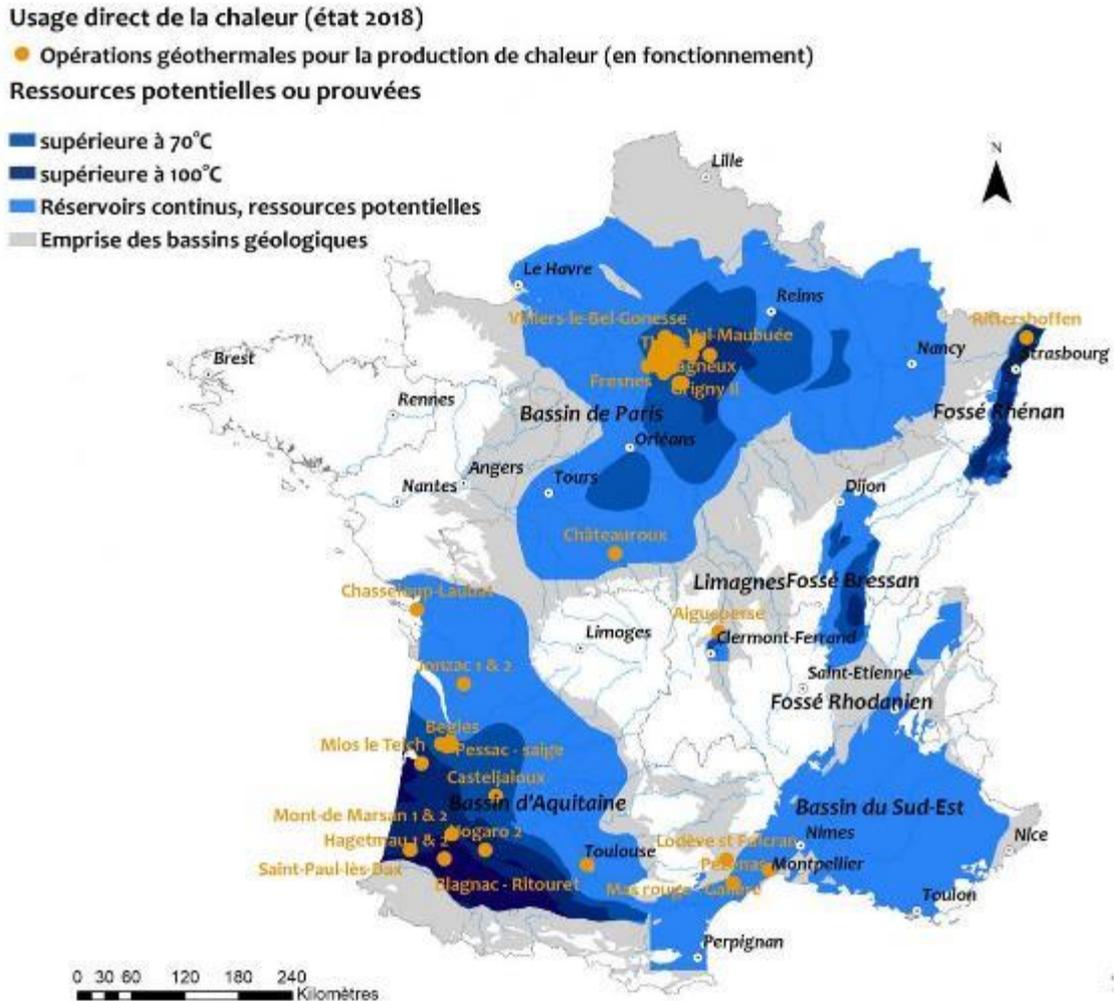
Il n'existe aucune ressource identifiée en France métropolitaine.

Le gisement est considéré comme nul sur le territoire de la CABBALR

### 2.4.2/ Caractérisation de la ressource basse température

La carte suivante présente les ressources géothermales profondes prouvées et potentielles en France métropolitaine, ainsi que les installations de géothermie moyenne températures recensées en 2018.

Figure 5 : Carte des ressources géothermales profondes en France métropolitaine en fonction des températures (source BRGM)



Le territoire de la CABBALR ne se situe au niveau d'une ressource géothermique profonde basse température avérée ou identifiée comme potentielle.

Le gisement pour cette ressource est considéré comme nul.

### 2.4.3/ Caractérisation de la ressource très basse température

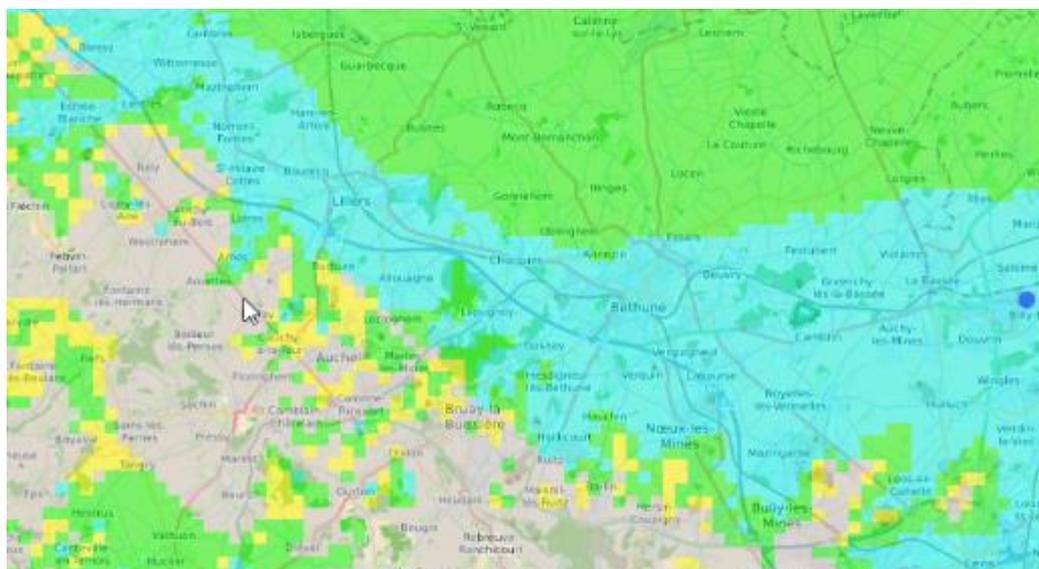
Cette ressource est présente sur l'ensemble des terres. Elle est toutefois plus ou moins importante et valorisable facilement selon les zones géographiques.

Le potentiel géothermique est évalué

## REPARTITION DE LA RESSOURCE SUR LE TERRITOIRE

Le site « Géothermie.fr », permet d'observer le potentiel géothermique présent sur le territoire. Le potentiel étant principalement localiser sur la moitié nord.

Figure 6 : Ressources géothermiques de surface sur le territoire de la CABBALR (source Géothermies.fr)



Ressources géothermiques de surface sur système ouvert (nappe) en Nord pas de Calais

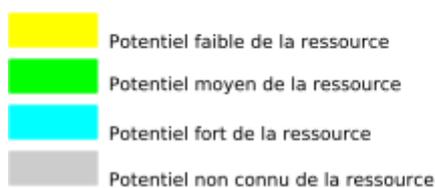


Figure 7 : Zoom du potentiel géothermique présent sur la commune de Bruay la Buissière (source Géothermies.fr)

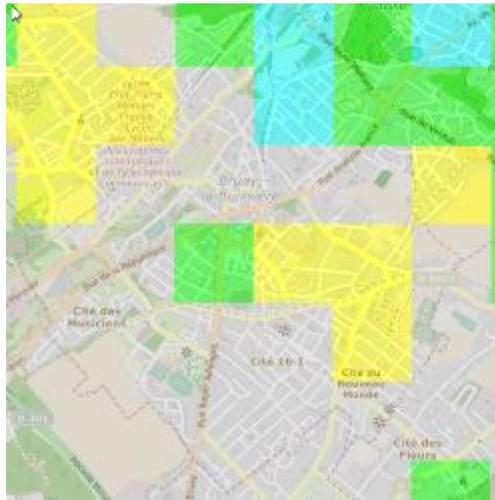
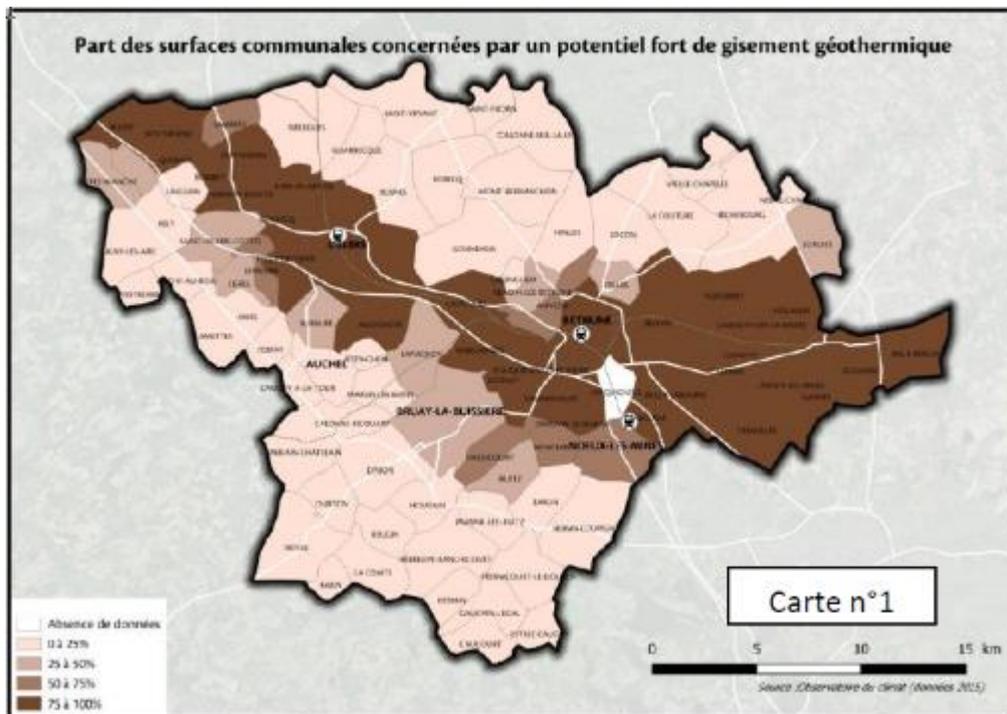


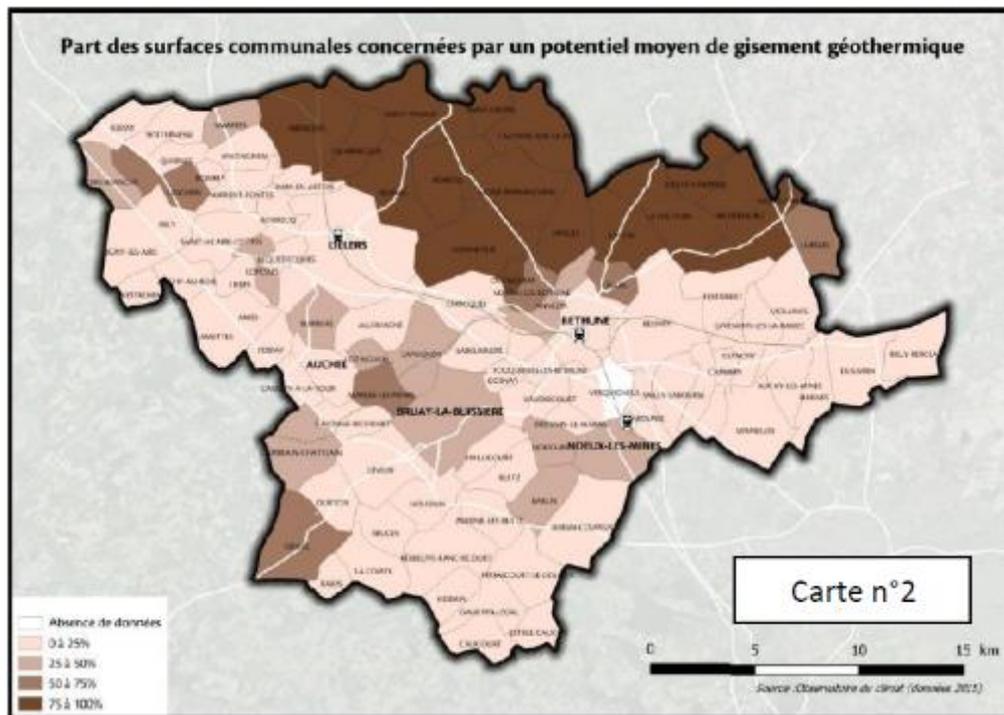
Figure 8 : Part des surfaces communales concernées par un potentiel fort de gisement géothermique (source : PCAET)



On observe qu'il y a une trajectoire préférentielle du gisement qui traverse le territoire d'Est en Ouest et qui correspond à l'emplacement d'un aquifère, sur l'axe Blessy-Vermelles. D'après les données du PCAET :

- 20% des communes du territoire sont concernées à 100% par un potentiel géothermique fort,
- 23% sont entre 50% et 100% de potentiel fort,
- 26% entre 0% et 50%
- 31% des communes restantes n'ont aucun potentiel fort.

Figure 9 : Part des surfaces communales concernées par un potentiel moyen de gisement géothermique (source : PCAET)



Les communes les plus concernées par un potentiel moyen sont au nord du territoire, ce qui peut s'expliquer par le versant de l'aquifère de l'axe Blessey-Vermelle. D'après les données du PCAET :

- 13% des communes sont concernées à 100% par un potentiel moyen,
- 33% sont concernées entre 50% et 100%
- 11% entre 0% et 50% par ce potentiel moyen
- 28% des communes sont concernées par aucun potentiel moyen.

Près de **55% de la surface du territoire** de la Communauté d'Agglomération est concernée par un potentiel intéressant de géothermie d'aquifère de surface.

## 2.5/ Contraintes et opportunités

La géothermie peut représenter un risque environnemental du fait des échanges thermiques, de circulation de fluide et de profondeur que les technologies installées engendrent. Un cadre réglementaire précis a été mis en place afin de prévenir ces risques, notamment pour la Géothermie de Minime Importance (GMI) pour laquelle une classification par zone a été définie :

- Des zones ne présentant pas de risque, dites « verte ».
- Des zones « orange » 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.

- Des zones à risque significatif, dites « zones rouges » où le projet ne pourra être réalisé qu'après autorisation de l'installation au titre du code minier.

Il est à souligner que la géothermie sur zones minière est à considérer avec prudence (en cas de forage à travers une poche de gaz, galeries mais aussi à travers un filon non exploité, un « puits de décompression » sauvage qui va laisser s'échapper du gaz peut se créer). Néanmoins la géothermie à travers eau de nappe à faible profondeur est possible

De plus, la géothermie concerne les sous-sols et les nappes phréatiques, elle se doit de **respecter les orientations du SDAGE** concernant la protection des captages d'eau potable et la gestion équilibrée des ressources en eau. Lors de la mise en œuvre d'un projet de géothermie, il est nécessaire de vérifier auprès des communes que le forage ne se situe pas dans un périmètre de protection des ressources en eau potable. Dans ce cas-là, le projet ne vérifie plus les conditions nécessaires à de la Géothermie de Minime Importance. Le maître d'ouvrage est alors dans l'obligation de faire une demande d'autorisation auprès de la DREAL.

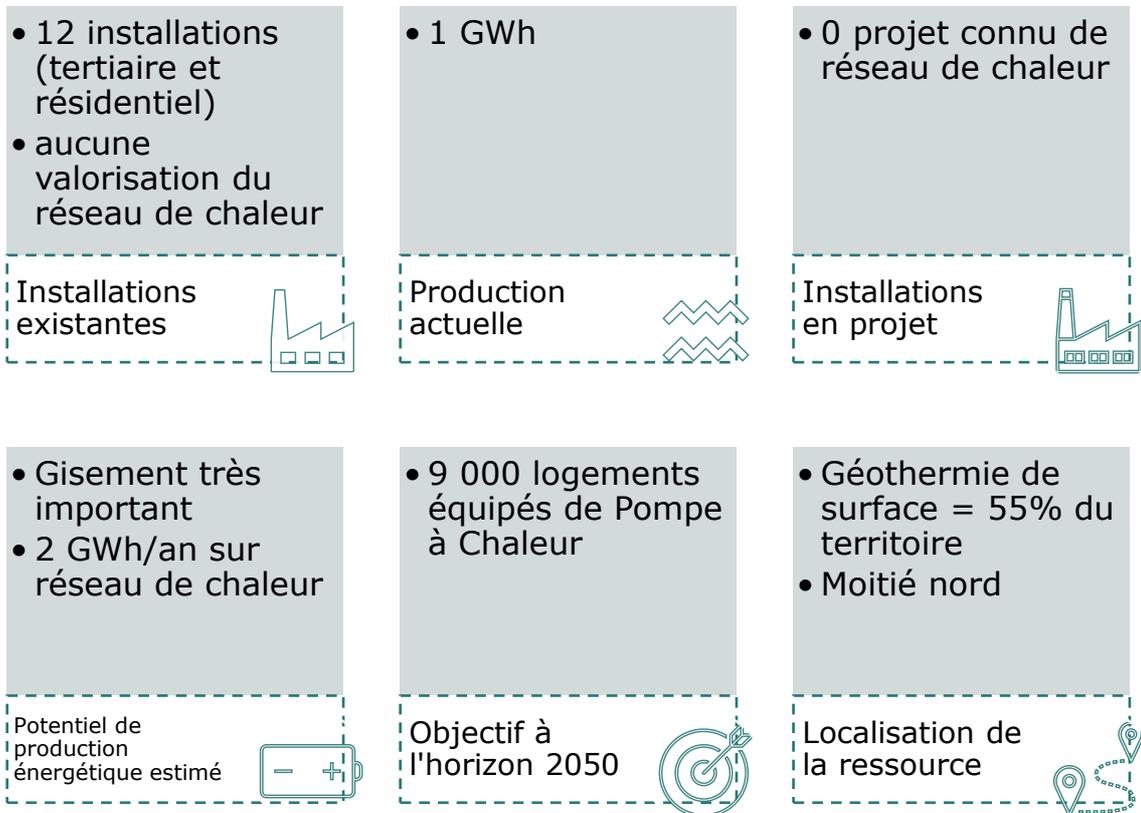
Concernant les **contraintes liées au bâtiments utilisateur**, il est important de relever le fait que la température exploitable est relativement basse sur le territoire. La valorisation nécessitera donc des dispositifs secondaires pour augmenter la température des fluides caloporteurs par des Pompes à Chaleur, ainsi que des émetteurs basses températures avec de grandes surfaces. Comme la géothermie nécessite des travaux lourds, l'installation concerne **beaucoup plus les bâtiments neufs que ceux existants**, car les travaux peuvent être conséquents. Le critère de densité de consommateurs est également prépondérant dans le choix de lieux d'installation, pour permettre une meilleure valorisation. Les zones les plus favorables reprennent donc les mêmes caractéristiques que pour le développement de réseau de chaleur.

Enfin, l'**aspect économique** est également un facteur à prendre en compte. Les petites installations peuvent être mises en place à l'échelle de bâtiment individuel ou de groupement de bâtiment comme les capteurs horizontaux en surface ou les capteurs verticaux et sur nappes phréatiques de faibles profondeurs. Pour des installations de plus grandes importances (champs de sonde), de grandes profondeurs (supérieures à 10 ou 15 mètres) et de grandes capacités (plus de 100 kW), cela concerne les bâtiments collectifs (logements collectifs, bâtiments tertiaires, bâtiments de loisir...) et l'alimentation de réseau de chaleur et de micro-réseau de chaleur.

Ces systèmes peuvent être onéreux en investissement initial mais présentent des coûts d'exploitation très intéressants. Il est primordial de raisonner en coût global.

Enfin, il existe des aides financières au niveau national, comme **le Fond de chaleur**, pour promouvoir la production d'énergie renouvelable (et dans ce cas, locale).

## 2.6/ Synthèse



Source : PCAET, BRGM, Géothermies.fr

## 3/ Chaleur industrielle

### 3.1/ Définition

La chaleur fatale désigne **la chaleur résiduelle issue d'un procédé dont l'objectif principal n'est pas la production de cette chaleur.**

Elle est considérée comme **une énergie n'émettant pas de CO<sub>2</sub>**, puisqu'il s'agit d'une ressource qui est produite puis rejetée sans valorisation.

### 3.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

Les technologies sont très variées et dépendent du process générateur de la chaleur fatale.

Le principe général est de créer une boucle de fluide caloporteur qui va transférer la chaleur de la source fatale (fumées, fluide chaud rejeté, compresseur, etc.) vers

Le système qui permettra de le valoriser (réseau de chaleur, installation de préchauffage d'eau process, etc.)

#### **NOTE SPECIFIQUE SUR LA COGENERATION :**

La cogénération est une technologie permettant de produire à la fois de l'électricité et de la chaleur. Ainsi, une cogénération doit disposer d'un puit de chaleur, sans quoi elle n'est pas mise en œuvre. La chaleur issue de la cogénération n'est donc pas de la chaleur fatale, et elle n'est pas non plus, lorsque la cogénération est alimentée au gaz, considérée comme renouvelable. Ce puit de chaleur peut être constitué par un réseau de chaleur, ou des usages industriels, ou les deux.

Les unités de cogénération, relevant d'un contrat d'obligation d'achat de type C01 ou C13 ont un contrat d'exploitation de 12 ans. Depuis 2016, ces dispositifs de soutien aux cogénérations ne sont plus disponibles, et ont été remplacés par des dispositifs définis dans l'arrêté du 3 novembre 2016. Ces nouvelles dispositions ne donnent pas accès à un mécanisme de soutien pour les installations de plus de 1MW. Ainsi, les installations de plus de 1MW pourraient, à l'échéance de leurs contrats d'obligations, ne pas être renouvelées. Les gestionnaires pourraient donc trouver un intérêt au raccordement à un réseau de chaleur pour leurs besoins thermiques.

#### **NOTE SPECIFIQUE SUR LA VALORISATION DE CHALEUR FATALE DANS LES DATA CENTERS :**

Il est possible de récupérer de la chaleur sur des bâtiments possédant de forts besoins de froid (ex : patinoire, data center...). Les caractéristiques de la ressource (température, volume, continuité ou non de la fourniture...) doivent être analysées pour évaluer l'intérêt. Selon le niveau de température, le recours à des pompes à chaleurs peut être nécessaire.

Pour éviter la surchauffe des appareils, le local est constamment refroidi. L'idée du projet est de valoriser la chaleur évacuée par le système de refroidissement en la récupérant puis en l'utilisant pour chauffer les bâtiments voisins. Cette opération fait donc appel à une énergie locale et de récupération. Cette opération est rendue

possible et rentable grâce à l'adéquation entre la chaleur récupérable dans le data center et la demande thermique des bâtiments alentours.

### 3.3/ Etat des lieux installations existantes

Aucune installation de valorisation n'a été recensée sur le périmètre d'étude.

Toutefois, les valorisations de chaleur fatale des industriels sur leurs propres sites est difficilement identifiable.

### 3.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement

Ce chapitre présente une évaluation provisoire du potentiel, en attendant les éléments complets de l'étude de valorisation des énergies fatales sur le territoire du Pôle Métropolitain de l'Artois, encore en cours.

Cette liste a été élaborée par le bureau d'études AEC sur la base :

- Des fiches CO<sub>2</sub> lorsque les entreprises y sont soumises,
- Des données accessibles en ligne pour toutes les installations classées pour l'environnement (ICPE),
- Des données liées à leurs activités lorsqu'elles étaient accessibles.

Ces données ont ensuite été analysées puis classées en fonction de leur pertinence.

A ce stade de l'étude, les sites suivants ont été identifiés :

*Tableau 1 : liste des industriels avec gisement de chaleur fatale (Source : étude AEC, 2019)*

Nom ets	Nom commune	Niveau de potentiel	Intervalle de production
TEREOS Sucrierie de Lillers	LILLERS	Très fort potentiel	[30 - 35 GWh]
THYSSEN KRUPP ELECTRICAL STEEL UGO	ISBERGUES	Très fort potentiel	[20 - 25 GWh]
APERAM ISBERGUES	ISBERGUES	Très fort potentiel	[20 - 25 GWh]
Communauté d'Agglomération Béthune Bruay Artois Lys Romane	LABEUVERIERE	Fort potentiel	[10 - 15 GWh]
RECYCO	ISBERGUES	Fort potentiel	[10 - 15 GWh]
SOCIETE DE TRANSMISSIONS AUTOMATIQUES	RUITZ	Fort potentiel	[5 - 10 GWh]
DALKIA (Chaufferie du Mont Liébaut)	BETHUNE	Fort potentiel	[5 - 10 GWh]
SUEZ RV NORD EST ex-SITA	HERSIN COUIGNY	Fort potentiel	[5 - 10 GWh]
ARTOIS ENERGIE	BETHUNE	Potentiel moyen	-
CRODA CHOCQUES SAS	CHOCQUES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
MC CAIN ALIMENTAIRE	BETHUNE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
SI GROUP-BETHUNE	BETHUNE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]

Nom ets	Nom commune	Niveau de potentiel	Intervalle de production
DRAKA COMTEQ FRANCE	HAISNES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
CADENCE Industrie	NOEUX LES MINES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
AUTOMOTIVE EXTERIORS MARLES	MARLES LES MINES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
PROGROUP BOARD (ex PROWELL)	DOUVRIN	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
FRANCAISE DE MECANIQUE	DOUVRIN	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
WEEE METALLICA	ISBERGUES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
PPG	BARLIN	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
CORA	BRUAY LA BUISSIERE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
C.T.S.	BETHUNE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
PLASTIC OMNIUM AUTO EXTERIOR	RUITZ	Potentiel faible	[<1 GWh]
ARDO-VIOLAINES SAS	VIOLAINES	Potentiel faible	[<1 GWh]
SCORI	BARLIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
CHEMINEES PHILIPPE	ANNEZIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
BOSAL FRANCE	ANNEZIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
LES MOULINS DE SAINT-AUBERT	BEUVRY	Potentiel faible	[<1 GWh]
ITM LOGISTIQUE INTERNATIONAL	BRUAY LA BUISSIERE	Potentiel faible	[<1 GWh]
PROLOGIS FRANCE LXXII E.U.R.L.	DOUVRIN	Potentiel faible	[<1 GWh] [<1 GWh]
SARL REBREUVE ENERGIES	REBREUVE RANCHICOURT	Potentiel faible	[<1 GWh]
EARTHMINDED France	BILLY BERCLAU	Potentiel faible	[<1 GWh]
JOKEY FRANCE	LABOURSE	Potentiel faible	[<1 GWh]
APERAM SERVICES & SOLUTIONS FRANCE	ISBERGUES	Potentiel faible	[<1 GWh]
UNEAL Essars	ESSARS	Potentiel faible	[<1 GWh]
VASSEUR	RUITZ	Potentiel faible	[<1 GWh]
DELZEN	DOUVRIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
TOLARTOIS	ANNEZIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
DURANEL	GAUCHIN LEGAL	Potentiel faible	[<1 GWh]
DELIFRANCE SA	LABEUVRIERE	Potentiel faible	[<1 GWh]
LIDL SNC	LILLERS	Potentiel faible	[<1 GWh]
SOCIETE INDUSTRIELLE DE CHAUFFAGE (SIC)	BILLY BERCLAU	Potentiel faible	[<1 GWh]
FLO EUROPE	RUITZ	Potentiel faible	[<1 GWh]
OZEMBAL GROUPE STARD	NOEUX LES MINES	Potentiel faible	[<1 GWh]
CRITT M2A	BRUAY LA BUISSIERE	Potentiel faible	[1 - 5 GWh]

Une zone industrielle localisée sur la commune d'Isbergues présente un fort potentiel de chaleur, et plus particulièrement le secteur d'Aire-sur-la-Lys. Elle a fait l'objet d'une faisabilité (commande CABBALR) en 2019, visant à créer un réseau de chaleur. L'étude avait montré qu'il était souhaitable de chercher des consommateurs dans un périmètre plus élargi pour rentabiliser le projet.

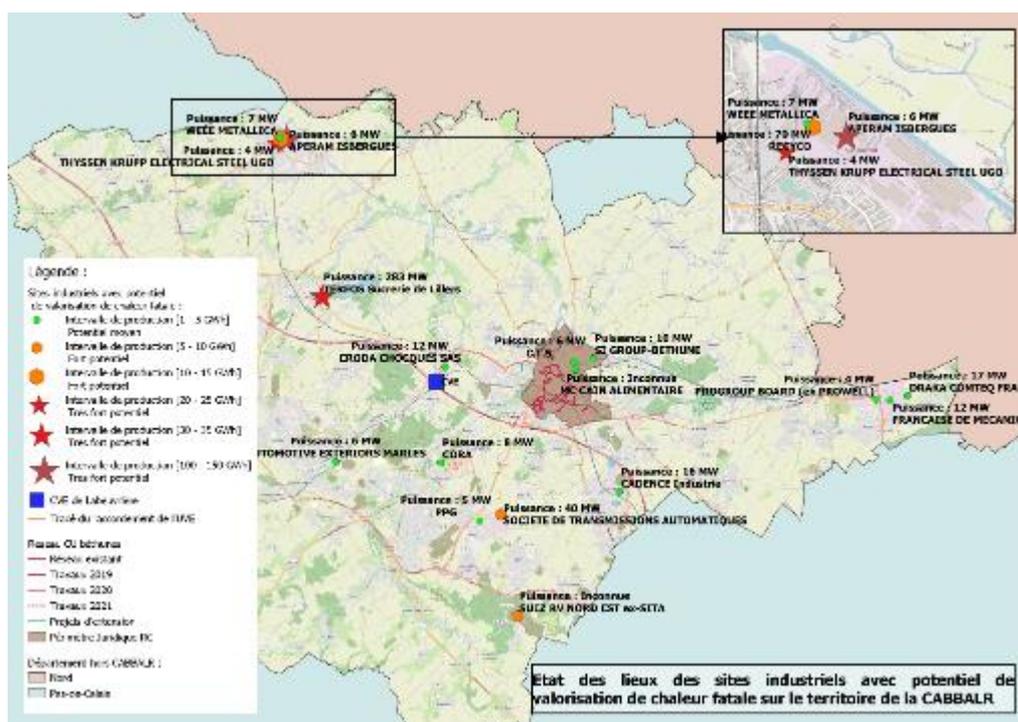
Un projet de plus petite envergure en actuellement en discussion entre certains industriels.

Le site représente un des gisements les plus importants de la CABBALR.

La sucrerie Tereos de Lillers est identifiée comme ayant un très fort potentiel de valorisation. Une étude d'opportunité spécifique est en cours sur ce site.

La zone industrielle de Ruitz fait aussi l'objet d'une étude d'opportunité.

Figure 10 : Etat des lieux des sites industriels avec potentiels de valorisation de chaleur fatale sur le territoire de la CABBALR (source :AEC)



### 3.5/ Contraintes et opportunités

D'un point de **vue réglementaire** les températures des rejets de matières sont déjà très réglementées du fait du respect de l'environnement. Depuis le 1er janvier 2015, les ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement) d'une puissance totale thermique supérieure à 20 MW doivent réaliser une **étude coûts-avantages de la valorisation de la chaleur fatale**. Cela concerne notamment

les réseaux de chaleur lors de rénovation substantielle ou de nouvelle installation, selon à la directive du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique. Les principaux secteurs concernés par ce texte sont l'énergie, le traitement thermique de déchets, la chimie, le verre, la transformation des métaux, le ciment, chaux, plâtre, le papier-carton et l'agroalimentaire.

Le **temps** est une contrainte très forte dans un projet de valorisation de chaleur fatale sur un réseau de chaleur. Le réseau de chaleur doit s'inscrire dans la durée. Il doit garantir aux abonnés la fourniture de chaleur pour au moins 20 ans.

Un industriel travaille à des échelles de temps plus courtes. Il a du mal à s'engager sur des projets de long terme, d'autant plus s'il ne s'agit que d'un projet annexe à son activité principale.

La création de réseaux privés entre industriels permet de contourner cette problématique, dans la mesure où le projet a un temps de retour sur investissement court.

Enfin, dans le cas où l'industriel ne peut s'engager dans la durée, il est possible de multiplier les sources d'approvisionnements ENR&R, permettant de compenser l'éventuelle disparition de l'un d'eux.

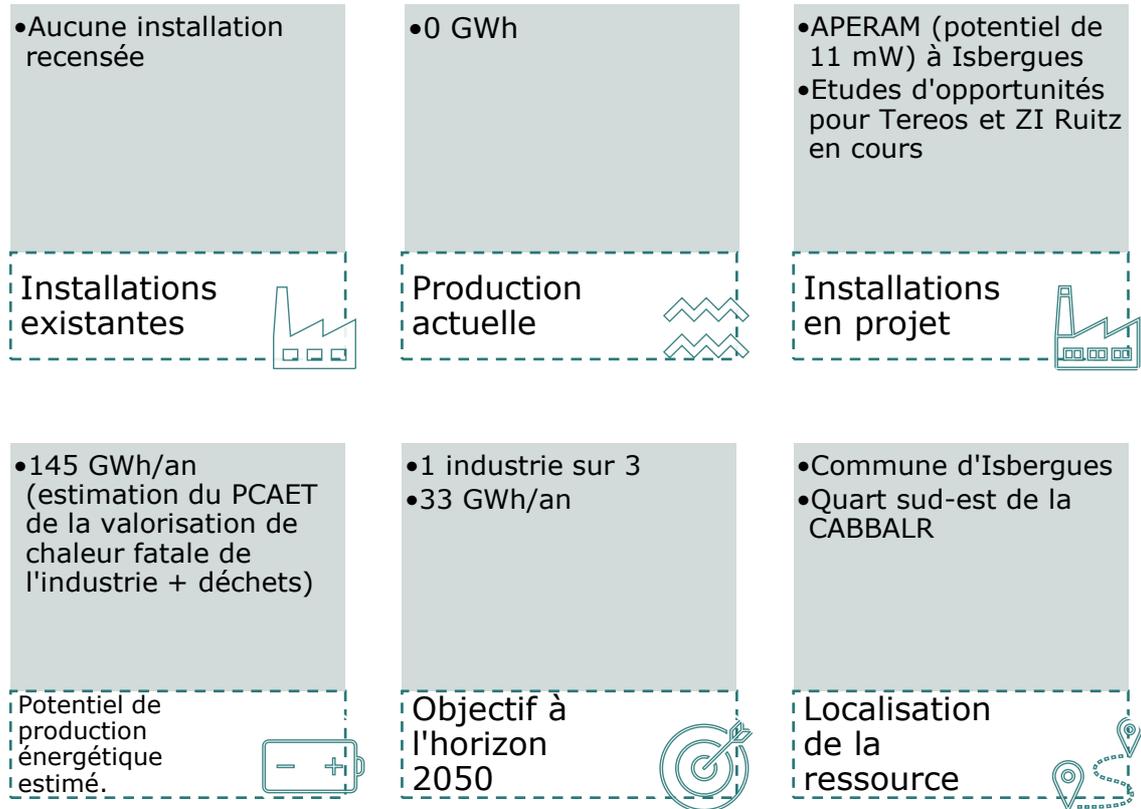
Une autre contrainte est la nécessité de **garantir une certaine quantité de chaleur** livrée chaque année. La différence des coûts des sources d'énergies nécessite de maintenir une stabilité dans le mix énergétique pour maintenir l'équilibre économique du réseau. La chaleur fatale a un coût inférieur à la plupart des autres énergies, il est donc courant à la négociation du contrat de fourniture de fixer une quantité de chaleur livrée minimale garantie chaque année.

Le gisement en énergie fatale est parfois **difficilement exploitable techniquement**. Même si des quantités importantes de chaleur sont disponibles, elles le sont parfois à des températures très faibles (< 30°C), ou elles sont dispersées en de multiples points sur le site industriel.

Enfin, **l'adéquation entre la disponibilité de la ressource et le besoin** peut être un point bloquant – par exemple, la variation temporelle (à l'échelle du jour, semaine, mois) de la quantité de chaleur produite par la source industrielle (cf. campagnes de production (sucrierie), cycles de fabrication et arrêts programmés, type de process (batch, continu) ...) et les besoins de chaleur des consommateurs, quels qu'ils soient.

L'avantage principal de l'énergie fatale est son prix de vente, toujours compétitif face aux autres énergies, sous réserve de disposer d'un process techniquement et économiquement pertinent pour récupérer cette chaleur.

### 3.6/ Synthèse



Source : PCAET, AEC

## **4/ Les usines d'incinération**

### **4.1/ Définition**

La valorisation énergétique consiste à utiliser le pouvoir calorifique du déchet en le brûlant et en récupérant cette énergie sous forme de chaleur ou d'électricité :

- Valorisation thermique : utilisation de la vapeur surchauffée pour les utilités du CVE (réchauffage de l'air de combustion, bêche alimentaire).
- Valorisation thermique : fourniture de vapeur surchauffée sur un réseau industriel (par exemple entreprise Croda pour le CVE existant).
- Valorisation électrique : production d'énergie électrique pour autoconsommation.

La démarche de valorisation énergétique des déchets est la suivante :

- Les camions de collecte apportent les déchets au CVE. Ceux-ci sont pesés, déchargés, mélangés puis chargés dans les trémies des fours.
- Les déchets sont incinérés à plus de 850 °C pour être valorisés en énergie sous forme :
  - De vapeur (énergie thermique) utilisée sur place ou revendue
  - D'électricité,
  - De ferraille et de mâchefers
- Les cendres et autres polluants résiduels sont enfin transportés dans un centre technique de contrôle pour leur enfouissement

### **4.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur**

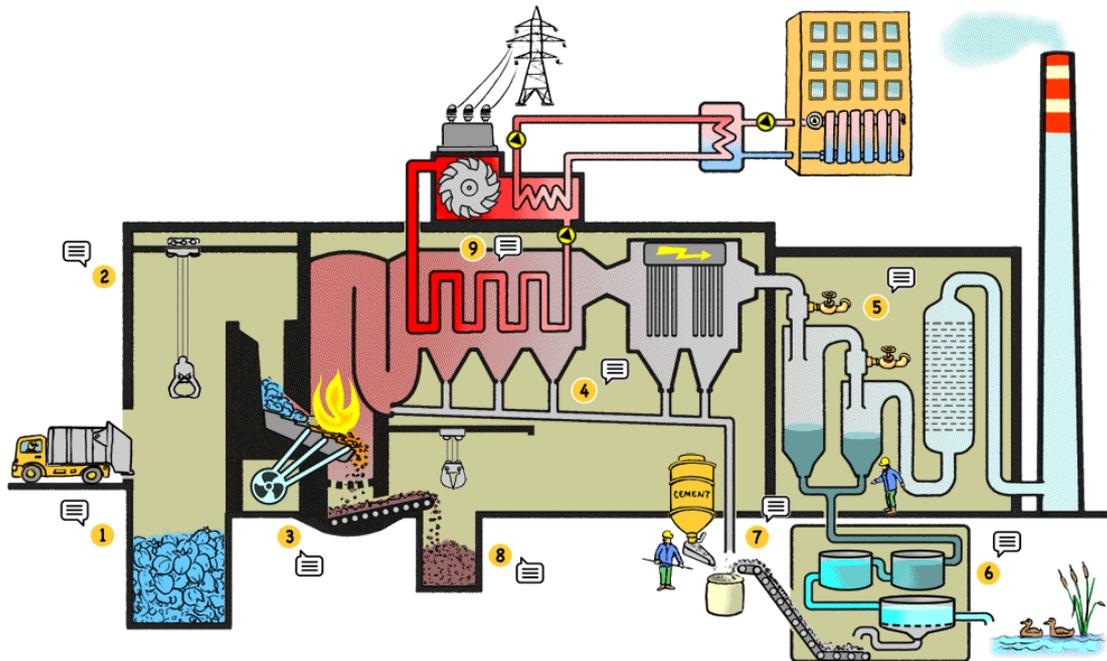
La chaleur valorisée est en général un coproduit de la centrale de production d'électricité mise en place sur le site. Il peut s'agir de vapeur ou d'eau chaude.

Une chaudière est installée en sortie de fumées d'un four et vaporise de l'eau (en circuit fermé).

La vapeur générée va faire tourner une turbine à vapeur, qui elle-même va faire tourner un alternateur produisant de l'électricité.

En sortie de turbine, la vapeur va pouvoir fournir encore de la chaleur, soit en produisant de la vapeur à plus basse pression, soit en produisant de l'eau chaude. L'énergie non valorisée est dissipée via des aérocondenseurs

Figure 11 : exemple principe de valorisation énergétique (source energie-environnement.ch)



### 4.3/ Etat des lieux installations existantes

Il existe un centre de valorisation énergétique (CVE) à Labeuvrière (représenté sur la carte des sources de chaleur industrielles).

Celui-ci valorise de la vapeur chez l'industriel CRODA et de l'eau chaude sur le réseau de chaleur de Béthune.

Il sera démantelé en 2026.

Un nouveau projet est en cours de réflexion pour une livraison en 2026 (et permettre l'arrêt de l'ancien).

La valorisation prévisionnelle pour le CVE existant est de 60 GWh/an, pour l'industriel et le réseau de chaleur.

### 4.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement

Le nouveau projet de CVE doit permettre d'augmenter les capacités de valorisation énergétiques actuelles. Trois scénarios sont encore à l'étude par l'AMOA :

- Incinération de 80 000 t/an
- Incinération de 100 000 t/an
- Incinération de 120 000 t/an

La CABBALR a récemment choisi de privilégier le scénario à 100 000 t/an. La puissance délivrée au réseau de chaleur passera de 5 à 10 MW.

Les principaux chiffres clés du scénario à 100 000 t/an sont présentés ci-dessous :

### Gisements et dimensionnement

Gisement 2031 (t/an)	Sans boues de STEP	Avec boues de STEP
Déchets CABBALR entrée CVE	75 454	75 454
Déchets tiers DAE	24 546	14 546
Boues de STEP	0	10 000
<b>TOTAL</b>	<b>100 000</b>	<b>100 000</b>
PCI du mélange (kcal/kg)	2 301	2 141
Heures (h)	8 000	8 000
Puissance thermique (MW)	33	32
Débit (t/h)	12,5	12,5
Dimensionnement retenue pour l'étude	2 lignes de 6,5 t/h	2 lignes de 6,5 t/h

### Entrants et sortants

Gisement 2031 (t/an)	Sans boues de STEP Débits (t/an)
Déchets CABBALR entrée CVE	75 454
Déchets tiers DAE	24 546
<b>TOTAL</b>	<b>100 000</b>
Mâchefers	20 000
Refiom + cendres	4 200
Métaux captés lors du traitement des mâchefers	3 100

### Performance énergétique

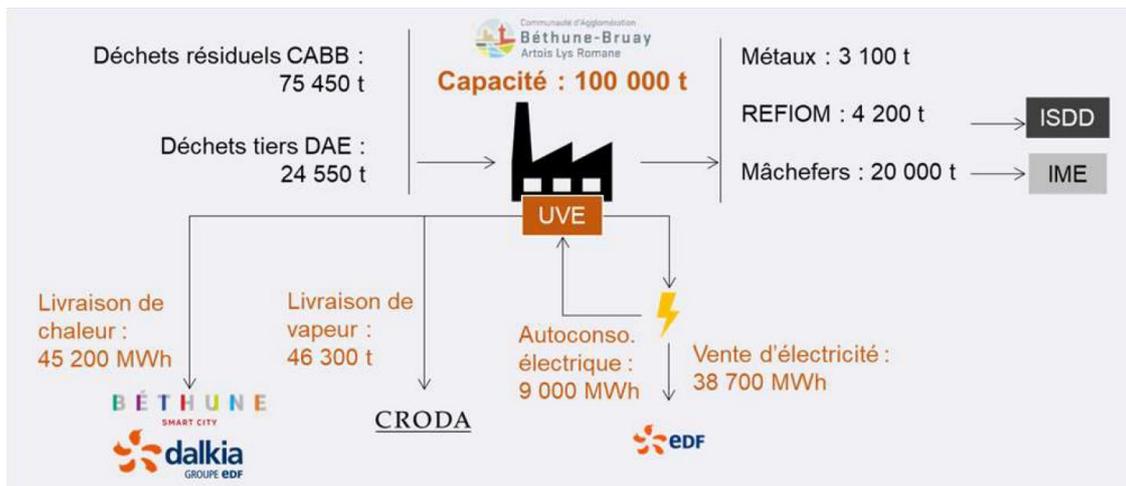
Moyenne sur 20 ans (MWh/an)	Scénario 100 000 t/an
Energie thermique exportée (RCU et CRODA)	91 284

Energie thermique autoconsommée	39 996
Energie électrique produite	47 663
Energie produite Ep	178 943
Appoint fuel	1 500
Energie apportée par les combustibles servant à produire de la vapeur Ef	1 500
Energie importée Ei	600
Energie contenue dans les déchets traités Ew	267 500
<b>R douanes (FCC = 1,089)</b>	<b>111%</b>
<b>Pe DREAL (FCC = 1,161 pour Béthune)</b>	<b>118%</b>

### Bilan énergétique

Horizon 2036	Scénario 100 000 t/an
Chaleur vendue au RCU (kW)	6 521
Vapeur vendue à CRODA (t/h)	6
Electricité produite (kWé)	5 902
Chaleur autoconsommée (kW)	5 088

### Schéma synthétique – Bilan matière et énergie



Le contrat de fourniture à l'industriel CRODA ne changera pas.

Dans le cadre de la mission 4, l'identification de consommateurs potentiels pouvant être raccordés au nouveau CVE est en cours (création d'un nouveau réseau).

## 4.5/ Contraintes et opportunités

Ces projets industriels s'inscrivent dans la durée, et permettent d'alimenter de manière fiable et à long terme les réseaux de chaleur.

La ressource est très localisée mais est aussi très abondante. De plus il y a une bonne corrélation entre les besoins de chauds des réseaux et les capacités de production des CVE (tonnage déchets proportionnel à la population).

C'est la chaleur fatale la plus utilisée sur les réseaux de chaleur. C'est également une des chaleurs fatales les moins chères car la chaleur des CVE est un sous-produit de leur fonctionnement. En effet, le but premier étant de réduire/détruire les déchets, l'exploitant du CVE touche une rétribution pour leur incinération, là où les autres combustibles doivent être achetés. In fine, les déchets représentent un gisement de combustible continu, local et stable (en gardant cependant en tête que le but principal consiste quand même à diminuer les quantités incinérées), permettant de préserver le pouvoir d'achat tout en améliorant la sécurité énergétique du territoire.

Il existe donc une multitude de mix de valorisation énergétique différents, mais les nombreux avantages liés à la récupération de chaleur fatale issue d'un CVE existant reste l'une des meilleures solutions envisageables pour un territoire.

Notons également que les usines d'incinération permettent de valoriser les boues de stations d'épuration (STEP) ne pouvant pas être valorisées par épandage ou compostage. C'est une solution très intéressante, tant sur le point économique qu'environnemental.

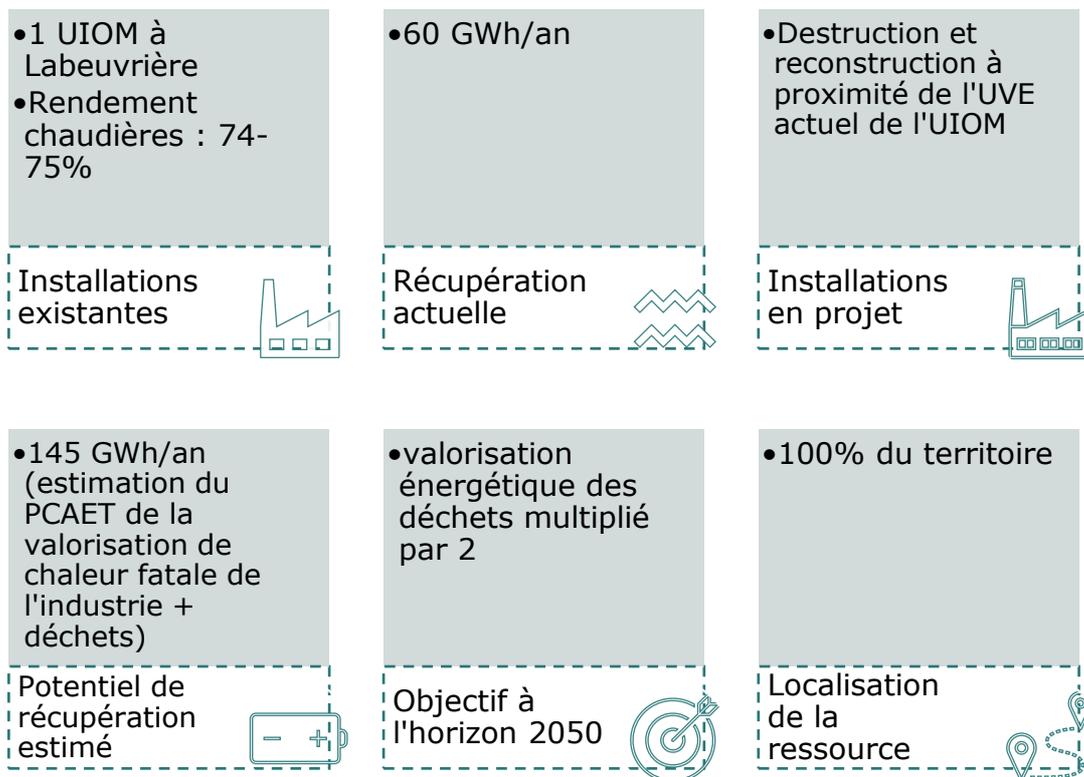
Il serait ainsi possible de valoriser les 15 350 t/an à 30% de siccité de boues produites sur le territoire de la CABBALR.

La siccité des boues sur le territoire (30%) serait compatible avec une injection au niveau du foyer (siccité comprise entre 20 et 40%). De même, la part des boues dans le tonnage total incinéré, comprise entre 12,8 et 19,2 % (pour un CVE incinérant 120 000 et 80 000 t/an d'ordures ménagères), serait également compatible (la part des boues ne devant pas dépasser 10 à 20% du total).

Enfin, le CVE devant être reconstruit, il sera possible de prévoir l'injection des boues dès les phases amont, de manière à optimiser le fonctionnement et les performances de l'installation : fosse de réception des boues, injecteurs, prise en compte au niveau du four et du traitement des fumées...

Economiquement parlant, cette solution est généralement la valorisation la plus intéressante, notamment car elle bénéficie des investissements du CVE (si l'on ne considère par exemple pas de surcoûts de traitement dans l'usine). Même en considérant un surcoût pour le traitement des fumées et la gestion des cendres, cette solution reste équivalente à la filière séchage + épandage.

## 4.6/ Synthèse



Source : PCAET

## 5/ Gaz de mine

### 5.1/ Définition

Le gaz de mine (CMM ou Coal Mine Methane), aussi appelé grisou, est un gaz, principalement constitué de méthane.

Il s'est formé durant le processus de houillification (processus de transformation en charbon de couches plus ou moins épaisses de débris végétaux, au cours des âges géologiques). Durant celui-ci, le gaz de mine est absorbé dans les micropores du charbon. Une partie de ce gaz s'est retrouvée piégée dans les espaces capillaires et dans les réseaux de fissures naturelles de la houille ainsi qu'au niveau des épontes (paroi délimitant une couche ou un filon) apparues au cours des temps géologiques, à la suite d'événements sismiques, et plus récemment à cause de l'exploitation minière.

Le gaz se désorbe (migre) naturellement des veines de charbon à une pression supérieure à 1 bar. Il s'accumule librement dans des anciennes galeries de mines où il peut être pompé. C'est un gaz qualifié de « propre » car il ne contient ni soufre, ni composants soufrés. Depuis 2016, il peut être valorisé en France pour la production d'électricité.

Par ses anciennes activités minières, le territoire dispose d'une très grande quantité de gaz de mine. Le site de **la concession est situé à Divion**, qui est acheminé à un point de collecte à Béthune.

Du fait de sa provenance et de son traitement, ce gaz à un **pouvoir calorifique un peu plus faible que le gaz naturel** (plus faible composition en méthane) mais la production a un potentiel d'exploitation intéressant.

## 5.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

Le gaz de mine est capté puis transporté jusqu'aux unités de cogénération. Le gaz se transportant facilement, les unités de cogénération peuvent être éloignées du point de captage.

Il est ensuite valorisé via une turbine de cogénération permettant de produire de l'électricité et de la chaleur.



Figure 12 : captage du gaz de mine - source : La française de l'énergie

## 5.3/ Etat des lieux installations existantes

Plusieurs types d'installations peuvent être mises en place :

- Injection sur le réseau de gaz naturel et sur un réseau spécifique gaz de mine
- Production d'électricité
- Production d'électricité et de chaleur

Les installations existantes sont :

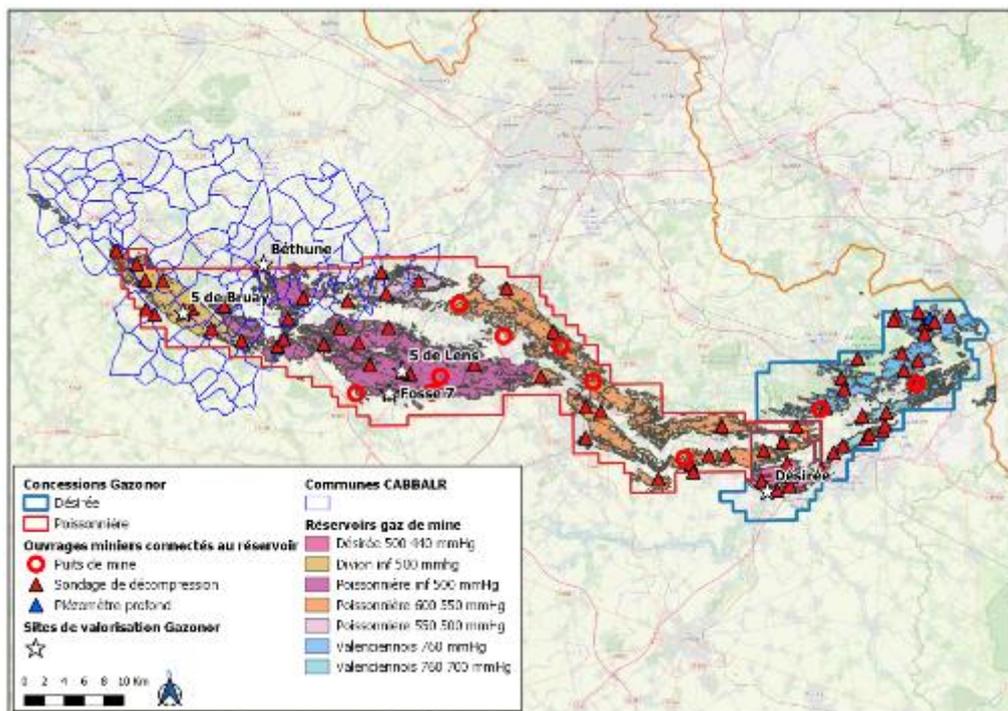
- Station de pompage de Divion
- Station de pompage d'Avion
- Station de pompage de Lens

- Station de pompage de Louches

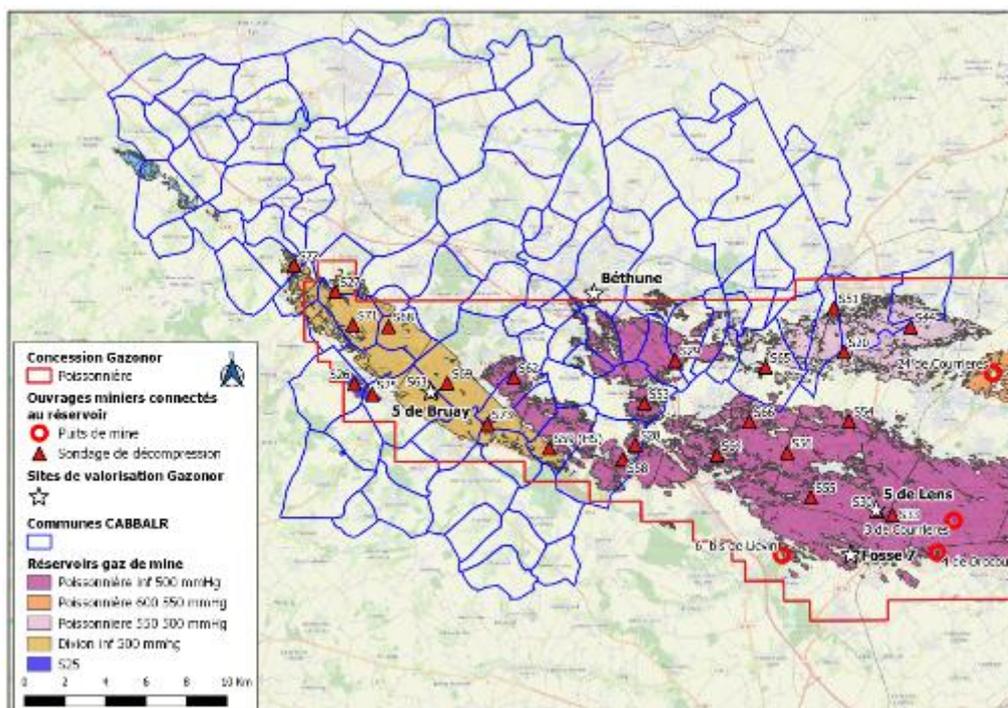
## 5.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement

Le gisement à Divion semble très important : près de 9 milliards de m<sup>3</sup>, soit un gisement brut de 70 GWh/an (en se basant sur l'extraction déjà réalisée auparavant) et permettrait une production locale à long terme (50 ans) voir très long terme (100 ans), conséquence des activités minières passées.

En considérant un rendement des chaudières et du système de cogénération de 70%, nous obtenons un **gisement net de production d'énergie issu du gaz de mine de 49 GWh/an.**



Répartition des gisements de gaz de mines sur l'ex-région Nord-Pas-de-Calais



*Zoom sur le territoire de la CABBALR*

A la fermeture des mines, la solution jugée la plus efficace fut le captage du gaz par pompage à partir de la surface. En canalisant le flux de gaz, on limite sa fuite incontrôlée en surface. En pratique, cela est difficile à mettre en œuvre à l'échelle du réseau minier entier, qui est compartimenté par la remontée de l'eau souterraine. À la place, de multiples forages ont été effectués entre la surface et les galeries, afin de libérer le gaz en surpression.

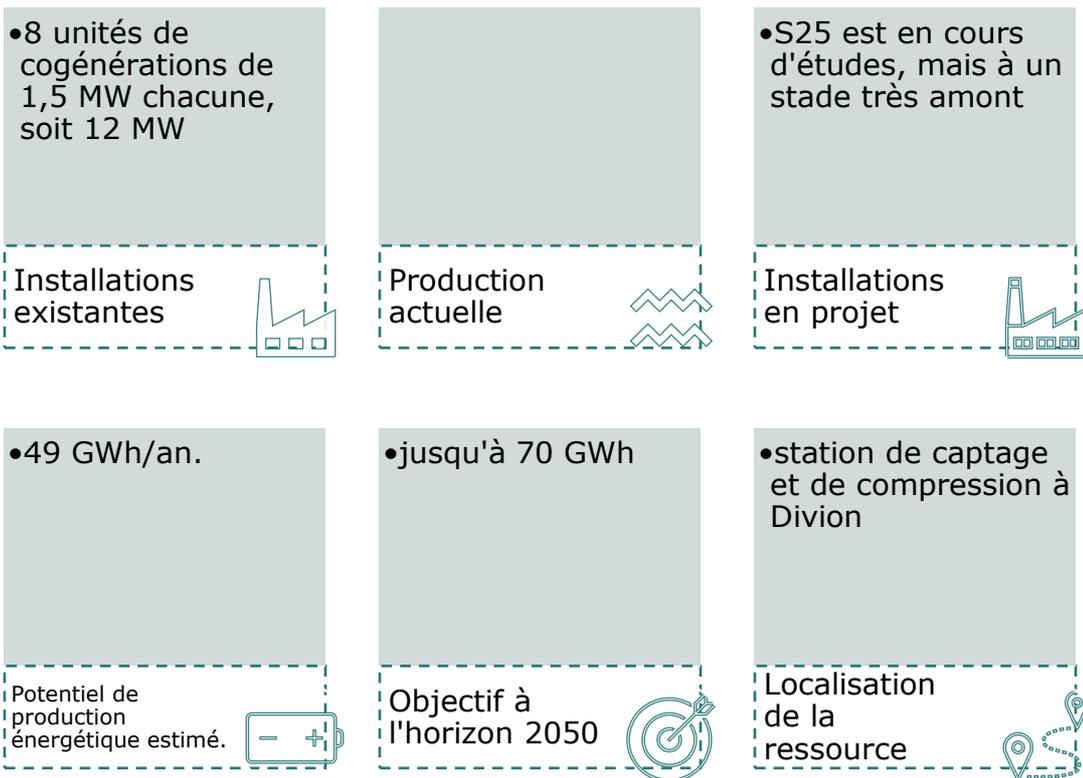
### **5.5/ Contraintes et opportunités**

Les contraintes réglementaires sont fortes. Le code minier a fait l'objet d'une modification entrée en vigueur le 25 août. Le nouvel article L-174-2 précise que quand un nouvel exploitant souhaite utiliser des équipements de surveillance ou de prévention des risques transférés à l'Etat, « le demandeur reprend alors l'intégralité des responsabilités dévolues à l'Etat [...] sur l'ensemble de la zone considérée ».

Une expérimentation est en cours pour étudier la production de dihydrogène à partir de gaz de mine en utilisant la pyrolyse plasma (à partir du méthane, extraction d'hydrogène d'une part et du carbone solide d'autre part, sans émissions de CO<sub>2</sub>).

S25 (Divion) est un réservoir de taille très limitée mais qui présente une concentration de méthane anormalement haute (85%). Ce potentiel est particulièrement intéressant car il se rapproche plus de la composition du gaz naturel. Des études sont en cours.

### **5.6/ Synthèse**



Source : PCAET

## 6/ Bois énergie

### 6.1/ Définition

Le bois-énergie est une **énergie renouvelable** qui permet de remplacer l'utilisation de sources d'énergies fossiles (gaz, charbon ou fioul) dont les réserves s'épuisent. Cette énergie est peu émettrice de carbone sur l'ensemble du cycle des végétaux car la quantité émise lors de la combustion correspond à celle captée lors de la croissance. La gestion durable des forêts et des bocages permet de plus la préservation, l'entretien et le maintien de la biodiversité du patrimoine naturel.

Le bois-énergie se compose de différentes catégories :

- **Plaquettes forestières** : la plaquette forestière est obtenue en broyant du bois directement issu des forêts. Il peut s'agir de billons, de grumes de faibles diamètre, d'arbres entiers, ou de rémanents d'exploitation forestière. Toutes les essences de bois peuvent être utilisées et mélangées, y compris les essences dites bocagères. Toutefois, la qualité du mélange va dépendre essentiellement de la proportion de feuillus durs par rapport aux autres catégories d'essences.
- **Connexes de sous-produits de l'industrie de première transformation du bois** : lors des différentes étapes de sa transformation, le bois génère des sous-produits ou produits connexes. L'essentiel de ces produits provient des scieries.
- **Bois de fin de vie et bois déchets** : il s'agit des bois collectés en apport volontaire dans les déchèteries et centres de tri de déchets industriels banals (DIB) mais également des objets en bois en « fin de vie » ou usagés (emballages, palettes, caquettes, caisses, planches, meubles, bois de démolition, ...).
- **Granulés** : aussi appelé pellets, ils ont la forme de petits cylindres de bois 100% naturels. Ils proviennent essentiellement du compactage de produits connexes de scieries tels que la sciure et les copeaux.

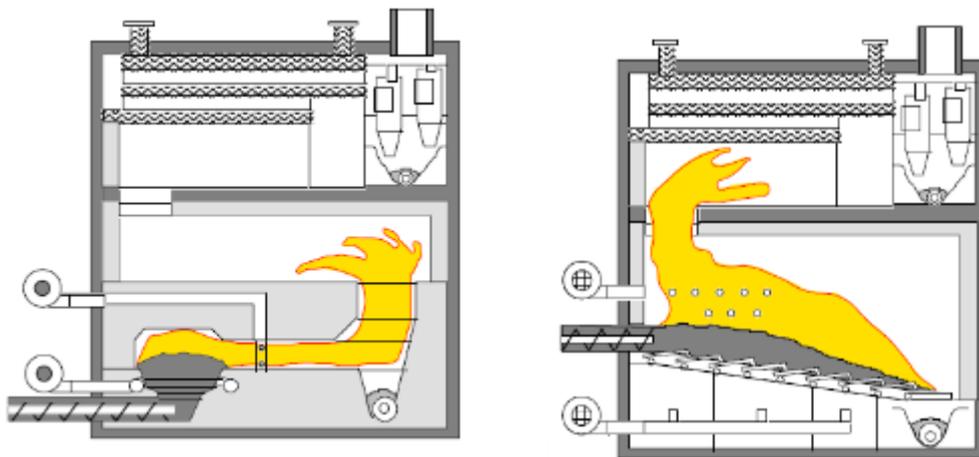
La plaquette forestière représente le gisement principal de la production de bois-énergie.

Ces combustibles ont des propriétés différentes, il est indispensable que la chaufferie soit adaptée au type choisi.

## 6.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

Il existe plusieurs types de chaudière biomasse, en fonction du combustible, de la puissance nécessaire notamment :

Figure 13 : coupes de principe de chaudières biomasse



Chaudière à foyer volcan  
Chaudière à grilles mobiles

- **Chaudière à foyer volcan** : utilisation de combustible sec bien calibré possédant une teneur en eau de 25 à 40%. Le combustible est amené par le bas via une vis d'alimentation qui pousse le combustible vers le haut jusqu'à l'entrée dans la chambre de combustion.
- **Chaudière à grilles mobiles** : Elle peut être alimentée par un combustible grossier et humide (teneur en eau maximum de 60%). Ce sont en général des grilles mobiles qui glissent les unes sur les autres pour permettre l'avancée du bois, mais il est également possible de trouver des grilles fixes sur lesquelles le combustible avance par auto poussée.

Pour les puissances supérieures à 10 MW, la technologie des lits fluidisés est aussi utilisée.

- **Chaudière à lit fluidisé** : le combustible solide, généralement mélangé à des particules de faibles diamètres comme le sable, est fluidisé par l'introduction d'air à haute vitesse dans le lit. La fluidisation permet une homogénéisation du milieu réactif et une amélioration des échanges thermiques. La température du lit est limitée par l'agglomération des cendres qui dépend de la température de fusion et de ramollissement de celles-ci. Les particules sont récupérées dans le dispositif de filtrage, généralement un cyclone.

L'installation comprend également un silo, un système de filtration des fumées, et de récupération des cendres.

### 6.3/ Etat des lieux installations existantes

Le réseau technique de Norrent fontes et le réseau de chaleur de Busnes sont tous deux alimentés par des chaufferies bois déchiqueté.

Le combustible employé est de la petite plaquette sèche calibrée.

Ces installations sont décrites dans les rapports des missions 1 et 2.

### 6.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement

En considérant tous les espaces forestiers (3 858 ha), **le gisement brut bois-énergie est d'environ 27 GWh/an.**

D'un point de vue **environnemental**, le territoire présente des zones de protections environnementales susceptibles de contraindre l'exploitation forestière. Au total, **28 Zones Naturelles d'Intérêt Ecologique Faunistique et Floristique (ZNIEFF) sont recensées sur le territoire.** La présence de ZNIEFF n'interdit pas systématiquement l'exploitation forestière mais **impose de faire des demandes préalables auprès de la DREAL** et d'avoir une attention particulière en termes de protection de l'environnement.

Les ZNIEFF **concernent la totalité des forêts publiques** sur le territoire et une partie non-négligeable des forêts privées.

Concernant les forêts, **18,2 % seulement appartiennent au domaine public**, soit 703 ha déclinés de la façon suivante :

- 405 ha de forêt d'Etat : Forêt domaniale d'Olhain, Forêt domaniale du Bois Des Dames
- 298,5 ha de forêt communale ou départementale : Forêt communale d'Auchel, Forêt du Bois Des Dames, Forêt communale de Lapugnoy, Forêt départementale du Bois De Roquelaure

## REPARTITION DE LA RESSOURCE SUR LE TERRITOIRE

Figure 14 : Carte du taux de boisement des communes du Nord-Pas-de-Calais (source : CRPF)

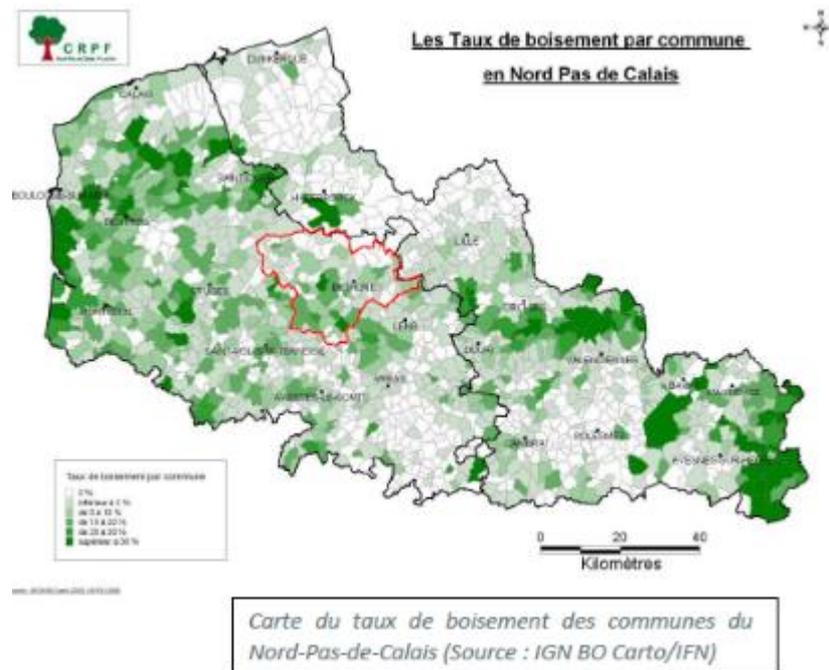
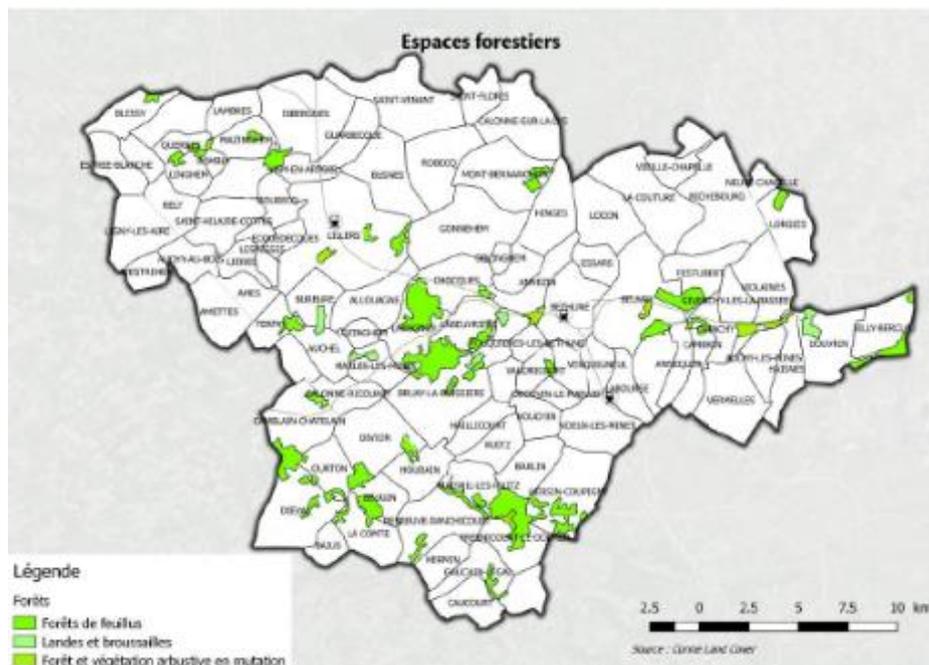


Figure 15 : Carte des espaces boisés du territoire de la CABBALR (source : PCAET)



En considérant ces éléments, **le gisement net bois-énergie est d'environ 16 GWh/an**, ce qui est relativement faible du fait principalement du peu d'espace forestier du territoire. Ce gisement ne concerne que les installations forestières du territoire de la CABBALR. Un potentiel complémentaire pourrait provenir des massifs forestiers à proximité (<50 km), sur les territoires de Clairmarais, Nieppe et Hesdin.

Ce gisement pourrait également être développé en considérant les Bois Fin de Vie et Bois Déchets (BFVBD) ainsi que les sources diffuses de bois, comme l'abattage des arbres malades ou bien encore la valorisation de palettes usagées en pellet à brûler, comme peut le proposer la société Voé, entreprise Béthunoise.

Nous nous sommes intéressés ici au bois énergie, mais la région possède également d'autres gisements de biomasse sèches telles que les résidus agricoles et industriels (anas de lin, paille) et les plantations énergétiques (miscanthus, taillis à courte rotation). Ces filières sont cependant encore peu ou pas assez développées en région actuellement, ce qui complique la quantification de ce potentiel supplémentaire.

On peut prendre l'exemple du lin, cultivé principalement entre Caen et Amsterdam (80% de la production mondiale, dont 40% dans les Hauts de France), et qui est aujourd'hui principalement utilisé dans les secteurs du textile, du BTP et de l'énergie. Là encore, la quantification du potentiel est compliquée, mais la filière est en plein essor et la ressource risque donc d'évoluer fortement dans les années à venir.

## **6.5/ Contraintes et opportunités**

### **Contraintes**

Les impacts sur l'environnement immédiat sont à prendre en considération :

- Disponibilité de terrain suffisante pour la mise en œuvre du stockage et permettre la manœuvre des camions.
- Bruit occasionné par le trafic des camions de livraison.

Ces deux points sont pris en compte dès la conception du projet, avec beaucoup d'autres sujets (implantation, puissance de l'installation, capacité de stockage de combustible ...).

- Emission de fumées et de polluants atmosphériques. La réglementation étant contraignante à ce sujet, les fumées issues des chaufferies bois sont de bonne qualité. Cette contrainte est prise en compte en phase de conception par la mise en œuvre de systèmes de filtration adaptés et en phase exploitation par le contrôle de la qualité de la biomasse.
- Cheminée
- Acceptation des riverains : il est à noter que cette contrainte existera pour toute implantation de centrale de production et n'est pas plus forte pour un projet bois énergie.
- Disponibilité de la ressource : il est également à noter que le développement de la ressource bois nécessite une mobilisation foncière importante et impactante. Le territoire étant peu couvert par la forêt actuellement, l'investissement demandé est à long terme afin d'éviter de se fournir en combustible sur des territoires trop éloignés. La mise en œuvre d'un plan de gestion sur le territoire et structuration d'une filière d'acteurs pourront être nécessaire.

## **Opportunités**

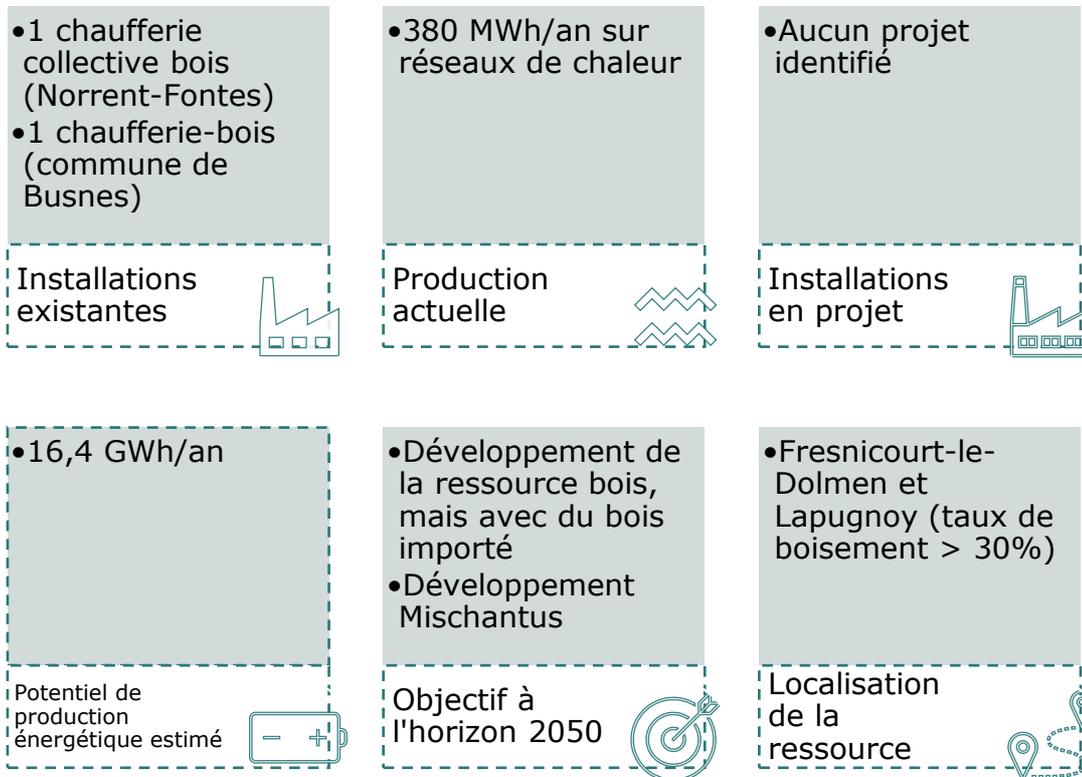
L'énergie bois est une énergie dont le coût est limité et stable.

Il s'agit également d'une énergie facile à exploiter et à valoriser, qui peut être adaptée aux petits projets comme aux gros (attention cependant au minimum technique de la chaufferie bois, notamment en cas de montée en charge longue).

Une utilisation plus poussée de l'énergie bois permettrait de plus un développement de l'agroforesterie et des cultures de biomasse, avec une replantation d'arbres et de haies, en accord avec les objectifs du PCAET.

Enfin, il n'y a pas de contraintes significatives pour les bâtiments à raccorder au réseau de chaleur.

## 6.6/ Synthèse



Source : Visite de chaufferie, PCAET

## 7/ Solaire thermique

### 7.1/ Définition

L'intégration du solaire thermique dans le mix énergétique d'un réseau de chaleur est possible, en tenant compte de certaines contraintes technico-économiques mais avant tout de l'ensoleillement du territoire du projet.

Les types de capteurs solaires suivants peuvent être utilisés dans un projet de réseau de chaleur avec solaire thermique du fait de leur haut rendement thermique :

- Capteurs solaires sous vide
- Concentrateurs cylindro-paraboliques

### 7.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

Les deux principales technologies compatibles avec un réseau de chaleur sont décrites ci-dessous :

- Capteur solaire sous vide :

Les capteurs sous vide se composent de plusieurs tubes sous vide. Un absorbeur à revêtement sélectif est intégré dans ces tubes. Il assure une forte absorption de l'énergie solaire ainsi qu'une faible émission du rayonnement calorifique. Le vide dans les tubes en verre garantit une isolation optimale ; les pertes par convection entre les tubes en verre et l'absorbeur sont évitées au maximum. Ainsi, même un rayonnement réduit (rayonnement diffus) peut être utilisé. Les écarts d'orientation ou d'inclinaison peuvent être compensés en partie par une rotation axiale des tubes sous vide.

*Figure 16 : exemple de capteurs sous vide*



Cette technologie présente notamment les avantages suivants :

- « Raccordement à sec », pas de contact direct entre le fluide caloporteur et le fluide solaire, ce qui permet un remplacement des tubes installation en pression,

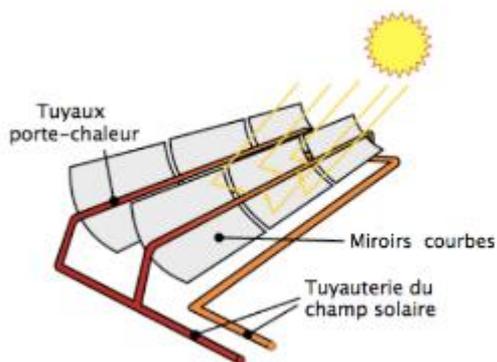
- Encombrement de surface au sol réduit par rapport aux capteurs plans avec une meilleure efficacité,
- Des frais d'entretien réduits par une plus longue durée de vie des composants de l'installation solaire (fluide caloporteur, isolant, pompes...)

- **Concentrateurs cylindro-paraboliques**

Ce type de centrale se compose d'alignements parallèles de longs miroirs hémicylindriques, qui tournent autour d'un axe horizontal pour suivre la course du soleil. Les rayons solaires sont concentrés sur un tube horizontal, où circule un fluide caloporteur qui servira à transporter la chaleur vers la centrale elle-même. L'alignement des panneaux peut être :

- Statique selon un axe primaire nord-sud et pivotant dans le plan perpendiculaire correspondant, de façon à suivre un plan de la course elliptique du Soleil au cours de la journée,
- Alignée selon un axe est-ouest. Dans ce cas l'efficacité du collecteur est diminuée en proportion du décalage angulaire conjugué, mais cette configuration peut être choisie si l'on préfère supprimer le moteur de positionnement perpétuel (et sa maintenance). Dans cette configuration, on corrige l'orientation beaucoup plus occasionnellement, selon une cadence saisonnière et non pas quotidienne.

*Figure 17 : exemple de capteurs cylindro-parabolique*



- **Hydro-accumulation**

La mise en place d'hydro-accumulateur permet d'accumuler de l'énergie pour la restituer dans les périodes où l'ensoleillement n'est plus suffisant pour permettre de répondre instantanément à la demande. La mise en place d'une hydro-accumulation permet donc de faire d'avantages d'économies d'énergies en autorisant une fourniture d'énergie issue des panneaux solaires même en période de faible ensoleillement / nocturne, sans utilisation de résistance électrique ni de brûleur.

L'hydro-accumulateur peut être dimensionné pour différentes durées :

- Journalière : le surplus de chaleur produit durant la journée peut ainsi servir durant les pics d'appels (généralement en début de matinée et en soirée) et en période nocturne. Ce type de stockage possède une haute fréquence de cycle charge/décharge (1 cycle par jour), ce qui améliore significativement sa rentabilité.
- Inter-saisonnnière : l'idée est ici de stocker l'énergie produite et inutilisée pendant l'été pour la réutiliser durant l'hiver pour le chauffage des bâtiments. Ce type de stockage est généralement réalisé en sous-sol, afin de limiter les pertes tout en bénéficiant de volumes importants. Les pertes étant proportionnelles à la surface tandis que l'énergie stockée est proportionnelle au volume, il est plus intéressant d'installer des grands volumes. Ce type de solution est donc bien mieux adaptée à l'échelle d'un quartier ou d'un réseau de chaleur que d'un pavillon.
- Autres : des stockages intermédiaires peuvent également être réalisés, alliant avantages et inconvénients des deux stockages présentés.

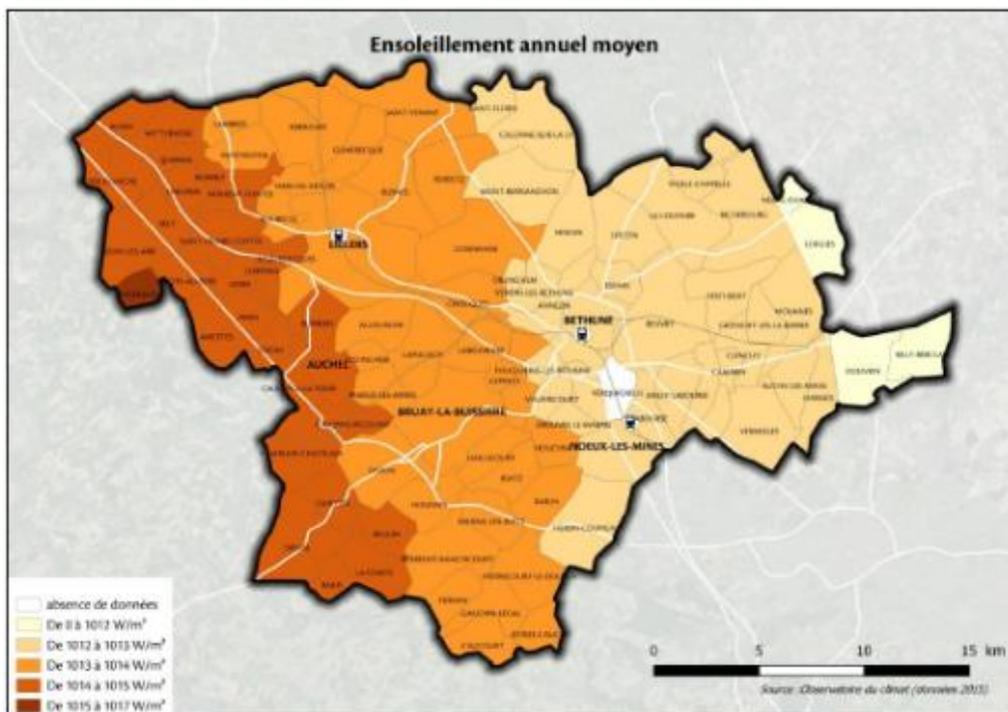
### **7.3/ Etat des lieux installations existantes**

Il n'existe pas, sur le territoire, d'installations de grande taille.

### **7.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement**

La Région des Hauts-de-France présente un des taux d'ensoleillement les plus faibles de France : entre 1 000 et 1 050 kWh/m<sup>2</sup>/an, ce qui correspond à la fourchette basse de la plage d'ensoleillement du territoire national mais les productions restent intéressantes.

*Figure 18 : Ensoleillement annuel moyen sur le territoire de la CABBALR (source : PCAET)*



D'après les données de l'Observatoire du Climat de 2015, la partie ouest du territoire présente un ensoleillement légèrement plus important que la partie est, de manière graduelle. Sur l'ensemble du territoire, l'ensoleillement moyen est de 1013 W/m<sup>2</sup>. Avec une superficie de 647 km<sup>2</sup>, **le gisement brut de puissance solaire est de 655,4 GWh/an (source : PCAET).**

La surface totale de panneaux solaires thermiques installables sur les toitures du territoire est estimée à 73 841 m<sup>2</sup>. On remarque que les communes plus fortement urbanisées et donc au nombre de toiture disponible plus grand, ont des surfaces installables plus grandes. Notamment Béthune qui est la seule avec une surface de plus de 4 500m<sup>2</sup> et Bruay-la Buissière avec une surface entre 3 000 et 4 500 m<sup>2</sup>.

Sur l'ensemble du territoire, le gisement net de production d'énergie solaire thermique sur les toitures est estimé à 146 GWh (source : PCAET).

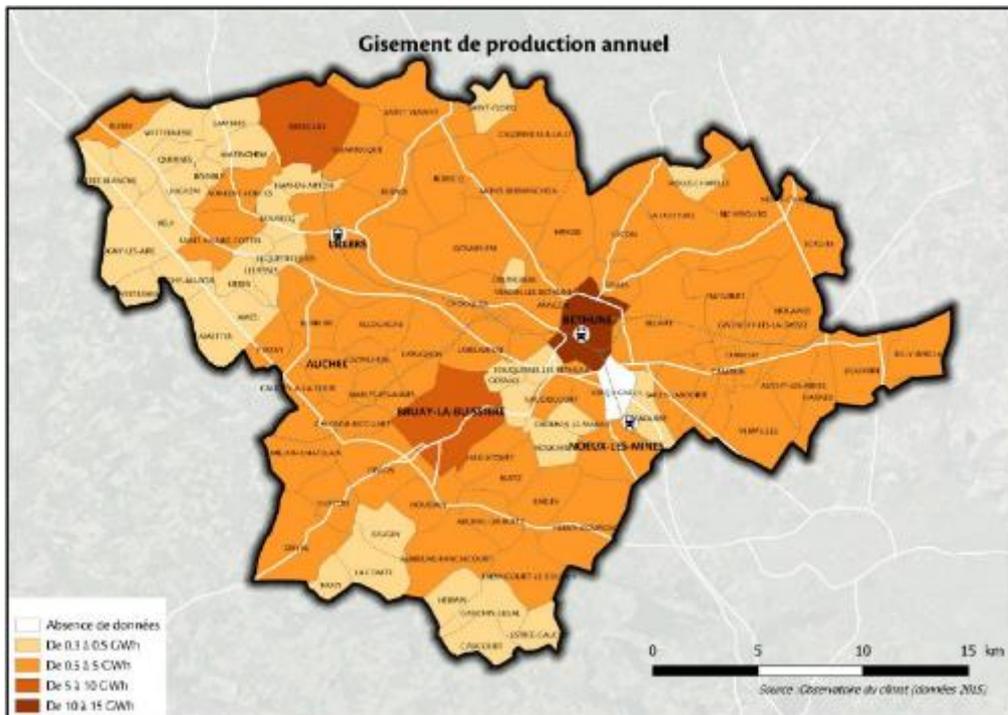


Figure 19 : Répartition du gisement de production annuel sur toitures à la maille communale sur le territoire de la CABBALR (source : PCAET)

Les réseaux de chaleur nécessitent des surfaces de capteurs importantes. Le positionnement en toitures est donc peu propice à la création de centrales destinées aux réseaux de chaleur.

Il est donc préférable d'installer des centrales solaires au sol. Les valeurs de référence qui peuvent être retenues sont :

- Productivité d'1m<sup>2</sup> de capteur : environ 400 kWh/m<sup>2</sup>/an
- Ratio d'utilisation des sols : 1m<sup>2</sup> de capteur pour 4m<sup>2</sup> au sol

**Ainsi, pour donner un ordre d'idée sur la surface de terrain nécessaire à un projet de solaire sur réseau de chaleur, pour la production d'1 GWh/an, il est nécessaire de mettre en place environ 2 500m<sup>2</sup> de capteurs et de mobiliser 1 ha de terrain.** A titre de comparaison, le réseau de Busnes livre 0.25 GWhu par an.

## 7.5/ Contraintes et opportunités

Le solaire est une ressource abondante et disponible sur l'ensemble du territoire. Néanmoins, sa densité énergétique est faible, ce qui impose de mobiliser de grandes surfaces pour obtenir des centrales de puissance significative.

Les installations solaires thermiques produisent de la chaleur au fil du soleil. Elles sont équipées de ballons d'hydro-accumulation qui permettent de stocker de la chaleur pour la restituer en fonction des appels de puissance du réseau.

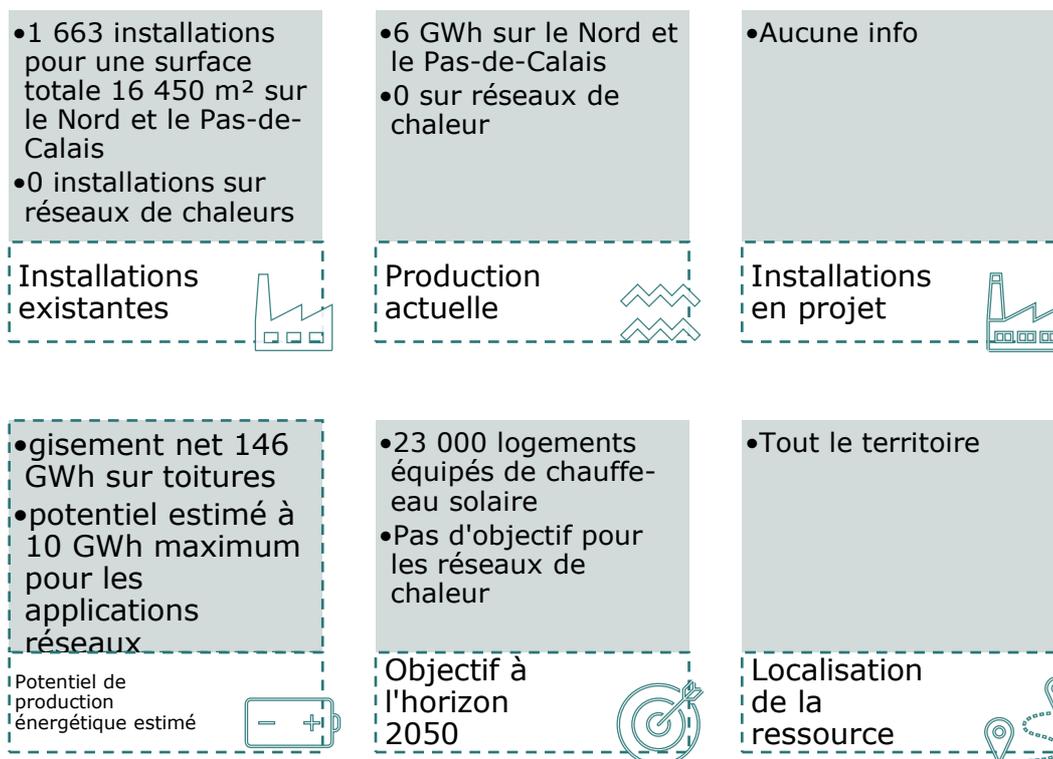
Ce système permet, à l'échelle d'une journée, d'atténuer la décorrélation entre les besoins de chaud et la production de chaleur. Néanmoins, la saisonnalité de la production solaire reste une contrainte importante. En effet, sur les réseaux de chaleur, le besoin de chaud est fort en hiver et faible en été. L'installation solaire fonctionne à l'inverse, avec une production forte en été et faible en hiver.

Il convient donc de dimensionner les installations solaires pour ne pas créer de surproduction en été.

Plus la température de retour du réseau est faible, meilleur est le rendement de l'installation solaire.

En effet, si les capteurs utilisés pour des réseaux de chaleur permettent d'atteindre des températures élevées, par faible ensoleillement la température chute. Les périodes où la température de l'installation est trop froide pour être utilisée augmente si les retours du réseau sont plus élevés.

## 7.6/ Synthèse



Source : PCAET

## 8/ Les eaux usées

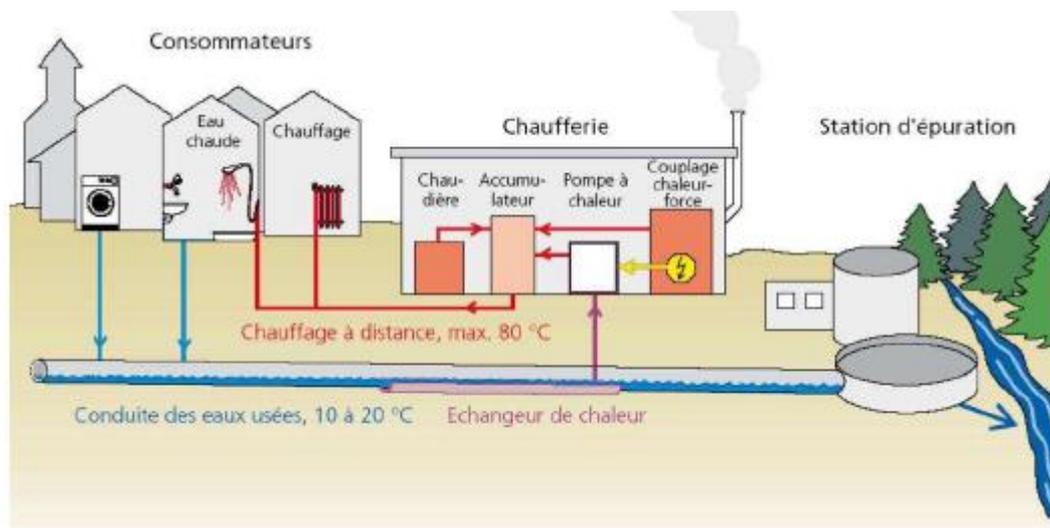
### 8.1/ Définition

Ce système consiste à récupérer l'énergie disponible sur les eaux usées à partir d'un échangeur. La chaleur des eaux usées est une **énergie disponible en grande quantité en milieu urbain**, là même où les besoins en énergie sont importants.

La température des eaux usées varie peu entre l'hiver et l'été, toute l'année la **température moyenne est d'environ 15°C** ; cette récupération d'énergie fatale peut aussi bien répondre à des besoins de chauffage en hiver que des besoins de rafraîchissement en été.

### 8.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

Les échangeurs peuvent être soit aux pieds des bâtiments ou alors dans avec collecteur du réseau d'assainissement comme indiqué dans le schéma ci-dessous :



*Schéma de principe de la récupération de chaleur sur le réseau des eaux usées ; Source :  
Susanne Staubli*

Ce système de récupération de chaleur peut être mis en place dans certaines zones, comme les grands ensembles de bâtiments (écoles, complexes sportifs, bâtiments administratifs ...) ou dans des quartiers à forte consommation de chaleur. Le bâtiment à chauffer doit être proche de l'égout (500 mètres maximum) pour limiter les déperditions d'énergie.



Les potentiels suivants sont estimés :

- STEP Béthune :
  - Volume annuel traité STEP : près de 5 millions de mètres cube
  - Débit maximal installation valorisation : 470 m<sup>3</sup>/h
  - Potentiel de récupération estimé : 1.4 GWh
  - Rayon de valorisation possible : 1.4 km
  
- STEP Bruay :
  - Débit maximal installation valorisation : 260 m<sup>3</sup>/h
  - Volume annuel traité STEP : près de 3 millions de mètres cube
  - Potentiel de récupération estimé : 0.7 GWh
  - Rayon de valorisation possible : 700 mètres
  
- STEP Nœux les Mines :
  - Volume annuel traité STEP : près de 2 millions de mètres cube
  - Débit moyen : 90 m<sup>3</sup>/h
  - Potentiel de récupération estimé : 0.2 GWh
  - Rayon de valorisation possible : 200 mètres

→ Potentiel insuffisant
  
- STEP Beuvry :
  - Volume annuel traité STEP : 2.5 millions de mètres cube
  - Débit maximal installation valorisation : 200 m<sup>3</sup>/h
  - Potentiel de récupération estimé : 0.6 GWh
  - Rayon de valorisation possible : 600 mètres
  
- STEP Lapugnoy :
  - Volume annuel traité STEP : 1 millions de mètres cube
  - Débit maximal installation valorisation : 140 m<sup>3</sup>/h
  - Potentiel de récupération estimé : 0.3 GWh
  - Rayon de valorisation possible : 300 mètres

→ Potentiel insuffisant
  
- STEP Isbergues :
  - Volume annuel traité STEP : presque 1 millions de mètres cube

- Débit maximal installation valorisation : 120 m<sup>3</sup>/h
  - Potentiel de récupération estimé : 0.3 GWh
  - Rayon de valorisation possible : 300 mètres
- Potentiel insuffisant
- STEP Lillers :
    - Volume annuel traité STEP : presque 1 millions de mètres cube
    - Débit maximal installation valorisation : 120 m<sup>3</sup>/h
    - Potentiel de récupération estimé : 0.3 GWh
    - Rayon de valorisation possible : 300 mètres
- Potentiel insuffisant
- STEP d'Auchy les Mines :
    - Volume annuel traité STEP : quatre cent mille mètres cube
    - Débit maximal installation valorisation : 50 m<sup>3</sup>/h
    - Potentiel de récupération estimé : 0.14 GWh
    - Rayon de valorisation possible : 140 mètres
- Potentiel insuffisant

Nota : les rayons de valorisation ont été estimés sur la base d'une consommation moyenne de 1 MWh/m issue de nos retours d'expérience.

## **8.5/ Contraintes et opportunités**

La ressource est présente dans les zones où il existe des besoins thermiques. Néanmoins, pour des applications en réseau de chaleur, il est nécessaire de capter les eaux usées sur de gros collecteurs avec des débits importants, en entrée de stations d'épurations ou en sortie (eaux claires rejetées dans le milieu naturel).

Le traitement des eaux usées se fait en partie de manière biologiques (bassins d'aération dit à boues activées). L'activité microbienne est dépendante de la température des eaux dans ces bassins. En dessous de 12°C, l'épuration des eaux est moins bonne.

Durant les périodes froides, la température des bassins peut descendre en dessous de cette valeur sur le territoire de la CABBALR (d'autant plus que la STEU a un petit débit). Les services des eaux imposent comme contrainte que l'installation n'abaisse pas la température en dessous de 13 °C, ce qui constitue une contrainte forte.

En été par contre, il n'y a pas de problématique de température trop élevée sur le territoire de la CABBALR.

Les ouvrages de prise d'eaux sont aussi soumis à des prescriptions strictes pour ne pas perturber le fonctionnement des réseaux de collectes.

## 8.6/ Synthèse

<ul style="list-style-type: none"><li>•Aucune installation</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>•Aucune production</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>•Aucun projet</li></ul>
Installations existantes 	Production actuelle 	Installations en projet 
<ul style="list-style-type: none"><li>•Gisement net = 13,5 GWh/an.</li><li>•potentiel de développement de 1 à 3 GWh/an pour les réseaux de chaleur</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>•inclus dans le 33 GWh/an de récupération de chaleur</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>•Béthune</li><li>•Beuvry</li><li>•Bruay</li><li>•Isbergues</li></ul>
Potentiel de production énergétique estimé. 	Objectif à l'horizon 2050 	Localisation de la ressource 

Source : Portail d'information sur l'assainissement communal, PCAET

## 9/ CSR

### 9.1/ Définition

Les **Combustibles Solides de Récupération (CSR)** sont préparés à partir de déchets non-dangereux et non recyclables dans les conditions économiques et techniques du moment. Ils peuvent donc être préparés à partir de n'importe quels déchets combustibles.

Ils sont principalement fabriqués à partir des refus de tri des déchets solides et possèdent un haut Pouvoir Calorifique Inférieur (PCI). Règlementairement parlant, ils ont un statut de déchets, et sont donc encadrés par la législation sur les déchets.

En France, pour être considéré comme du CSR, un déchet combustible doit satisfaire 7 critères :

- être préparé à partir de déchets non-dangereux ;
- avoir un PCI brut supérieur ou égal à 12 MJ/kg ;
- contenir un taux de mercure (Hg) inférieure à 3 mg/kg-sec ;
- contenir un taux chlore (Cl) inférieure à 15 000 mg/kg-sec ;
- contenir un taux de brome (Br) inférieure à 15 000 mg/kg-sec ;
- contenir un total de composés halogénés inférieure à 20 000 mg/kg-sec.

Leur préparation doit se faire dans une installation dédiée, qui peut être rattachée à différentes rubriques de la nomenclature des ICPE :

- 2714 : les installations de transit, regroupement ou tri de déchets non dangereux (papiers, cartons, plastiques, caoutchouc, textiles ou bois) ;
- 2716 : les installations de transit, regroupement ou tri de déchets non dangereux non inertes ;
- 2731 : les installations de dépôt ou transit de sous-produits animaux ;
- 2782 : les installations de traitement biologique des déchets non dangereux ;
- 2791 : les installations de broyage et de centrifugation d'huiles alimentaires usagées.

Les installations de production d'énergie à partir de CSR sont quant à elles classées au titre de la rubrique 2971 de la nomenclature des installations classées pour l'environnement.

### 9.2/ Technologies de valorisation sur les réseaux de chaleur

Le principe de valorisation de la chaleur sur une centrale CSR est le même que sur les usines d'incinération / CRE.

La chaleur valorisée est en général un coproduit de la centrale de production d'électricité mise en place sur le site. Il peut s'agir de vapeur ou d'eau chaude.

Une chaudière est installée en sortie de fumées d'un four et vaporise de l'eau (en circuit fermé).

La vapeur générée va faire tourner une turbine à vapeur, qui elle-même va faire tourner un alternateur produisant de l'électricité.

En sortie de turbine, la vapeur va pouvoir fournir encore de la chaleur, soit en produisant de la vapeur à plus basse pression, soit en produisant de l'eau chaude. L'énergie non valorisée est dissipée via des aérocondenseurs

### **9.3/ Etat des lieux des installations existantes**

Il n'existe actuellement pas d'installation CSR sur le territoire.

On peut cependant citer le projet d'Optyma, sur la plateforme multimodale DELTA 3 à Hénin Beaumont, qui visera à compléter la valorisation actuelle en cimenterie. La chaleur produite sera utilisée par des industriels à proximité.

### **9.4/ Evaluation du gisement net et du potentiel de développement**

La filière CSR étant en plein développement, l'évaluation du gisement est assez difficile.

Au niveau départemental, on peut quand même citer l'unité de Tri Valorisation Matière et Energie (TVME) du SYMEVAD (Syndicat Mixte d'Elimination et de Valorisation des Déchets), qui est dimensionné pour valoriser 86 000 tonnes de déchets par an, pour une production annuelle de 27 500 tonnes de CSR.

On peut également citer le nouveau Pôle de Valorisation des déchets résiduels du SEVADEC (Syndicat d'Elimination et de Valorisation des Déchets du Calais), dimensionné pour valoriser 44 300 tonnes d'ordures ménagères résiduelles par an, pour une production annuelle de 13 600 tonnes de CSR (en plus d'un amendement organique et d'une production de biométhane).

### **9.5/ Contraintes et opportunités**

Tout comme les projets de CVE, ces projets industriels s'inscrivent dans la durée, et permettent d'alimenter de manière fiable et à long terme les réseaux de chaleur.

La ressource est très localisée mais est aussi très abondante. De plus il y a une bonne corrélation entre les besoins de chauds des réseaux et les capacités de production des centrales CSR (tonnage déchets proportionnel à la population).

Comme nous avons pu le dire plus tôt, la filière CSR est en plein développement en France, puisque ce nouveau combustible permettrait de réduire les quantités de déchets non dangereux admis en installations de stockage tout en assurant leur valorisation énergétique.

Dans le cadre des travaux relatifs au plan déchets 2015-2025, il apparaît nécessaire de détourner 2,5 millions de tonnes de déchets par an pour les préparer et les transformer en CSR pour atteindre l'objectif de 2025.

Face à ce besoin, les cimenteries ne pourront absorber qu'un million de tonnes de CSR par an. Il est donc nécessaire de développer progressivement des capacités complémentaires permettant de traiter les 1,5 Mt supplémentaires.

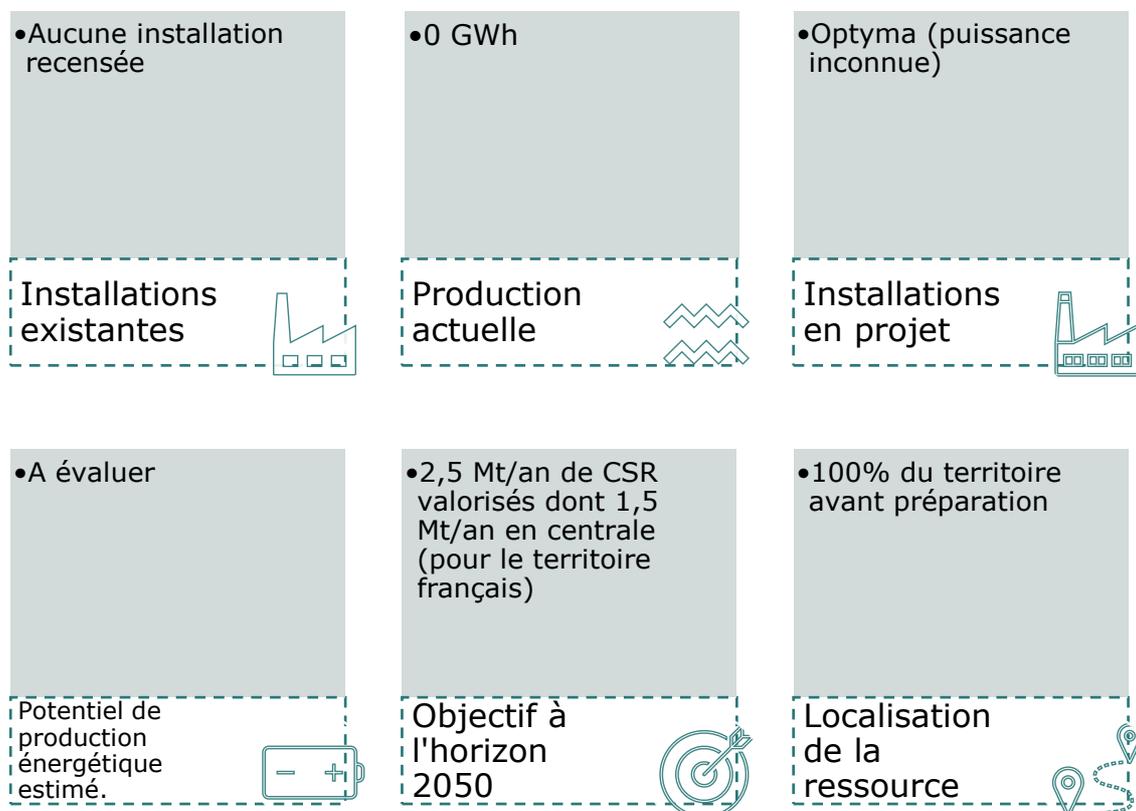
Des études économiques (notamment la note de position de la FNADE sur le développement de la filière CSR en France) évoquent un coût maximal de production de chaleur de 40 €/MWh en sortie chaufferie pour les consommateurs intermittents de chaleur comme les réseaux de chaleur avec consommation saisonnière.

La situation actuelle est donc plutôt propice au développement du CSR.

Au niveau des points de vigilance, il est important de suivre les projets CSR déjà lancés dans le périmètre afin de limiter la concurrence entre projets, tant au niveau du gisement qu'au niveau des aides et subventions accordées par l'Etat.

Il est également important de souligner que le gisement de CSR est dépendant des industriels à proximité et de leurs activités. Il sera donc amené à évoluer parallèlement aux activités industrielles. Leur suivi sera donc essentiel pour pouvoir anticiper les évolutions du gisement.

## 9.6/ Synthèse



## Chapitre 3 Synthèse mission 3

Tableau 2 : tableau de synthèse des sources de chaleur

Sources	Potentiels
<b>Géothermie</b>	<p>Gisement très basse température uniquement</p> <p>Potentiel fort à très fort sur une grande partie du territoire</p> <p>Source adaptée pour la création de réseaux très basse température (&lt; 70 C)</p>
<b>Chaleur Industrielle</b>	<p>Des zones industrielles avec de forts potentiels de valorisation</p> <p>Problématique forte sur la temporalité des projets et des capacités d'engagement des industriels</p> <p>Création de petits réseaux privés, fournisseur chaleur sur réseaux publics si autre source de chaleur ENR&amp;R pérenne</p> <p>Étude en cours au niveau du Pôle Métropolitain de l'Artois (AULA / AEC)</p>
<b>Les usines d'incinérations</b>	<p>1 CVE à Labeuvrière qui sera reconstruit en 2026</p> <p>2 exutoires existants (Croda et RC Béthune)</p> <p>Capacité à valoriser plus de chaleur : exutoire vers l'ouest (20-30 GWh de besoins raccordables selon les scénarios envisageables, en ne conservant que les gros consommateurs services publics et industriels)</p>
<b>Gaz de Mines</b>	<p>Un potentiel de valorisation supplémentaire très important</p> <p>Un réseau de transport existant (Bruay/Béthune/Noeux)</p> <p>Un gisement prometteur (s25) sur Divion</p>
<b>Energies Bois</b>	<p>Gisement faible sur le territoire mais projet de développement de la filière myscanthus</p> <p>Zone d'approvisionnement régionale permettant d'alimenter de nouveaux projets en bois déchiqueté</p>
<b>Solaire thermique</b>	<p>Gisement important mais diffus</p> <p>Peut être intégré sur tout réseau</p> <p>Taux de couverture limité sur un réseau, à combiné avec d'autres sources ENR&amp;R</p>
<b>Les eaux usées</b>	<p>4 STEU (ou gros collecteurs en amont) ont un potentiel de production intéressant</p> <p>Source adaptée pour la création de réseaux très basse température (&lt; 70°C)</p>

Figure 20 : graphique des potentiels de production

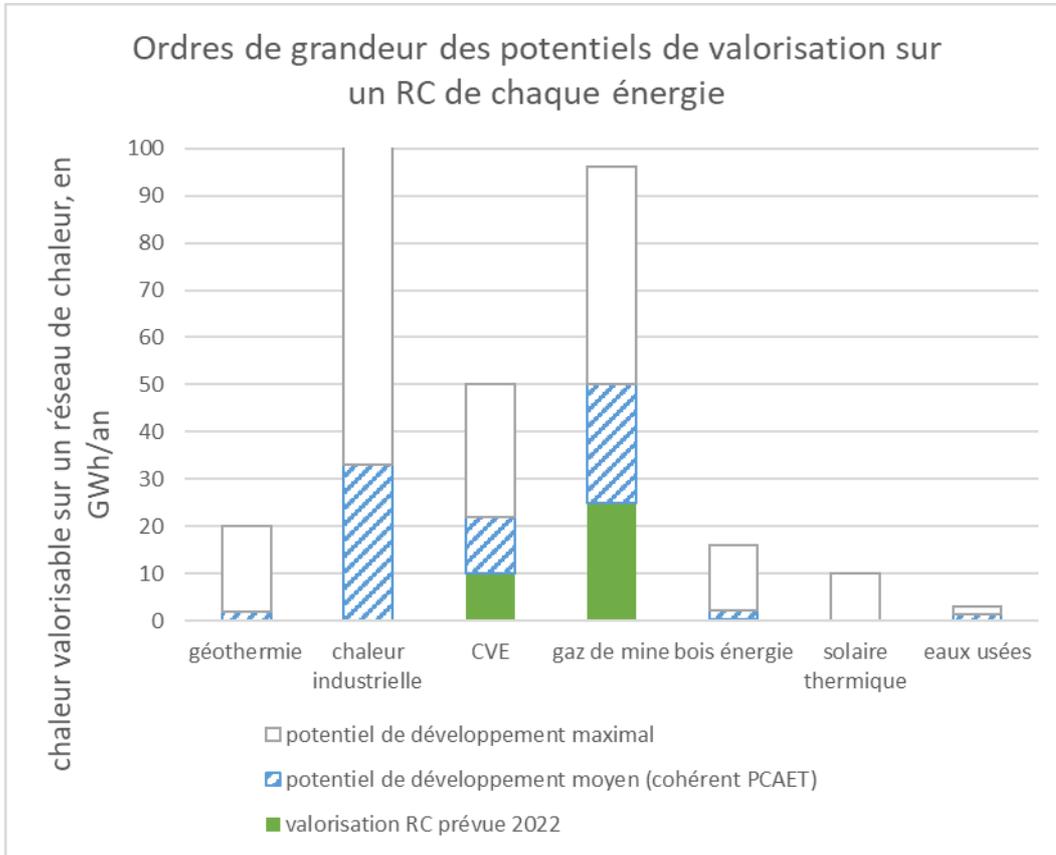
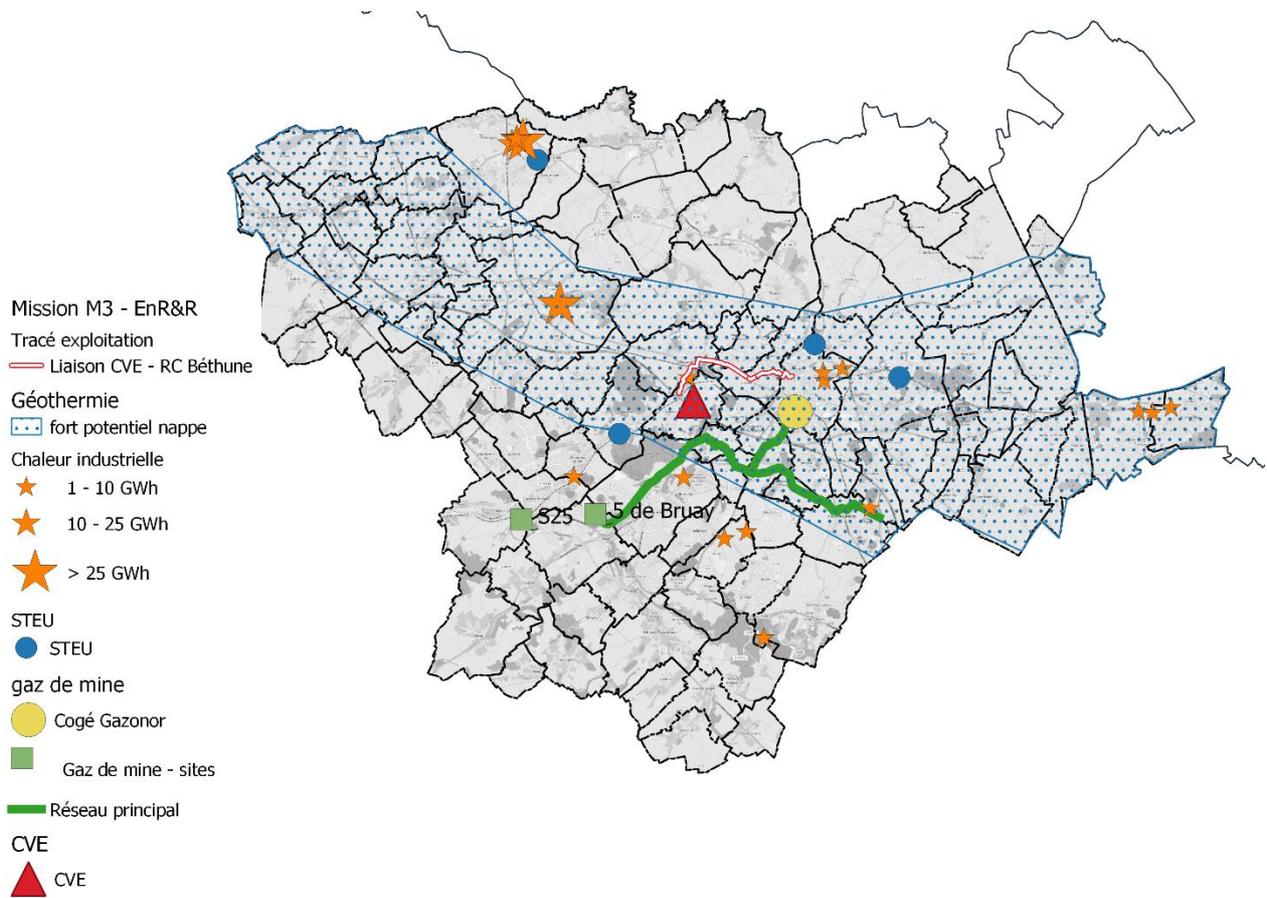
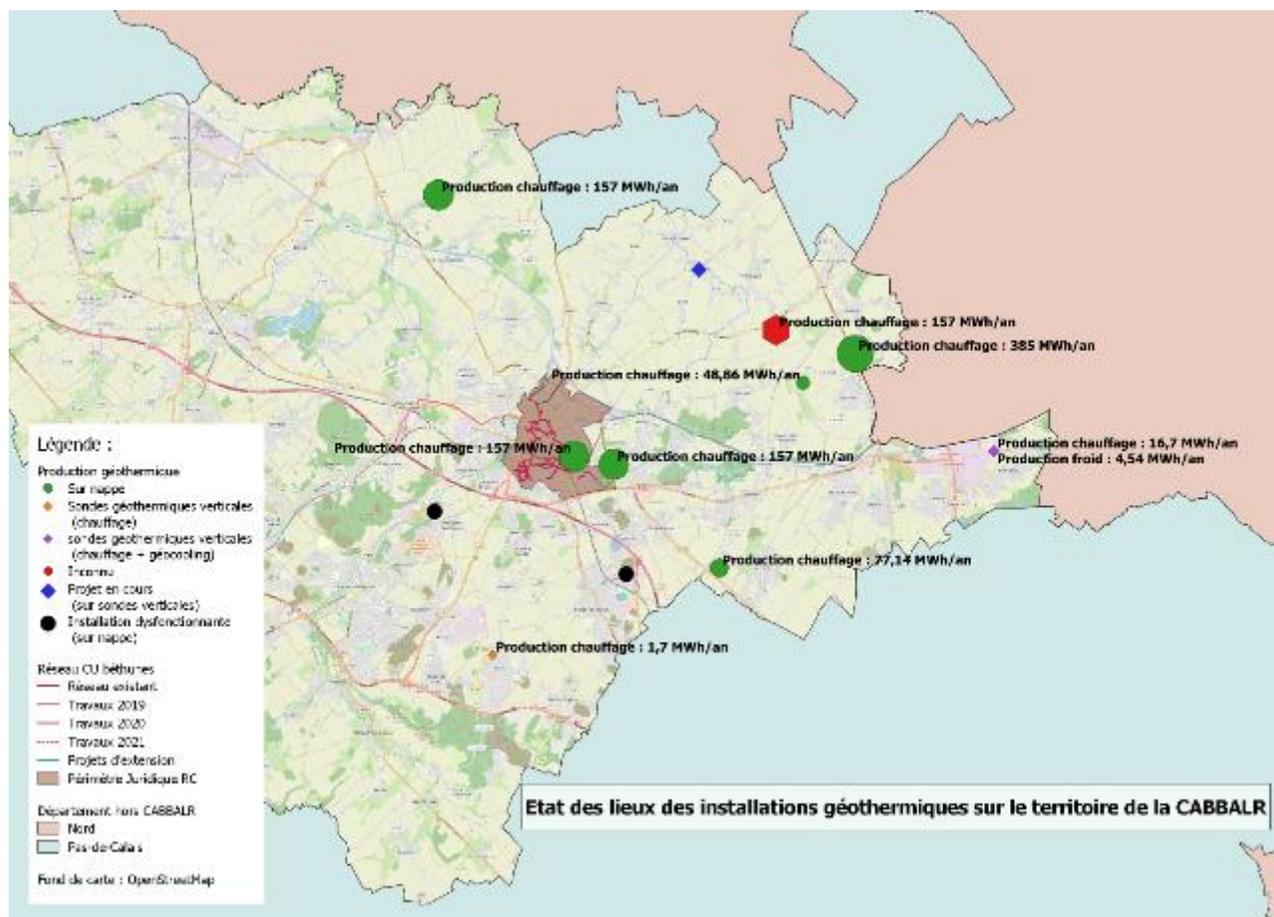


Figure 21 : carte de synthèse des sources de chaleur



## Chapitre 4 Annexes

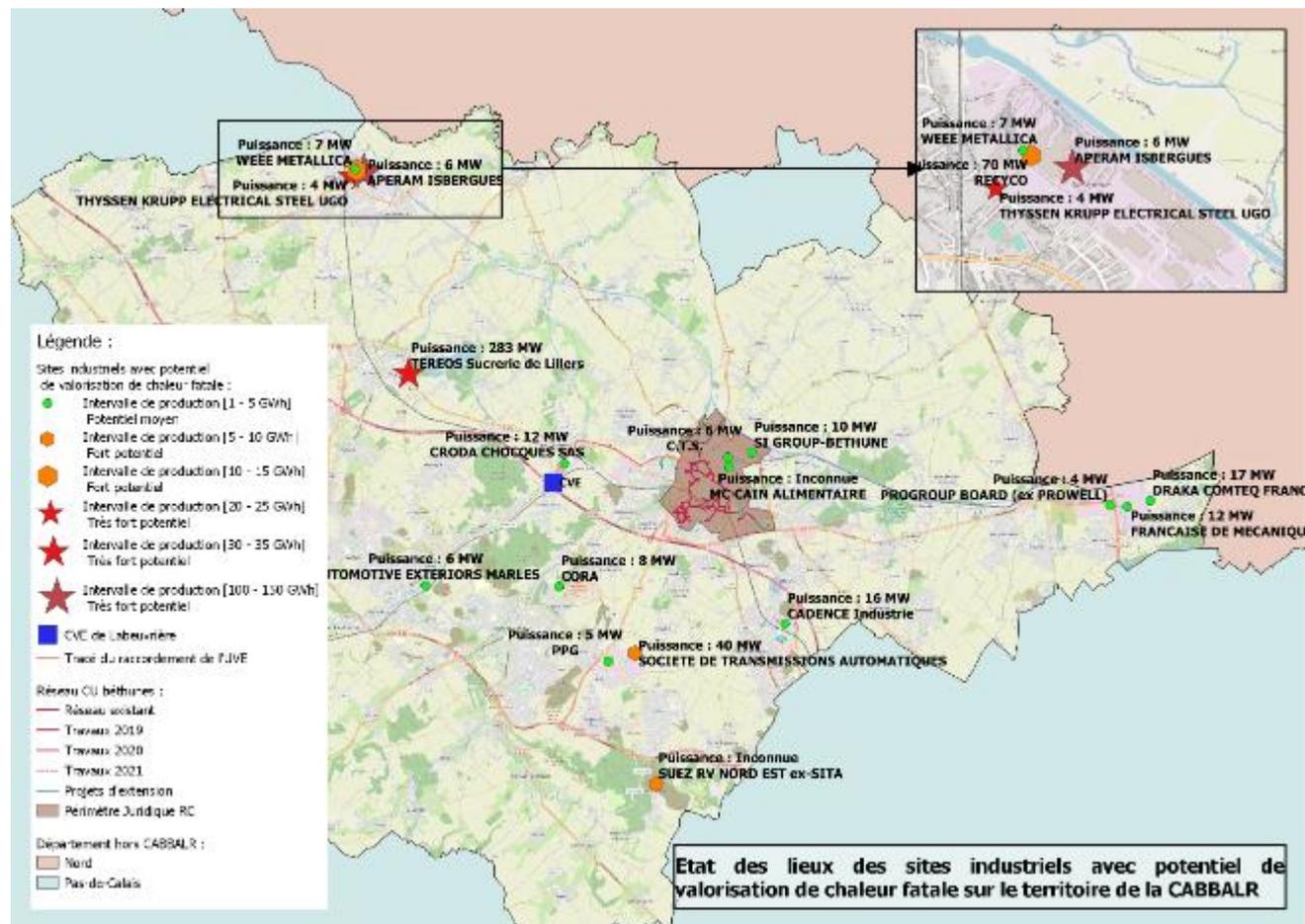
## 0/ Annexe 1 : Etat des lieux des installations géothermique sur le territoire de la CABBALR (secteur tertiaire et résidentiel)



# 1/ Annexe 2 : Ressources géothermiques de surface sur le territoire de la CABBALR



## 2/ Annexe 3 : Etat des lieux des sites industriels avec potentiels de valorisation de chaleur fatale sur le territoire de la CABBALR



### 3/ Annexe 4 : Inventaire des industries source de chaleur fatale

Nom ets	Nom commune	Niveau de potentiel	Intervalle de production
TEREOS Sucrierie de Lillers	LILLERS	Très fort potentiel	[30 - 35 GWh]
THYSSEN KRUPP ELECTRICAL STEEL UGO	ISBERGUES	Très fort potentiel	[20 - 25 GWh]
APERAM ISBERGUES	ISBERGUES	Très fort potentiel	[20 - 25 GWh]
Communauté d'Agglomération Béthune Bruay Artois Lys Romane	LABEUVRIERE	Fort potentiel	[10 - 15 GWh]
RECYCO	ISBERGUES	Fort potentiel	[10 - 15 GWh]
SOCIETE DE TRANSMISSIONS AUTOMATIQUES	RUITZ	Fort potentiel	[5 - 10 GWh]
DALKIA (Chaufferie du Mont Liébaut)	BETHUNE	Fort potentiel	[5 - 10 GWh]
SUEZ RV NORD EST ex-SITA	HERSIN COUPIGNY	Fort potentiel	[5 - 10 GWh]
ARTOIS ENERGIE	BETHUNE	Potentiel moyen	-
CRODA CHOCQUES SAS	CHOCQUES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
MC CAIN ALIMENTAIRE	BETHUNE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
SI GROUP-BETHUNE	BETHUNE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
DRAKA COMTEQ FRANCE	HAISNES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
CADENCE Industrie	NOEUX LES MINES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
AUTOMOTIVE EXTERIORS MARLES	MARLES LES MINES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
PROGROUP BOARD (ex PROWELL)	DOUVRIN	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
FRANCAISE DE MECANIQUE	DOUVRIN	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
WEEE METALLICA	ISBERGUES	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
PPG	BARLIN	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
CORA	BRUAY LA BUISSIERE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
C.T.S.	BETHUNE	Potentiel moyen	[1 - 5 GWh]
PLASTIC OMNIUM AUTO EXTERIOR	RUITZ	Potentiel faible	[<1 GWh]
ARDO-VIOLAINES SAS	VIOLAINES	Potentiel faible	[<1 GWh]
SCORI	BARLIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
CHEMINEES PHILIPPE	ANNEZIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
BOSAL FRANCE	ANNEZIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
LES MOULINS DE SAINT-AUBERT	BEUVRY	Potentiel faible	[<1 GWh]
ITM LOGISTIQUE INTERNATIONAL	BRUAY LA BUISSIERE	Potentiel faible	[<1 GWh]
PROLOGIS FRANCE LXXII E.U.R.L.	DOUVRIN	Potentiel faible	[<1 GWh] [<1 GWh]

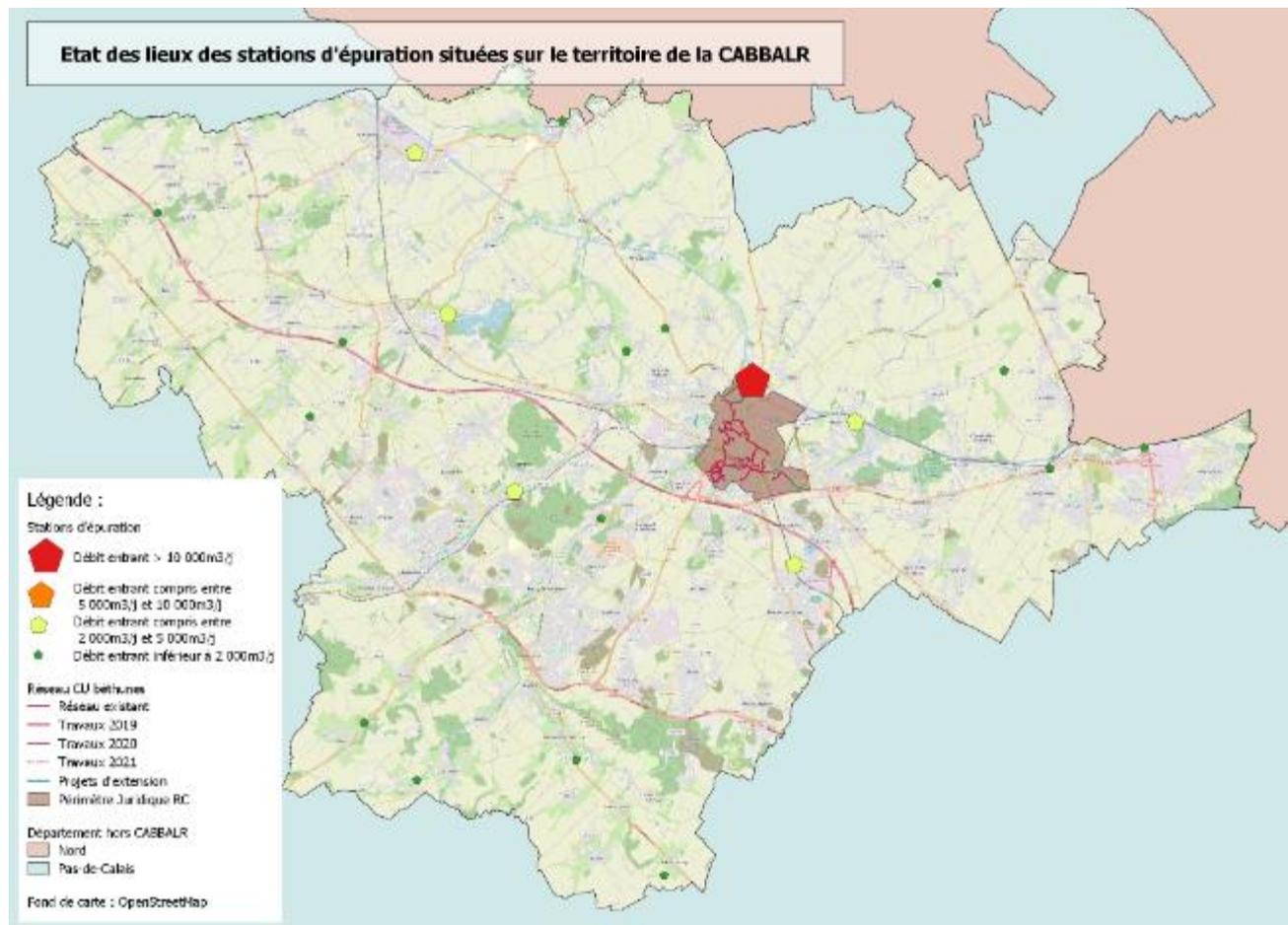
Nom ets	Nom commune	Niveau de potentiel	Intervalle de production
SARL REBREUVE ENERGIES	REBREUVE RANCHICOURT	Potentiel faible	[<1 GWh]
EARTHMINDED France	BILLY BERCLAU	Potentiel faible	[<1 GWh]
JOKEY FRANCE	LABOURSE	Potentiel faible	[<1 GWh]
APERAM SERVICES & SOLUTIONS FRANCE	ISBERGUES	Potentiel faible	[<1 GWh]
UNEAL Essars	ESSARS	Potentiel faible	[<1 GWh]
VASSEUR	RUITZ	Potentiel faible	[<1 GWh]
DELZEN	DOUVRAIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
TOLARTOIS	ANNEZIN	Potentiel faible	[<1 GWh]
DURANEL	GAUCHIN LEGAL	Potentiel faible	[<1 GWh]
DELIFRANCE SA	LABEUVRIERE	Potentiel faible	[<1 GWh]
LIDL SNC	LILLERS	Potentiel faible	[<1 GWh]
SOCIETE INDUSTRIELLE DE CHAUFFAGE (SIC)	BILLY BERCLAU	Potentiel faible	[<1 GWh]
FLO EUROPE	RUITZ	Potentiel faible	[<1 GWh]
OZEMBAL GROUPE STARD	NOEUX LES MINES	Potentiel faible	[<1 GWh]
CRITT M2A	BRUAY LA BUISSIERE	Potentiel faible	[1 - 5 GWh]

## 4/ Annexe 5 : Liste des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)

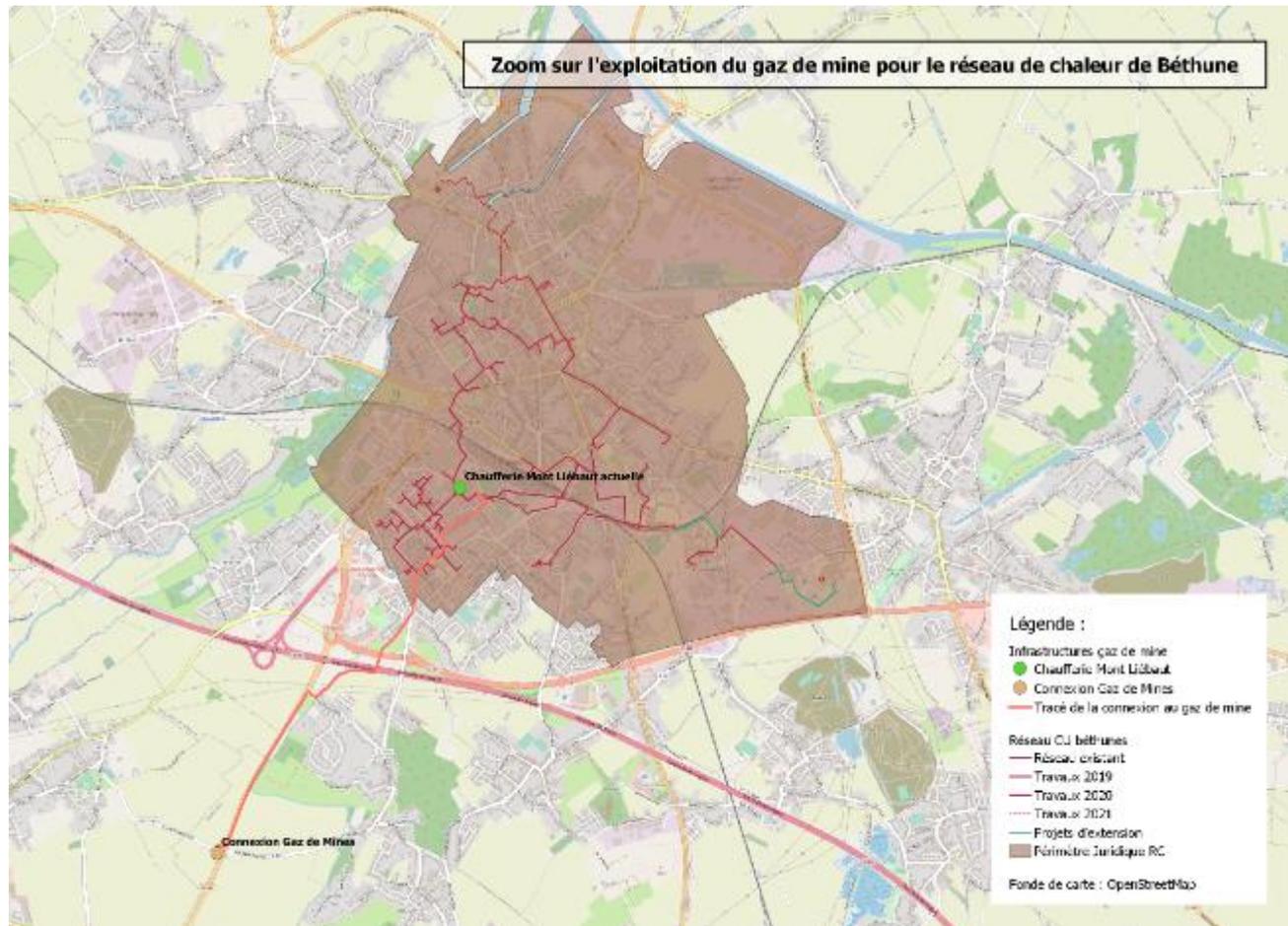
Nom établissement	Commune	Statut Seveso	Activité thermique
LIOT	ANNEZIN	Non Seveso	Refroidissement
SCORI	BARLIN	Seuil Haut	Combustion
MC CAIN ALIMENTAIRE	BETHUNE	Non Seveso	Refroidissement
SI GROUP-BETHUNE	BETHUNE	Seuil Haut	Combustion
BRIDGESTONE	BETHUNE	Non Seveso	Refroidissement
SOCIETE INDUSTRIELLE DE CHAUFFAGE (SIC)	BILLY BERCLAU	Non Seveso	Combustion
VANHEEDE FRANCE SAS	BILLY BERCLAU	Non Seveso	
CRODA CHOCQUES SAS	CHOCQUES	Seuil Haut	Combustion
FRANCAISE DE MECANIQUE	DOUVRIIN	Non Seveso	Combustion
EARL DU GAL-BAYART	GAUCHIN LEGAL	Non Seveso	
APERAM ISBERGUES	ISBERGUES	Seuil Haut	Combustion/ refroidissement
RECYCO	ISBERGUES	Seuil Haut	Refroidissement
THYSSEN KRUPP ELECTRICAL STEEL UGO	ISBERGUES	Non Seveso	Combustion/ refroidissement
WEEE METALLICA	ISBERGUES	Seuil Haut	Combustion
COMMUNAUTE D'AGGLOMERATION BETHUNE-BRUAY ARTOIS LYS ROMANE	LABEUVRIERE	Non Seveso	Traitement thermique
DELIFRANCE SA	LABEUVRIERE	Non Seveso	Combustion/ refroidissement
TEREOS Sucrerie de Lillers	LILLERS	Seuil Bas	Combustion/ refroidissement
ELIVIA	NOEUX LES MINES	Non Seveso	Combustion/ refroidissement
DEMILLY DAVID	RUITZ	Non Seveso	

Nom établissement	Commune	Statut Seveso	Activité thermique
LEBLOND LUCIEN	RUITZ	Non Seveso	
PLASTIC OMNIUM AUTO EXTERIOR	RUITZ	Non Seveso	Combustion
VERMEULEN matériaux	SAILLY LABOURSE	Non Seveso	
SURSCHISTE	VERMELLES	Non Seveso	
ARDO-VIOLAINES SAS	VIOLAINES	Non Seveso	Combustion/ refroidissement
SARL DESBUQUOIS	WESTREHEM	Non Seveso	

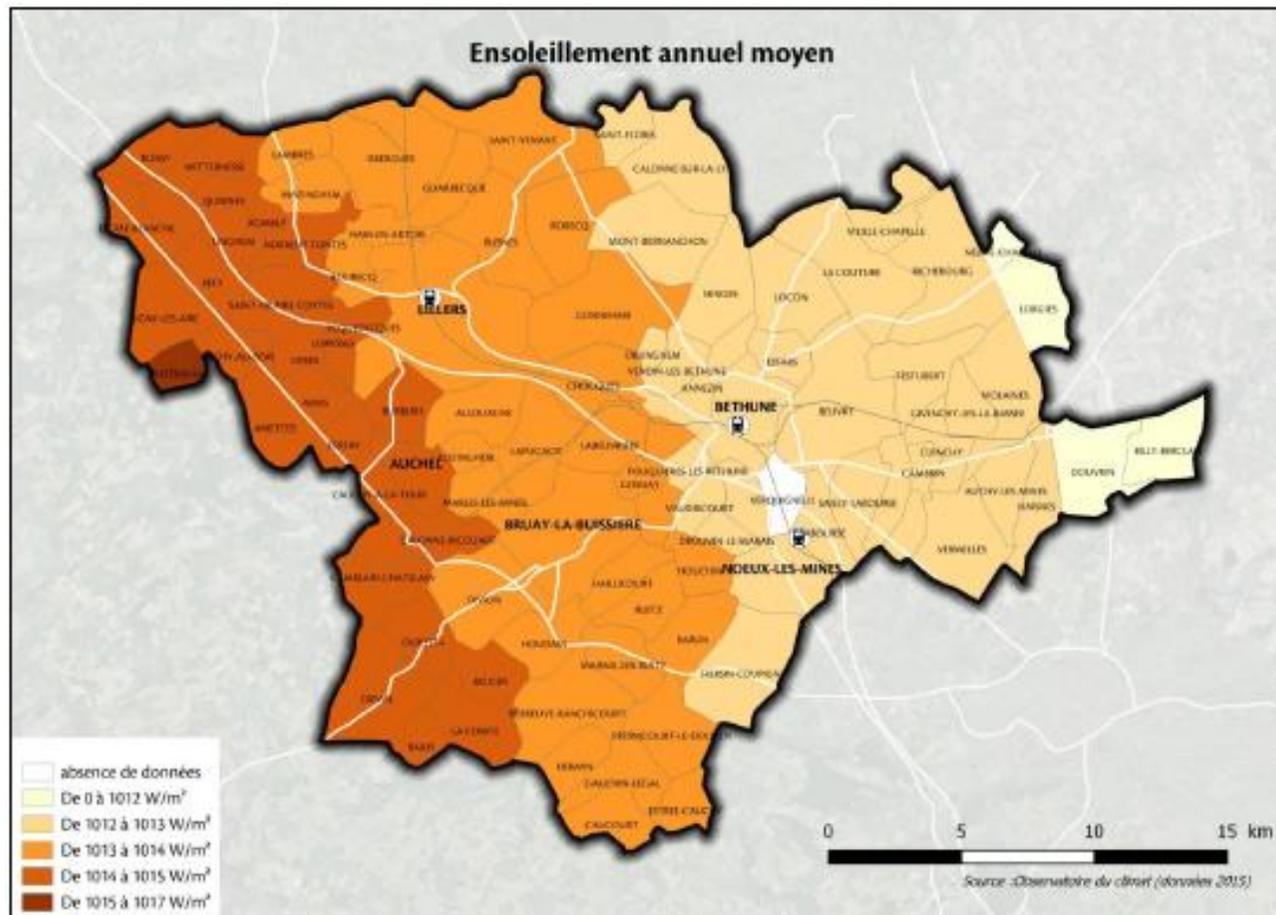
## 5/ Annexe 6 : Etat des lieux des stations d'épurations situées sur le territoire de la CABBALR



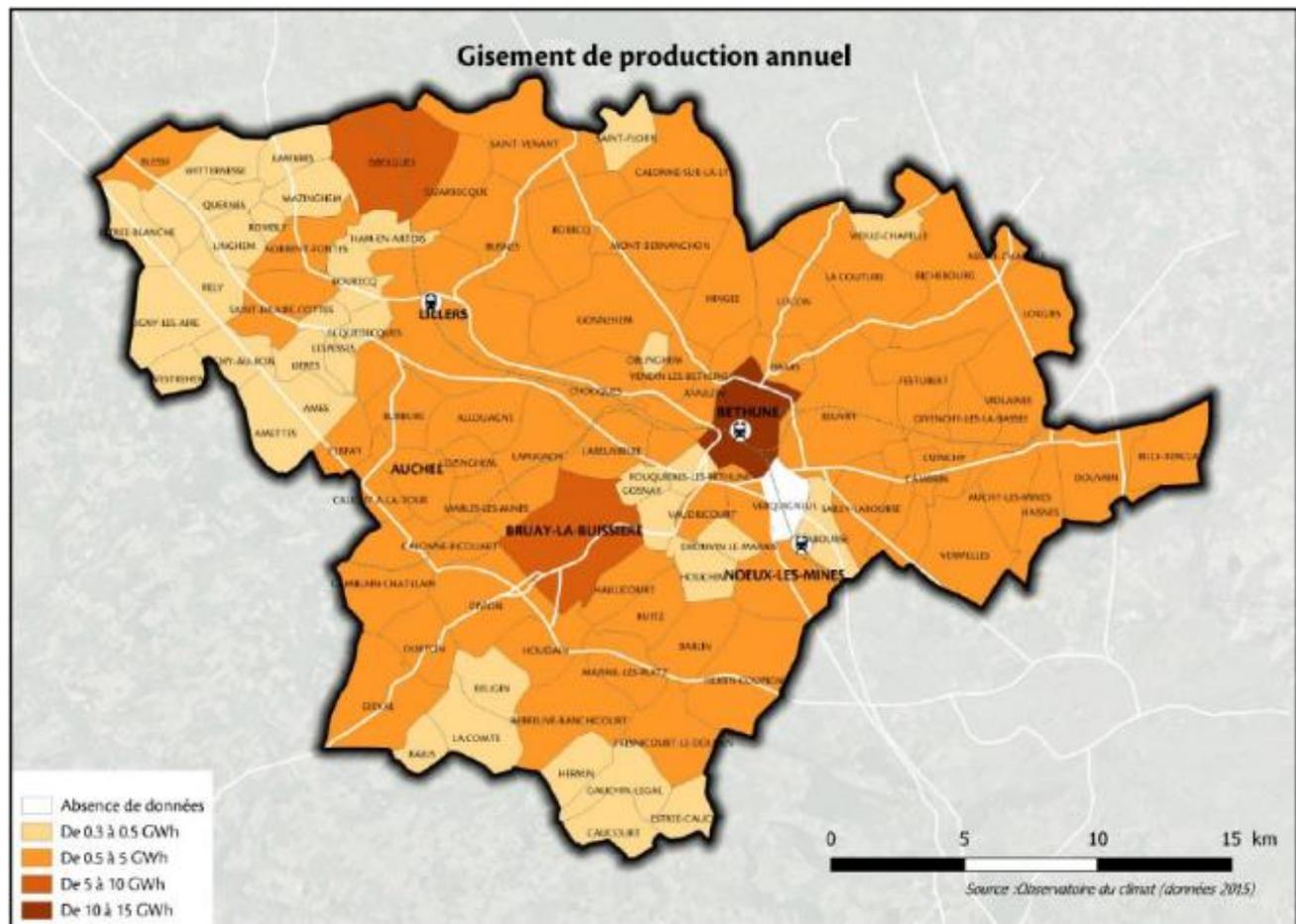
## 6/ Annexe 7 : Zoom sur l'exploitation du gaz de mine pour le réseau de chaleur de Béthune



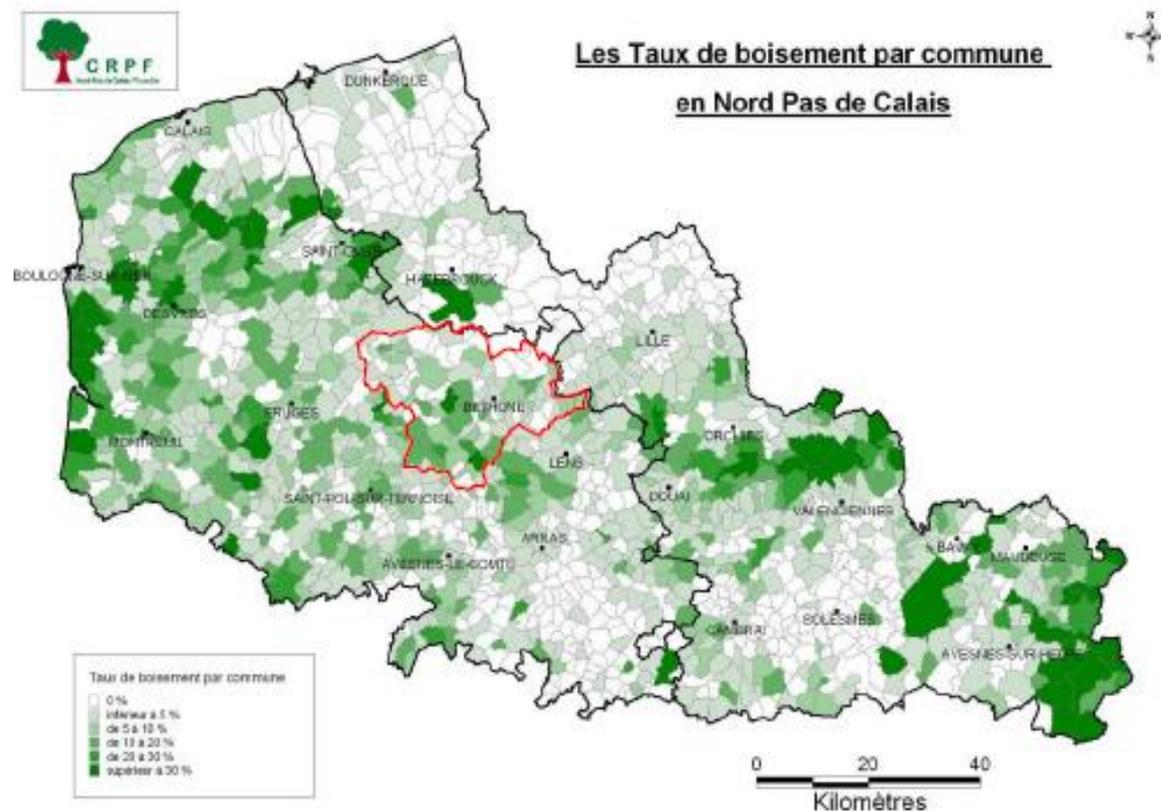
## 7/ Annexe 8 : Ensoleillement annuel moyen sur le territoire de la CABBALR



## 8/ Annexe 9 : Répartition du gisement de production annuel à la maille communale sur le territoire de la CABBALR

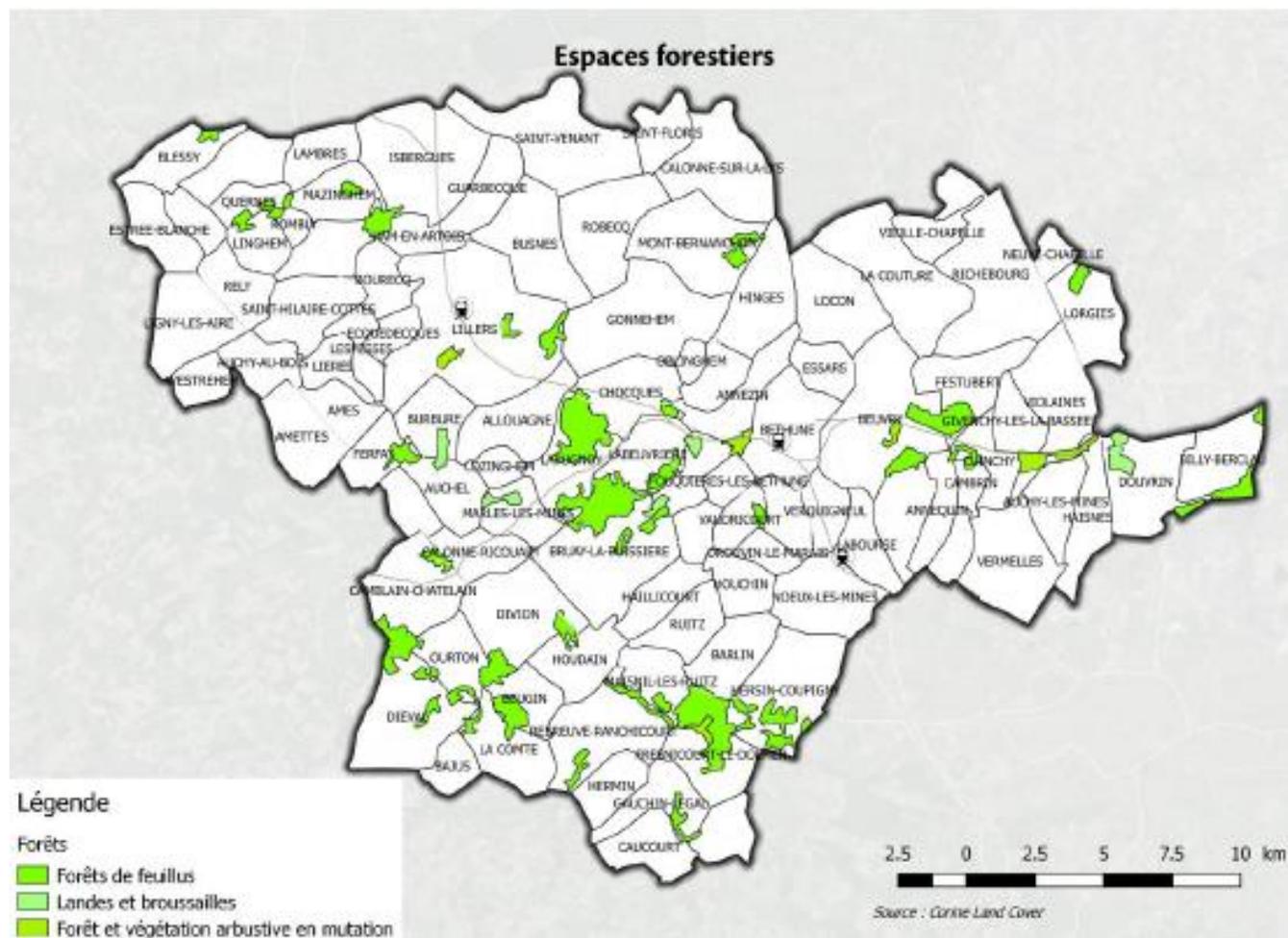


## 9/ Annexe 10 : Carte du taux de boisement des communes du Nord-Pas-de-Calais



Carte du taux de boisement des communes du Nord-Pas-de-Calais (Source : IGN BO Carto/IFN)

## 10/ Annexe 11 : Carte des espaces boisés du territoire de la CABBALR



## 11/ Annexe 12 ; Inventaire des approvisionneurs de bois Energie (bois déchiqueté)

Source : Fibois, étude publiée en 2019 portant sur des données de 2018.

L'étude est en cours de mise à jour et sera publiée sous sa forme actualisée en 2022.

Qualificatif :

- Petite : Moins de 1000 tonnes
- Moyenne : Moins de 10 000 tonnes
- Grande : Plus de 10 000 tonnes

Nom	Ville	Département	Qualificatif
Ecobois	Saint-Quentin	Aisne	Moyenne
Agribois	Montbrehain	Aisne	Moyenne
AAAT		Aisne	Petite
Inoe	Fontaine-lès-Vervins	Aisne	Grande
Acolyance	Ambleny	Aisne	Moyenne
Environnement Forêts	Fontenoy	Aisne	Moyenne
Honore	Coucy-le-Château	Aisne	Grande
Idelot	Villers-Cotterets	Aisne	Grande
SEIS	Juvigny	Aisne	Petite
Selva	Seclin	Nord	Petite
GAEC Boez	Preux au Sart	Nord	Petite
Ferme de Chorette	Maulde	Nord	Petite
Rouly Paysage	Sains-du-Nord	Nord	Petite
Dusart	Millonfosse	Nord	Petite
Metropole Biomass Energy	Millonfosse	Nord	Grande
Hocq Emballage	Sainghin-en-Weppes	Nord	Moyenne
Bois Environnement Service	Coudekerques-Branche	Nord	Petite
GAEC des Cripiaux	Sars Poteries	Nord	Petite
GAEC de Touvent	Etroeungt	Nord	Petite
Lys Bois	Halluin	Nord	Petite
Paysage des Flandres	Bailleul	Nord	Petite
GAEC de la garde d'Avesnes	Bas Lieu	Nord	Petite
EARL de la Haie Catelaine	Beaurepaire-sur-Sambre	Nord	Petite
FMD Bois	Baisieux	Nord	Petite
Beddelem	Bondues	Nord	Petite

Nom	Ville	Département	Qualificatif
Gipajo	Breteuil	Oise	Petite
Ecobois	Villeneuve-les-Sablons	Oise	Grande
ONF Energie	Compiègne	Oise	Grande
Sylvabois	Compiègne	Oise	Petite
Christian Poitreaud	Fresnau-Montchevreuil	Oise	Petite
UCAC	Cambronne lès Clermont	Oise	Moyenne
UCAC	Saint Sulpice	Oise	Petite
Garcia	Andeville	Oise	Petite
UCAC	Clermont	Oise	Petite
TER Agri	Guiscard	Oise	Petite
Espaces Verts et Forets	Sainte-Geneviève	Oise	Petite
Terralys	Ermenonville	Oise	Petite
Betoeuf Recyclage	Dainville	Pas-de-Calais	Petite
Robin Mouque	Pierremont	Pas-de-Calais	Petite
Boisagri	Boisjean	Pas-de-Calais	Moyenne
De Sainte Maresville	Boisjean	Pas-de-Calais	Petite
Scierie et Palettes du Littoral	Audruicq	Pas-de-Calais	Petite
Energie Bois	Seninghem	Pas-de-Calais	Grande
Ramery	Harnes	Pas-de-Calais	Grande
Easy Bois	Boulogne-sur-Mer	Pas-de-Calais	Grande
Agriopale	Louches	Pas-de-Calais	Moyenne
Olivier Crepin	Preures	Pas-de-Calais	Petite
Bois Negoce Energie	Courrières	Pas-de-Calais	Grande
Bois Energie des Terroirs	Auchy-lès-Hesdins	Pas-de-Calais	Petite
Laurent Maillard	Verlincthun	Pas-de-Calais	Moyenne
Deslestrez	Fleurbaix	Pas-de-Calais	Grande
Jardins et Bois du Nord	Gouy Saint-André	Pas-de-Calais	Petite
Agriopale	Buigny-l'Abbé	Somme	Moyenne
Recyclage Bois Energie	Hangest-en-Santerre	Somme	Moyenne
Garcia	Andainville	Somme	Petite
La Rainnevilloise	Rainneville	Somme	Moyenne
Dargent	Namps-du-Val	Somme	Petite
Alexandre Pruvot	Inval-Boiron	Somme	Petite



Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 2 Mission n°4** / Janvier 2022  
Analyse des principaux consommateurs

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

Elise GIRON DIT METAZ, Chef de projets Energie et Environnement

Gaël BERGER, Chargé d'affaires Energie

Aziz BENADDOU, Chargé d'affaires

Gautier LAFFONT, Chargé d'études

### **ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B

23 avenue de Poumeyrol

69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

<b>AUTEUR</b>	
Date	Nom
03/01/2022	A. BENADDOU

<b>VALIDATION</b>	
Date	Nom
07/01/2022	E. GIRON DIT METAZ
10/01/2022	G.BERGER

# Sommaire

<b>CHAPITRE 1</b>	<b>COMPREHENSION DE LA MISSION</b>	<b>5</b>
1/	Déroulé global des études du SDTRC	5
2/	Objet de la mission 4	6
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>MODELE THERMIQUE DYNAMIQUE TERRITORIAL</b>	<b>7</b>
1/	Définitions	7
2/	Sources de données	8
2.1/	Données géographiques et foncières	8
2.2/	Données énergétiques	8
2.3/	Données de sorties	8
3/	Construction du modèle énergétique	10
3.1/	Calcul des consommations	10
3.2/	Calcul des puissances	11
3.3/	Calcul des projections	11
<b>CHAPITRE 3</b>	<b>ZONES DE DEVELOPPEMENT PRIORITAIRE</b>	<b>12</b>
1/	Définition des types de zones à enjeux	12
1.1/	Réseau de chaleur urbain – Périmètre centré sur Béthune	14
1.2/	Réseau de chaleur - hors Béthune	16
1.3/	Réseau technique communal	17
1.4/	Réseau industriel	19
2/	Construction des zones à enjeux	20
2.1/	Méthodologie	20
2.2/	Présentation des zones à enjeux	20
2.3/	Suite de l’approche	29
<b>CHAPITRE 4</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>31</b>
1/	Ratios besoins en kWh/m <sup>2</sup> par groupe NAF	31
2/	Ratios besoins en kWh/m <sup>2</sup> par type de consommateur si le code NAF est indisponible	33

<b>3/ Évolutions des besoins de chaleur – ratios de décroissances retenus .....</b>	<b>34</b>
<b>4/ Atlas des zones à enjeux (voir en annexe) .....</b>	<b>34</b>
4.1/ ZAE RCU.....	34
4.2/ ZAE RCI.....	34
4.3/ ZAE RTC .....	34
4.4/ ZAE RI .....	34

# Chapitre 1 Compréhension de la mission

## 1/ Déroulé global des études du SDTRC

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : Diagnostic des réseaux existants et évaluations de la qualité de service fournie
  - **Mission n°1** : Réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : Réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : Analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : Analyse des principales sources de chaleurs sur le territoire
  - **Mission n°4** : Identification des principaux consommateurs de chaleurs sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : Analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : Analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : Détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économiques et environnemental
- **Phase 4** : Réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : Analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : Détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : Accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : Accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : Assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Rapport  
M4**

## 2/ Objet de la mission 4

La mission 4 a pour objectif :

- D'identifier et de caractériser les principaux consommateurs de chaleur sur l'ensemble du territoire.
- De définir les zones de développement prioritaires des réseaux de chaleur (création ou extension)

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de collecter et de traiter des données de masse. Ensuite, un travail d'analyse cartographique, croisé avec les outils de planification en place et les sources de chaleur ENR&R identifiées en mission 3, permettent de définir les zones de développement intéressantes pour les réseaux de chaleur.

L'identification des principaux consommateurs permet non seulement d'aider à définir les zones de développement prioritaires, mais servira par la suite lors de l'étude des scénarios de développement.

# Chapitre 2 Modèle thermique dynamique territorial

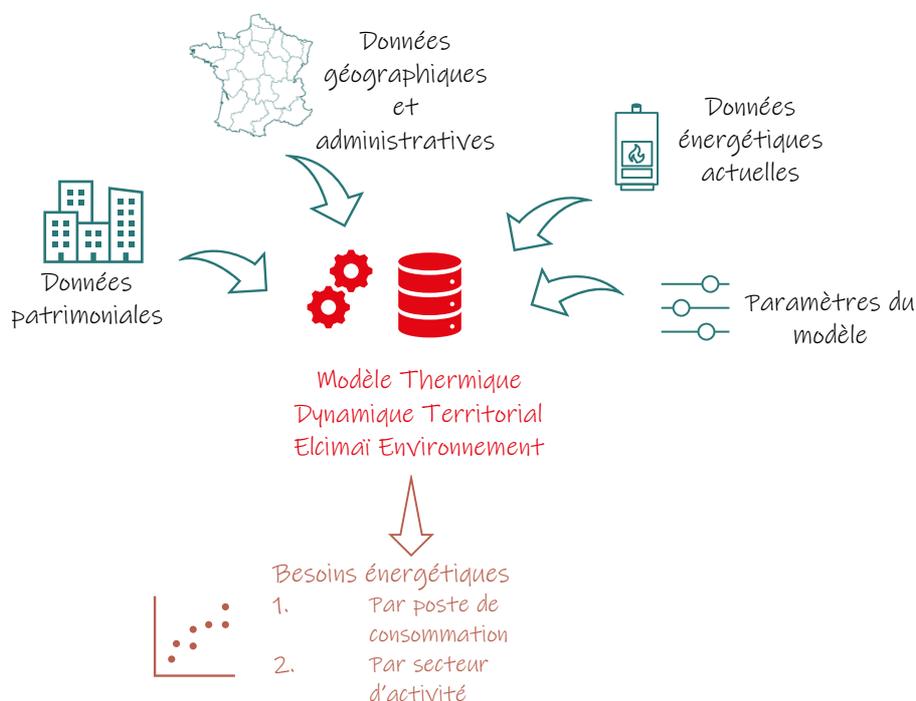
## 1/ Définitions

Le modèle énergétique est un outil d'aide à la décision pour le développement des réseaux de chaleur. Il permet de :

- Evaluer des besoins énergétiques (et non des consommations)
- Différencier les usages énergétiques (chauffage, eau chaude sanitaire, process)
- Localiser de manière fine les besoins
- Permettre des projections (évolutions dans le futur)

Il est issu de traitements de données de masse à l'échelle du territoire. Dans la mesure où aucune donnée de masse n'existe sur les besoins énergétiques, une extrapolation est nécessaire à partir d'autres données (surfaces bâties, usages, consommations).

*Schéma de la construction du modèle thermique*



## 2/ Sources de données

### 2.1/ Données géographiques et foncières

Pour les besoins des schémas directeurs, la maille de base du modèle est la parcelle. Les besoins sont dans un premier temps identifiés à l'échelle du local puis additionnés à l'échelle de la parcelle.

Les données d'entrées principales utilisées sont les suivants :

- Surfaces bâties (sources MAJIC3, BD TOPO, collectivités)
- Type d'usage des bâtiments (sources MAJIC3, collectivités)
- Ratios surfaciques des besoins (source Elcimaï, observatoire BBC, Réglementations Energétiques)

Ces données sont ensuite complétées par la base permanente des équipements (BPE) de l'INSEE pour intégrer les équipements publics qui ne sont pas présents dans les sources MAJIC.

### 2.2/ Données énergétiques

L'analyse des principaux consommateurs et le travail de calibrage des données métiers à intégrer dans le modèle sont basés sur les données énergétiques.

Pour les réseaux de gaz et d'électricité, les distributeurs et transporteurs ont l'obligation de fournir des informations à la maille adresse. Toutefois des restrictions existent, avec notamment l'agrégation des petits consommateurs pour protéger leurs données personnelles.

Les différentes sources d'informations sont :

- Le délégataire du réseau de distribution électrique : **Enedis**
- Le délégataire du réseau de distribution gaz : **Grdf**

Malgré nos demandes, nous n'avons jamais obtenu les informations relatives :

- Au réseau de transport d'électricité **RTE**
- Au réseau de transport de gaz **GRT**

### 2.3/ Données de sorties

Le modèle énergétique traite des données énergétiques, géographiques, administratives, patrimoniales. En sortie, il fournit des données énergétiques spatialisées.

Les données sont réparties géographiquement, mais aussi en fonction des usages énergétiques et des activités des locaux.

La maille native du modèle énergétique est le local (ex : magasin, bureau, lieu de stockage, atelier, ...). Cette maille est plus fine que celle du bâtiment, qui peut comporter plusieurs locaux. Ce niveau de détail a été choisi pour les raisons suivantes :

- Niveau existant dans les données MAJIC, qui constituent la source principale du modèle
- Permet de différencier les usages bâtiment de manière fine (utile pour le calcul des besoins) : code NAF au lieu de secteur d'activité pour la maille parcelle

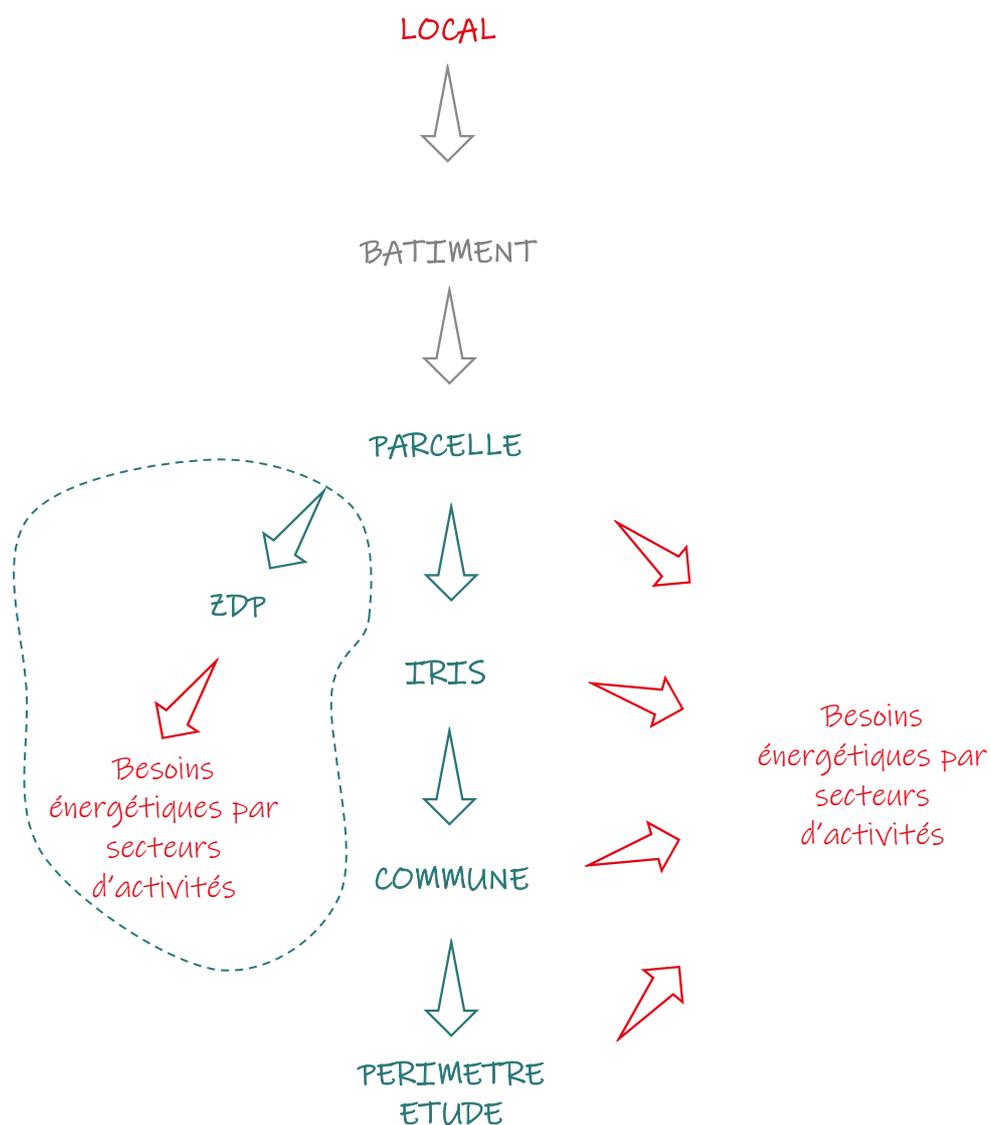
Pour les données de sorties, la maille minimale est toutefois la parcelle.

Les données peuvent ensuite être agrégées à la maille IRIS, commune et ensemble du périmètre d'étude.

Pour rappel :

- Les données MAJIC (Mise A Jour des Informations Cadastreales) proviennent de la DGFIP (Direction Générale des Finances Publiques) et elles renseignent sur les parcelles, les locaux, leurs propriétaires et leur vocation fiscale. Elle a été créée dans les années 60 et est régulièrement mise à jour depuis. Les données concernent les propriétés foncières inscrites au cadastre, sur l'ensemble du territoire français (métropole et DOM).
- La maille IRIS (Ilots Regroupés pour l'Information Statistique) est un maillage du territoire en mailles homogènes de 2000 habitants. Aujourd'hui, l'IRIS constitue la brique de base en matière de diffusion de données infra-communales. La qualité des données IRIS est généralement bonne, notamment pour les IRIS de label 1 (70% des communes).

#### *Niveau d'agrégations géographiques*



### 3/ Construction du modèle énergétique

#### 3.1/ Calcul des consommations

Pour chaque local identifié, le besoin de chaleur (chauffage, ECS et process) est défini à partir des ratios présentés en annexe.

Ces ratios dépendent des caractéristiques de chaque local avec notamment :

- Le type de consommateur (groupes ou division NAF si disponible sinon par secteur d'activité)
- La surface du local
- L'année de construction

Les consommations des principaux gros consommateurs sont ensuite isolées à partir des données issues des distributeur (Enedis, GRDF) ou transporteurs (RTE, GRT) d'énergie et actualisées afin de disposer des valeurs adaptées à la réalité du besoin.

### 3.2/ Calcul des puissances

Les puissances associées à chaque besoin sont calculées de la manière suivante :

- $\text{Puissance\_chauffage} = \text{Besoin\_chauffage} * (18+9) / (2539 * 24)$  avec :
  - Un DJU moyen entre 1980 et 2010 de **2539** d'octobre à mai pour des journées de **24h**
  - Une température de base de **-9°C** pour une température de référence de **18°C**
- $\text{Puissance\_ECS} = \text{Besoin\_ECS} / (4 * 365)$  avec :
  - 4 heures d'utilisation d'ECS 365 jours par an
- $\text{Puissance\_totale} = (\text{Puissance\_chauffage} + \text{Puissance\_ECS}) * 1,2$  avec :
  - 1,2 comme facteur de sécurité de l'installation.

### 3.3/ Calcul des projections

Les besoins vont évoluer avec le temps notamment en lien avec les réhabilitations thermiques pour le résidentiel et les objectifs du décret tertiaire. Les projections de puissances associées seront déterminées de la même manière que dans la partie précédente.

Les hypothèses d'évolution présentées en annexe sont appliquées pour obtenir des projections des besoins énergétiques aux horizons suivants :

- 2030
- 2040
- 2050

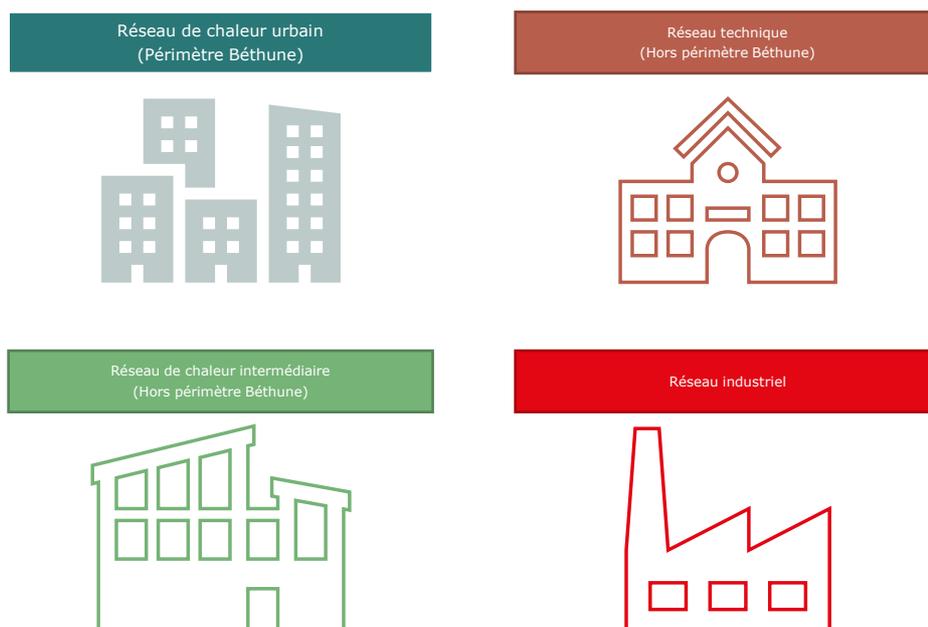
# Chapitre 3 Zones de développement prioritaire

## 1/ Définition des types de zones à enjeux

Le modèle thermique du territoire nous permet d'identifier **géographiquement** les **besoins** par **type de consommateur**.

Ces **3** informations permettent ainsi de définir des zones à enjeux nécessitant une analyse plus fine dans les parties suivantes et pouvant devenir des zones de développements prioritaires dans le cadre du schéma directeur territorial.

Le territoire de la CABBALR est hétérogène avec des zones urbaines, rurales ou encore industrielles. Afin d'identifier des zones à enjeux adaptées à chaque typologie de territoire, les **4 types de réseaux** suivants ont été définis (un réseau : au moins deux bâtiments dont le système de production de chaleur est mutualisé).



Afin d'estimer les besoins des abonnés potentiels, nous avons retenu 7 types de consommateurs :

- Résidentiel individuel
- Résidentiel collectif
- Tertiaire privé : Commerces et locaux commerciaux, hôtels, professionnel
- Tertiaire public communal : Bâtiments d'enseignement (primaire et antérieur), administration publique et défense, action sociale, arts et spectacles, bibliothèques et archives, sports et loisirs

- Autre tertiaire public
- Industrie
- Agriculture

## 1.1/ Réseau de chaleur urbain – Périmètre centré sur Béthune

Le périmètre des zones à enjeux identifiées comme **réseau de chaleur urbain** est centré sur Béthune. Le périmètre est étendu aux communes ayant signé la convention d'entente intercommunale concernant l'extension du périmètre du réseau, soit Beuvry, Verquigneul, Annezin, Chocques, Labeuvrière et Vendin lez Béthune.

Ce choix de séparer les réseaux de chaleur en fonction de leur intégration avec le réseau existant de Béthune est un choix purement technique : les réseaux de chaleur hors Béthune, dénommés dans la suite du document « Réseau de Chaleur Intermédiaires (RCI) » devront se développer à partir de rien, tandis que ceux situés sur le territoire de l'agglomération, dénommés « Réseaux de Chaleur Urbains (RCU) » devront se développer en prenant en compte le réseau existant. L'approche doit donc être différente et nécessite une séparation.

Les hypothèses prises en compte pour les réseaux de chaleur urbains (RCU) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Type de réseau	RCU - Béthune
<b>Nom</b>	Réseau chaleur urbain Périmètre Béthune
<b>Cibles</b>	
Résidentiel Individuel	<b>Non</b>
Résidentiel Collectif	<b>Oui</b>
Tertiaire public communal	<b>Oui</b>
Autre tertiaires publics	<b>Oui</b>
Tertiaires Privé	<b>Oui</b>
Industrie	<b>Non</b>
Agriculture	<b>Non</b>
<b>Dimensionnement</b>	
Besoin minimum par parcelle	<b>50 MWh</b>
Densité énergétique minimum	<b>4,5 MWh/ml</b>
Distance maximum entre 2 bâtiments	<b>250 m</b>
Seuil de besoin par réseau <sup>1</sup>	<b>1 000 MWh</b>

<sup>1</sup> total des besoins des bâtiments cibles dans la zone définie. En dessous de ce seuil, la zone n'est pas retenue comme une zone à enjeux de développement.

L'habitat individuel ou les cibles agricoles ne sont pas pertinents pour la construction de zones à enjeux.

Les industriels sont quant à eux étudiés distinctement dans les réseaux industriels (RI). Un RI et un RCU pourront être regroupés et former une seule zone de développement prioritaire.

Contrairement aux zones situées en dehors du périmètre Béthune étendu, la **densité énergétique** attendues pour le RCU – Béthune est **élevée** en lien avec la forte densité urbaine et la **faible distance entre 2 bâtiments** à raccorder. Cette densité thermique est volontairement supérieure à la densité actuellement observée sur le réseau de chaleur de Béthune (de 2,04 MWh/ml) afin de ne cibler que les zones à très fort potentiel, les plus intéressantes économiquement.

Les valeurs de dimensionnement de ce type de réseau sont basées sur notre retour d'expérience ainsi que sur :

- Le seuil de 30 kW imposant le raccordement d'installations au réseau de chaleur suite à un remplacement dans le cadre du classement du réseau. Cette puissance de 30 kW équivaut, pour du logement, à une consommation de 50 MWh/an environ.
- Un seuil de 4,5 MWh/ml de densité thermique qui est une valeur typiquement utilisée pour qualifier un réseau comme étant un réseau « dense ».

## 1.2/ Réseau de chaleur - hors Béthune

Le périmètre des zones à enjeux identifiées comme **réseau de chaleur – hors Béthune** correspondent au territoire de la CABBALR à l'exception du périmètre des **RCU du territoire de Béthune** soit à l'exception des communes de Béthune, Beuvry, Verquigneul, Annezin, Chocques, Labeuvrière et Vendin lez Béthune.

Les hypothèses prises en compte pour les réseaux de chaleur intermédiaire (RCI) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Type de réseau	RCI
<b>Nom</b>	Réseau chaleur intermédiaire
<b>Cibles</b>	
Résidentiel Individuel	<b>Non</b>
Résidentiel Collectif	<b>Oui</b>
Tertiaire public communal	<b>Oui</b>
Autre tertiaires publics	<b>Oui</b>
Tertiaires Privé	<b>Oui</b>
Industrie	<b>Non</b>
Agriculture	<b>Non</b>
<b>Dimensionnement</b>	
Besoin minimum par parcelle	<b>30 MWh</b>
Densité énergétique minimum	<b>1,5 MWh/ml<sup>2</sup></b>
Distance maximum entre 2 bâtiments	<b>500 m</b>
Seuil de besoin par réseau <sup>3</sup>	<b>500 MWh</b>

L'habitat individuel ou les cibles agricoles ne sont pas pertinents pour la construction de zones à enjeux.

Les industriels sont quant à eux étudiés distinctement dans les réseaux industrielles (RI). Un RI et un RCI pourront être regroupés et former une seule zone de développement prioritaire.

<sup>2</sup> Densité énergétique « à vol d'oiseaux », soit en ligne droite. La densité énergétique réelle (canalisations circulant sous la voie publique) sera généralement plus faible.

<sup>3</sup> total des besoins des bâtiments cibles dans la zone définie. En dessous de ce seuil, la zone n'est pas retenue comme une zone à enjeux de développement.

Contrairement aux zones urbaines, la **densité énergétique** attendues pour un RCI est **plus faible** afin de permettre la réalisation d'un réseau sur une zone moins dense.

Cette densité thermique est volontairement supérieure à la densité actuellement observée sur les réseaux de Busnes et de Norrent-Fontes afin de ne cibler que les zones les plus intéressantes économiquement.

Les valeurs de dimensionnement de ce type de réseau sont basées sur notre retour d'expérience.

### 1.3/ Réseau technique communal

Le périmètre des zones à enjeux identifiées comme **réseau technique communal** correspondent au territoire de la CABBALR à l'exception du périmètre des **RCU** soit à l'exception des communes de Béthune, Beuvry, Verquigneul, Annezin, Chocques, Labeuvrière et Vendin lez Béthune.

Les hypothèses prises en compte pour les réseaux techniques communaux (RTC) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Type de réseau	RTC
<b>Nom</b>	Réseau technique communal
<b>Cibles</b>	
Résidentiel Individuel	<b>Non</b>
Résidentiel Collectif	<b>Non</b>
Tertiaire public communal	<b>Oui</b>
Autre tertiaires publics	<b>Non</b>
Tertiaires Privé	<b>Non</b>
Industrie	<b>Non</b>
Agriculture	<b>Non</b>
<b>Dimensionnement</b>	
Besoin minimum par parcelle	<b>30 MWh</b>
Densité énergétique minimum	<b>1,5 MWh/ml</b>
Distance maximum entre 2 bâtiments	<b>500 m</b>
Seuil de besoin par réseau	<b>200 MWh</b>

Un réseau technique communal concerne uniquement le tertiaire public communal. Ce type de réseau ne présente pas de clients car seuls les équipements publics sont raccordés.

Les hypothèses de dimensionnement sont similaires à un réseau de chaleur rural en lien avec la densité du territoire.

Les valeurs de dimensionnement de ce type de réseau sont basées sur notre retour d'expérience.

## 1.4/ Réseau industriel

Le périmètre des zones à enjeux identifiées comme **réseau industriels** correspondent au territoire de la CABBALR sans exceptions.

Les hypothèses prises en compte pour les réseaux industriels (RI) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Type de réseau	RI
<b>Nom</b>	Réseau industriel
<b>Cibles</b>	
Résidentiel Individuel	<b>Non</b>
Résidentiel Collectif	<b>Non</b>
Tertiaire public communal	<b>Non</b>
Autre tertiaires publics	<b>Non</b>
Tertiaires Privé	<b>Non</b>
Industrie	<b>Oui</b>
Agriculture	<b>Non</b>
<b>Dimensionnement</b>	
Besoin minimum par parcelle	<b>100 MWh</b>
Densité énergétique minimum	<b>4,5 MWh/ml</b>
Distance maximum entre 2 bâtiments	<b>1 000 m</b>
Seuil de besoin par réseau	<b>2 000 MWh</b>

Un réseau industriel concerne par définition uniquement les industriels.

Bien qu'isolés pour l'étude des zones à enjeux, un RI et un RCU ou RCI pourront être regroupés et former une seule zone de développement prioritaire.

Afin d'avoir un RI pertinent, il est nécessaire d'avoir des consommateurs importants. La distance entre 2 industriels est moins contraignante que pour les autres réseaux tant que la densité énergétique du réseau est élevée (minimum 4,5 MWh/ml).

Les valeurs de dimensionnement de ce type de réseau sont basées sur notre retour d'expérience.

## 2/ Construction des zones à enjeux

### 2.1/ Méthodologie

Sur la base du modèle énergétique (permettant d'identifier le besoin de chaleur nécessaire par parcelle et par type de consommateur) et des caractéristiques des différents types de réseaux présentés précédemment, les zones à enjeux peuvent être construites de la manière suivante :

- Filtrer les producteurs afin de considérer uniquement les **cibles** concernées par le type de réseau étudié ;
- Représenter cartographiquement les parcelles par un cercle de rayon égal au **besoin de la parcelle**, divisé par la **densité énergétique minimale du réseau** étudié (borné par la **distance maximale entre 2 bâtiments**) ;
- Créer des zones à partir des cercles qui se chevauchent ;
- Filtrer les zones à enjeux respectant le **seuil minimum de besoin** selon le type de réseau étudié et filtrer les zones constituées de moins de 2 consommateurs.

### 2.2/ Présentation des zones à enjeux

Les tableaux ci-dessous présentent les informations générales associées 4 types de réseaux identifiés (Réseau de chaleur urbain - Réseau de chaleur rural - Réseau technique communal et Réseau industriel).

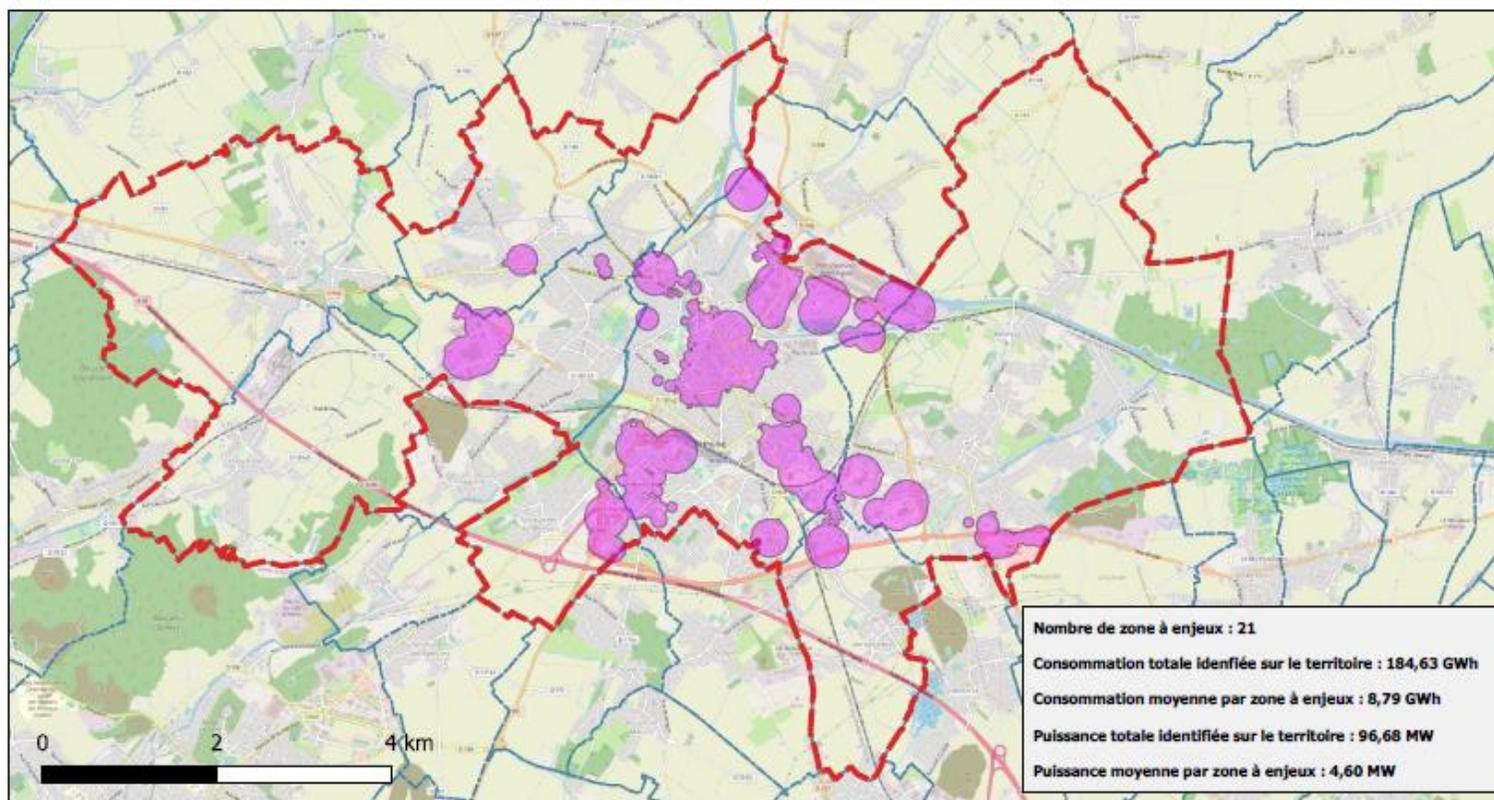
Chaque zone à enjeux identifiée fait l'objet d'une fiche en annexe présentant les informations suivantes :

- Représentation cartographique de la zone à enjeux
- Positionnement par rapport au territoire de la CABBALR
- Nombre de bâtiments à raccorder
- Puissance associée
- Consommation associée
- Surface de la zone à enjeux

## 2.2.1/ Zones à enjeux pour les réseaux de chaleur urbains

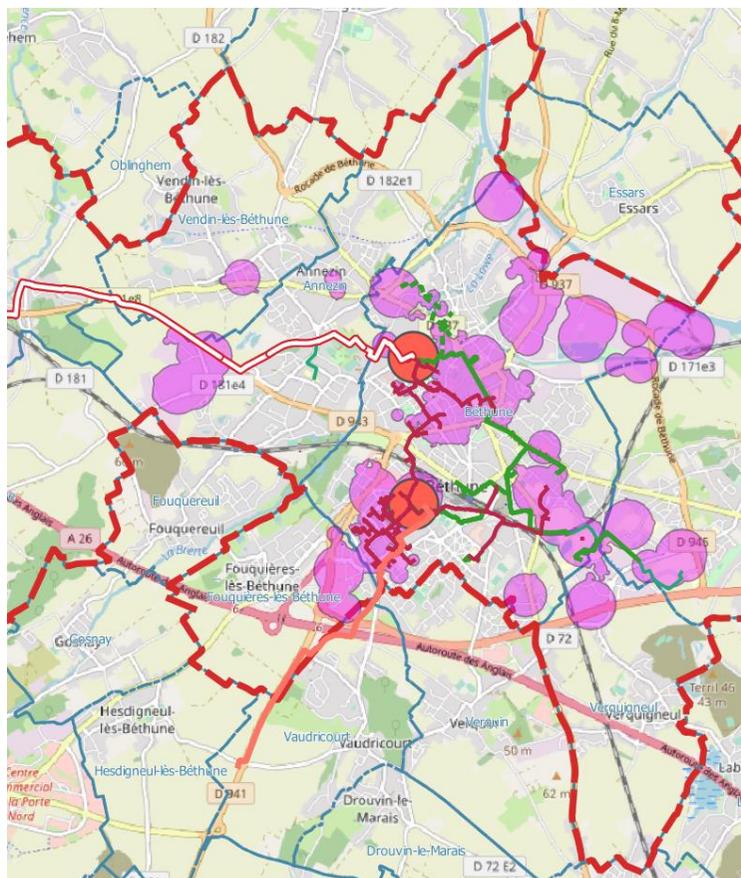


### Zone à enjeux pour le développement de Réseaux de Chaleur Urbain (RCU) sur le territoire de la CABBALR



Ces zones nous permettrons de proposer 3 développements du réseau de chaleur.

On rappelle qu'aujourd'hui, pour des raisons techniques et sans création d'une nouvelle centrale de production, le développement ne peut se faire que le long du réseau de transport d'énergie depuis le CVE (représenté par le trait blanc de contour rouge). Il serait donc à première vue limité sur la partie Ouest de la commune.

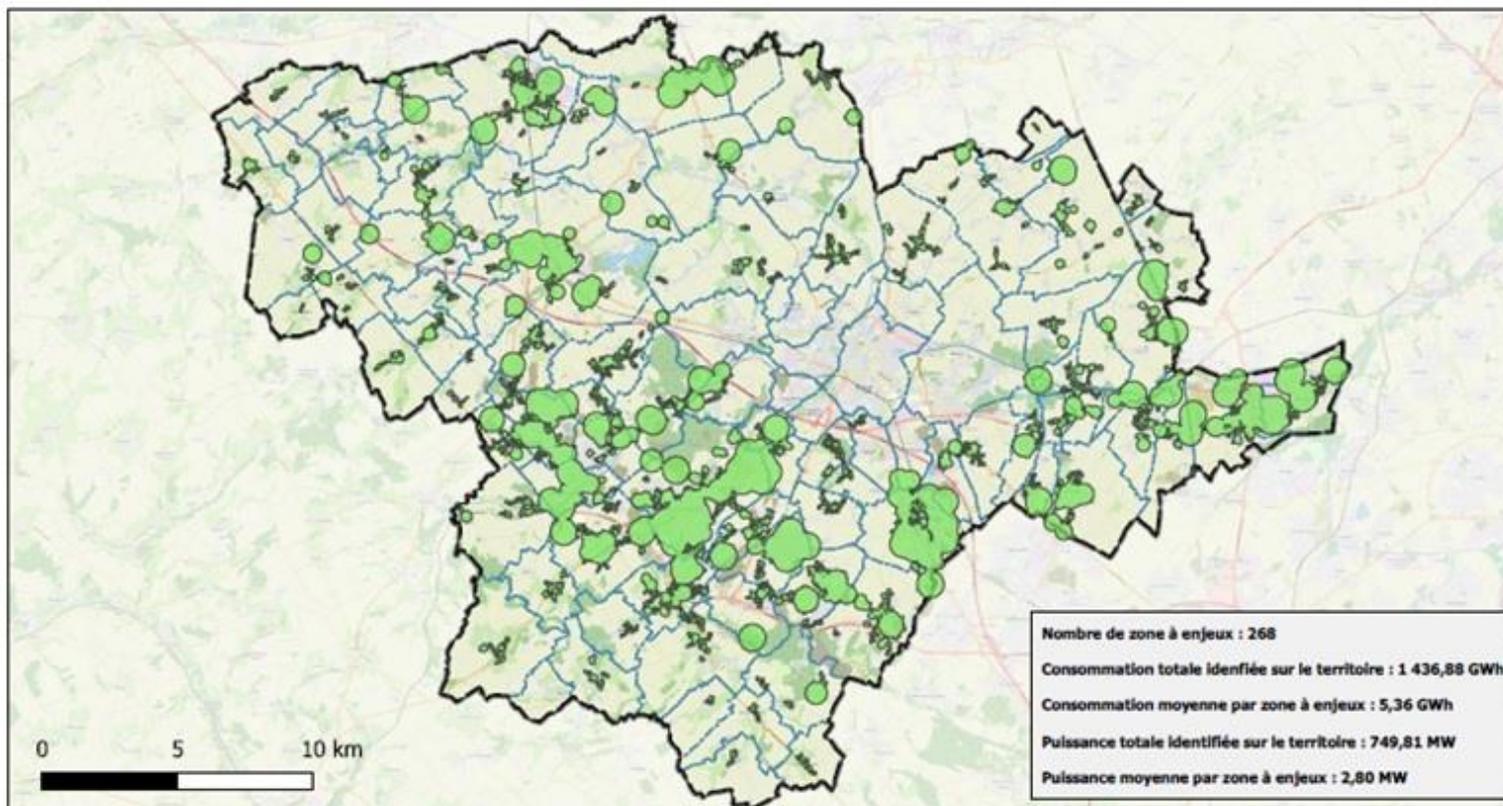


Des développements sur les zones éloignées de ce réseau de transport (par exemple les zones situées à proximité de la commune d'Essars) restent cependant possible mais nécessiteront la réalisation d'une nouvelle centrale de production / récupération de chaleur.

## 2.2.2/ Zones à enjeux pour les réseaux de chaleur intermédiaires



### Zone à enjeux pour le développement de Réseaux Chaleur Communal (RCI) sur le territoire de la CABBALR

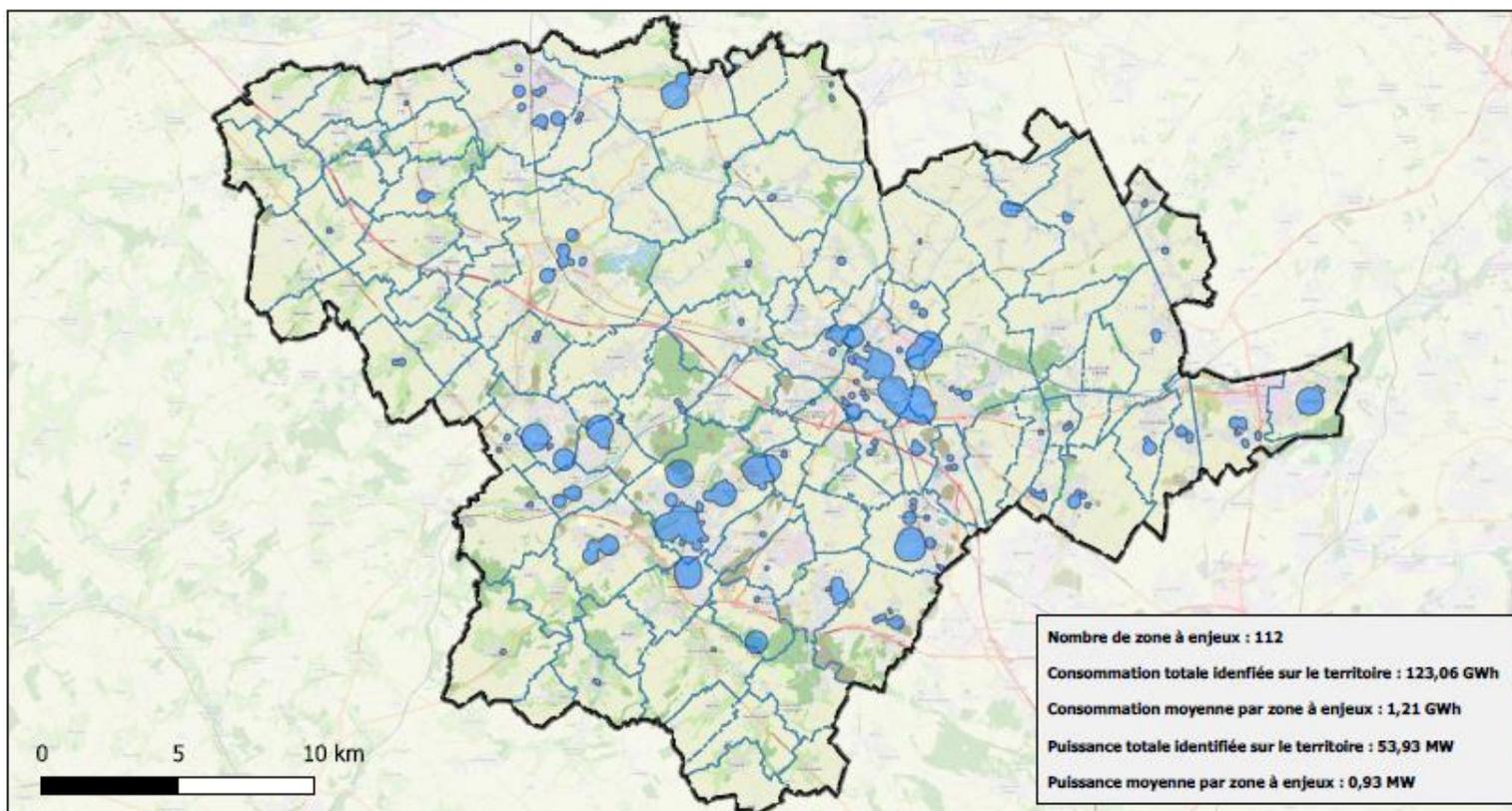


Cette carte représente les zones de potentiel de raccordement à du résidentiel collectif et à des bâtiments tertiaires (public et privé) en dehors de la zone de Béthune. Elle représente donc un potentiel assez élevé, mais également assez incertain car il est, de manière générale, plus compliqué de raccorder des copropriétés que des bâtiments communaux (majorité de votes en Assemblée Générale requise).

### 2.2.3/ Zones à enjeux pour les réseaux techniques communaux



## Zone à enjeux pour le développement de Réseaux Technique Communal (RTC) sur le territoire de la CABBALR



Cette carte représente les zones de potentiel de raccordement à des bâtiments tertiaires publics communaux. Leur sélection s'est effectuée sur les codes NAF, c'est-à-dire qu'ils comportent également des bâtiments qui ne sont pas, à proprement parler, communaux (ex : écoles privées).

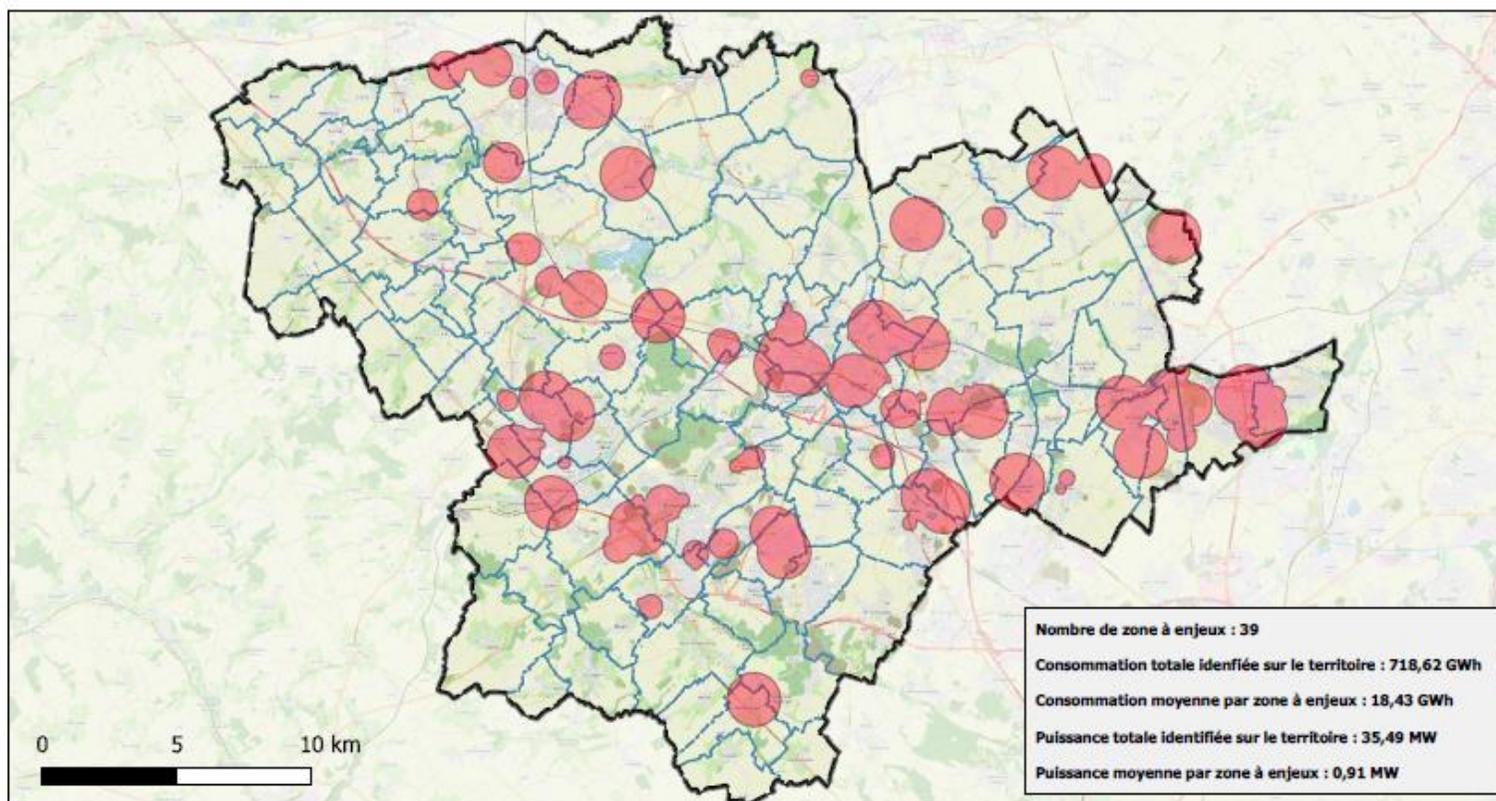
Bien que le potentiel soit moins élevé que celui des RCI (environ 7-8% du total), il représente néanmoins des potentiels assez sûrs, puisque les bâtiments communaux et assimilés se raccordent en général bien plus facilement aux réseaux de chaleur que les copropriétés (privées) et les industriels.

C'est pourquoi nos propositions de développement de réseaux de chaleur hors Béthune seront principalement structurées autour de ces zones.

## 2.2.4/ Zones à enjeux pour les réseaux industrielles



### Zone à enjeux pour le développement de Réseaux Industriel (RI) sur le territoire de la CABBALR



Cette carte représente les zones de potentiel de raccordement à des industriels.

Leur intégration à un réseau de chaleur est souvent plus complexe, pour diverses raisons :

- Leurs besoins ne coïncident pas forcément avec la fourniture du réseau (vapeur / inadéquation des températures / ...)
- Le pas de temps est également différent, les industriels ayant du mal à se projeter sur le long terme,
- ...

Cependant, leur intégration au réseau de chaleur peut représenter un avantage substantiel et permettre la création de réseaux qui n'auraient pas pu sortir de terre autrement.

## 2.3/ Suite de l'approche

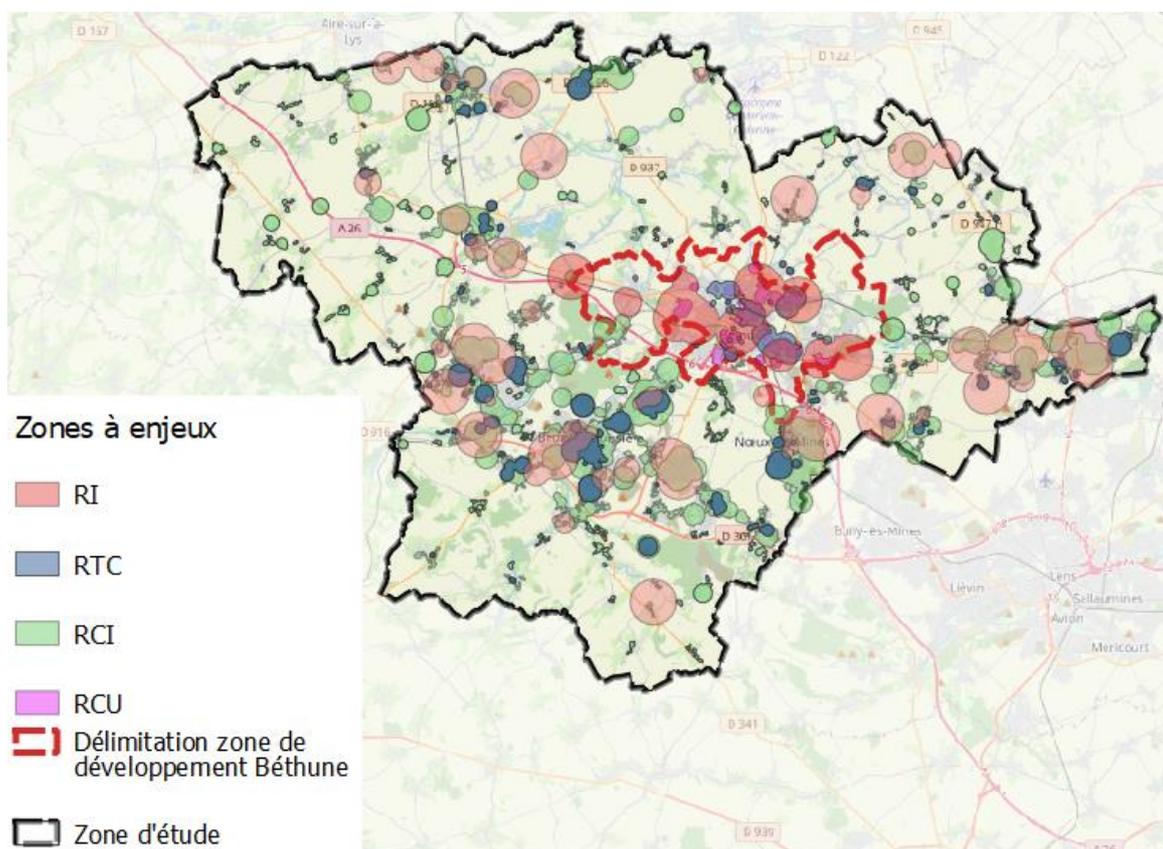
Les cartes présentées dans le chapitre précédent sont une représentation graphique des résultats émanant de notre analyse des besoins, réalisée en partie par notre modèle énergétique.

Ces résultats préliminaires ne permettent pas de faire ressortir directement :

- 3 axes de développement du réseau de chaleur de Béthune
- 15 zones propices à la création de réseau de chaleur hors secteur Béthune

Cependant, suite à ce premier travail, il est maintenant tout à fait possible d'affiner nos sélections en croisant les données issues du modèle pour chacun des types de zones à enjeux.

En effet, même si, pour chacun des types, les zones sont nombreuses, il existe cependant un nombre assez limité de zones accumulant des besoins pertinents au niveau résidentiel collectif + tertiaire + industriel.



Ces zones correspondent, sur la carte ci-dessus, aux zones où les surfaces colorées se superposent :

- Réseaux de chaleur intermédiaires (RCI) en vert ;
- Réseaux techniques communaux (RTC) en bleu ;
- Réseaux industriels (RI) en rouge.

En termes de développement hors réseau de chaleur de Béthune, on remarque de forts potentiels à l'est et au sud-ouest de Béthune, mais également au nord-ouest du département (d'une manière cependant plus diffuse).

De la même manière, les zones à enjeux incluses dans le périmètre du réseau de chaleur de Béthune (représenté par la surface délimitée par les pointillés rouges) sont également très facilement repérables.

La suite de l'étude consistera donc principalement à sélectionner et surtout à hiérarchiser les zones de développement, en leur attribuant des notes calculées sur la base des critères déjà retenus :

- Besoin par parcelle
- Densité énergétique
- Distance entre 2 bâtiments
- Besoin par zone

Chacun de ces critères sera pondéré, de manière à privilégier certains critères plus que d'autres :

- Pour le réseau de Béthune, le critère de densité énergétique sera prépondérant sans pour autant être limitant, afin de faire ressortir les zones les plus intéressantes économiquement parlant mais sans impacter trop fortement les zones de densités plus faibles qui pourraient avoir d'autres atouts.  
Nous étudierons également la nécessité (ou non) de créer une nouvelle centrale de production. Si aucune centrale n'est nécessaire, alors l'extension du réseau sera limitée, car les branches existantes du réseau ne sont pas forcément conçues pour pouvoir supporter des extensions importantes. De ce fait, une fois les extensions en cours de réalisation terminées, les possibilités d'extensions restantes se concentreront naturellement autour du réseau de transport d'énergie depuis le CVE. Ce réseau, largement dimensionné, pourrait effectivement supporter la création de nouvelles branches sans trop de difficultés.  
Dans le cas contraire, la création d'une nouvelle centrale près des zones les plus éloignées du réseau CVE permettrait leur raccordement au réseau existant.
- Pour les réseaux hors Béthune, les critères les plus importants seront la proximité des bâtiments et une forte proportion de besoins communaux dans le mix des besoins totaux. Le but étant de ne pas délaissier les communes rurales au profit des communes dites « intermédiaires », tout en limitant les risques (les bâtiments communaux se raccordant bien plus facilement à un réseau de chaleur que des copropriétés ou des industriels).

## Chapitre 4 Annexes

### 1/ Ratios besoins en kWh/m<sup>2</sup> par groupe NAF

Le code 1 correspond aux logements individuels.

Le code 2 correspond aux logements collectifs.

Code NAF de l'activité	Période de construction des bâtiments		Besoins chaleur pour chauffage	Besoins chaleur pour l'ECS	Besoins chaleur pour le process
code_groupe_naf	an_constr_min	an_constr_max	r_chauffage	r_ecs	r_ch_process
2	1	1915	171	20	15
2	1916	1948	176	20	15
2	1949	1967	181	20	15
2	1968	1975	190	20	15
2	1976	1981	167	20	15
2	1982	1989	152	20	15
2	1990	2001	152	20	15
2	2002	2007	89	21	15
2	2008	2012	64	21	15
2	2013	2100	46	21	15
1	1	1915	105	22	15
1	1916	1948	107	22	15
1	1949	1967	110	22	15
1	1968	1975	104	22	15
1	1976	1981	97	22	15
1	1982	1989	69	22	15
1	1990	2001	66	22	15
1	2002	2007	62	24	15
1	2008	2012	55	24	15
1	2013	2100	46	24	15
478	1	2100	0	0	0
522	1	2100	150	0	0
523	1	2100	150	0	0
551	1	2100	119	39	32
553	1	2100	0	39	32
562	1	2100	119	0	0
591	1	2100	150	0	0
682	Identique quel que soit l'âge de construction		132	22	19
841			132	22	19
842			132	22	19

Code NAF de l'activité	Période de construction des bâtiments		Besoins chaleur pour chauffage	Besoins chaleur pour l'ECS	Besoins chaleur pour le process
code_groupe_naf	an_constr_min	an_constr_max	r_chauffage	r_ecs	r_ch_process
843			132	22	19
851			125	7	6
852			125	7	6
853			78	7	6
854			85	7	6
855			85	7	6
856			85	7	6
861			134	19	16
862			134	19	16
869			134	19	16
871			134	19	16
872			134	19	16
873			134	19	16
879			134	19	16
881			107	15	13
889			107	15	13
900			165	0	0
910			99	30	0
911			99	0	0
931			132	0	17
932			132	0	17
933			66	0	8
941			132	22	19
949			132	22	19

## **2/ Ratios besoins en kWh/m<sup>2</sup> par type de consommateur si le code NAF est indisponible**

<b>id_sect_act</b>	<b>r_chauffage</b>	<b>r_ecs</b>	<b>r_ch_process</b>	<b>an_constr_min</b>	<b>an_constr_max</b>
Agriculture	115	2	100	1	2100
Industrie	120	2	1200	1	2100
NA (Non attribué)	115	2		1	2100
Résidentiel	115	20		1	2100
Tertiaire	100	5		1	2100

### 3/ Évolutions des besoins de chaleur – ratios de décroissances retenus

Années		2020-2025	2025-2030	2030-2040	2040-2050
Tertiaire	Chauffage	-2,1%/an	-3,4%/an	-3,9%/an	-4,7%/an
	ECS	0,6%/an	-0,3%/an	-1,2%/an	-2,1%/an
Résidentiel	Chauffage	-1,8%/an	-2,7%/an	-4,8%/an	-5,8%/an
	ECS	0,7%/an	0,1%/an	-0,9%/an	-2,7%/an

Le manque de données sur le secteur industriel ne nous permet pas de statuer sur l'évolution des besoins. En effet, sans une connaissance approfondie des process de chacun et des activités (secteur en déclin/développement), il est impossible de déterminer l'évolution des besoins pour les années à venir.

### 4/ Atlas des zones à enjeux (voir en annexe)

#### 4.1/ ZAE RCU

L'atlas de l'ensemble des zones à enjeux du développement du Réseau de chaleur urbain de Béthune est présenté dans un document distinct.

#### 4.2/ ZAE RCI

L'atlas de l'ensemble des zones à enjeux du développement du Réseau de chaleur rural est présenté dans un document distinct.

#### 4.3/ ZAE RTC

L'atlas de l'ensemble des zones à enjeux du développement du Réseau technique communal est présenté dans un document distinct.

#### 4.4/ ZAE RI

L'atlas de l'ensemble des zones à enjeux du développement du Réseau de chaleur industriel est présenté dans un document distinct.



Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 3 Mission n°5 et 6** / Juin 2022

Synthèse de l'analyse des zones prioritaires de  
développement

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

**ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B

23 avenue de Poumeyrol

69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

AUTEUR	
Date	Nom
04/08/2022	Denis MISSAGHIEH PONCET
15/03/2022	Pamphile HIEZ
VALIDATION	
Date	Nom
08/08/2022	Nicolas Roussat

# Sommaire



<b>CHAPITRE 1</b>	<b>COMPREHENSION DE LA MISSION</b>	<b>4</b>
1/	Déroulé global des études du SDTRC	4
2/	Objet de la mission 5 et 6	5
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>SYNTHESE ETUDE D'OPPORTUNITE</b>	<b>6</b>
1/	Les zones d'opportunités étudiés	6
2/	Ce qu'il faut retenir – Zones de développement	7
3/	Ce qu'il faut retenir – Zones de regroupement	9
3.1/	Zone de regroupement 1	9
3.2/	Zone de regroupement 2	9
3.3/	Zone de regroupement 3	10
3.4/	Zone de regroupement 4	11
3.5/	Zone de regroupement 5	12
3.6/	Synthèse avec les regroupement.	12
4/	Conclusion	14

# Chapitre 1 Compréhension de la mission

## 1/ Déroulé global des études du SDTRC

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : Diagnostic des réseaux existants et évaluations de la qualité de service fournie
  - **Mission n°1** : Réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : Réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : Analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : Analyse des principales sources de chaleurs sur le territoire
  - **Mission n°4** : Identification des principaux consommateurs de chaleurs sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : Analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : Analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : Détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économiques et environnemental
- **Phase 4** : Réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : Analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : Détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : Accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : Accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : Assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Rapport  
M5 / M6**

## **2/ Objet de la mission 5 et 6**

La mission 5 a pour objectif :

- D'identifier géographiquement les espaces communaux favorables au développement d'un projet en secteur rural et intermédiaire.
- Déterminer, pour les espaces identifiés, les besoins thermiques des bâtiments communaux et intercommunaux situés dans les espaces favorables.

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de traiter des données de masse. Ensuite, un travail d'analyse cartographique, croisé avec les outils de planification en place et les principaux consommateurs (identifiés en mission 4), permettent de définir les zones de développement intéressantes pour les réseaux de chaleur.

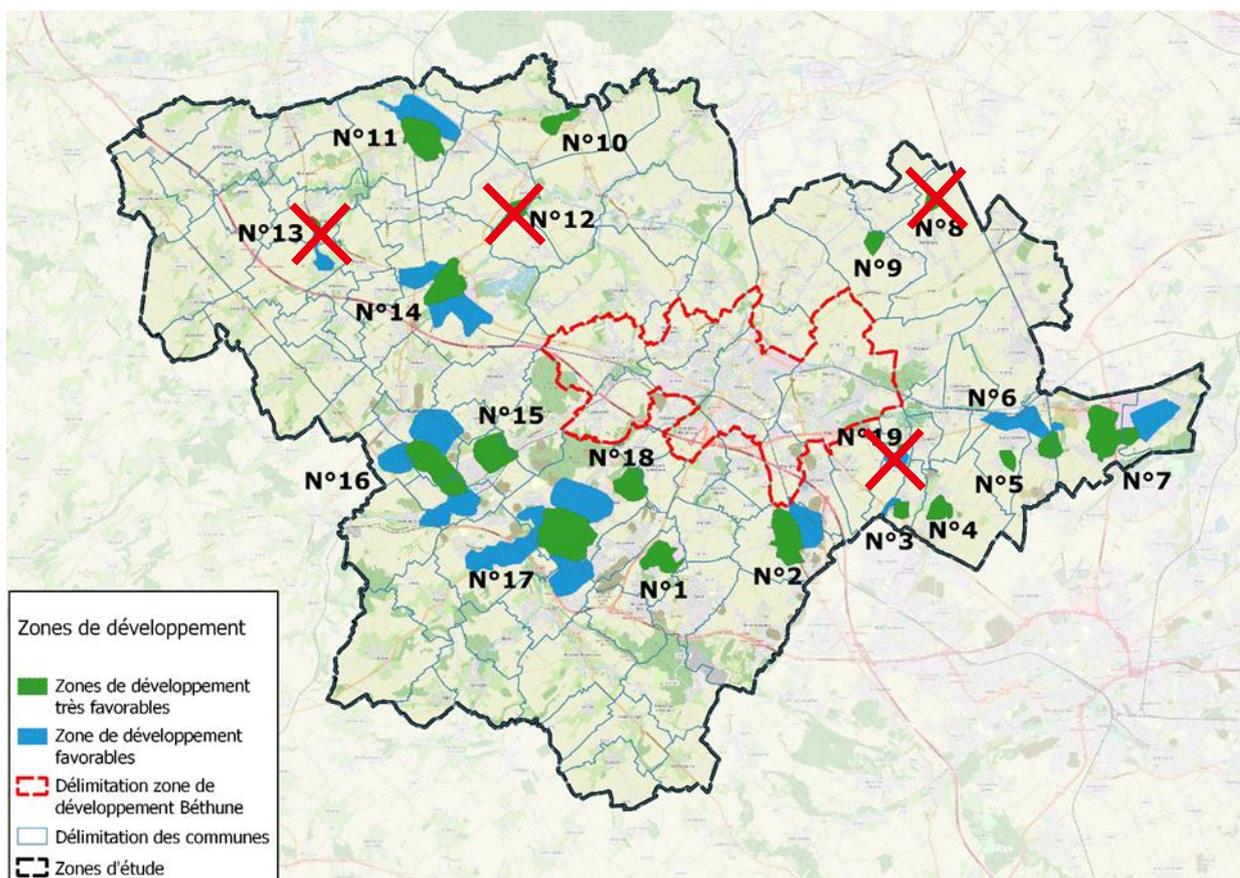
L'identification de ces zones de développement prioritaires permet par la suite d'étudier des scénarios envisageables dans les zones qui seront jugées parmi les plus propices.

Une fois les zones sélectionnées, la mission 6 a pour objectif de déterminer l'opportunité ou non de créer un réseau de chaleur sur ces zones. Cette note de synthèse présente les résultats des études d'opportunité menées pour chaque zone, ainsi que les études d'opportunité pour le regroupement de plusieurs zones entre elles.

## Chapitre 2 Synthèse études d'opportunité

### 1/ Les zones d'opportunités étudiées

Quinze zones ont été étudiées. La carte ci-dessous présente ces zones sur le territoire de la CABBALR.



Les zones 8, 12, 13 et 19 avaient été pré-identifiées dans le cadre de la mission 5 mais n'ont pas été retenues dans le cadre des études d'opportunité car :

- Sur deux de ces zones, il est déjà implanté un réseau : zone 12 (Busnes) et 13 (Norrent-Fontes) qui pourront faire l'objet d'études spécifiques pour analyser les potentialités de densification de leurs réseaux et exploiter la puissance disponible des installations.
- La zone 19 (Annequin) qui présente des besoins de chaleur faibles et qui fait l'objet d'une étude faisabilité bois énergie centrée sur les bâtiments communaux (réseau technique). Les cibles autres que bâtiments communaux ayant des besoins de chaleur pourront être communiquées au prestataire mandaté par la commune pour discuter de l'intérêt pour la commune d'avoir une approche plus large que le réseau technique.
- La zone 8 (Richebourg) qui présente de faibles besoins de chaleur et une absence de bâtiments publics sur la zone.

## 2/ Ce qu'il faut retenir – Zones de développement

N°Zone	Projets concernés	Longueur	Besoins	Densité thermique	Source de chaleur principale	Coût de la chaleur	Gain CO2	Part de tertiaire public
7	Douvrin (62138) Billy-Berclau (62138)	6 km	25 GWh	4,4 MWh/ml	Chaleur fatale	[60 - 70] €TTC/MWh	[4500 - 6800] téqCO2/an	9%
11	Isbergues (62330)	7 km	8 GWh	1,2 MWh/ml	Chaleur fatale	[70 - 80] €TTC/MWh	[1900 - 2800] téqCO2/an	40%
14	Lillers (62190)	5 km	10 GWh	2,1 MWh/ml	Chaleur fatale	[70 - 80] €TTC/MWh	[2300 - 3400] téqCO2/an	35%
16	Auchel (62260) Calonne-Ricouart (62470)	7 km	19 GWh	2,8 MWh/ml	Gaz de mine	[70 - 80] €TTC/MWh	[3700 - 5500] téqCO2/an	34%
1	Ruitz (62620)	4 km	8 GWh	2,1 MWh/ml	CVE	[70 - 80] €TTC/MWh	[1700 - 2500] téqCO2/an	3%
2	Noeux-les-Mines (62290)	5 km	14 GWh	2,8 MWh/ml	Gaz de mine	[70 - 90] €TTC/MWh	[2500 - 3800] téqCO2/an	43%
3	Noyelles-lès-Vermelles (62980)	1 km	4 GWh	5,1 MWh/ml	Géothermie	[70 - 90] €TTC/MWh	[800 - 1300] téqCO2/an	26%
5	Auchy-les-Mines (62138)	1 km	3 GWh	2,8 MWh/ml	Géothermie	[70 - 90] €TTC/MWh	[500 - 800] téqCO2/an	23%
18	Bruay la Buisnière (62196) Hesdigneul-lès-Béthune (62196)	5 km	28 GWh	6,1 MWh/ml	CVE	[70 - 90] €TTC/MWh	[5200 - 7800] téqCO2/an	10%
6	Haisnes (62138) Douvrin (62138)	2 km	4 GWh	2,2 MWh/ml	Géothermie	[80 - 100] €TTC/MWh	[800 - 1200] téqCO2/an	25%
10	Saint-Venant (62350)	3 km	8 GWh	2,5 MWh/ml	Biomasse sèche	[90 - 110] €TTC/MWh	[1300 - 2000] téqCO2/an	65%
17	Bruay la Buisnière (62700)	7 km	30 GWh	4,2 MWh/ml	CVE	[90 - 100] €TTC/MWh	[5700 - 8600] téqCO2/an	31%
9	La Couture (62136)	1 km	2 GWh	1,9 MWh/ml	Biomasse sèche	[100 - 120] €TTC/MWh	[400 - 700] téqCO2/an	81%
4	Vermelles (62980)	3 km	4 GWh	1,6 MWh/ml	Géothermie	[100 - 120] €TTC/MWh	[800 - 1300] téqCO2/an	35%
15	Marles-lès-Mines (62540)	3 km	6 GWh	1,8 MWh/ml	Biomasse sèche	[110 - 140] €TTC/MWh	[1200 - 1800] téqCO2/an	42%

*Zones de développement tirées par coût de la chaleur*

L'analyse des zones de développement s'est faite autour des critères suivants :

- La source principale de chaleur
- Le coût de la chaleur, permettant de comparer la compétitivité du RC ou RCI) vis-à-vis d'une solution par rapport à un chauffage gaz collectif
- Les besoins et la densité thermique
- La part de tertiaire public, avec une priorité donnée sur les forts taux
- Le gain CO2 par rapport aux solutions mises en place actuellement

Globalement, **les densités thermiques sur les zones ne sont pas importantes, et les besoins de chaleur modestes** (10 zones ont un besoin de chaleur inférieur ou égal à 10GWh).

Les prix de chaleur obtenus sur les zones arrivent à être compétitifs face à une solution gaz collectif, à l'exception des zones qui nécessitent la création d'une chaufferie bois ou d'une installation de géothermie et ayant une densité thermique inférieure à 2MWh/ml (zone 9, 4 et 15).

**La fourniture de chaleur par le CVE sur les zones 1, 18 et 17 n'a de justification que si les 3 zones utilisent cette source de chaleur.** La construction d'une canalisation desservant de manière individuelle une de ces zones

n'aurait aucune rentabilité. Ces trois zones ont ensuite fait l'objet d'une étude de regroupement pour mesurer l'intérêt de cette option.

Les réseaux 7, 11 et 14 s'appuient sur la récupération de chaleur fatale provenant d'industries. Si cette option permet d'obtenir un coût de la chaleur très compétitif, **l'approvisionnement d'un réseau par cette source de chaleur demande encore à être validé par les industriels en question.**

De même, dans le cas de deux zones (16 et 2) la fourniture de chaleur s'appuie sur l'utilisation du gaz de mine dont la disponibilité et la puissance disponible devront être consolidées avec Gazonor.

3 critères clés sont à considérer pour la création d'un réseau de chaleur sur les zones étudiées :

- **La source de chaleur utilisée**, et notamment le fait que l'approvisionnement soit sécurisé pour répondre aux besoins de chaleur de la zone, ce qui n'est pas le cas sur les zones étudiées pour la chaleur fatale ou encore le gaz de mine.
- **Le coût de la chaleur**, qui doit être compétitif face à une solution gaz collectif.
- **Une part du tertiaire public importante** pour sécuriser le nombre d'abonnés et les besoins de chaleur à couvrir.

Dans l'ensemble des zones présentées, aucune d'entre elles ne cumule les 3 critères : source chaleur disponible et sécurisée, coût compétitif de la chaleur, part substantielle de tertiaire public.

**Les zones semblent, dans leur ensemble, donc peu favorables à la création d'un réseau de chaleur.** La construction de réseau technique pourrait s'avérer techniquement et économiquement plus intéressante pour les zones bénéficiant d'une part importante de tertiaire public.

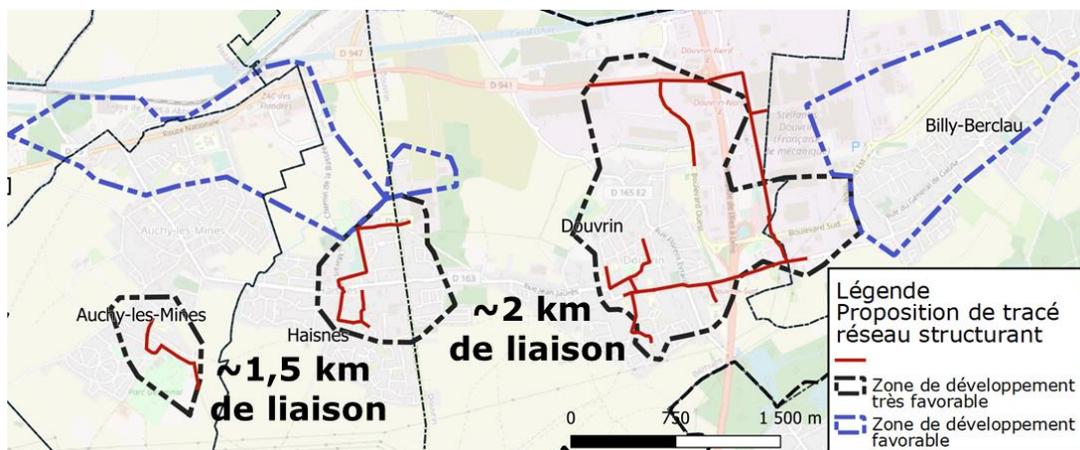
Il est identifié 4 zones avec des besoins énergétiques pour les bâtiments publics supérieurs à 4 GWh et qui pourraient justifier la création d'un réseau : Auchel (16), Nœux-les-Mines (2), Saint-Venant (10) et Bruay-la-Buissière (17).

Par ailleurs, certaines opportunités liées au développement de ZAE ou de renouvellement de logements (y compris des logements individuels, dans le cadre de la réhabilitation d'une cité minière dans son ensemble par exemple ou la création d'un nouveau lotissement) pourraient permettre dans le temps l'émergence des réseaux sur les zones étudiées.

## 4/ Ce qu'il faut retenir – Zones de regroupement

### 4.1/ Zone de regroupement 1

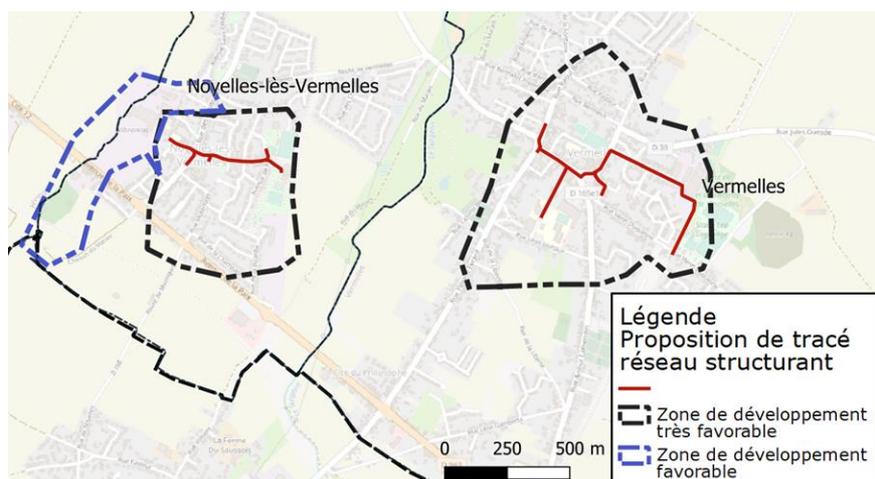
Regroupement des zones 5 (Auchy-les-Mines), 6 (Haisnes et Douvrin) et 7 (Douvrin et Billy-Berclau).



Si ce regroupement permet aux zones 5 et 6 de bénéficier de la chaleur fatale de la zone 7, et d'avoir un prix de la chaleur compétitif, les principaux besoins de chaleur restent industriels et la part de tertiaire public reste globalement faible (12%). Ce regroupement ne semble pas a priori favorable à la création d'un réseau de chaleur.

### 4.2/ Zone de regroupement 2

Cette zone regroupe 2 zones alimentées par de la géothermie de surface : la zone 3 (Noyelles-lès-Vermelles) et la zone 4 (Vermelles)



La densité thermique de cette zone de regroupement est faible (1.5MWh/ml) et les besoins de chaleur restent modestes (8GWh). Ce regroupement est plutôt défavorable car il impacte négativement les performances de la zone 3 seule, sans augmenter de manière significative les performances de la zone 4.

### 4.3/ Zone de regroupement 3

Il s'agit ici du regroupement des 3 zones (1, 18 et 17) qui serait alimenté par la même canalisation provenant du CVE.

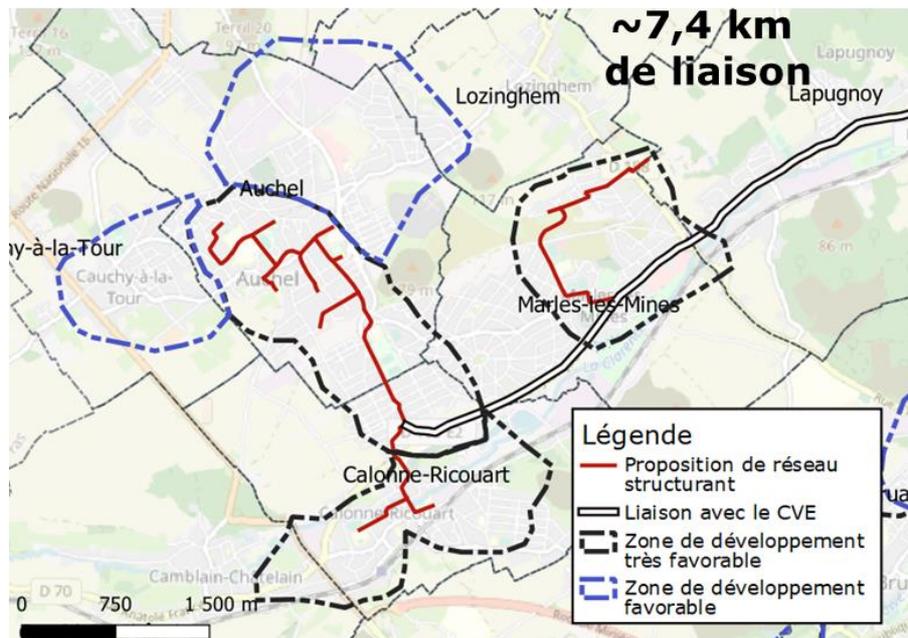


Si la fourniture de chaleur par le CVE permet d'obtenir un coût de la chaleur pouvant être compétitif pour ce regroupement, ainsi que des besoins de chaleur important (66GWh), la densité thermique de cette zone reste faible (2.2 MWh/ml) et la majorité des besoins de chaleur provient de bâtiments d'activités ou industriels. Il apparaît donc très difficile sur cette zone de pouvoir sécuriser les besoins de chaleurs et les abonnés, et le risque apparaît élevé pour la création d'un réseau de chaleur.

Un scénario alternatif a été étudié sur cette zone avec la fourniture de chaleur à partir de gaz de mine via la mise en place d'une nouveau captage par Gazonor sur la zone. Cette solution n'est pas économiquement plus avantageuse que le scénario de base avec le CVE, et par ailleurs Gazonor a précisé que dans la situation actuelle, ce scénario est difficilement envisageable.

#### 4.4/ Zone de regroupement 4

Ce regroupement comprend les zones 15 (Marles-les-Mines) et 16 (Auchel). Cette zone fait l'objet de deux variantes avec des approvisionnement en chaleur provenant soit du gaz de mine (via cogénération) soit du CVE.



La variante avec une alimentation provenant du CVE nécessite la création d'une canalisation de 7,4 km. Au regard des faibles besoins sur ce regroupement (25 GWh) le coût d'investissement de création de cette canalisation est trop important et ne permet pas d'obtenir un coût de la chaleur compétitif.

La variante avec une alimentation par le gaz de mine, dont la faisabilité technique devra être confirmée par Gazonor, est plus favorable. Le regroupement présente un taux de besoin de chaleur provenant du tertiaire public intéressant.

## 4.5/ Zone de regroupement 5

Cette zone concerne le regroupement de la zone 11 (Isbergues) et de la zone 10 (Saint-Venant) et est alimentée par la chaleur fatale provenant du site d'APERAM



La densité thermique de ce regroupement est très faible (1.1 MWh/ml) mais le coût de la chaleur est compétitif. Ce regroupement possède l'avantage de présenter une part de tertiaire public significatif en termes de besoin de chaleur (44%).

## 4.6/ Synthèse avec les regroupements.

N°Zone	Projets concernés	Longueur	Besoins	Densité thermique	Source de chaleur principale	Coût de la chaleur	Gain CO2	Part de tertiaire public
5, 6, 7	<b>Regroupement 1</b> : Billy-Berclau, Douvrin, Haisnes, Auchy lès Mines	13 km	32 GWh	2,6 MWh/ml	Chaleur fatale	[60 - 80] €TTC/MWh	[5800 - 8700] téqCO2/an	12%
14	Lillers (62190)	5 km	10 GWh	2,1 MWh/ml	Chaleur fatale	[70 - 80] €TTC/MWh	[2300 - 3400] téqCO2/an	35%
10, 11	<b>Regroupement 5</b> : Isbergues, Saint-Venant	14 km	16 GWh	1,1 MWh/ml	Chaleur fatale	[70 - 90] €TTC/MWh	[3200 - 4800] téqCO2/an	44%
15, 16	<b>Regroupement 4</b> : Auchel, Calonne Ricouart, Marles lès Mines	12 km	25 GWh	2,1 MWh/ml	Gaz de mine	[70 - 90] €TTC/MWh	[4900 - 7300] téqCO2/an	36%
2	Noeux-les-Mines (62290)	5 km	14 GWh	2,8 MWh/ml	Gaz de mine	[70 - 90] €TTC/MWh	[2500 - 3800] téqCO2/an	43%
1, 17, 18	<b>Regroupement 3</b> : Bruay la Buisnière, Ruitz, Hesdigneul-lès-Béthune	30 km	66 GWh	2,2 MWh/ml	CVE	[80 - 100] €TTC/MWh	[12600 - 18900] téqCO2/an	8%
3, 4	Vermelles, Noyelles-lès-Vermelles	5 km	8 GWh	1,5 MWh/ml	Géothermie	[80 - 110] €TTC/MWh	[1600 - 2600] téqCO2/an	30%
15, 16	<b>Regroupement 4 BIS</b> : Marles-lès-Mines, Auchel, Calonne Ricouart	17 km	25 GWh	1,4 MWh/ml	CVE	[90 - 110] €TTC/MWh	[5300 - 8000] téqCO2/an	36%
9	La Couture (62136)	1 km	2 GWh	1,9 MWh/ml	Biomasse sèche	[100 - 120] €TTC/MWh	[400 - 700] téqCO2/an	81%

*Zones de regroupement tirées par coût de la chaleur*

Des zones de regroupement ont été définies afin d'optimiser le développement des réseaux, les points forts d'une zone venant lisser les points faibles d'une autre zone au sein du même regroupement.

	Avantages	Inconvénients
<b>Zone regroupement 1 :</b> Douvrin, Billy-Berclau, Auchy-lès-Mines, Haisnes		Compétitivité économique / Densité
<b>Zone regroupement 2 :</b> Noyelles les Vermelles, Vermelles		Compétitivité économique / densité
<b>Zone regroupement 3 :</b> Ruitz, Bruay la Buissière, Hesdigneul-lès-Béthune	Scénario proposé en solution de base / compétitivité économique	
<b>Zone regroupement 4 :</b> Marles-lès-Mines, Auchel, Calonne-Ricouart	Compétitivité économique pour la zone de Marles-lès-Mines	Compétitivité économique pour la zone d'Auchel et Calonne Ricouart
<b>Zone regroupement 4b :</b> Marles-lès-Mines, Auchel, Calonne-Ricouart	Compétitivité économique pour la zone de Marles-lès-Mines	Compétitivité économique pour la zone d'Auchel et Calonne Ricouart
<b>Zone regroupement 5 :</b> Saint-Venant / Isbergues		Compétitivité économique / densité

## 5/ Conclusion

Globalement, que ce soit prise de manière individuelle ou via les regroupements, peu de zones apparaissent comme très intéressantes pour la création d'un réseau de chaleur. En effet, les densités thermiques et les besoins de chaleur restent globalement modestes, et quand cela n'est pas le cas, l'approvisionnement en chaleur et la consommation de chaleur sur la zone semblent difficile à sécuriser.

Par ailleurs, au regard des caractéristiques de ces réseaux, il peut être difficile de trouver un concessionnaire sur le modèle du réseau de Béthune. Ce sont de très petits réseaux, avec des densités thermiques faibles et des besoins de chaleur modestes. Par ailleurs, pour la plupart des zones, il sera difficile de sécuriser les besoins de chaleur à moyen et long terme, la part de tertiaire public, mais aussi de logements, étant souvent faible. A ce stade, il semble que deux options puissent être envisagée :

- La création sur certaines zone de réseaux techniques communaux, dédiés aux bâtiments publics.
- L'intégration de ces réseaux dans la DSP du réseau de Béthune. Le risque propre au déploiement de ces petits réseaux serait alors dilué, et le risque pour le délégataire, et le coût pour la collectivité, moindres.

Le niveau de risque qu'est prêt à prendre en compte la CABBALR sera à considérer pour un passage en phase opérationnelle : arbitrage sur les zones à prioriser et mode de gestion associé.

Il est rappelé qu'au-delà de l'étude de schéma directeur des réseaux de chaleur qui vise à identifier les zones d'intérêt communautaire, des zones plus réduites présentant une concentration de bâtiments publics pourraient faire l'objet de focus et d'un réseau de chaleur (réseau technique communal si seuls des bâtiments de la commune sont concernés).



Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 3 Mission n°5 et 6** / Juillet 2022

Analyse des zones prioritaires de développement et  
définition des besoins thermiques du patrimoine  
communal intercommunal

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

**ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B  
23 avenue de Poumeyrol

69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

AUTEUR	
Date	Nom
28/07/2022	P. HIEZ
03/08/2022	N.ROUSSAT

VALIDATION	
Date	Nom
02/08/2022	N ROUSSAT

# Sommaire

<b>CHAPITRE 1</b>	<b>COMPREHENSION DE LA MISSION</b>	<b>5</b>
1/	Déroulé global des études du SDTRC	5
2/	Objet de la mission 5 et 6	6
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>CONSTRUCTION ET ANALYSES DES ZONES DE DEVELOPPEMENT</b>	<b>7</b>
1/	Méthodologie	7
2/	Présentation des zones de développement	9
2.1/	Zone à enjeux du territoire de la CABBALR après épuration	9
2.2/	Identification cartographique des zones de développement	10
2.3/	Extraction des données	11
3/	Classification des zones de développement : critères mis en place	12
3.1/	Calcul des surfaces	12
3.2/	Calcul des puissances et des besoins	12
3.3/	Type de bâtiment par zone	13
3.4/	Synthèse des critères	13
4/	Classification des zones de développement : Système de notation	13
4.1/	Système de notation	13
4.2/	Pondération définie pour le système de notation	14
4.3/	Classement retenu	14
<b>CHAPITRE 3</b>	<b>ETUDES D'OPPORTUNITE</b>	<b>16</b>
0/	Contenu des études d'opportunité	16
0.1/	Définition	16
0.2/	Rendu (page 1)	16
0.3/	Situation de référence	17
1/	Définitions et note d'hypothèses (page 1 rendu)	17
1.1/	Information générale	17
1.2/	Proposition et description du réseau (zone très favorable)	17
1.3/	Description des systèmes de productions	18
1.4/	Sous-stations et abonnés	19

<b>2/</b>	<b>Note d'hypothèse (page 2 rendu)</b> .....	<b>20</b>
2.0/	Rendu .....	20
2.1/	Bilan énergétique du projet .....	20
2.2/	Economie.....	21
2.3/	Coût moyen de la chaleur .....	23
<b>3/</b>	<b>Rendu (page 3)</b> .....	<b>24</b>
3.1/	Impacts environnementaux et sociaux.....	24
3.2/	Variante .....	24
<b>CHAPITRE 4 NOTE DE CALCUL ET HYPOTHESES.....</b>		<b>25</b>
<b>0/</b>	<b>Information générale</b> .....	<b>25</b>
<b>1/</b>	<b>Proposition et description du réseau (Zone très favorable) ....</b>	<b>25</b>
<b>2/</b>	<b>Description des systèmes de production.....</b>	<b>26</b>
2.1/	Energies mobilisables aux abords de la zone .....	26
2.2/	Calcul des différentes puissances .....	27
<b>3/</b>	<b>Bilan énergétique du projet</b> .....	<b>28</b>
<b>4/</b>	<b>Economie</b> .....	<b>28</b>
4.1/	Investissements .....	28
4.2/	Subventions .....	29
4.3/	Coût d'exploitation .....	31
<b>5/</b>	<b>Impacts environnementaux et sociaux</b> .....	<b>32</b>
<b>6/</b>	<b>Variante</b> .....	<b>32</b>

# Chapitre 1 Compréhension de la mission

## 1/ Déroulé global des études du SDTRC

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : Diagnostic des réseaux existants et évaluations de la qualité de service fournie
  - **Mission n°1** : Réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : Réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : Analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : Analyse des principales sources de chaleurs sur le territoire
  - **Mission n°4** : Identification des principaux consommateurs de chaleurs sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : Analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : Analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : Détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économiques et environnemental
- **Phase 4** : Réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : Analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : Détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : Accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : Accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : Assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Rapport  
M5 / M6**

## **2/ Objet de la mission 5 et 6**

La mission 5 a pour objectif :

- D'identifier géographiquement les espaces communaux favorables au développement d'un projet en secteur rural et intermédiaire.
- Déterminer, pour les espaces identifiés, les besoins thermiques des bâtiments communaux et intercommunaux situés dans les espaces favorables.

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de traiter des données de masse. Ensuite, un travail d'analyse cartographique, croisé avec les outils de planification en place et les principaux consommateurs (identifiés en mission 4), permettent de définir les zones de développement intéressantes pour les réseaux de chaleur.

L'identification de ces zones de développement prioritaires permet par la suite d'étudier des scénarios envisageables dans les zones qui seront juger parmi les plus propices.

Une fois les zones sélectionnées, la mission 6 a pour objectif de déterminer l'opportunité ou non de créer un réseau de chaleur sur ces zones.

# Chapitre 2 Construction et analyses des zones de développement

## 1/ Méthodologie

A partir des précédentes missions, et plus particulièrement de la mission 4 qui avait pour but de construire des zones à enjeux, la détermination de zones de développement prioritaires est devenue possible. La méthodologie retenue a été la suivante :

- En premier lieu, il est identifié les consommateurs (bâtiments) pouvant faire l'objet d'un potentiel raccordement à un réseau de chaleur selon leurs besoins de chaleur. Ces cibles de potentiels abonnés sont ceux ayant un besoin de chaleur :
  - Supérieur à 30MWh par an pour les bâtiments publics, les logements collectifs et les autres bâtiment d'activité hors industrie
  - Supérieur à 100MWh pour les bâtiment industriels

Cette première étape permet de repérer de construire des zones à enjeux, correspondant à des zones présentant un potentiel pour la création d'un réseau de chaleur.

- Ensuite, il a été effectué une **épuration** de ces zones à enjeux ; grâce à une analyse cartographique une suppression des zones de développement que l'on qualifiera d'**unitaire** (ou simple) est mise en place. Une **zone unitaire** est une partie de la CABBALR où il n'y a pas de superposition entre les catégories de zone à enjeux définies dans la mission 4 (catégories de zones à enjeux : réseau technique communal (RTC), réseau industriel (RI), réseau de chaleur intermédiaire (RCI)).

Le périmètre des zones à enjeux identifiées comme **réseau de chaleur – hors Béthune** correspondent au territoire de la CABBALR à l'exception du périmètre des **RCU du territoire de Béthune**.

Les hypothèses prises en compte pour les réseaux de chaleur intermédiaire (RCI) sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Type de réseau	RCI
<b>Nom</b>	Réseau chaleur intermédiaire
<b>Cibles</b>	
Résidentiel Individuel	<b>Non</b>
Résidentiel Collectif	<b>Oui</b>
Tertiaire public communal	<b>Oui</b>
Autre tertiaires publics	<b>Oui</b>
Tertiaires Privé	<b>Oui</b>
Industrie	<b>Non</b>
Agriculture	<b>Non</b>
<b>Dimensionnement</b>	

Besoin minimum par parcelle	<b>30 MWh</b>
Densité énergétique minimum	<b>1,5 MWh/ml<sup>1</sup></b>
Distance maximum entre 2 bâtiments	<b>500 m</b>
Seuil de besoin par réseau <sup>2</sup>	<b>500 MWh</b>

L'habitat individuel ou les cibles agricoles ne sont pas pertinents pour la construction de zones à enjeux.

Les industriels sont quant à eux étudiés distinctement dans les réseaux industrielles (RI). Un RI et un RCI pourront être regroupés et former une seule zone de développement prioritaire.

- Repérage cartographique où les zones à enjeux pour le développement de Réseau Technique Communal se chevauchent avec, au moins, une autre zone à enjeux (RI ou RCI)
- **Création de zone** pour un développement très favorable à partir du repérage et de la densité thermique de la zone
- **Extension** de ces zones très favorables en fonction des potentiels alentours afin de former un double périmètre de développement
- **Extraction des données** afin de réaliser une analyse des zones sélectionnées cartographiquement
- **Elaboration** de critères permettant de classifier les zones de développement

---

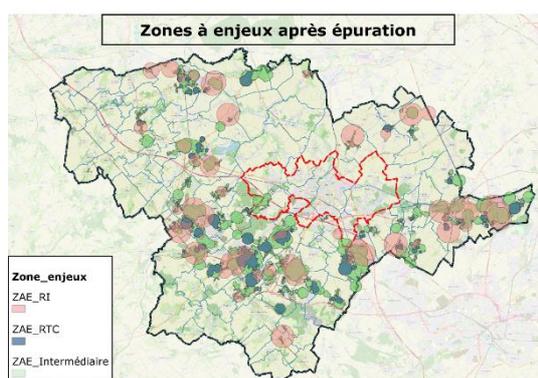
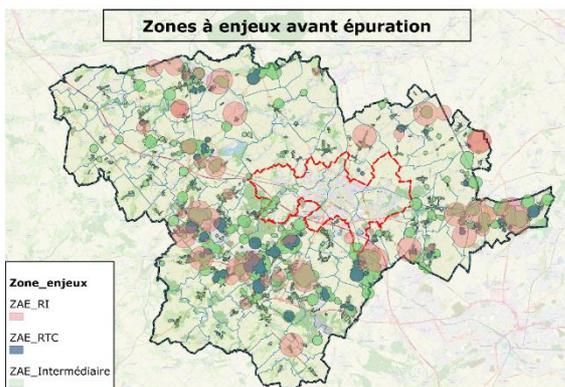
<sup>1</sup> Densité énergétique « à vol d'oiseaux », soit en ligne droite. La densité énergétique réelle (canalisations circulant sous la voie publique) sera généralement plus faible.

<sup>2</sup> total des besoins des bâtiments cibles dans la zone définie. En dessous de ce seuil, la zone n'est pas retenue comme une zone à enjeux de développement.

## 2/ Présentation des zones de développement

### 2.1/ Zone à enjeux du territoire de la CABBALR après épuration

La première étape consiste à simplifier le territoire de la CABBALR avec la suppression des zones à enjeux dites unitaires. Ci-après, la CABBALR est représentée sans ces zones.



## 2.2/ Identification cartographique des zones de développement

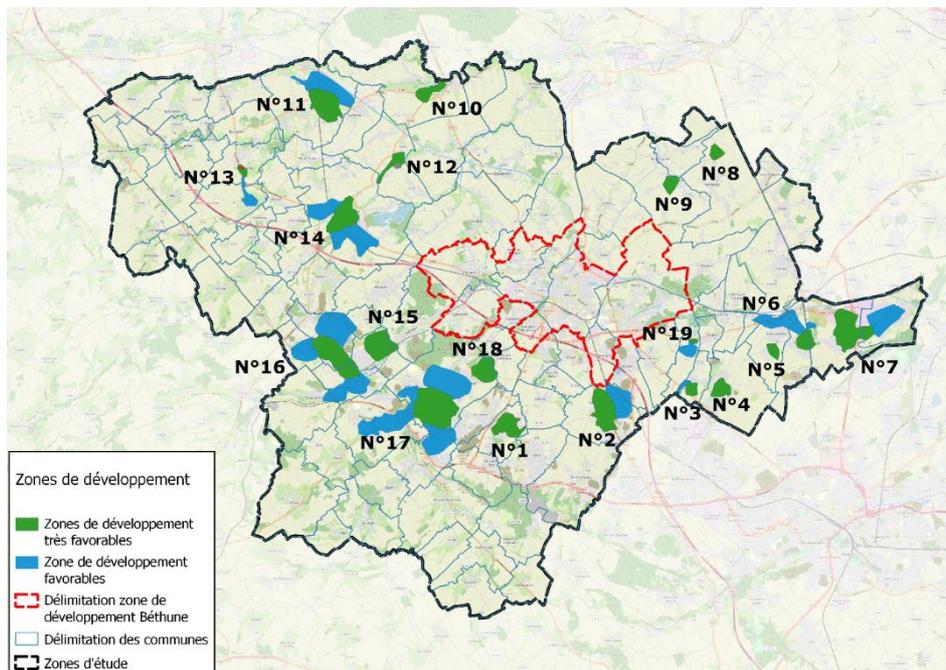
### 2.2.1/ Présentation cartographique

A la suite de l'affinage des zones à enjeux, une exploitation cartographique est possible. Une sélection d'une vingtaine de zone est réalisée afin de permettre l'extraction des données. Ces zones sont construites en double périmètre : périmètre très favorable et périmètre favorable au développement d'un réseau de chaleur.

Démarche suivie :

- ✓ Repérage cartographique où les zones à enjeux pour le développement de Réseau Technique Communal **se chevauchent** avec au moins **une autre** zone à enjeux (et quelques exceptions...)
  - Création des zones **très favorables**
- ✓ **Extension** des zones très favorables en fonction des potentiels alentours
  - Zones **favorables** créées
  - Les zones **très favorables** et les zones **favorables** forment, ensemble, les **zones de développement**

Ci-après la cartographie des zones sélectionnées graphiquement.



### 2.2.3/ Présentation générale

Les communes concernées par les sélections de zone de développement sont les suivantes :

Commune par zone		
Zone	Communes des zones très favorables	Communes des zones favorables (si différentes)
1	Ruitz (62620)	
2	Nœux-les-Mines (62290)	Labourse (62113)
3	Noyelles-lès-Vermelles (62980)	
4	Vermelles (62980)	
5	Auchy-les-Mines (62138)	
6	Haisnes (62138) Douvrin (62138)	Violaines (62138) Auchy-les-mines (62138)
7	Douvrin (62138) Billy-Berclau (62138)	
8	Richebourg (62136)	
9	La Couture (62136)	
10	Saint-Venant (62350)	
11	Isbergues (62330)	
12	Busnes (62350)	
13	Norrent-Fontes (62120) Saint-Hilaire-Cottes (62120)	
14	Lillers (62190)	
15	Marles-les-Mines (62540)	
16	Auchel (62260) Calonne-Ricouart (62470)	Camblain Châtelain (62470) Cauchy-à-la-Tour (62260)
17	Bruay la Buisnière (62700)	Divion (62460) Houdain (62150)
18	Bruay la Buisnière (62196) Hesdigneul-lès-Béthune (62196)	
19	Annequin (62149)	

### 2.3/ Extraction des données

Les données sont extraites du logiciel QGIS sous format Excel afin de réaliser une analyse numérique pour chacune des zones de développement.

## 3/ Classification des zones de développement : critères mis en place

### 3.1/ Calcul des surfaces

Pour chaque zone identifiée précédemment, un calcul des surfaces totales des bâtiments ainsi que de la zone est réalisé. Ces surfaces permettent par la suite d'obtenir un critère, estimé, sur la densité surfacique en MWh/m<sup>2</sup>.

### 3.2/ Calcul des puissances et des besoins

Pour chaque zone, et par secteur défini dans les rapports précédent (Industriel, Habitation, Tertiaire, Tertiaire public, et autre), les puissances et les besoins sont calculés à partir de la base de données extraite.

Pour chaque local identifié, le besoin de chaleur (chauffage, ECS et process) est défini à partir des ratios (voir rapport mission 4). Ces ratios dépendent des caractéristiques de chaque local avec notamment :

- Le type de consommateur (groupes ou division NAF si disponible sinon par secteur d'activité)
- La surface du local
- L'année de construction

Les consommations des principaux gros consommateurs sont ensuite isolées à partir des données issues des distributeur (Enedis, GRDF) ou transporteurs (RTE, GRT) d'énergie et actualisées afin de disposer des valeurs adaptées à la réalité du besoin.

Les puissances sont ensuite évaluées selon la méthodologie présentée dans le rapport de mission 4.

Par la suite, un calcul est effectué pour obtenir les besoins et puissances espérés. Ces données espérées sont en réalité les puissances et besoins qui ont les plus grandes chances de se raccorder aux prochains réseaux. Autrement dit, à chaque secteur d'activité est associé un taux de raccordement selon les taux de raccordement théoriques présentés dans le tableau ci-dessous.

Typologie des bâtiments	Hypothèses de taux de raccordement
Tertiaire public	100%
Industrie	30%
Autres bâtiment (tertiaire)	30%
Logements collectifs	65%

Ne sont pris en compte ici que les bâtiments considérés pour la création des zones à enjeux, c'est-à-dire ayant un besoin de chaleur supérieur à 30 MWh (et au-delà de 100MWh pour les bâtiment industriels).

Ces besoins et puissances « espérés » forment deux nouveaux critères de classification des zones

Une recherche a été effectuée afin d'obtenir le nombre de parcelles ayant des besoins non nuls par zone. Ainsi, il est possible d'extraire les besoins et puissances par parcelle au sein d'une zone. Ceci, représentera un critère de notation.

### 3.3/ Type de bâtiment par zone

Dans chaque zone, à partir des besoins espérés, il est déterminé le besoin total espéré pour chaque secteur sur la zone (tertiaire public, industriel, résidentiel, tertiaire, autre).

Ces taux par secteur permettent d'évaluer un critère de risque quant au développement ou non d'un projet de réseau de chaleur. Effectivement, il est considéré qu'un projet est plus risqué si une part importante de ses besoins provient du secteur industriel. Au contraire, il sera considéré moins risqué si celui-ci a des besoins provenant majoritairement du secteur tertiaire public.

### 3.4/ Synthèse des critères

La classification des zones de développement se base sur des critères bien définis :

- La densité surfacique des zones [MWh/m<sup>2</sup>]
- Les besoins totaux brut par parcelle de la zone en MWh
- Les besoins totaux espérés de la zone en MWh
- La puissance totale espérée de la zone en MWh
- La part de tertiaire public par zone

## 4/ Classification des zones de développement : Système de notation

### 4.1/ Système de notation

Ce système de notation se base sur une attribution de note en fonction d'une plage de valeurs prédéfinie.

Densité [MWh/m <sup>2</sup> ]				
Fourchette de densité	Inférieur à <b>8</b>	Entre <b>8</b> et <b>12</b>	Entre <b>12</b> et <b>16</b>	Supérieur à <b>16</b>
Note attribuée sur 20	5	10	15	20

Besoins bruts totaux par parcelles [MWh/parcelle]					
Consommations par parcelles	Inférieur à <b>50</b>	Entre <b>50</b> et <b>100</b>	Entre <b>100</b> et <b>250</b>	Entre <b>250</b> et <b>500</b>	Supérieur à 500
Note attribuée sur 20	8	10	13	15	20

Besoins totaux espérés par zone de développement [GWh]							
Besoins totaux espérés [GWh]	Inférieur à 1	Entre 1 et 2	Entre 2 et 5	Entre 5 et 10	Entre 10 et 15	Entre 15 et 25	Supérieur à 25
Note attribuée sur 20	4	7	11	13	15	18	20

Puissance espérée associée [MW]						
Puissance	Inférieur à 1	Entre 1 et 2	Entre 2 et 4	Entre 4 et 6	Entre 6 et 10	Supérieur à 10
Note attribuée sur 20	7	10	12	14	17	20

## 4.2/ Pondération définie pour le système de notation

Par retour d'expérience, le choix de la pondération est le suivant :

- Densité : 10%
- Besoins totaux espérés : 30%
- Puissance totale espérée : 30%
- Besoins brut totaux / Parcelle : 30%

En appliquant cette pondération, une note sur 20 est obtenue pour chaque zone.

## 4.3/ Classement retenu

Voici ci-après la classification des zones étudiées :

N° de zone	Densité	Besoins totaux espérés [./20]	Puissance totale espérée [./20]	Besoins brut totaux / parcelle [./20]	Note	Classement	Part du tertiaire public %
18	20	20	20	15	18,50	1	9,9%
7	20	18	20	15	17,90	2	9,2%
17	15	20	20	10	16,50	3	31,4%
16	10	18	17	10	14,50	4	41,4%
5	20	11	10	20	14,30	5	23,1%
2	15	15	17	10	14,10	6	43,4%
1	10	13	12	15	13,00	7	3,0%
10	15	13	12	13	12,90	8	65,1%
14	10	15	14	10	12,70	9	35,2%
3	20	11	10	13	12,20	10	26,0%
15	5	13	12	10	11,00	11	41,8%
11	5	13	12	10	11,00	12	39,9%
4	10	11	10	10	10,30	13	34,5%
6	10	11	10	10	10,30	14	25,0%
8	5	7	7	15	9,20	15	0,0%
9	5	11	7	10	8,90	16	81,2%
13	10	7	7	10	8,20	17	64,6%
12	5	7	7	10	7,70	18	10,3%
19	10	4	7	10	7,30	19	42,2%

Les études d'opportunité sont à réaliser pour 15 zones. A la suite de réunions, 4 zones ont été retirées, il s'agit des zones numéro 8, 12, 13, 19 :

- Sur les zones 12 (Busnes) et 13 (Norrent-Fontes) un réseau est déjà implanté. Ces zones pourront faire l'objet d'études spécifiques pour analyser les potentialités de densification de leurs réseaux et exploiter la puissance disponible des installations.
- La zone 19 (Annequin) présente des besoins de chaleur faibles et fait l'objet d'une étude faisabilité bois énergie centrée sur les bâtiments communaux (réseau technique). Les cibles autres que bâtiments communaux ayant des besoins de chaleur pourront être communiquées au prestataire mandaté par

la commune pour discuter de l'intérêt d'avoir une approche plus large que le réseau technique.

- La zone 8 (Richebourg) présente de faibles besoins de chaleur et une absence de bâtiments publics sur la zone.

Toutes les zones restantes feront l'objet d'une étude d'opportunité.

# Chapitre 3 Etudes d'opportunité

## 0/ Contenu des études d'opportunité

### 0.1/ Définition

Une étude d'opportunité de réseau de chaleur doit permettre de :

- Identifier le maître d'ouvrage, porteur du projet, et ses partenaires locaux
- Définir les contours du projet avec d'éventuelles variantes
- Etablir la synthèse des besoins de chaleur (Chauffage, eau chaude, autres usagers)
- Etablir une présentation de la solution technique envisagée, un prédimensionnement voire un pré-chiffrage sommaire de l'investissement correspondant
- Décrire les possibilités locales d'approvisionnement (biomasse, biogaz, récupération d'énergie depuis une usine de valorisation énergétique des déchets, potentiel géothermique, solaire...)
- Fournir les éléments économiques et juridiques de cadrage d'une future opération

### 0.2/ Rendu (page 1)

Informations générales

Proposition et description du réseau

**Fiche Opportunité** Zone N° 2

**Informations générales**  
Région Haut-de-France  
Commune Nouvelles-Mines (52290)  
La zone de développement étudiée possède une part de **43%** de tertiaire public pour les besoins espérés  
Les besoins espérés s'élevaient à **13,7 GWh**  
La puissance associée vaut **6,3 MW**

	Dont :	IP	I	Adm.
Besoins espérés (GWh)	5,9	0,3	-	2,6
Puissance associée (MW)	2,5	0,0	-	3,8

**Description des systèmes de production**  
Sources d'énergies mobilisables dans la zone  
La station d'épuration au nord de Nouvelles-Mines présente un potentiel de valorisation énergétique trop faible. (Cf rapport Mission 3 - Les eaux usées)  
Nouvelles-Mines est traversé par le réseau principale du gaz de mine, ce qui représente une source d'énergie mobilisable sans nécessairement engager des coûts élevés pour un raccordement au réseau proposé.  
Lors de la mission 3, Cadence Industrie a été identifié comme un potentiel de production de chaleur fatale, cette énergie disponible ne sera pas retenue dans un premier car dirigée des principaux consommateurs. Cependant, pour une extension future cette source d'énergie sera à considérer.  
Nouvelles-Mines se trouve dans une zone de potentiel fort de géothermie de surface (0-200m). Toutefois, cette source de chaleur n'est pas prise en compte pour un premier scénario.  
Cette source représente une alternative potentielle.  
Dans la région de la CABBALR, le taux de boisement reste faible devant la moyenne des Hauts de France, mais le biobios reste une énergie mobilisable pour la production de chaleur pour des réseaux.  
Pour Nouvelles-Mines, cette énergie ne sera pas retenue, mais peut être une solution de repli.  
Source(s) d'énergie(s) retenue(s)  
Le principal type de production ENRAR retenu pour cette zone est le **Gas de mine**.  
Cette chaleur sera restituée via 3 cogénérateurs de 1,5 MW avec un complément gaz si nécessaire.  
La puissance maximale dimensionnante (puissance espérée + pertes réseau) vaut environ **5 300 kW**  
Avec l'utilisation du gaz de mine, il est possible d'obtenir un taux de couverture du réseau jusqu'à **85%**, ce qui représente environ **4 500 kW**  
Un secours total est dimensionné avec du gaz naturel soit à la puissance max dimensionnante **5 300 kW**  
Le solaire thermique est aussi considéré dans le cas d'une variante à cette première opportunité.

**Proposition et description du réseau (zone très favorable)**  
La longueur du réseau proposé est de **5 500 m** dont : **4 000 m** Réseau Structurant et **1 500 m** Antenne de raccordement  
Pour une densité linéaire estimée à **2,5 MW/mi**  
Potentiellement, un nombre de points de livraison de **[50 à 80]**

**Sous-stations et abonnés**  
En considérant un nombre potentiel de [50 à 80] sous-stations, il est possible de déterminer leurs puissances moyennes : **[70kW/SST - 110kW/SST]**

**Légende**  
- Proposition de tracé réseau structurant  
- Parcelles cibles  
- Zone de développement très favorable  
- Zone de développement favorable  
- Pour extension ou projet plus ambitieux

**elcimai** **Béthune-Bruay** Artois Lys Romane 1/3

Description des systèmes de production

Sous-stations et abonnés

### 0.3/ Situation de référence

La situation de référence retenue pour les différentes comparaisons est une situation pour laquelle l'ensemble des bâtiments raccordés est alimenté en chaleur par un système de chauffage collectif raccordés au réseau **gaz naturel**. Ce coût comprend la consommation de gaz (prix moyen sur l'année 2021), les amortissements liés au coût initial des chaudières et les coûts de maintenance associés.

La Maitrise d'ouvrage des projets serait déléguée (DSP) par la CABBALR ou tout autre commune ou groupement de commune du territoire à un opérateur ou groupement d'opérateurs de droit privés en charge de la réalisation et de l'exploitation du réseau (contrat de type concession).

Cette situation n'est pas l'unique modalité de réalisation mais la définition d'une modalité est nécessaire pour préciser certains aspects techniques et économiques.

## 1/ Définitions et note d'hypothèses (page 1 rendu)

### 1.1/ Information générale

Les besoins espérés et la puissance associée sont issus de la phase précédente, sans changement de critère.

Les données présentées dans la fiche opportunité correspondent aux valeurs de la zone de développement très favorable.

- Rappel :

**TP** : Tertiaire Public

**I** : Industrie

**Autres** : Tous les autres bâtiments ayant des besoins par parcelles supérieurs à 30MWh. (Tertiaire, Bâtiments collectifs, bâtiments privés)

### 1.2/ Proposition et description du réseau (zone très favorable)

Le scénario de base proposé se situe, seulement, dans la zone de développement très favorable définie lors de la précédente mission. Une exception est possible si la principale énergie mobilisable se situe dans la zone de développement favorable.

**Réseau structurant** : Réseau représenté sur la cartographie, réseau correspondant aux branches principales positionnées aux abords de la voirie permettant de relier les principaux bâtiments.

**Antenne de raccordement** : Réseau non représenté sur la cartographie, branche reliant le réseau structurant à la future sous-station, actuellement une chaufferie. Ces raccordements sont estimés en fonction de la distance du réseau structurant dessiné et du centre des bâtiments. Il s'agit d'une estimation moyenne sur l'ensemble de la zone : la valeur retenue est soit 25, soit 50 ou soit 75 mètres.

Pour une moyenne sur toute la zone, au-delà de 75 mètres on considère que le réseau est trop éloigné des bâtiments et qu'il faut revoir le tracé du réseau.

D'autre part, il est difficile de réduire la limite de 25 mètres de moyenne pour l'ensemble de la zone.

La **densité linéaire** est le rapport entre les besoins espérés et la longueur totale du réseau estimée (structurant + antenne de raccordement).

Le **nombre de sous-stations** exprimé est une estimation au vu des zones étudiées, il n'est pas possible à ce stade de l'étude de définir quels prospects se joindront au projet de réseau de chaleur ou non. Pour estimer ce nombre de sous stations, un taux de raccordement est appliqué en fonction du secteur d'activité.

Le nombre de raccordement exact ne peut pas être connu. Une fourchette est créée : \***0.8** pour la valeur minimale et \***1.2** (arrondi à la dizaine supérieure) pour la valeur maximum.

## 1.3/ Description des systèmes de productions

### 1.3.1/ Energies mobilisables sur le territoire

Cette partie se base sur les précédentes missions réalisées. Elle permet de remettre en contexte les énergies locales mobilisables pour la création d'un projet de réseau de chaleur.

### 1.3.2/ Energie(s) retenue(s)

A la suite de l'analyse des énergies mobilisables proches de la zone, il est possible d'identifier la meilleure solution énergétique envisageable.

La **puissance max dimensionnante** permet de réaliser un prédimensionnement du projet de réseau de chaleur. Elle est plus faible que la somme des puissances espérées en sous-station par un effet de foisonnement.

En règle générale, une chaufferie d'appoint est envisagée pour couvrir l'ensemble des besoins de chaleur durant la période hivernale. Par défaut cette chaufferie d'appoint fonctionne au gaz. Cet **appoint gaz** est par ailleurs dimensionné pour un secours total ; c'est-à-dire que la chaufferie d'appoint peut avoir deux rôles comme ne **pas être nécessaire** :

- Servir d'appoint en cas de forte demande de chaleur (soit les X% non couverts)
- Permettre au réseau de fonctionner en cas de panne de la chaufferie principale

De ce fait, la chaufferie d'appoint sera dimensionnée à la puissance max dimensionnante.

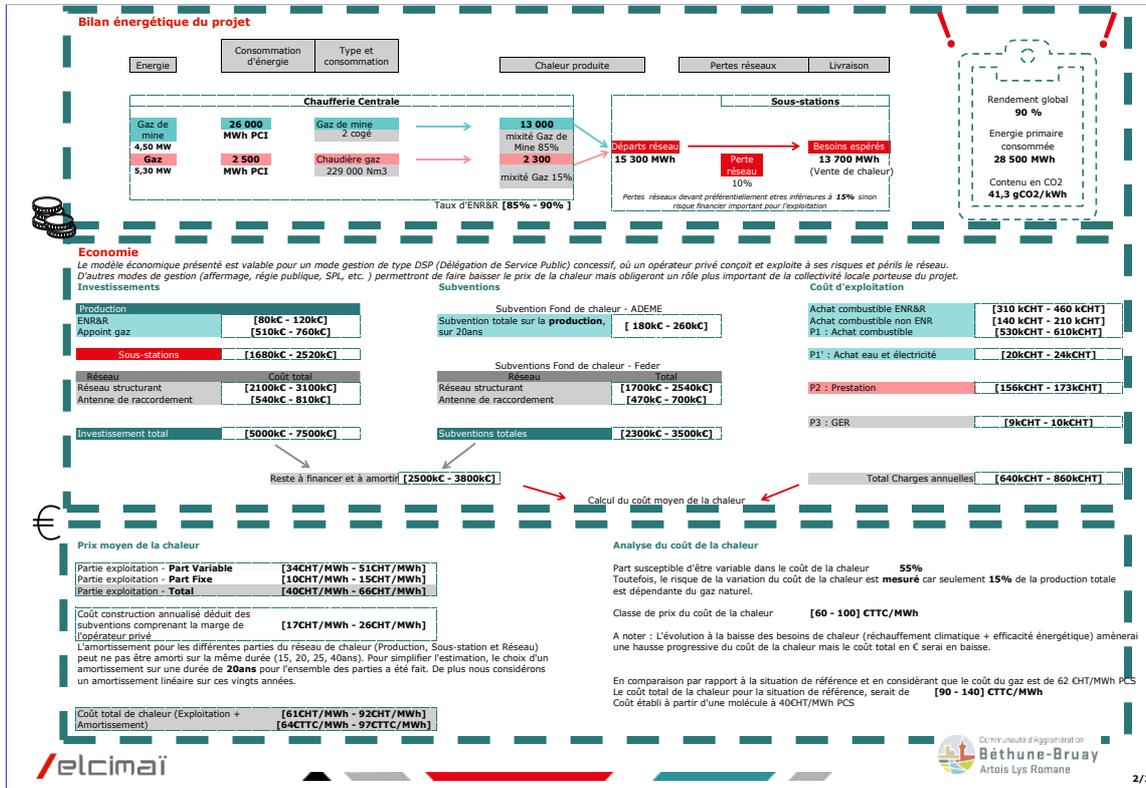
Cette installation peut être optimisée en considérant les installations déjà existantes. En effet, il est par exemple possible d'utiliser les équipements d'un bâtiment ayant une part de besoins conséquente par rapport à l'ensemble de la zone (au moins 15-20% et plus).

#### **1.4/ Sous-stations et abonnés**

La puissance moyenne des sous-stations est le rapport entre la puissance max dimensionnante et le nombre de sous stations estimé.

## 2/ Note d'hypothèse (page 2 rendu)

### 2.0/ Rendu



### 2.1/ Bilan énergétique du projet

A partir des besoins espérés totaux et des pertes réseaux il est possible d'obtenir les besoins nécessaires en sortie des chaufferies.

En connaissant la mixité, la part de la chaleur produite par les différentes installations est connue.

#### Type de consommation – hypothèses retenues :

- Biomasse sèche utilisation de plaquettes forestières et/ou bocagères
- Gaz naturel (gaz de ville) pour l'énergie d'appoint
- Gaz de mine – L'hypothèse considérée n'est pas celle d'une chaufferie gaz utilisant directement le gaz de mine mais d'une installation de cogénérations, produisant également de l'électricité, par Gazonor.
- CVE : installation de systèmes de récupération de chaleur induit par l'incinération des déchets
- Chaleur fatale : installation de systèmes de récupération de chaleur industrielle

## 2.2/ Economie

### 2.2.1/ Investissement

#### **Hypothèse production**

- Chaufferie biomasse

L'investissement comprend toutes les installations nécessaires à la production de chaleur, du stockage du combustible ainsi que des bâtiments.

- Gaz de mine

Gazonor porte les différents projets (cogénération et/ou fourniture de gaz de mines) et porte donc les investissements. Il n'est pris en compte que les investissements induits par les systèmes d'échange de chaleur (cogénération).

- Chaleur fatale

Seulement les systèmes d'échange et de transport de chaleur sont à prendre en compte dans l'investissement des installations.

- Géothermie

L'investissement comprend les coûts d'études complémentaires, les forages ainsi que les systèmes de récupération de chaleur et de remontée en température (PAC).

- CVE

Seulement les systèmes d'échange de chaleur sont à prendre en compte dans l'investissement des installations, ainsi que les canalisations liées au transport de la chaleur.

- Appoint Gaz

L'investissement comprend toutes les installations nécessaires à la production de chaleur ainsi que du bâtiment et aussi les installations de distribution générales : pompes, systèmes de traitement d'eau et de maintien en pression, etc.

Pour la présentation dans la fiche opportunité, une fourchette de +/- 20% est créée.

#### **Hypothèse sous-station**

Les sous-stations sont créées dans des bâtiments existants. L'investissement correspond alors aux coûts des installations.

Une fourchette de +/- 20% est créée et présentée dans la fiche.

#### **Réseau**

L'investissement du réseau se décompose comme suit :

- Réseau structurant : 650 €/ml
- Antenne de raccordement : 450€/ml

Une fourchette de +/- 20% est créée et présentée dans la fiche.

## **Investissement total**

Une fourchette de +/- 20% est créée à partir de la somme de tous les investissements développés ci-dessus.

**Nota :** Les fourchettes créées sont nécessaires pour représenter :

- L'incertitude sur l'ampleur du projet : nombre de bâtiments, longueurs réseaux, volumes de chaleur délivrés
- L'incertitude sur les coûts unitaires

### **2.2.2/ Subventions**

#### **Subvention sur la production de chaleur**

Les subventions sont calculées à partir du fond de chaleur ADEME (méthode de détermination forfaitaire) à partir des dispositions en vigueur au mois de mai 2022.

Pour respecter l'encadrement européen des aides d'Etat, valable actuellement (mais susceptible d'être modifier rapidement), elles sont limitées à 40% de l'investissement.

Pour la géothermie de surface assistée par pompe à chaleur (PAC), une aide forfaitaire est attribuée pour les installations produisant moins 2000 MWh/an. Au-delà de cette production, l'aide est accordé au cas par cas en fonction d'une analyse économique.

#### **Sous stations**

A ce jour il n'y a pas de subvention ADEME spécifique pour l'installation des sous-stations. La possibilité de recueillir des CEE n'a pas été prise en compte, car elle peut être incompatible ou venir réduire les aides ADEME.

#### **Réseaux**

Les subventions sont calculées à partir du fond de chaleur ADEME (détermination forfaitaire). Les réseaux sont éligibles à ces aides si la densité thermique du projet de création est supérieure à 1,5MWh/ml. Des exceptions possibles, sous critères, sont néanmoins possibles, sont néanmoins possible pour les réseau ayant une densité thermiques compris entre 1 et 1,5MWh/ml.

Ces aides forfaitaires sont déterminées à partir des caractéristique du réseau (Vapeur o basse pression et diamètre nominale du réseau) et elles sont limitées à 70% de l'investissement (investissements réseau et sous-stations). Dans le cadre des études d'opportunités, il a été retenu les hypothèses suivantes :

- Une subvention de 530€HT/ml pour le réseau principal
- Une subvention de 390€HT/ml pour les réseaux secondaires

### **2.2.3/** Coût d'exploitation

- Energie primaire ENR&R

Correspond au coût d'achat de l'énergie primaire.

- Energie primaire non ENR&R

Correspond à l'achat de l'énergie d'appoint.

- Fourniture, eau et électricité

Correspond au coût d'achat, de l'eau et de l'électricité pour le fonctionnement des installations.

- Prestation

Ce coût comprend les frais de gestion, les personnels techniques au service, les redevances publiques, les impôts et taxes et les frais de siège.

- GER

Ce coût comprend tous les gros entretiens pour les installations de production de chaleur, le réseau et les sous-stations.

### **2.3/ Coût moyen de la chaleur**

Le coût moyen de la chaleur découle des différents investissements et des coûts d'exploitation développés précédemment. Ce coût de la chaleur est calculé à partir du milieu des fourchettes (investissement / exploitation) présentées.

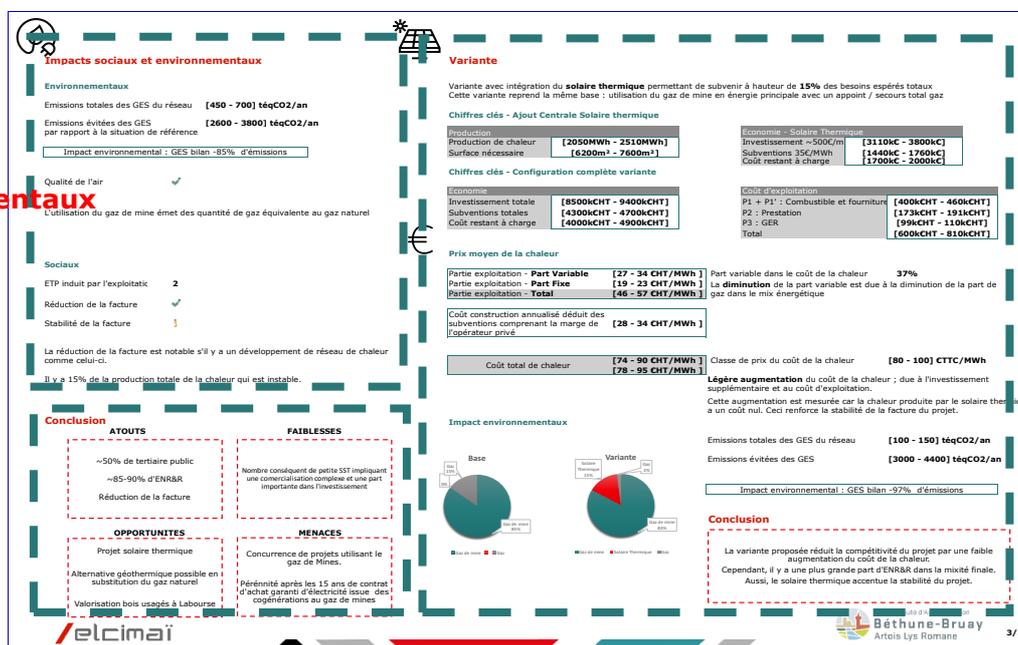
Pour la partie exploitation, la part variable correspond au coût de la chaleur par rapport à l'achat des combustibles.

La part fixe correspond à tout le reste (Prestation, GER, Achat eau et électricité).

### 3/ Rendu (page 3)

Impacts environnementaux et sociaux

Conclusion



### 3.1/ Impacts environnementaux et sociaux

#### 3.1.1/ Environnementaux

Les hypothèses sur les émissions de gaz à effet de serre (contenu en CO<sub>2</sub>) sont issues de l'ADEME, et correspondent aux émissions directes et indirectes de l'exploitation : Méthode ACV (Analyse du Cycle de Vie) de la SNCU (Syndicat national du Chauffage et de la Climatisation Urbaine).

#### 3.1.2/ Sociaux

ETP : Equivalent Temps Plein nécessaire à l'exploitation-maintenance des installations (réseaux, sous-stations et productions)

### 3.2/ Variante

Les variantes sont des modifications des équipements du système de production de chaleur proposé en base.

Dans certains cas particuliers, cette variante correspond à l'analyse de l'extension du projet dans les zones de développement favorable.

## Chapitre 4 Note de calcul et hypothèses

Ce chapitre est un complément détaillé du chapitre précédent.

### 0/ Information générale

Les besoins espérés et la puissance associée sont basés sur les données de consommation 2019.

Comparaison avec les DJU entre 2010 et 2021 :

- Moyenne des DJU 2010 – 2021 : **2 537**
- DJU 2019 : **2 428**
  - Soit une différence de 109 DJU, ce qui correspond à un climat avec une température de 0.3 degré supérieur par rapport à la moyenne 2010-2021.

L'année 2019 est donc dans la moyenne des DJU observés sur les 10 dernières années et est donc représentatif des besoin en chaleur.

L'étude d'opportunité menée ici ne détaille pas les évolutions de besoins et de consommations dans les prochaines années. Les besoins de chaleurs seront amenés à diminuer dans le temps sous l'effet conjugué de la diminution des DJU (sous l'effet du réchauffement climatique) et de l'amélioration des performances thermiques des bâtiments.

### 1/ Proposition et description du réseau (Zone très favorable)

**Réseau structurant** : Réseau représenté sur la cartographie, réseau correspondant aux branches principales positionnées aux abords de la voirie.

Pour prendre en compte l'incertitude due au raccordement, la longueur dimensionnée est la longueur totale du réseau dessiné multipliée par la racine carrée du taux de raccordement (Besoins espérés / Besoins totaux de la zone).

**Antenne de raccordement** : exemple de calcul

Pour une zone, si l'estimation du nombre de sous-station est de 13 la fourchette affichée est alors de 5 à 20.

Si le réseau structurant passe proche de toutes les parcelles, alors la longueur moyenne de l'antenne de raccordement est estimée à 25ml et la longueur totale d'antenne de raccordement est de : 13 (sous-stations) \* 25 (ml) = 325 ml.

Pour la présentation une fourchette de +/-20% est affectée à cette longueur.

**Nombre de sous-stations** : taux de raccordement par secteur

- 100% de raccordement pour le tertiaire public
- 30% de raccordement pour le secteur industriel
- 65% de raccordement pour le résidentiels collectifs
- 30% pour l'ensemble des autres bâtiments

## 2/ Description des systèmes de production

### 2.1/ Energies mobilisables aux abords de la zone

- Géothermie : un projet est considéré viable seulement dans la zone identifiée à fort potentiel. La géothermie disponible au sein de la CABBALR est de la géothermie sur nappe, il s'agit de la géothermie de surface (0-200 mètres de profondeur) – *utilisation des données sur géothermie.fr*
  - Avec l'utilisation de cette énergie, un secours total gaz n'est pas nécessaire.
- Chaleur industrielle : en fonction des études précédentes
  - Un secours total doit être prévu.
- Usine d'incinération / CSR : à considérer pour des projets de réseau de chaleur ayant une puissance minimum de 10MW. En deçà, le projet ne sera pas compétitif économiquement au regard des investissements nécessaires notamment pour le traitement des fumées. De plus ces installations ont un fonctionnement continu c'est-à-dire qu'elles ne peuvent pas être utilisées comme appoint.
  - Un secours total doit être prévu.
- Gaz de mine : Contrat avec Gazonor, faible coût d'investissement car Gazonor sera porteur du projet concernant les installations à mettre en place. Remarque être proche des puits identifiés et/ou proche des canalisations existantes. Il est considéré dans les études d'opportunité les points de captage actuels ou en projet, et sous réserve de la disponibilité suffisante de la ressource pour répondre aux besoins de chaleur.
  - Pour de telles installations, un secours total est nécessaire pour assurer l'absence d'engagement dont peut être responsable Gazonor.
- Bois énergie : région avec un faible taux de boisement à l'échelle de la France, source d'énergie à ne pas surexploiter, une stratégie globale est à mettre en place.
  - Pour des petits projets, une cascade de chaufferies biomasse interdépendantes supprimerait la nécessité d'un secours total gaz, moyennant une part de risque légèrement plus élevée.
  - Pour les plus gros projets, un secours total est nécessaire.

- Solaire thermique : pris en compte pour des variantes potentielles, coûts d'investissement élevés mais des coûts d'exploitation et de la chaleur relativement faibles.
- Eaux usées : seuil fixé pour un débit entrant de 150m<sup>3</sup>/h car à ce seuil il y a un gisement potentiel de 0.4GWh/an pour un rayon de valorisation possible estimé à 300-400mètres. Sous ce seuil on considérera que la récupération de chaleur n'est pas compétitive.
  - Station d'épuration de Saint-Venant : Débit moyen arrivant à la station 450m<sup>3</sup>/j soit 19 m<sup>3</sup>/h. Potentiel trop faible pour espérer une valorisation compétitive.
  - Station d'épuration de Isbergues : Débit moyen arrivant à la station 3 110 m<sup>3</sup>/j soit 130m<sup>3</sup>/h. Il y a alors une puissance récupérable d'environ 1 000 kW. L'énergie potentielle récupérable peut représenter une alternative ou compléter le mix énergétique avec le site d'APERAM, via une connexion au réseau de ~400mètres.
  - Station d'épuration de Lillers : Débit moyen arrivant à la station 3 340 m<sup>3</sup>/j soit 140m<sup>3</sup>/h. Il y a alors une puissance récupérable d'environ 1 100 kW. L'énergie potentielle récupérable peut représenter une alternative ou compléter le mix énergétique avec le site de Tereos. Cependant, la station se trouve à plus de 800mètres du réseau dessiné, la valorisation de cette installation semble compromise.
  - Station d'épuration de Lapugnoy : Débit moyen arrivant à la station 4 000 m<sup>3</sup>/j soit 170 m<sup>3</sup>/h. Potentiel récupérable existant, mais se trouvant à plus de 1km du réseau dessiné : valorisation de cette installation compromise.
  - Station d'épuration de Bruay la Buissonnière : Débit moyen arrivant à la station 7 300 m<sup>3</sup>/j soit 300 m<sup>3</sup>/h. Il y a alors une puissance récupérable de 2 300 kW. Cependant cette station se trouve à plus d'un kilomètre d'un projet de réseau. Il est difficilement imaginable d'avoir une valorisation compétitive de ce potentiel.
  - Station d'épuration de Nœux-les-Mines : Débit moyen arrivant à la station 2 200 m<sup>3</sup>/j soit 90 m<sup>3</sup>/h. Débit entrant trop faible pour espérer une valorisation.
  - Station d'épuration de Douvrin : Débit moyen arrivant à la station 1 800 m<sup>3</sup>/j soit 75m<sup>3</sup>/h. Ce qui représente un potentiel de 580 kW, trop faible pour être compétitif.

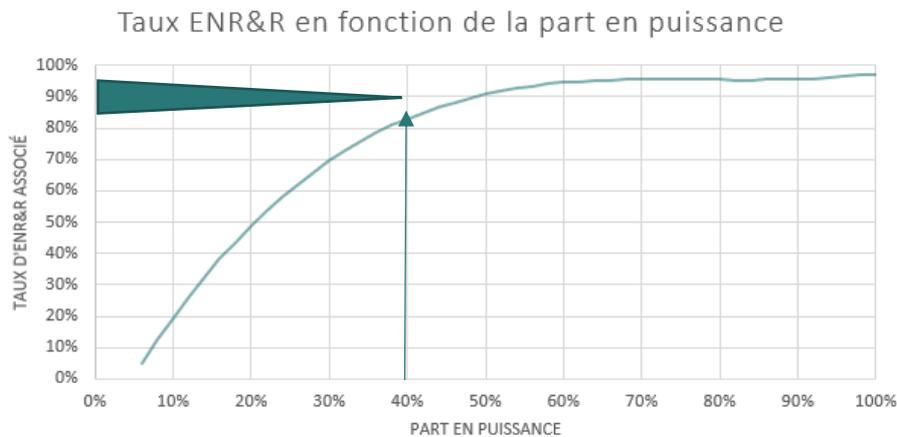
Source : portail assainissement développement durable

## 2.2/ Calcul des différentes puissances

La **puissance max dimensionnante** se calcule par la somme :

- La somme de la puissance espérée (corrigée par un coefficient de foisonnement de 0.8)
- Des pertes réseau (45 W/ml pour les réseaux structurant et 30 W/ml pour les antennes de raccordement pour les pertes)

Le graphique ci-dessous montre l'équivalence entre la part d'ENR&R dans la puissance installée et le taux d'ENR&R associé au besoin de chaleur.



### 3/ Bilan énergétique du projet

- Biomasse sèche (plaquettes forestières et/ou bocagères) : PCI de 4 MWh/t et un rendement de 85 – 90%
- Gaz naturel : PCI de 0.01 MWh/Nm3 et un rendement de 92%
- Gaz de mine – installation de cogénérations par Gazonor et complément gaz si nécessaire. : PCI de 0.01 MWh/Nm3 et un rendement de 85%
- Géothermie eau sur nappe : utilisation de PAC(s) avec un rendement considéré à 350% (COP saisonnier de 350%, COP nominal > 4).
- CVE : Echangeur avec un rendement de 96%
- Chaleur fatale : Echangeur avec rendement de 96%
- Le taux d'ENR&R se calcule par la formule :

$$\text{Taux ENR\&R} = 1 - \frac{\text{Consommation d'énergie}}{\text{Chaleur produite}}$$

### 4/ Economie

#### 4.1/ Investissements

- Chaufferie biomasse

Grille d'investissement en fonction de la puissance des installations.

Puissance	P < 1MW	1MW < P < 2MW	P > 2MW	P ~5MW
Coût	1 200€/kW	1 200€/kW	1 000€/kW	800€/kW

- Gaz de mine

Gazonor porte les différents projets, il faut tout de même prendre en compte les investissements induits par les systèmes de récupération de chaleur sur la chaufferie (cogénération). Ce forfait est fixé à **100k€**.

- Chaleur fatale

Seulement les systèmes de récupération de chaleur sont à prendre en compte dans l'investissement des installations. Ce forfait est fixé à **100k€** / par raccordement à l'industriel.

Coût fixé par retour d'expériences.

- Géothermie

Coût dû aux études de 100k€ majoré à **120k€** pour la CABBALR car une étude complémentaire sera essentielle au vu des antécédents miniers de la région.

Coût des forages entre 800€/ml et 2000€/ml ; coût retenu pour la CABBALR : **1000€/ml**

Coût des PAC entre 250 et 350 €/kW ; coût retenu pour la CABBALR : **300€/kW**

- CVE

Seulement les systèmes de récupération de chaleur sont à prendre en compte dans l'investissement des installations. Ce forfait est fixé à **100k€**.

- Appoint Gaz

Grille d'investissement en fonction de la puissance de l'installation.

Puissance	P < 5MW	5MW < P < 10MW	10MW < P < 20MW	P > 20MW
Coût	180€/kW	150€/kW	120€/kW	110€/kW

- Hypothèse sous-station

- La SST est installée dans des bâtiments existants
- Réseau de chaleur bitude
- **25k€/SST**

## 4.2/ Subventions

Pour des installations produisant **moins de 12 GWh/an**, il est possible de calculer les subventions comme suit :

Subventions calculées à la date de **mai 2022** (les nouvelles dispositions du fond chaleur ont été publiées en juin 2022 et sont plus favorables que celle présentés ici).

- Biomasse : Subvention fond de chaleur – ADEME

Tranches MWh		Aide collectif / tertiaire en €/MWh ENR sortie sur 20ans	Aide industrie en €/MWhENR sortie sur 20ans
0	600	<b>16</b>	<b>9</b>
601	3 000	<b>9</b>	<b>5</b>
3 001	6 000	<b>4</b>	<b>3</b>
6 001	20 000	<b>2.4</b>	<b>1</b>

- Solaire thermique : Subvention fond de chaleur – ADEME

- Implantation au sol : 35€/MWh produit
- Implantation toiture : 40€/MWh produit

Subvention plafonnée à 800€/m<sup>2</sup> installé.

- Géothermie : Subvention fond de chaleur – ADEME

- PAC sur eau de nappe : 20€/MWh

Subvention plafonnée à 1 000 MWh/an.

- Chaleur fatale : Subvention fond de chaleur – ADEME

- 30% du coût d'investissement de la partie production

- Gaz de mine : Subvention fond de chaleur – ADEME

- 30% du coût d'investissement de la partie production

- Subvention fond de chaleur – FEDER : partie réseau

- Réseau structurant : 530 €/ml
- Antenne de raccordement : 390 €/ml

Pour les installations produisant **plus de 12 GWh/an**, les subventions ne sont plus calculées forfaitairement mais avec des encadrements comme suit :

- Part des subventions pour les moyens de production

Les subventions accordées pour cette partie sont égales au minimum entre :

- 40% de l'investissement

- Les subventions calculées forfaitairement (*cf. ci-dessus*)

- Part des subventions réseaux

Les subventions accordées pour cette partie sont égales au minimum entre :

- 70% de l'investissement
- Les subventions calculées forfaitairement (*cf. ci-dessus*)

### **4.3/ Coût d'exploitation**

- Combustible ENR&R

Correspond au coût d'achat de l'énergie primaire

- Biomasse - plaquettes : 30 €HT/MWh PCI
- Gaz de mine : 25 €HT/MWh vendue
- Chaleur fatale : 20 €HT/MWh vendue
- Géothermie : prix de l'électricité
- UIOM : 22 €HT/MWh vendue

- Combustible non ENR, eau et électricité

Correspond au coût d'achat de l'énergie d'appoint, de l'eau et de l'électricité pour le fonctionnement des installations.

- Gaz : 62€HT/MWh (40€HT/MWh de coût de la molécule, 14€HT/MWh de coût de transport et d'acheminement et 8.43€HT/MWh de TICGN (Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel)).
- Electricité : 120 €HT/MWh
- Eau : 4.5€HT/m<sup>3</sup>

- Prestation

Ce coût comprend les frais de gestion, les personnels techniques au service, les redevances publiques, les impôts et taxes et les frais de siège.

- Personnel technique affecté au service (matériel, véhicule, etc.) : 75k€HT/ETP
- Frais de gestion : 5% de l'achat d'électricité, eau et fourniture (y compris personnel technique)
- Redevances (Contrôle et occupation du domaine public) : 5k€HT
- Impôts et taxes : 2% du Chiffre d'Affaires
- Frais de sièges : 3% du Chiffre d'Affaires

- GER

Ce coût comprend tous les gros entretiens pour les installations de production de chaleur, le réseau et les sous-stations.

- Production

Entre 1 et 3 % du coût d'investissement

- Réseau

Pas de coût prévu.

- Sous-station

Entre 1 et 3% du coût d'investissement

## 5/ Impacts environnementaux et sociaux

Les hypothèses sur les émissions sont issues de l'ADEME, et correspondent aux émissions Analyse du Cycle de Vie.

- Gaz : 227 gCO<sub>2</sub>e/kWh
- Gaz de mine : 0 gCO<sub>2</sub>/kWh (car il s'agit d'une énergie de récupération)
- Fioul : 324 gCO<sub>2</sub>e/kWh
- Biomasse : 13 gCO<sub>2</sub>e/kWh
- Solaire thermique : 0 gCO<sub>2</sub>e/kWh
- Chaleur fatale : 0 gCO<sub>2</sub>e/kWh
- Géothermie : 0 gCO<sub>2</sub>e/kWh

Toutes les 50 SST il est considéré qu'un emploi temps plein est créé.

## 6/ Variante

Les hypothèses retenues pour le solaire thermique sont les suivantes :

- Production de 330 kWh/(m<sup>2</sup>.an) – Source ADEME
- Coût : 500€/m<sup>2</sup> de panneau thermique installé
- Subvention 35€/MWh produit





Communauté d'Agglomération

**Béthune-Bruay**

Artois Lys Romane



# Schéma Directeur Territorial des réseaux de chaleur

Rapport **Phase 4 Mission n°7 et 8** / Septembre  
2022

Analyse des opportunités et scénarios de  
développement à l'horizon 2030, du réseau de chaleur  
sur la commune de Béthune

G36846

Ce dossier a été réalisé par :

**ELCIMAI ENVIRONNEMENT**

Conseil et **I**nnovation pour la **T**ransition **É**cologique

City Park Bâtiment B  
23 avenue de Poumeyrol  
69 300 Caluire et Cuire

**Tél** : 04.37.45.29.29

**Mail** : lyon@elcimai.com

AUTEUR	
Date	Nom
27/09/2022	Aziz BENADDOU
28/10/2022	Denis MISSAGHIEH PONCET

VALIDATION	
Date	Nom
28/10/2022	Nicolas ROUSSAT

# Sommaire

<b>CHAPITRE 1</b>	<b>COMPREHENSION DE LA MISSION</b>	<b>4</b>
1/	Déroulé global des études du SDTRC	4
2/	Objet de la mission 7 et 8	5
<b>CHAPITRE 2</b>	<b>IDENTIFICATION DES PROSPECTS ET PROJECTION DE LEURS BESOINS</b>	<b>6</b>
1/	Méthodologie d'identification des prospects	6
2/	Évolution des besoins	8
3/	Détermination et évolution des puissances	9
<b>CHAPITRE 3</b>	<b>SCENARISATION</b>	<b>10</b>
1/	Définition des scénarios	10
1.1/	Contexte et objectifs	10
1.2/	Rappels réglementaires Fond Chaleur ADEME	10
1.3/	Présentation des scénarios	12
1.4/	Les tracés des zones de développement	13
1.5/	Caractéristiques des scénarios	16
2/	Présentation technique	17
2.1/	Les centrales existantes (au 1 <sup>er</sup> juillet 2021)	17
2.2/	Scénario 0 : référence	20
2.3/	Scénario 1 : développement modéré	26
2.4/	Scénario 2 : développement engagé	32
2.5/	Synthèse technique des scénarios	37
3/	Présentation financière	39
3.1/	Méthodologie et hypothèses	39
3.2/	Scénario 0	42
3.3/	Scénario 1	45
3.4/	Scénario 2	48
3.5/	Synthèse financière	50
<b>CHAPITRE 4</b>	<b>CONCLUSION</b>	<b>53</b>
1/	Conclusion	53
2/	Suites à donner	54
3/	Point particulier : le classement de réseau	55
<b>CHAPITRE 5</b>	<b>ANNEXES</b>	<b>58</b>
1/	Zones isolées non retenues	58

# Chapitre 1 Compréhension de la mission

## 1/ Déroulé global des études du SDTRC

La présente mission concerne l'élaboration du **schéma directeur territorial de développement des réseaux de chaleur**. Elle est décomposée suivant le phasage ci-dessous :

- **Phase 1** : diagnostic des réseaux existants et évaluation de la qualité de service fourni
  - **Mission n°1** : réaliser un état des lieux des réseaux existants et évaluer la qualité des réseaux
  - **Mission n°2** : réaliser un audit technique et économique des réseaux existants
- **Phase 2** : analyse des gisements de production et de consommation de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°3** : analyse des principales sources de chaleur sur le territoire
  - **Mission n°4** : identification des principaux consommateurs de chaleur sur le territoire et détermination des zones prioritaires
- **Phase 3** : analyse des potentiels de développement des réseaux de chaleur en secteur rural
  - **Mission n°5** : analyse des potentiels de développement en secteur rural
  - **Mission n°6** : détermination des principales caractéristiques des réseaux et création d'un scénario économique et environnemental
- **Phase 4** : réalisation du schéma directeur du réseau de chaleur de la commune de Béthune
  - **Mission n°7** : analyse des opportunités de développement et d'évolution du réseau à horizon 2030 et construction des scénarios
  - **Mission n°8** : détermination du scénario de développement et réalisation du plan d'actions
- **Phase 5** : accompagnement et assistance du maître d'ouvrage
  - **Mission n°9** : accompagnement du maître d'ouvrage à l'animation de la démarche
  - **Mission n°10** : assistance du maître d'ouvrage à la détermination du mode de gestion le plus adapté

**Rapport  
M7 / M8**

## **2/ Objet de la mission 7 et 8**

Les missions 7 et 8 ont pour objectifs :

- D'identifier les prospects raccordables à la maille adresse, par typologie de consommateurs,
- Projeter les besoins identifiés aux horizons 2030 et 2039,
- Déterminer des zones de densification et d'extension favorables,
- Scénariser les développements potentiels du réseau de chaleur aux horizons 2030 et 2039 (correspondant à la fin de la DSP actuelle).

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire de traiter des données de masse. Ensuite, un travail d'analyse cartographique, croisé avec les outils de planification en place et les principaux consommateurs (identifiés en mission 4), permettent de définir les zones de développement intéressantes pour les réseaux de chaleur.

L'identification de ces zones de densification et d'extension permet d'étudier des scénarios envisageables sur les plans techniques, économiques et réglementaires.

## Chapitre 2 Identification des prospects et projection de leurs besoins

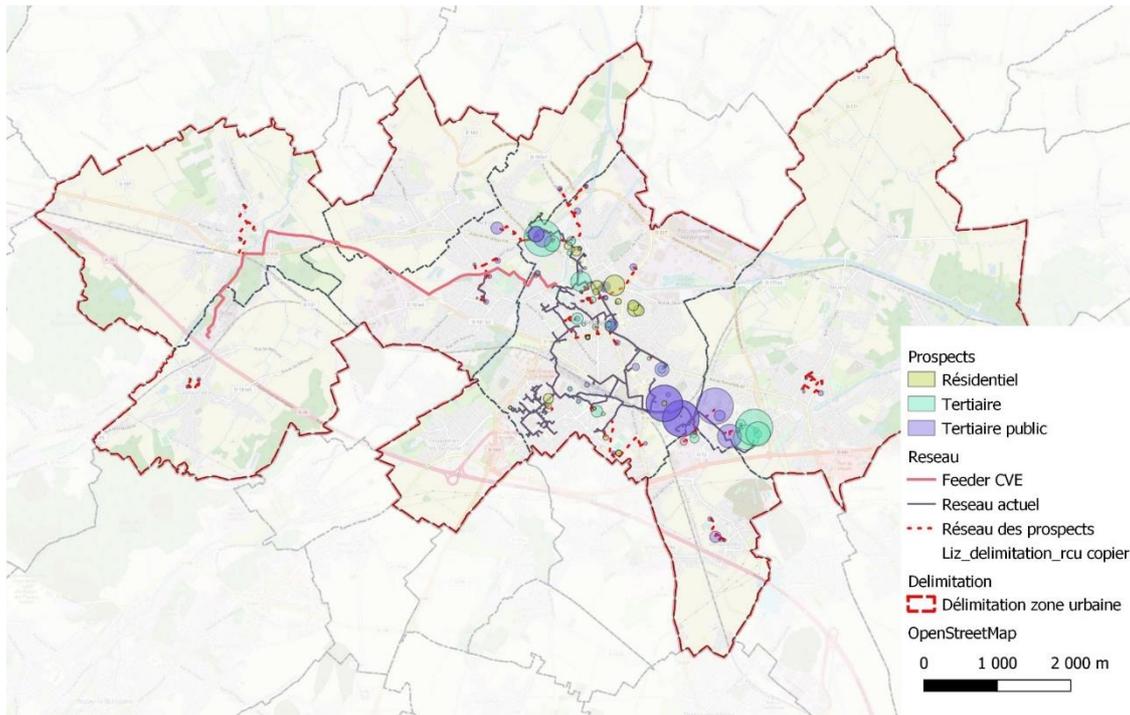
### 1/ Méthodologie d'identification des prospects

Sur la base du modèle énergétique déterminé en mission 4, les prospects ayant un potentiel de raccordement suffisant (besoin supérieur à 20 MWh par point de livraison et respectant une densité linéique de 2MWh/ml) ont été identifiés (en fonction de la densité énergétique ciblée).

La liste des prospects a ensuite été affinée selon les critères suivants :

- Confrontation avec les prospects déjà identifiés par DALKIA,
- Considération uniquement des usagers :
  - Tertiaire public,
  - Tertiaire privé,
  - Résidentiel collectif
- Confrontation avec le retour d'expérience de DALKIA et la connaissance du territoire,
- Suppression des logements collectifs ayant un mode de chauffage individuel (utilisation de la Base de Données Nationale des Bâtiments),
- Priorisation donnée au tertiaire public et au résidentiel (plus facilement raccordables).

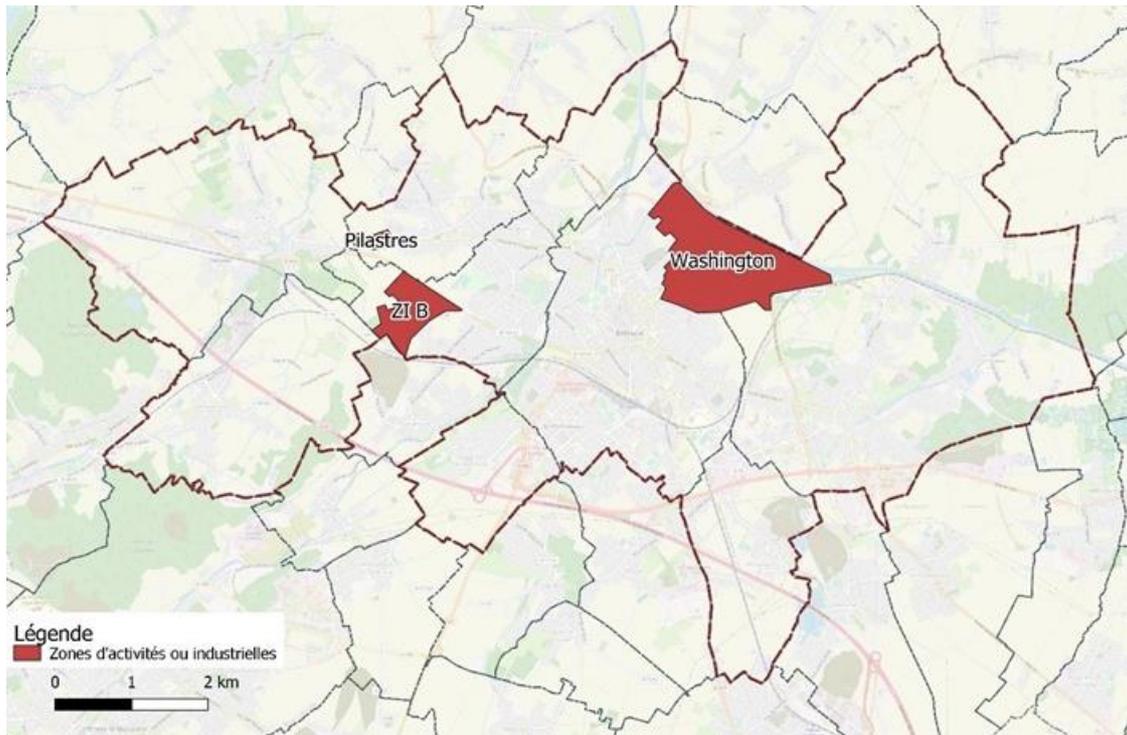
Les prospects ainsi retenus pour le développement du réseau sont présentés sur la carte ci-dessous.



*Plan 1 : prospects retenus sur le secteur urbain*

Des zones industrielles ou d'activités sont également présentes sur le territoire (Béthune, Annezin et Vendin-lès-Béthune) et pourraient potentiellement faire l'objet d'un raccordement. Ces zones étant principalement constituées d'entreprises privées, leur raccordement est souvent complexe.

**En première approche ces potentiels consommateurs ne sont pas intégrés mais pourront faire l'objet d'un raccordement si les extensions du réseau envisagées passaient à proximité de ces zones.**



*Plan 2 : Zones d'Activités Economiques identifiées*

## **2/ Évolution des besoins**

Lors des phases précédentes, les besoins de chaleur (ECS et chauffage) ont été calculés par bâtiment en fonction de la typologie d'usagers, de l'année de construction des bâtiments et de la surface.

Afin d'intégrer l'évolution des comportements et les rénovations énergétiques, les besoins seront amenés à évoluer. Les ratios suivants, issus de retour d'expériences, permettent de corriger les besoins 2030 et 2039. Les variables prises en compte dans les projections sont les suivantes :

- Rénovation énergétique (amélioration de l'isolation),
- Sensibilisation des usagers sur la consommation d'énergie,
- Baisse des consignes de chauffe des bâtiments publics,
- Augmentation de la température extérieure (réchauffement climatique),
- Augmentation légère de la consommation absolue d'ECS par habitat à horizon 2030 due à une augmentation du nombre d'habitants / habitat.

Année	Secteur d'activité	Coefficient d'évolution	
		Chauffage	ECS
2030	Résidentiel	0,8	1,04
2039	Résidentiel	0,49	0,92
2030	Tertiaire	0,76	1,01
2039	Tertiaire	0,51	0,9
2030	Tertiaire public	0,76	1,01
2039	Tertiaire public	0,51	0,9

Tableau 1 : coefficient d'évolution des besoins de chaleur

### 3/ Détermination et évolution des puissances

Les puissances associées à chaque besoin sont calculées de la manière suivante :

$$\text{Puissance\_chauffage} = \text{Besoin}_{\text{chauffage}} * \frac{T_{\text{ref}} - T_{\text{base}}}{(\text{DJU} * 24)}$$

Avec :

- **DJU** = moyenne entre 1980 et 2010 de **2539** d'octobre à mai pour des journées de **24h**
- **T<sub>base</sub>** = **-9°C** (température la plus basse relevée pendant au moins 5 jours dans l'année)
- **T<sub>ref</sub>** = **18°C** (température de référence pour les calculs de DJU)

$$\text{Puissance}_{\text{ECS}} = \frac{\text{Besoin}_{\text{ECS}}}{(\text{H} * 365)}$$

Avec :

- **H** = 4 (heures d'utilisation d'ECS 365 jours par an)

$$\text{Puissance}_{\text{totale}} = (\text{Puissance}_{\text{chauffage}} + \text{Puissance}_{\text{ECS}}) * \text{C}_{\text{sur-puissance}}$$

Avec :

- **C<sub>sur-puissance</sub>** = 1,2 (facteur de sécurité de l'installation)

## Chapitre 3 Scénarisation

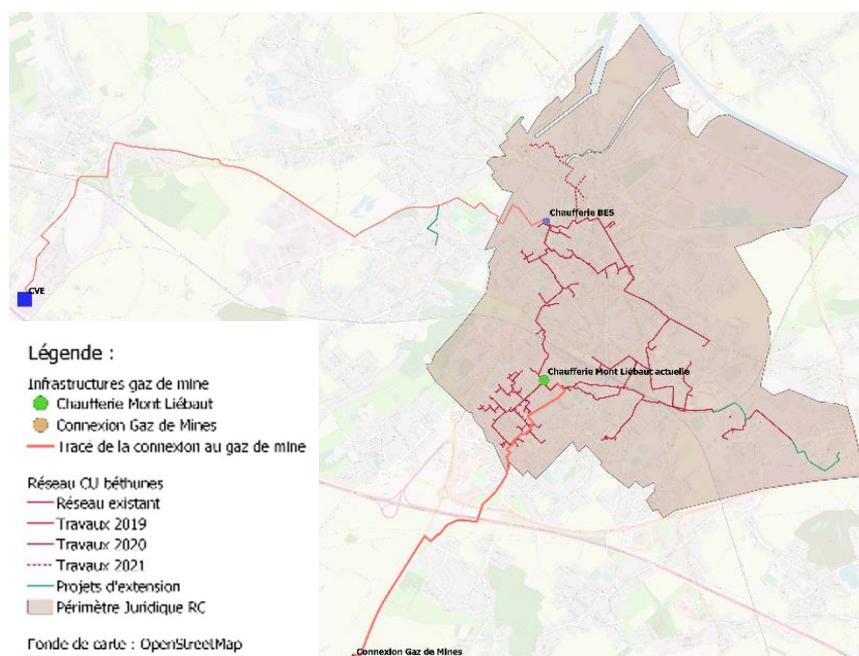
### 1/ Définition des scénarios

#### 1.1/ Contexte et objectifs

En 2020, le réseau de Béthune comptait **88 abonnés** pour **12,5 kilomètres** de réseau et vendait **29 GWh de chaleur**.

Avec un coût moyen de la chaleur à **62,7€ du MWh**, le réseau de chaleur offre une véritable **solution à bas prix**, notamment grâce au coût bas de la chaleur produite par le CVE.

**Il nous paraît donc indispensable de développer le réseau en proposant un coût de la chaleur maîtrisé !**



Plan 3 : réseau actuel de Béthune

Les scénarios visent donc à :

- Une densité de développement minimum entre 1 MWh/m et 1,5MWh/ml (permettant de garantir les subventions Fond Chaleur),
- Une densité générale du réseau aux alentours de 1,5MWh/ml à horizon 2039,
- Un coût de la chaleur maîtrisé pour les abonnés actuels et futurs.

#### 1.2/ Rappels réglementaires Fond Chaleur ADEME

Les subventions Fond Chaleur, accordées par l'ADEME pour les extensions de réseaux ont été revues en juin 2022.

La nouvelle grille tarifaire par diamètre nominal de tronçon de réseau est plus avantageuse.

Nous présentons ci-dessous, les subventions accordées ainsi que le prix unitaire des mètres de canalisation :

L'aide est forfaitaire et fonction des diamètres selon le barème suivant :

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Aide forfaitaire €/ml*
Vapeur	Tous DN	1330
Basse pression (eau chaude)	DN > 400	1190
	DN > 250 à 400	770
	DN > 125 à 250	610
	DN > 65 à DN125	450
	DN 65 et moins	390

\*Nota : l'aide forfaitaire ne pourra en aucun cas dépasser le coût total de l'opération

Les conditions d'attributions restent inchangées. Notamment, les extensions doivent répondre aux critères suivants :

- Pour les extensions :
  - Valoriser à minima 300 MWh/an d'EnR&R (> 65% d'EnR&R pour l'extension et le réseau résultant : > 55% d'EnR&R),
  - Extension supérieure à 200 ml,
  - Densité :
    - Supérieure à 1,5 MWh/ml : **attribution automatique**,
    - Entre 1 MWh/ml et 1,5MWh/ml : **sous conditions** :
      - Le réseau après extension doit avoir une densité supérieure à 1,5 MWh/(ml.an),
      - Le réseau doit être alimenté à plus de 70% en EnR&R avant et après extension,
      - Ou extension dans une zone à fort potentiel de développement.

De plus, les opérations de raccordement d'un bâtiment tertiaire ou d'un bâtiment résidentiel à un réseau de chaleur, peuvent également être éligibles à l'attribution de CEE (Certificats d'Économies d'Énergies) dès lors que l'impact économique de ces derniers est pris en compte par l'ADEME dans les conditions prévues par le Code de l'énergie.

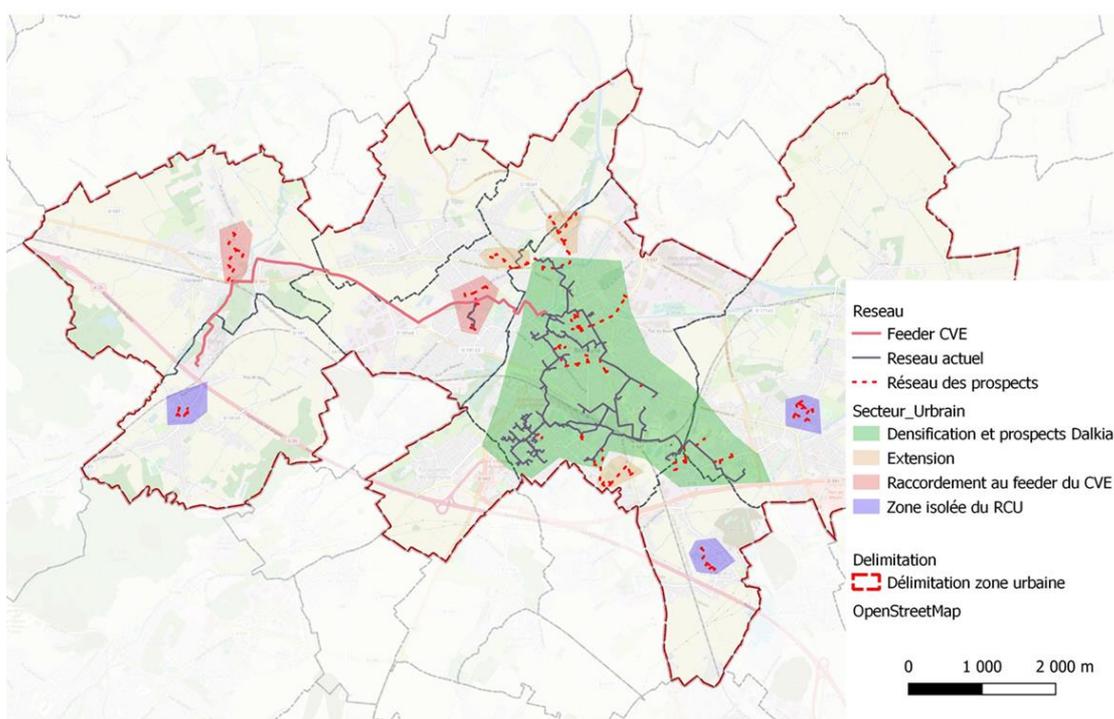
Le montant prévisionnel des CEE sur l'économie du projet doit être estimé en amont par le porteur de projet, pour permettre à l'ADEME de le prendre en compte dans son instruction. Un engagement de répercussion des CEE et des aides Fonds Chaleur au bénéfice des abonnés et les modalités de répercussion aux usagers finaux devront être précisés.

### 1.3/ Présentation des scénarios

Quatre scénarios ont été envisagés dans le cadre de l'extension du réseau

- Scénario 0 : prospects et raccordements en cours par DALKIA (scénario de référence)
- Scénario 1 : densification du réseau
- Scénario 2 : extensions de proximité et raccordements sur la conduite du CVE
- Scénario 3 : extensions éloignées

Ces scénarios sont présentés dans la carte ci-dessous :



Plan 4 : zones envisagées

Après étude des zones potentielles de raccordement, certaines zones de l'ancien scénario 3 ont été écartées car présentant des besoins de chaleur et des densités thermiques trop faibles pour justifier un raccordement :

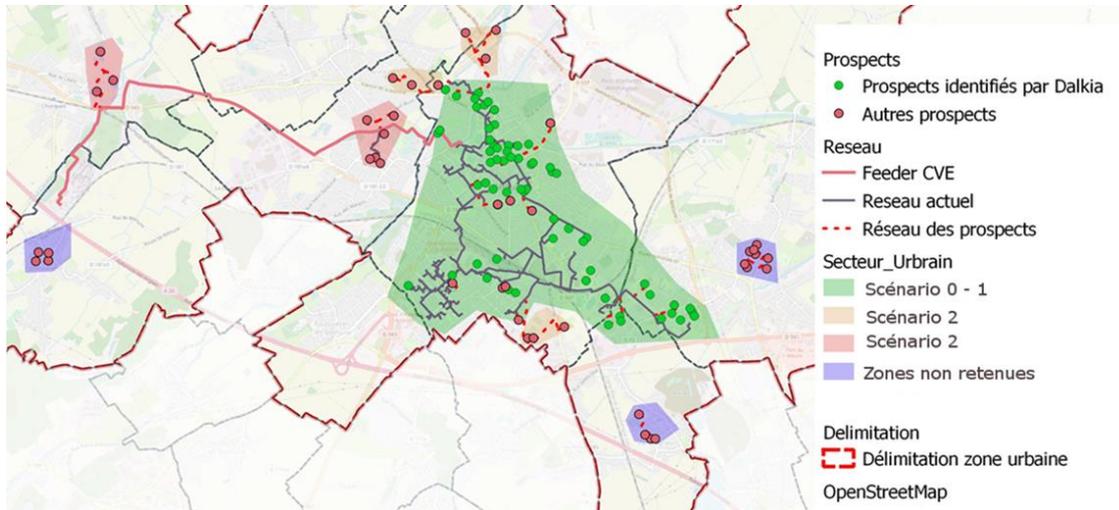
	Labeuvrière	Verquigneul	Beuvry
Prospects	4 bâtiments publics	4 bâtiments publics	4 bâtiments publics
Longueur réseau	1,3 km	2,8 km	2,7 km
Besoins	315 MWh	683 MWh	638 MWh
Densité	0,24 MWh/ml	0,29 MWh/ml	0,24 MWh/ml

Tableau 2 : caractéristiques des zones éloignées

**Les zones exclues ont été présentées en annexe.**

Finalement, c'est donc trois scénarios qui ont été étudiés

- **Scénario 0** : prospects et raccordement en cours par DALKIA (scénario de référence)
- **Scénario 1** : scénario 0 + densification du réseau
- **Scénario 2** : scénario 1 + extensions de proximité et raccordement sur la conduite du CVE



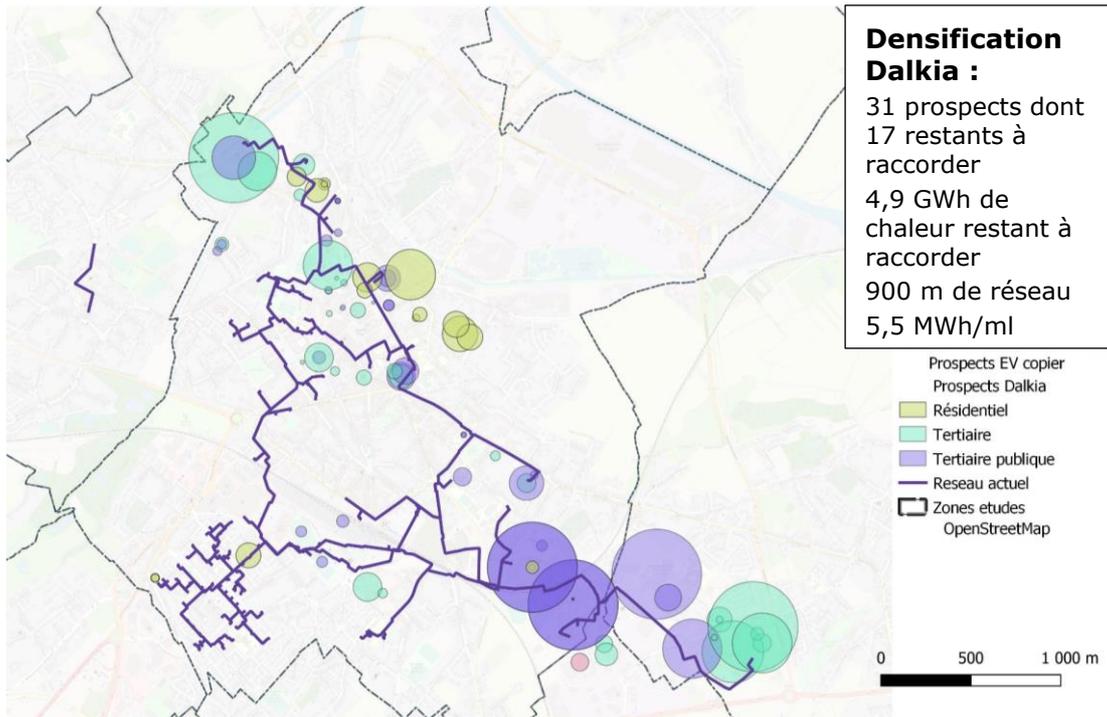
*Plan 5 : scénarios étudiés*

## 1.4/ Les tracés des zones de développement

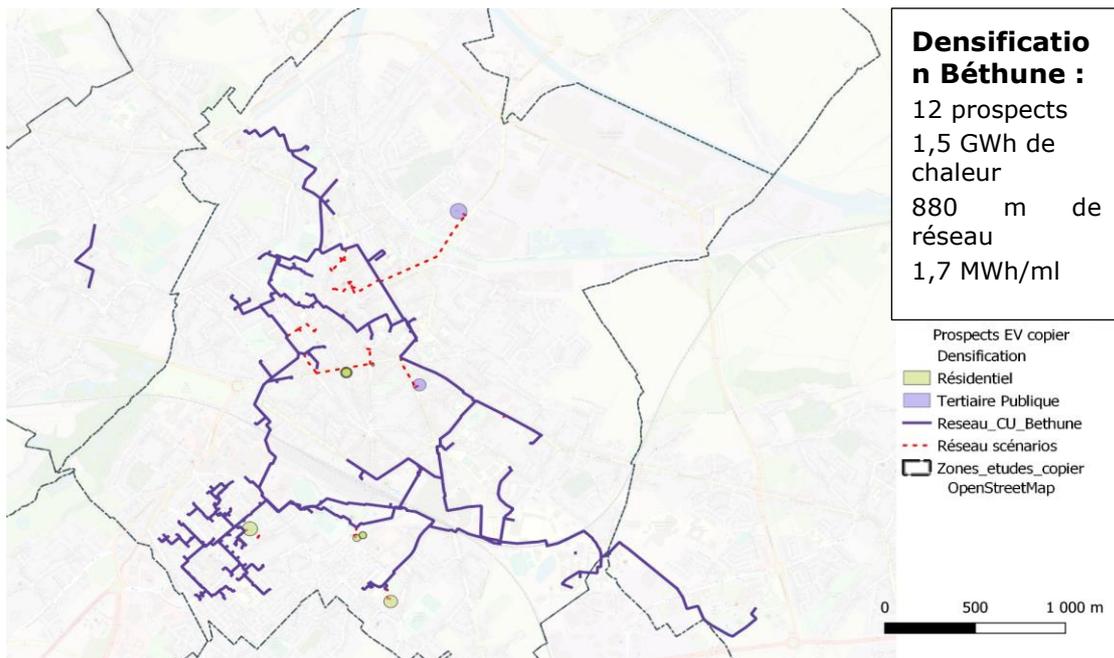
Afin d'étudier la possibilité d'intégrer ces zones dans des scénarios, nous avons tracé le raccordement entre les prospects. Ces premiers tracés nous ont permis d'établir **la densité maximale des zones**.

Nous présentons également la densification des prospects en cours par Dalkia dans le cadre de l'avenant 1 qui constituera le scénario 0 : scénario de référence.

Les mentions « feeder CVE » et « conduite du CVE » désignent le conduit entre le CVE et le réseau de chaleur de Béthune.

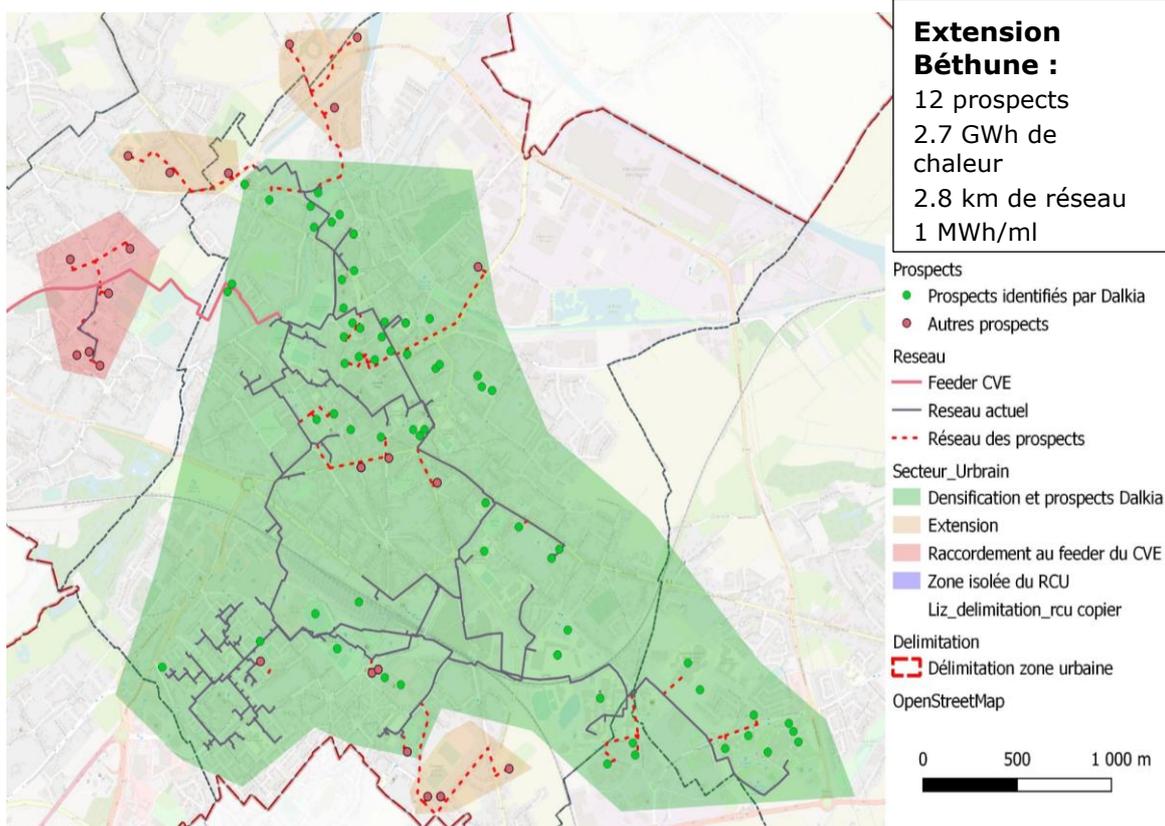


Plan 6 : zone de densification des prospects Dalkia (scénario 0)

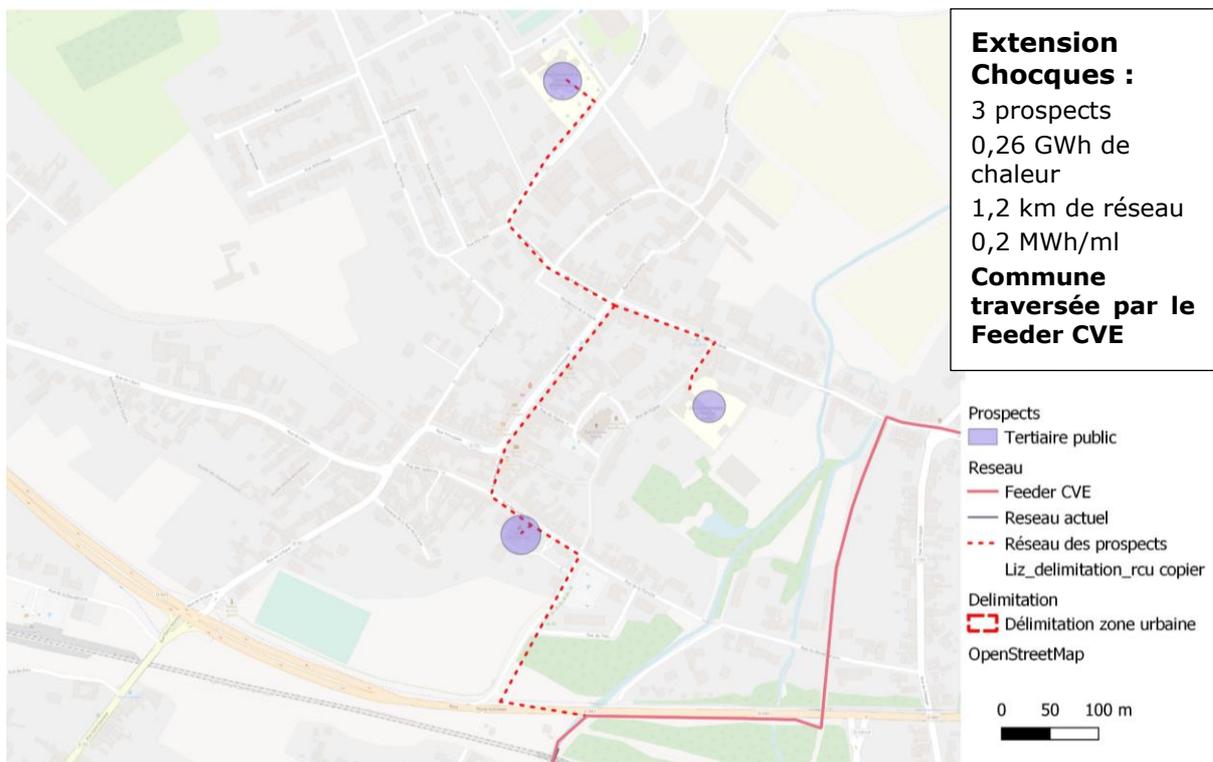


Plan 7 : zone de densification Béthune, prospects Elcimai Environnement (scénario 1)

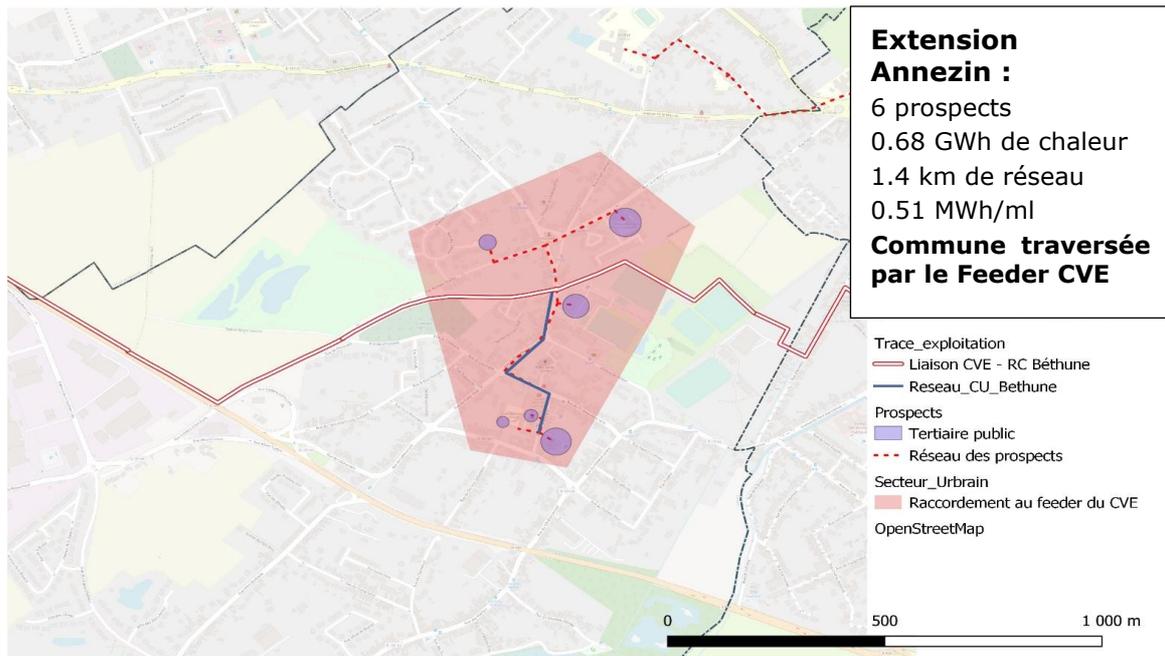
Le tableau du plan 8 représente **uniquement** les prospects en extension proche de Béthune. La densification de Béthune intramuros est présentée dans le plan 7.



Plan 8 : zone d'extension autour de Béthune (scénario 1)



Plan 9 : zone d'extension vers Chocques (scénario 2)



Plan 10 : zone d'extension vers Annezin (scénario 2)

## 1.5/ Caractéristiques des scénarios

Zones	Densité (MWh/ml)	Scénario correspondant
Densification par Dalkia	5.5	Scénario 0
Densification Elcimai	1.7	Scénario 1
Extension proche Béthune	1	Scénario 2
Annezin	0.5	Scénario 2
Chocques	0.2	Scénario 2
Beuvry	0.24	/
Verquigneul	0.29	/
Labeuvrière	0.24	/

Tableau 3 : densité énergétique des zones de développement

Bien que présentant des densités faibles, les communes de Chocques et Annezin sont traversées par le feeder (canalisation principale) du CVE, nous les avons donc intégrées dans le scénario 2.

Scénarios	Besoins supplémentaires estimés	Densité de l'extension (MWh/ml)	Densité du réseau entier (MWh/ml)
Scénario 0	4.9 GWh	5.5	2.1
Scénario 1	6.3 GWh	4.1	2.1
Scénario 2	9.9 GWh	<b>1.4</b>	1.9

Tableau 4 : besoins de chaleur supplémentaire et densité énergétique par scénario

Les scénarios présentés sont éligibles au Fond Chaleur (les conditions d'éligibilités nécessaires pour obtenir les subventions dans le scénario 2 sont atteintes).

Nous présentons ci-après, les scénarios dans le détail.

## 2/ Présentation technique

### 2.1/ Les centrales existantes (au 1<sup>er</sup> juillet 2021)

Au premier juillet 2021, 2 sites sont existants et raccordés au réseau :

- Chaufferie Mont-Liébaud et l'installation de Gazonor
- Chaufferie centre-ville

#### 2.1.1/ Site de Mont-Liébaud

Le site de Mont-Liébaud est composé de la chaufferie gérée par Dalkia ainsi que des équipements de Gazonor en lien avec les conventions (Dalkia-Gazonor) de fourniture de chaleur et de gaz de mines.

En 2021, les équipements sont les suivants :

Acteur	Équipement	Puissance	État
Dalkia	Chaudière gaz	8 MW	Neuf
Dalkia	Chaudière gaz	6 MW	Neuf
Dalkia	Chaudière hybride GdM / gaz naturel	5 MW	Neuf
Gazonor	Cogénération GdM	1,5 MW <sub>th</sub> *	Neuf (hors périmètre DSP)
Gazonor	Cogénération GdM	1,5 MW <sub>th</sub> *	

Tableau 5: équipements de production sur Mont-Liébaud

\*Bien que disposant d'une puissance totale de 3 MW installée, électrique comme thermique, le contrat de Gazonor avec GrDF ne lui permet pas d'injecter sur le réseau électrique plus de 2,7MW électrique, et donc la puissance disponible pour le RCU est également limitée à 2,7 MW.

Équipement de cogénération 1,5MW



Chaudière hybride (Mont Liébaud)



### 2.1.2/ Site centre-ville

La chaufferie centre-ville est gérée par Dalkia.

Les équipements sont les suivants :

Acteur	Équipement	Puissance	État
Dalkia	Chaudière gaz	4 MW	État d'usage
Dalkia	Chaudière gaz	10 MW	État d'usage
Dalkia	Cogénération gaz	3,5 MW <sub>th</sub> 3,5 MW <sub>élec</sub>	État d'usage – équipements de 2012.

Tableau 6: équipements de production sur le centre-ville

*Cogénération 3,5MW (centre-ville)*



*PID du projet (centre-ville)*



Les équipements, bien qu'anciens, ne seront pas remplacés. Des travaux de mise en conformité sont néanmoins prévus.

Ces équipements (hors cogénération, dont le démantèlement est prévu en fin de contrat d'achat, en 2027) ne devraient pas faire l'objet d'un renouvellement préventif pendant la durée de la concession actuelle.

### 2.1.3/ Le centre de valorisation énergétique

Le centre de valorisation énergétique de Labeuvrière est raccordé afin de permettre la récupération de la chaleur.

Le contrat de vente de chaleur entre Valnor (le délégataire et exploitant du CVE) et Dalkia n'est pas encore finalisé. Notre analyse se porte uniquement sur les données présentées dans l'avenant du contrat d'exploitation du réseau de chaleur entre la ville de Béthune et Dalkia.

La centrale du CVE doit fournir au réseau une puissance de 5,5 MW qui évoluera à 10 MW en 2027.

### 2.1.4/ Synthèse des puissances installées

Les capacités de production influent directement les scénarios.

Nous rappelons donc les capacités de productions disponibles, aux dates clés 2030 et 2039 (fin de la DSP) :

	Chaufferie Mont-Liébaud	Gazonor Mont-Liébaud	Chaufferie Centre-ville	CVE
Équipement	Chaudière gaz Chaudière gaz de mine	Cogénération au gaz de mine	Cogénération 2 Chaudière gaz	Chaleur fatale
Puissance	14MW-5MW	2x1,5 MW Arrêt du contrat en 2035 avec obligation de 14 285 MWh dont 7 000 MWh l'hiver	3,5MW-10+4MW Démantèlement de la centrale de cogénération en 2027	5,5 -> 10MW En 2027

Tableau 7: synthèse des puissances installées

	2022	2030	2039
Puissances chaufferies <sup>1</sup>	29 MW	29 MW	29 MW
Puissances CVE/Cogénération	12 MW	13 MW	10 MW

Tableau 8: synthèse des évolutions des puissances installées

### 2.1.5/ Émissions de GES, contenu en CO<sub>2</sub> du réseau

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont calculées, pour chaque scénario aux années clés (2030 et 2039) à partir :

- De l'évolution des consommations de combustibles et de chaleur livrée projetés,
- Des coefficients suivants :

	TCO <sub>2</sub> / MWh PCI
Cogénération	0,227
CVE	0*
Gaz de Mines	0
Gaz naturel	0,227
Cogénération Centre-ville - Elec	-0,356

Tableau 9 : contenu CO<sub>2</sub> par source d'énergie

\*Une étude a été lancée en 2018 (menée par AMORCE) visant à mesurer le CO<sub>2</sub> biogénique pour déterminer la part d'énergie renouvelable – application aux unités de traitement thermique de déchets ménagers et aux chaufferies CSR. Actuellement, les émissions de CO<sub>2</sub> des UVE sont réglementairement de 0 t<sub>eq</sub> CO<sub>2</sub> / MWh PCI, ce taux pourrait être amené à évoluer dans le futur.

Ces coefficients sont ceux utilisés par le SNCU dans son enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid réalisée pour le compte de l'état et permettant de calculer « Le contenu CO<sub>2</sub> en émissions directes d'un réseau de chaleur ou de froid »

<sup>1</sup> À confirmer avec Dalkia : les 2 chaufferies du centre villes (10 + 4 MW) ne peuvent pas fonctionner en même temps

publié chaque année par arrêté. Ces contenus officiels servent pour la réalisation des Diagnostics de Performances Énergétique (DPE) et pour l'application des réglementations thermiques.

Cela permet de calculer les émissions directes conventionnelles<sup>2</sup> des installations.

Cela permet également de calculer les émissions directes des installations, non soumises au quota CO<sub>2</sub> pour les installations en chaufferie centrale.

Le contenu en CO<sub>2</sub> du réseau de chaleur est officiellement de 227 gCO<sub>2</sub>/kWh depuis le 12 octobre 2020, date de la dernière révision du contenu en CO<sub>2</sub> des réseaux de chaleur applicable pour les réglementations thermiques et l'établissement de DPE.

Au sens de la réglementation thermique, un réseau est très vertueux s'il est en dessous de 50gCO<sub>2</sub>/kWh, et vertueux en dessous de 150gCO<sub>2</sub>/kWh.

À partir de 2021, le contenu en CO<sub>2</sub> du réseau devrait chuter à environ 65gCO<sub>2</sub>/kW, permettant de diminuer de 34% les émissions de CO<sub>2</sub> (en volume) malgré une hausse de 160% des livraisons de chaleur.

### **2.1.6/** Quota CO<sub>2</sub> :

Aucune des chaufferies ne dépasse 20MW de puissance nominale. Elles ne sont pas soumises au quota CO<sub>2</sub>.

## **2.2/ Scénario 0 : référence**

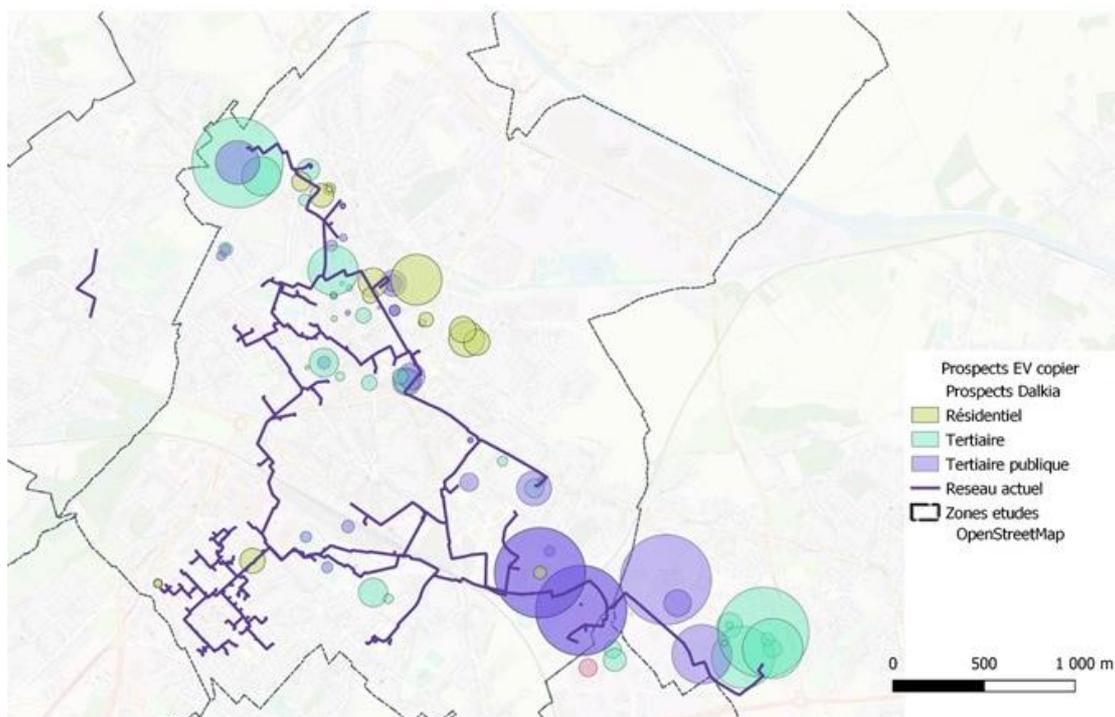
Le scénario 0 présente les prospects envisagés par Dalkia et vient continuer le travail de densification entamé en 2021.

Ce scénario présente une densité importante et sera intégré dans les scénarios 1 et 2 afin de faciliter l'obtention des subventions Fond Chaleur ADEME.

---

<sup>2</sup> Conventionnelles, car non égales aux émissions réelles des installations : par exemple, la combustion de bois émet du CO<sub>2</sub>, mais son utilisation pour l'alimentation d'un réseau de chaleur n'entraîne pas conventionnellement d'émission de gaz à effet de serre.

## 2.2.1/ Caractéristiques techniques



Plan 11 : scénario 0

Caractéristiques de l'extension	Réseau entier	Dont extension
Nombre d'abonnés	146	Dont 17 non raccordés présentés dans l'avenant 1
Besoins de référence estimés supplémentaires	68 625 MWh	4 868 MWh
Longueur réseau	32 000 ml	Dont 880 m restant
Densité thermique	2.1 MWh/ml	5.53 MWh/ml
Taux d'EnR&R mini*		60%
Rendement réseau		82%

Tableau 10 : caractéristiques de l'extension (scénario 0)

\*Le taux d'EnR&R augmente dès 2022 avec la montée en puissance de la fourniture du CVE et en 2027 avec l'augmentation de la capacité de production de l'UVE. Le taux d'EnR&R mini est estimé avec les capacités de productions actuelles.

## 2.2.2/ Projections du réseau

À partir des besoins projetés, présentés dans le chapitre 2, nous pouvons établir la projection pour 2030 et 2039 :

- Des besoins totaux sur le réseau,
- Du Mix énergétique,
- Des monotonies d'appel de puissance,
- Des émissions de CO<sub>2</sub> du réseau.

### ➤ **Besoins projetés**

Les besoins projetés sont représentés ci-dessous pour 2030 et 2039. Nous avons également représenté :

- Les **besoins du réseau de 2020**
- Les besoins de références **non projetés en 2022**

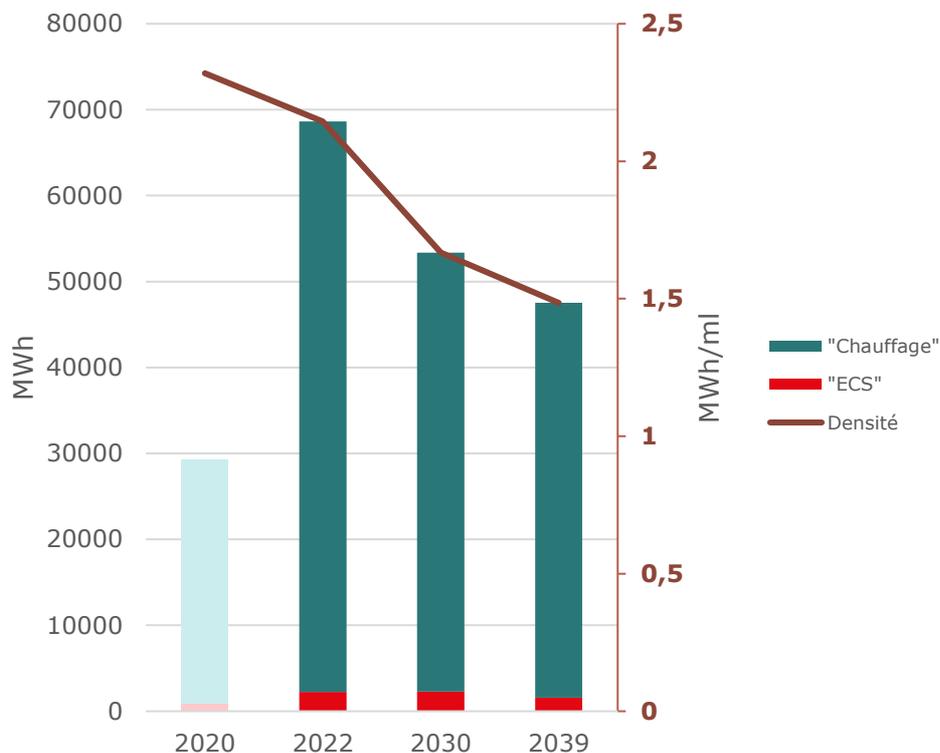


Figure 1 : évolution des besoins, scénario 0

- **Les besoins de référence sont de 69 GWh avec une densité de 2.14 MWh/ml**, soit plus du double de la chaleur vendue en 2020
- **Les besoins projetés en 2030 diminuent de 23%, soit 53 GWh**, pour une densité de 1.6 MWh/ml
- **En 2039 les besoins de chaleur sont estimés à 47 GWh** et une densité de 1.5MWH/ml

### ➤ **Mix énergétique**

Le mix énergétique permet de montrer la répartition des moyens de production de la chaleur vendue et permet également de calculer le taux d'EnR&R.

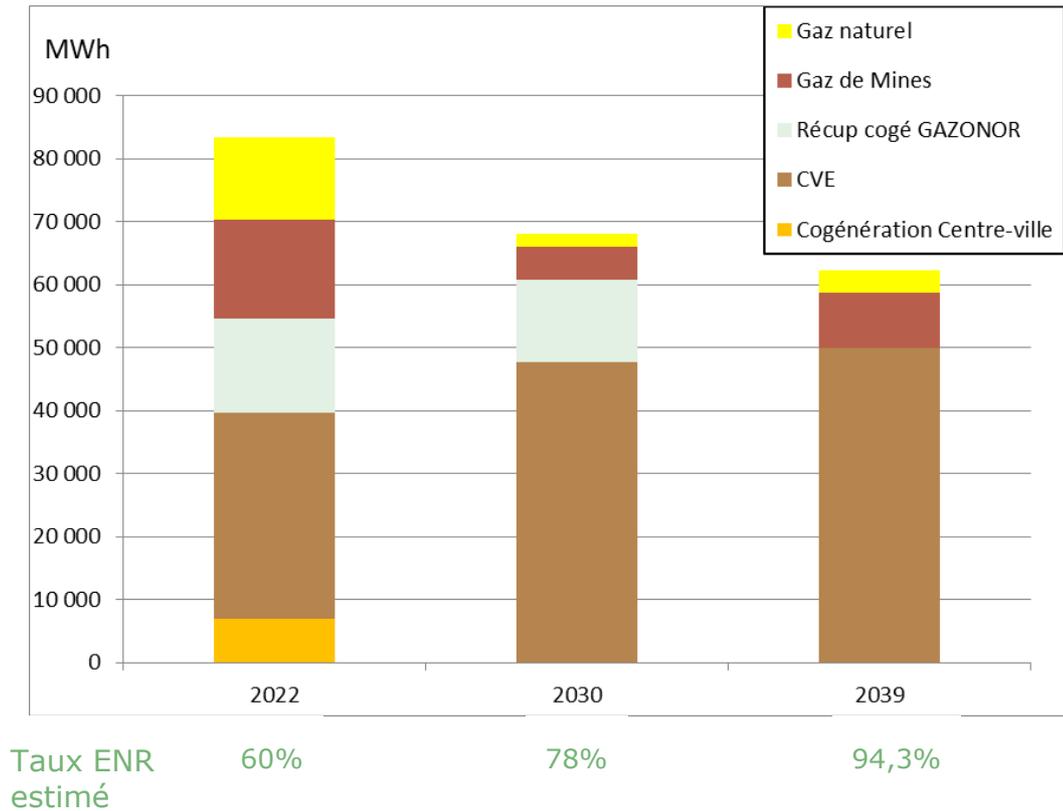


Figure 2 : évolution du mix énergétique scénario 0

Avec l'augmentation des capacités de production du CVE en 2027, passant de 5,5MW à 10 MW et le démantèlement de la centrale de cogénération du centre-ville, le taux d'EnR&R dans le réseau de chaleur devient de plus en plus prépondérant. En 2030, le taux devrait atteindre 78%.

Dalkia a proposé une mixité prévisionnelle maximale de 71% EnR&R en 2022. À horizon 2039, le CVE et le gaz de mine seront les énergies majoritaires, appuyées en cas de pics de froid par les chaufferies au gaz naturel. Le taux devrait atteindre **94% d'ici 2039.**

### ➤ **Monotones**

La monotone permet de visualiser les appels de puissances tout au long de l'année. Elle a été reconstituée grâce à notre outils interne ElciMix et avec les hypothèses présentées ci-dessus.

#### **Nous représentons la monotone 2027-2034.**

Le monotone type entre 2022 et 2027 est représenté dans le rapport M2.

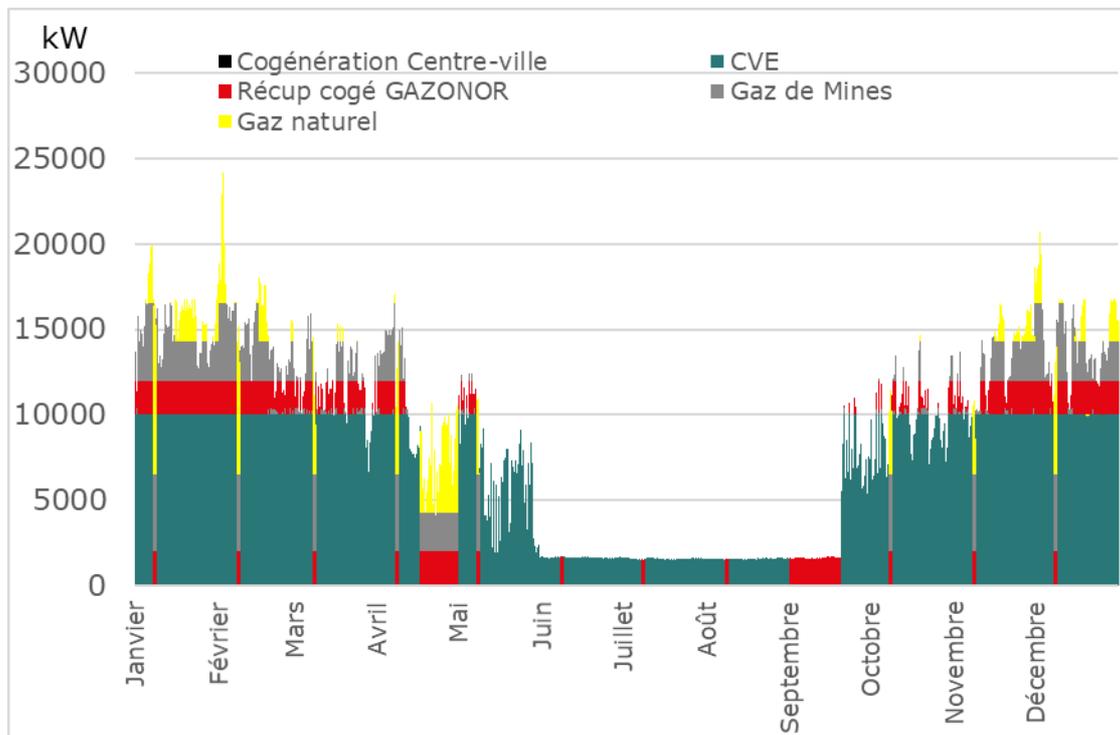


Figure 3 : monotone horaire du réseau entre 2027 et 2034 par moyen de production mobilisé suivant leur ordre probable de priorité

Il en ressort que :

- 70% de la production de la chaleur (pour une puissance installée de 10MW à partir de 2027) est assurée par le CVE. En période estivale, l'ECS est exclusivement assurée par le CVE. En cas d'arrêts annuels du CVE en période de chauffage et d'indisponibilité (arrêts, manque de puissance), ce sont notamment les chaufferies au gaz naturels qui viennent compenser ce manque.
- La chaleur issue de la cogénération de Gazonor ne fonctionnera qu'en période de chauffage ou en cas de panne ou d'arrêt du CVE en période estivale. Les 2,7 MW sont nécessaires pour atteindre l'engagement de prise de chaleur entre Gazonor et Dalkia (14 285 MWh dont 7 000 MWh l'hiver). **Afin d'honorer le contrat, la chaleur issue de la cogénération de Gazonor devra être bien surveillée** et la puissance mise à disposition du CVE devra ponctuellement être diminuée afin de prioriser la cogénération.
- La production de chaleur issue du gaz de mine (GDM) est plutôt faible entre 2027 et 2034. Avec la puissance installée, la chaleur issue du GDM pourrait être plus de deux fois supérieure.

En 2030, le rendement global du réseau est de **78%**<sup>3</sup>.

L'ordre de priorité des différentes ressources devrait être le suivant :<sup>4</sup>

Les sources d'EnR&R suivantes :

- 1)** Chaleur fatale issue du CVE
- 2)** Cogénération Gazonor (Gaz de Mines)
- 3)** Gaz de Mines

Les sources fossiles suivantes :

- 4)** Gaz naturel

**L'appel de puissance maximum estimé<sup>5</sup> est de l'ordre**

- **37 MW** d'après les besoins de référence
- **30 MW** à l'horizon 2030
- **27 MW** à l'horizon 2039

Le réseau de chaleur est sécurisé avec la puissance installée de chaudière (29MW) et la puissance installée du CVE (10MW), mobilisable à toute heure (hors panne et arrêt pour maintenance).

Il serait donc possible d'étendre le réseau légèrement de chaleur de 2 MW à court terme sans ajouter de moyens de production en diminuant la sécurisation de la chaleur en cas de panne : panne possible seulement du CVE.

À noter : le niveau de sécurisation baissera avec l'arrêt de la cogénération en 2027.

En cas de forte augmentation rapide, entre 2022 et 2027, de la puissance souscrite par rapport au développement prévu à l'avenant 1, l'ajout de chaudières gaz serait à réaliser.

Cependant, après 2027, les moyens de productions offriront de nouvelles perspectives de développement, avec notamment l'augmentation à 10 MW du CVE.

---

<sup>3</sup> Volume de pertes obtenus par calcul via notre outil de simulation

<sup>4</sup> Le contrat de DSP ne fixe pas de priorité entre les différentes sources d'énergies. C'est au délégataire, à ces risques et périls et en fonction des nombreux contrats d'achat et de ventes, qui gère la priorisation des sources d'énergies disponibles.

<sup>5</sup> Estimé avec notre outil de simulation, sans projeter les consommations, ce résultat est donc légèrement surestimé, de l'ordre de 10%

## ➤ Émissions CO<sub>2</sub>

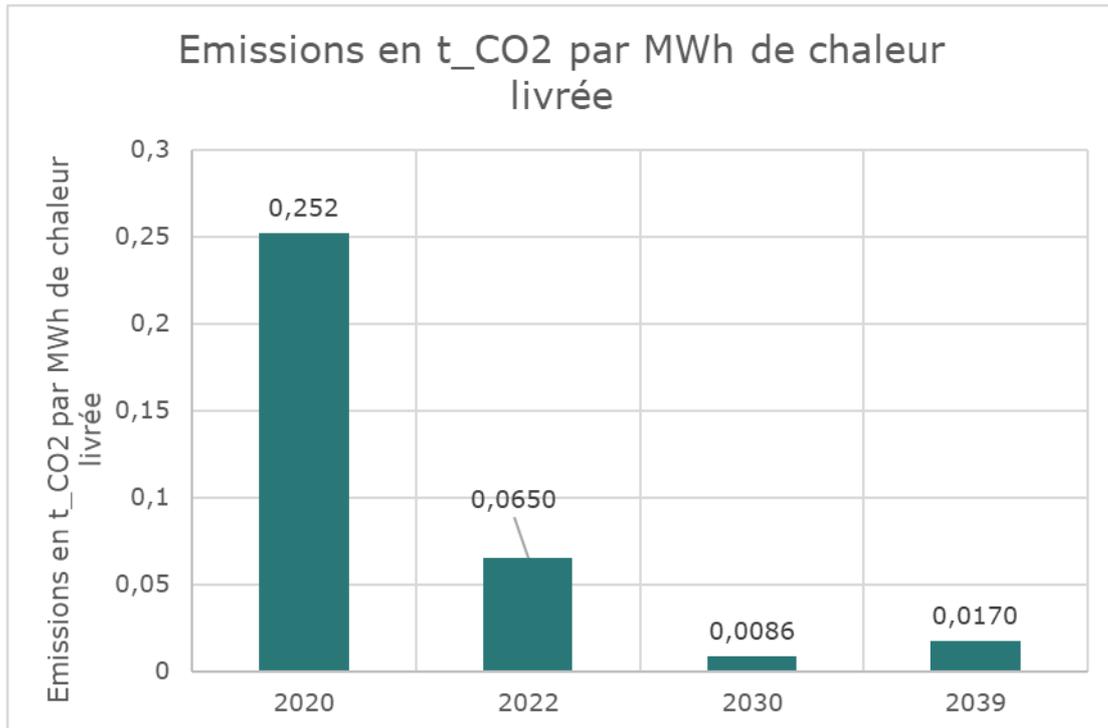


Figure 4 : évolution des émissions de CO<sub>2</sub> du réseau en tonne de CO<sub>2</sub> par MWh livrée – scénario 0

Les émissions de CO<sub>2</sub> sont portées exclusivement par le gaz naturel après 2027.

### 2.2.3/ Conclusion technique

Le scénario 0 est un scénario conservateur en termes de développement. Les données techniques du réseau sont très avantageuses en termes de sécurisation du réseau, taux d'EnR&R ou encore tonnes de CO<sub>2</sub> émises par MWh livré. Les capacités maximales de production ne sont, en revanche, pas pleinement exploitées.

La densification du réseau dans la commune de Béthune est forte, cependant l'extension vers d'autres communes du réseau est limitée.

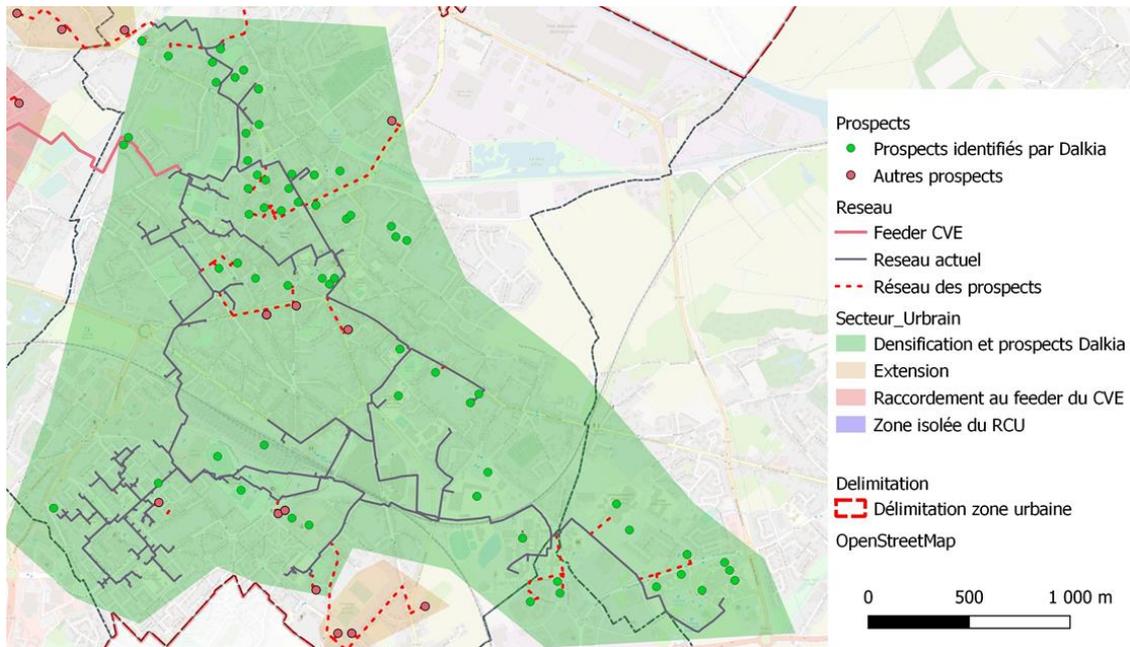
Le classement du réseau permet le raccordement systématique de nouveaux bâtiments ou de réhabilitation énergétique forte, construits dans la zone classée. Les possibilités de densification supplémentaire liée au classement sont donc plus faibles sur une zone restreinte, surtout si la zone est déjà dense comme la commune de Béthune.

### 2.3/ Scénario 1 : développement modéré

Le scénario 1 est un scénario de densification : il intègre le scénario 0 ainsi que des prospects supplémentaires identifiés avec un tri plus fin que celui fait par Dalkia en premier lieu. Pour rappel, nous avons considéré un seuil à 20 MWh par point de livraison (Dalkia aurait pris un seuil à 50-10 MWh).

Ce scénario vient donc en complément (techniquement et financièrement) du scénario 0. Les principaux prospects, en termes de consommation énergétique, étant déjà ciblés dans le scénario 0, ce scénario vient compléter la densification de cette zone avec des prospects ayant de plus faibles besoins de chaleur.

### 2.3.1/ Caractéristiques techniques



Plan 12 : scénario 1

Les prospects identifiés par un point vert correspondent aux prospects identifiés par Dalkia et présentés dans l'avenant 1.

Les prospects identifiés par un point rouge sont ceux analysés avec un seuil de consommation plus fin et viennent compléter le scénario 0.

Caractéristiques de l'extension	Réseau entier	Dont extension
Nombre d'abonnés	158	12 prospects (dont 11 résidentiels collectifs et 1 tertiaire public)
Besoins	70 072 MWh	6 315 MWh
Longueur réseau	32 654 ml	654 ml
Densité thermique	2.1 MWh/ml	4.1 MWh/ml
Taux d'EnR&R mini*		60%
Rendement réseau		82%

Tableau 11 : caractéristiques de l'extension (scénario 1)

\*Le taux d'EnR&R augmente dès 2027 avec l'augmentation de la capacité de production de l'UVE. Le taux d'EnR&R mini est estimé avec les capacités de production actuelles.

### 2.3.2/ Projections du réseau

À partir des besoins projetés, présentés dans le chapitre 2, nous pouvons établir la projection pour 2030 et 2039 :

- Des besoins totaux sur le réseau
- Du Mix énergétique
- Des monotonies d'appel de puissance

- Des émissions de CO<sub>2</sub> du réseau

➤ **Besoins projetés**

Les besoins projetés sont représentés ci-dessous pour 2030 et 2039. Nous avons également représenté :

- Les **besoins du réseau de 2020**
- Les besoins de références **non projetés**

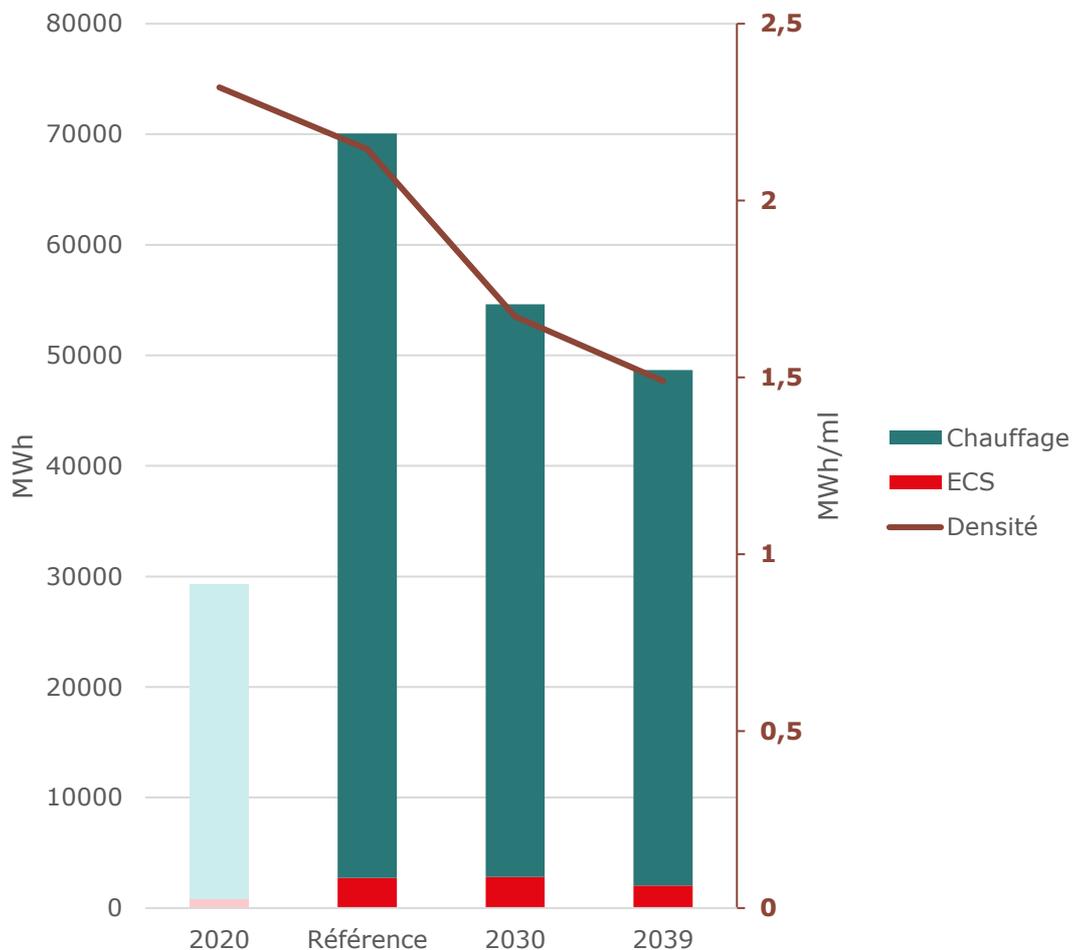


Figure 5 : évolution des besoins, scénario 1

- **Les besoins de référence sont de 70 GWh**, soit plus du double de la chaleur vendue en 2020 mais quasiment identiques aux besoins du scénario 0 de référence
- **Les besoins projetés en 2030 sont de 22% inférieurs soit 54,6 GWh**, avec une densité de 1.6 MWh/ml,
- **En 2039 les besoins de chaleur sont estimés à 49 GWh**, avec une densité de 1.5 MWh/ml,

### ➤ Mix énergétique

Le mix énergétique permet de montrer la répartition des moyens de production de la chaleur vendue et permet également de calculer le taux d'EnR&R.

#### À noter

Le mix énergétique du scénario 1 n'est présenté qu'à partir de 2030 ! Un raccordement avant 2024-2025 n'est pas envisageable.

**Le mix énergétique 2022 est la configuration du scénario 0.**

En effet, par la nature prospective du développement de réseau de chaleur, les délais de mise en œuvre (validation du développement, prospection, réalisation des travaux...) sont souvent longs. Un démarrage des travaux mi 2023 entraînerait les premiers raccordements pour la saison de chauffe 2024-2025.

Cependant, la volonté politique d'accélérer le raccordement de Annezin et Chocques permettra de réduire les temps de validation du projet. Le gain de temps est estimé à 4-6 mois (temps de contractualisation, échanges et validation intra/inter-communale).

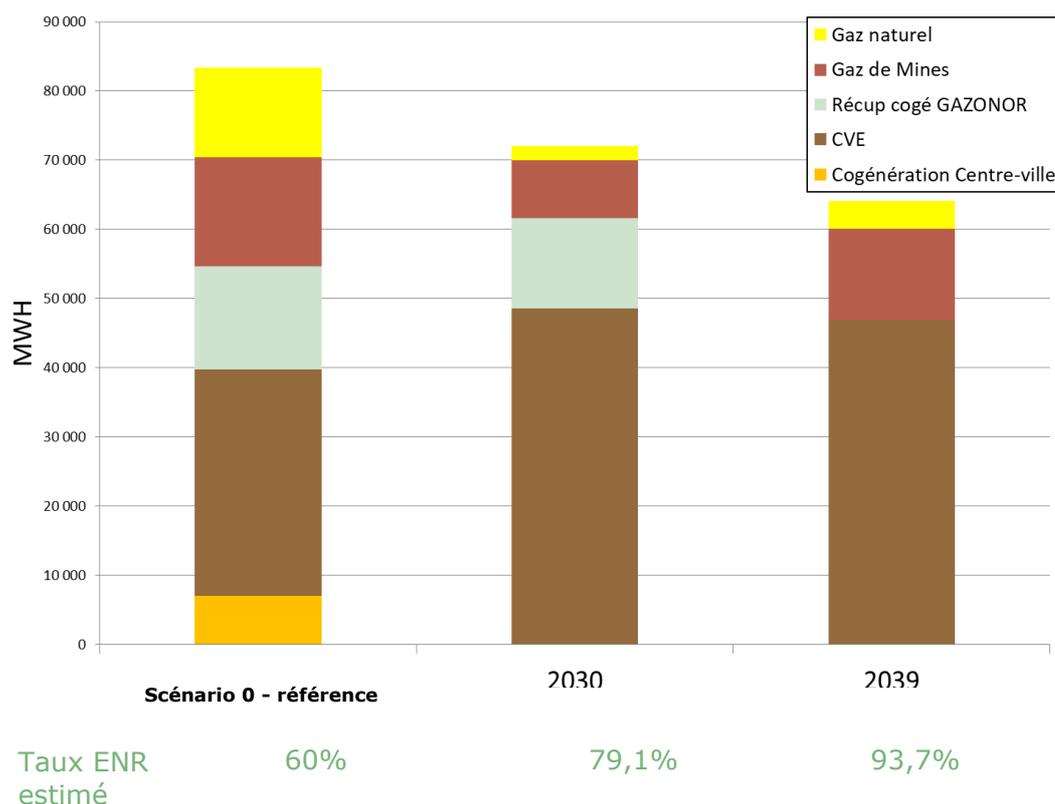


Figure 6 : évolution du mix énergétique scénario 1

Le scénario 1 est très proche du scénario 0, le mix énergétique est donc quasiment identique.

Le taux d'ENR&R est plus élevé en 2030 que le scénario 0 : cela est dû à la fourniture de gaz de mine qui est légèrement supérieure dans le scénario 1.

À horizon 2039, le CVE et le gaz de mine seront les énergies majoritaires, appuyées en cas de pics de froid par les chaufferies au gaz naturel. Le taux devrait être aux alentours de 94% d'ici 2039.

### ➤ **Monotones**

La monotone permet de visualiser les appels de puissances tout au long de l'année.

Elle a été reconstituée grâce à notre outils interne ElciMix et avec les hypothèses présentées ci-dessus.

Nous représentons la monotone 2027-2034.

Le monotone type entre 2022 et 2027 est représenté dans le rapport M2.

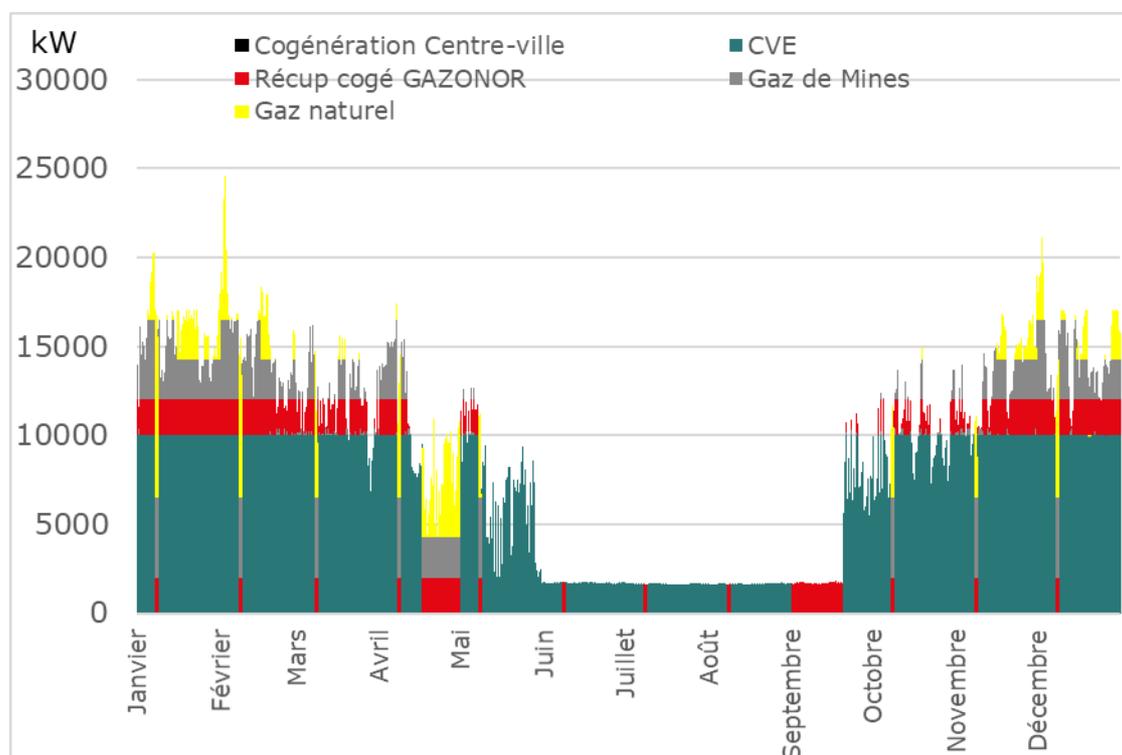


Figure 7 : monotone horaire du réseau entre 2027 et 2034 par moyen de production mobilisé suivant leur ordre probable de priorité – Scénario 1

À l'image du scénario 0, il en ressort que :

- 69% de la production de la chaleur est assurée par le CVE. En période estivale, l'ECS est exclusivement assurée par le CVE. En cas d'arrêt annuel du CVE en période de chauffage et d'indisponibilité (arrêt, manque de puissance), ce sont notamment les chaufferies au gaz naturel qui viennent compenser ce manque.
- La chaleur issue de la cogénération de Gazonor ne fonctionnera qu'en période de chauffage ou en cas de panne ou d'arrêt du CVE en période estivale. **Afin d'honorer le contrat, la chaleur issue de la cogénération de Gazonor devra être bien surveillée** et la puissance mise à disposition du CVE devra ponctuellement être diminuée afin de prioriser la cogénération.

En 2030, le rendement global du réseau du scénario 1 est de **78%**.

L'ordre de priorité des différentes ressources devrait être le suivant :<sup>6</sup>

Les sources d'EnR&R suivantes :

- 1) Chaleur fatale issue du CVE
- 2) Cogénération Gazonor (Gaz de Mines)
- 3) Gaz de Mines

Les sources fossiles suivantes :

- 4) Gaz naturel

**L'appel de puissance maximum estimé<sup>7</sup> est de l'ordre de 38 MW.** Le réseau de chaleur est sécurisé avec la puissance installée de chaudière (29MW) et la puissance installée du CVE (10MW), mobilisables à toute heure (hors panne et arrêt pour maintenance).

Les possibilités de développement sont faibles à court terme.

### À noter

Pour les mêmes raisons que pour le mix énergétique, **les émissions de CO<sub>2</sub> de 2022 sont celles du scénario 0.**

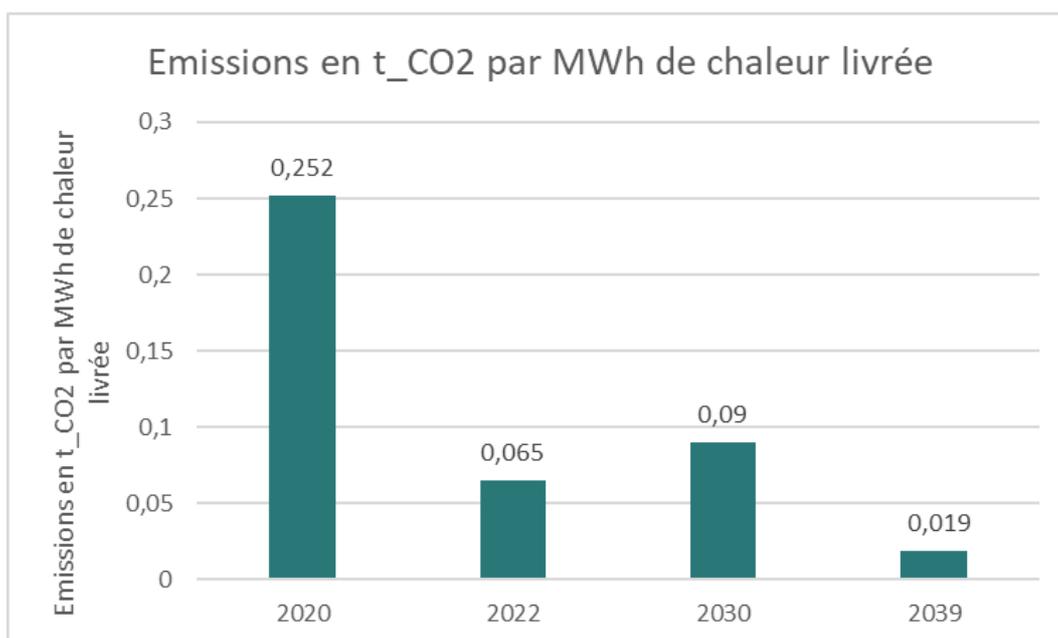


Figure 8 : évolution des émissions de CO<sub>2</sub> du réseau en tonne de CO<sub>2</sub> par MWh livrée – scénario 1

<sup>6</sup> Le contrat de DSP ne fixe pas de priorité entre les différentes sources d'énergies. C'est au délégataire, à ces risques et périls et en fonction des nombreux contrats d'achat et de ventes, qui gère la priorisation des sources d'énergies disponibles.

<sup>7</sup> Estimé avec notre outil de simulation, sans projeter les consommations, ce résultat est donc légèrement surestimé, de l'ordre de 10%

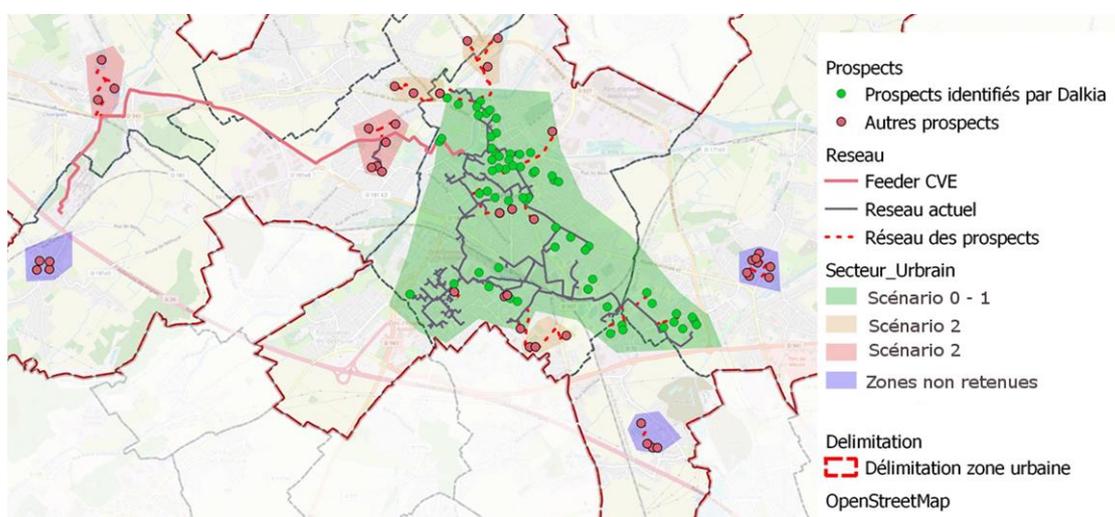
### 2.3.3/ Conclusion technique

Le scénario 1 identifie des prospects avec un seuil inférieur à celui utilisé par Dalkia dans le scénario 0. Dans ce scénario, on augmente le nombre d'abonnés au réseau sans augmenter de manière significative les besoins de chaleur qui sont comparables au scénario 0 de référence.

## 2.4/ Scénario 2 : développement engagé

Le scénario 2 reprend la densification du scénario 1 et vient étendre le réseau vers de nouvelles communes. Chocques et Annezin sont traversés par la liaison du réseau actuel avec le CVE : des ramifications partent de la liaison du CVE pour raccorder de nouveaux prospects. De plus, les extensions à proximité de Béthune sont également intégrées (communes de Béthune et Annezin).

### 2.4.1/ Tracé envisagé



Plan 13 : scénario 2

Caractéristiques de l'extension	Réseau entier	Dont extension
Nombre d'abonnés	179	33 prospects (dont 13 résidentiels collectifs, 18 tertiaires publics et 2 tertiaires privés)
Besoins de référence estimé supplémentaire	73 130 MWh	9 963 MWh
Longueur réseau	38 070 ml	6 950 ml
Densité thermique	1.9 MWh/ml	1.4 MWh/ml
Taux d'EnR&R mini*		60%
Rendement réseau		78%

Tableau 12 : caractéristiques de l'extension (scénario 2)

\*Le taux d'EnR&R augmente dès 2027 avec l'augmentation de la capacité de production de l'UVE. Le taux d'EnR&R mini est estimé avec les capacités de productions actuelles.

## 2.4.2/ Projections du réseau

À partir des besoins projetés, présentés dans le chapitre 2, nous pouvons établir la projection pour 2030 et 2039 :

- Des besoins totaux sur le réseau
- Du Mix énergétique
- Des monotonies d'appel de puissance
- Des émissions de CO<sub>2</sub> du réseau

### ➤ **Besoins projetés**

Les besoins projetés sont représentés ci-dessous pour 2030 et 2039. Nous avons également représenté :

- Les **besoins du réseau de 2020**
- Les besoins de références **non projetés en 2022**



Figure 9 : évolution des besoins, scénario 2

- **Les besoins de référence sont de 73 GWh**

- **Les besoins projetés en 2030 sont de 21% soit 57,5 GWh**, pour une densité de 1.5 MWh/ml,
- **En 2039 les besoins de chaleur sont estimés à 51,2 GWh**, avec une densité à 1.4 MWh/ml

### ➤ Mix énergétique

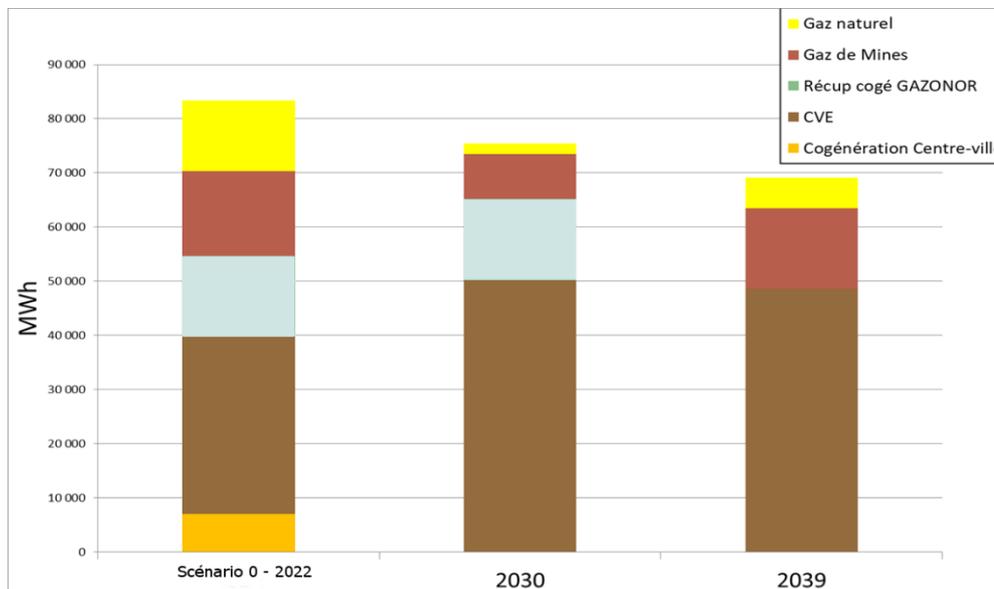
Le mix énergétique permet de montrer la répartition des moyens de production de la chaleur vendues et permet également de calculer le taux d'EnR&R.

#### À noter

Le mix énergétique du scénario 2 n'est présenté qu'à partir de 2030 ! Un raccordement avant 2024-2025 n'est pas envisageable pour les extensions. **Le mix énergétique 2022 est la configuration du scénario 0.**

On retrouve ici les mêmes effets que pour le scénario 1, à rajouter les temps de communication et d'échange avec les nouvelles communes (bien que très favorable au raccordement avec le RCU).

Cependant, la volonté politique d'accélérer le raccordement de Annezin et Chocques permettra de réduire les temps de validation du projet. Le gain de temps est estimé à 4-6 mois (temps de contractualisation, échanges et validation intra/inter-communale).



Taux ENR estimé 60%

77,6%

91,8%

Figure 10 : évolution du mix énergétique scénario 2

L'augmentation importante des besoins et la diminution du rendement réseau, entraînent la diminution du taux d'EnR&R.

Il est cependant bon de rappeler que le taux atteint en 2030, 77,6%, est un taux permettant l'obtention des subventions ADEME (seuil à 65%).

À horizon 2039, le CVE et le gaz de mine seront les énergies majoritaires, appuyées en cas de pics de froid par les chaufferies au gaz naturel. Le taux devrait être aux alentours de 92% d'ici 2039.

### ➤ **Monotones**

La monotone permet de visualiser les appels de puissances tout au long de l'année. Elle a été reconstituée grâce à notre outils interne ElciMix et avec les hypothèses présentées ci-dessus.

Nous représentons la monotone 2027-2034.

Le monotone type entre 2022 et 2027 est représenté dans le rapport M2.

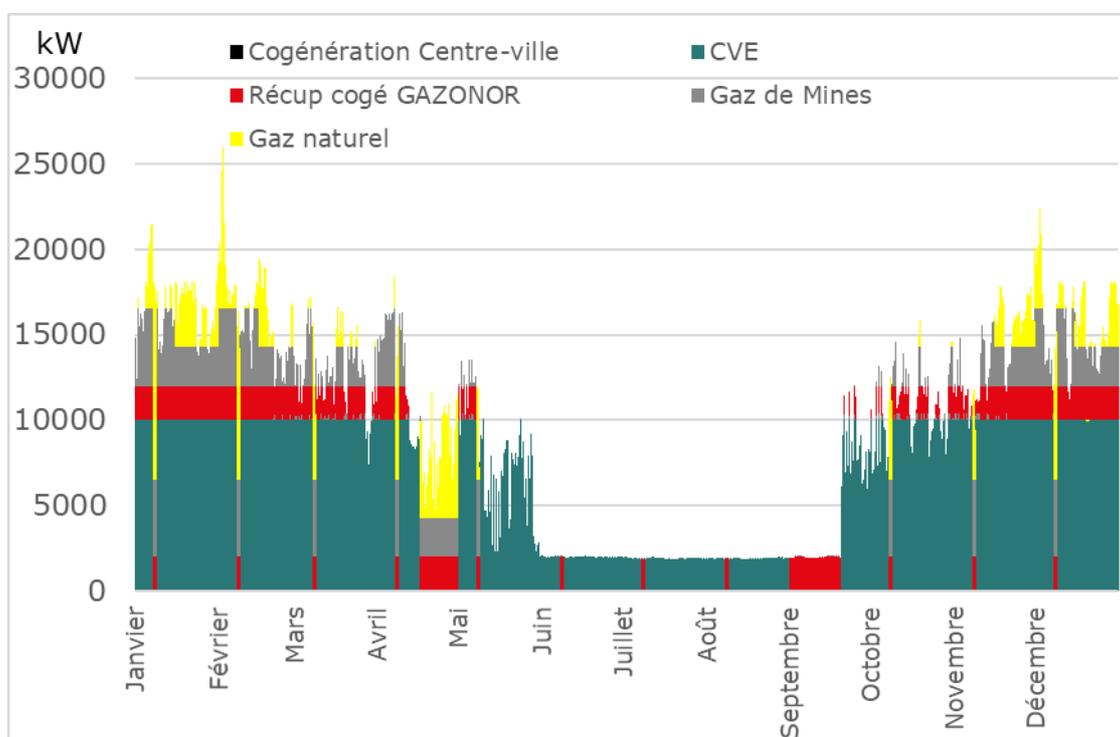


Figure 11 : monotone horaire du réseau entre 2027 et 2034 par moyen de production mobilisé suivant leur ordre probable de priorité - Scénario 2

Le scénario 2 présente un besoin d'appel de puissance supérieur aux deux autres scénarios cependant, les ordres de grandeurs sont similaires :

- 67% de la production de la chaleur est assurée par le CVE. En période estivale, l'ECS est exclusivement assuré par le CVE. En cas d'arrêt annuel du CVE en période de chauffage et d'indisponibilité (arrêt, manque de puissance), ce sont notamment les chaufferies au gaz naturels qui viennent compenser ce manque.
- La chaleur issue de la cogénération de Gazonor ne fonctionnera qu'en période de chauffage ou en cas de pannes ou d'arrêt du CVE en période estivale. **Afin d'honorer le contrat, la chaleur issue de la cogénération de**

**Gazonor devra être bien surveillée** et la puissance mise à disposition du CVE devra ponctuellement être diminuée afin de prioriser la cogénération.

En 2030, le rendement global du réseau est de **76%**.

L'ordre de priorité des différentes ressources est le même que pour les deux autres scénarios :

Les sources d'EnR&R suivantes :

- 1) Chaleur fatale issue du CVE
- 2) Cogénération Gazonor (Gaz de Mines)
- 3) Gaz de Mines

Les sources fossiles suivantes :

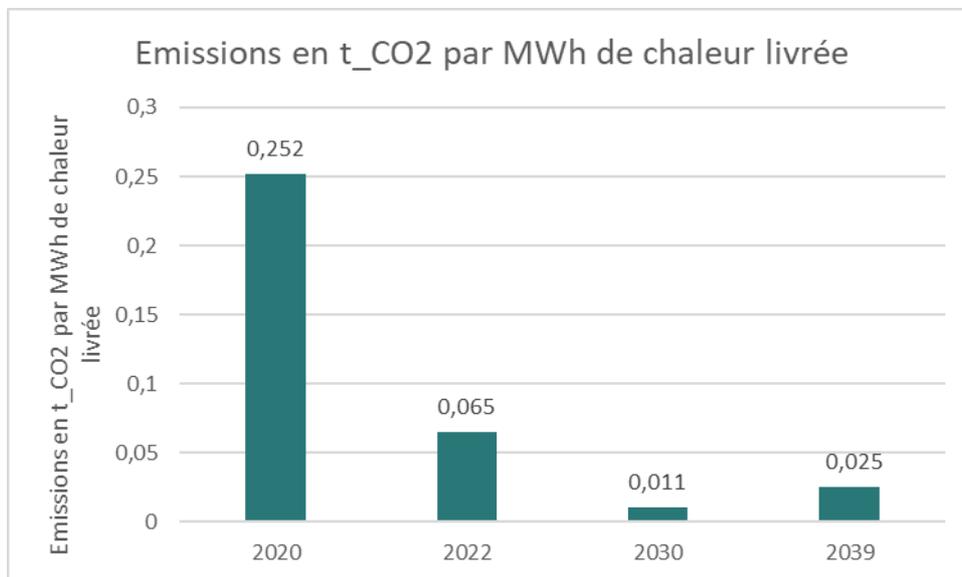
- 4) Gaz naturel

**L'appel de puissance maximum estimé<sup>8</sup> est de l'ordre de 39 MW.** Le réseau de chaleur est donc à la limite de la sécurisation. Il est à noter que la puissance maximal appelée est obtenue à partir des consommations de références. Dans la pratique, ces extensions ne verront le jour qu'à partir de 2025-2026, où les besoins et appels de puissances auront diminué.

La **synthèse technique** présente les appels de puissance par scénario et par année.

### À noter

Pour les mêmes raisons que pour le mix énergétique, **les émissions de CO2 de 2022 sont ceux du scénario 0.**



<sup>8</sup> Estimé avec notre outil de simulation, sans projeter les consommations, ce résultat est donc légèrement surestimé, de l'ordre de 10%

Figure 12 : évolution émissions de CO2 du réseau en tonne de CO2 par MWh livrée – Scénario 2

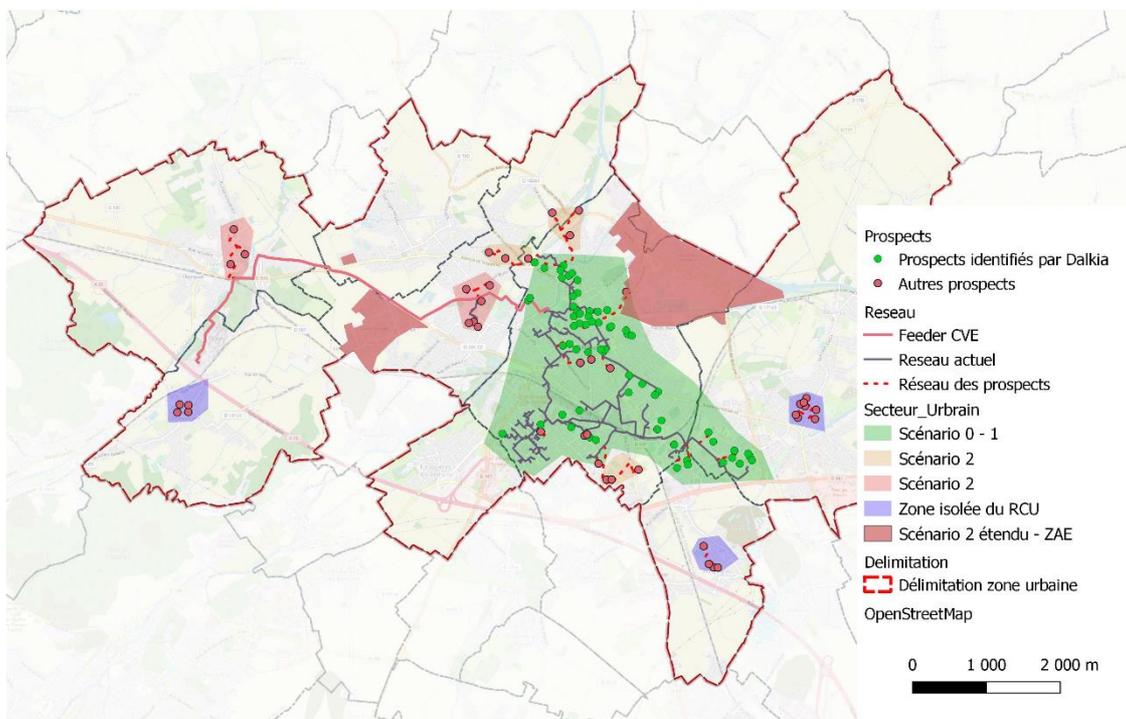
### 2.4.3/ Conclusion technique

Le scénario 2 est un scénario de développement engagé. Les données techniques du réseau sont un peu moins avantageuses que le scénario 0 ou 1 (la densité énergétique globale du réseau diminue dans ce scénario) mais les capacités de production en sont mieux exploitées.

Le scénario 2 vient s'étendre vers 2 nouvelles communes : Chocques et Annezin, et augmente de manière significative le nombre d'abonnés au réseau.

**Le classement de réseau profitera pleinement au scénario 2. Les zones de développement envisagées ZAE du Pilastre à Vendin et Washington et la ZI Annezin pourront plus facilement se raccorder dans ce scénario au vu de la proximité : scénario 2 étendu.**

#### Définition des typologies des zones de développement - Scénario 2 étendu



Plan 14 : Scénario 2 étendu

### 2.5/ Synthèse technique des scénarios

Les 3 scénarios présentés ci-dessus offrent :

- Un coût de la chaleur faible pour les abonnés,
- Une production de la chaleur sécurisée, sans nécessiter la création d'un autre point de production,
- Des possibilités de développement supplémentaires non identifiées.

D'un point de vue production :

Puissance maximale appelée (capacité de production)	Scénario 0	Scénario 1	Scénario 2
Consommations non projetées – 2022 - (29+12 MW)	37 MW	38 MW	39 MW
2030 (29+13 MW)	29 MW	30 MW	31 MW
2039 (29+10 MW)	26 MW	27 MW	28 MW

Tableau 13 : puissance maximale appelée par scénario

Hors pannes éventuelles, tous les scénarios sont sécurisés.

Les moyens de production permettent en tout temps de répondre à ces nouveaux besoins. Il n'est pas nécessaire d'attendre les travaux du centre de valorisation énergétique (prévu en 2027).

De plus, pour les scénarios 1 et 2, les phases de :

- Prospection,
- Soumission du dossier de subvention,
- Planification des travaux,
- Raccordement,

viennent repousser le raccordement des nouveaux prospects. Les puissances appelées seront donc plus proches de celles projetées pour 2030 que celles obtenues avec les consommations de références non projetées.

D'un point de vue technique, le scénario 2 semble le plus profitable, il permet :

- D'étendre le réseau vers de nouvelles communes,
- D'étendre le périmètre du classement réseau,
- Préparer le raccordement, si profitable, des zones Washington, ZAE du Pilastre et ZI Annezin

Des points de vigilances sont tout de même présents :

- Le contrat d'achat de la cogénération de GAZONOR doit être honoré. De par la faible puissance de la centrale de cogénération, l'augmentation de la puissance disponible au CVE en 2027 et la diminution des consommations, les engagements contractuels envers GAZONO, ne sont pas évidents à honorer. Il faut donc bien surveiller les priorités d'appels de production lors d'appels moyens de puissances (au risque de devoir faire tourner la centrale l'été) dans tous les scénarios.
- Les modalités de classement de réseaux doivent permettre une dérogation aux raccordement singuliers ayant :
  - Une densité inférieure à 1,5MWh, sous peine de dégrader le réseau (techniquement et économiquement),
  - Une fourniture de la chaleur avec un meilleur taux d'EnR&R,
  - Une fourniture de la chaleur économiquement plus avantageux.
- La zone de classement peut dans cas être tout le périmètre de la DSP.

Le niveau de risque qu'est prêt à prendre en compte la CABBALR sera à considérer pour un passage en phase opérationnelle : arbitrage sur les zones à prioriser et mode de gestion associé.

## 3/ Présentation financière

*Nota Bene : tous les montants présentés ci-après sont Hors Taxes (sauf mention contraire).*

L'abonnement (R2) est soumis à une TVA réduite (5,5%). La part variable (R1), habituellement soumis à une TVA classique (20%), peut bénéficier d'une TVA réduite (5,5%) **lorsque le réseau de chaleur utilise plus de 50% d'énergies renouvelables et de récupérations.**

### 3.1/ Méthodologie et hypothèses

La structure tarifaire du réseau de Béthune présente une part fixe et une part variable comme présentées ci-dessous :

<b>ÉNERGIE</b>	R1	CONSOMMATIONS
<b>SERVICE</b>	R2	ABONNEMENT DE BASE
		AJUSTEMENTS D'EXPLOITATION

Tableau 14 : structure tarifaire

Entre 2018 et 2020, seul le prix R2 bénéficie d'un taux de TVA réduit (5,5%). Avec l'utilisation du gaz de mine en 2021, le taux d'ENR&R devrait dépasser le seuil des 50% et ainsi permettre d'obtenir un taux TVA réduit (5,5%) également pour le prix R1.

**Dans tous les scénarios, le réseau bénéficie du taux de TVA réduit.**

Le rapport M2 montre clairement le faible coût du réseau actuel. Nous avons construit les scénarios afin de maîtriser le coût de la chaleur pour l'abonné.

À partir des informations techniques de nos simulations, nous pouvons estimer les coûts d'exploitations (fixes et variables) pour simuler le coût de la chaleur et de la tarification (R1 + R2).

#### 3.1.1/ Coûts variables – R1

Nous considérons en R1, l'ensemble des coûts variables du réseau, à savoir :

- Combustible,
- Coût d'électricité nécessaire (pompes à débit variable, vannes etc.),
- Quotas CO<sub>2</sub> (non concerné car les chaufferies ont une puissance inférieure à 20 MW).

Nous pouvons ranger dans un tableau de correspondance, les informations techniques et les hypothèses de coûts unitaires associées :

Données techniques	Hypothèses de coûts
Combustible – Gaz naturel (MWh PCI)	62€ HT / MWh PCI
Combustible – CVE (MWh PCI)	22€ HT / MWh PCI
Combustible – Cogé Gazonor (MWh PCI)	15€ HT / MWh PCI
Combustible – Gaz de mine (MWh PCI)	25€ HT / MWh PCI
Consommation électrique (pompes etc..)	120€ HT / MWh élec

Quotas CO2	NON CONCERNÉ
------------	--------------

Tableau 15 : tableau de correspondance – données techniques R1

De plus, le coût R1 est ajusté avec :

- Une décote de 25% de la vente d'électricité issue de la cogénération (jusqu'en 2027),
- Une marge de 3%.

### 3.1.2/ Coûts fixes – R2

Nous considérons les coûts fixes nécessaires à l'exploitation du réseau :

- R2.2 : conduite et maintenance + frais généraux
- R2.3 : gros entretiens et renouvellements
- R2.4 : investissements (les nouveaux investissements sont étalés sur la durée restante de la DSP, soit 17 ans)
- R2.5 : subventions ADEME

Le tableau de correspondance présente :

Données techniques	Hypothèses de coûts
R2.2 – Coût du personnel	75 k€ HT/ETP + 5% d'encadrement
R2.2 – Coût sous-traitance pour audit	75 k€ HT/ETP (0.5% ETP/an)
R2.2 – Frais de gardiennage et contrôle chaufferie	15 000 € HT/an
R2.2 – Matériels supplémentaires / ETP	5 500 € HT/ ETP
R2.2 – Frais généraux, impôts et RODP	3% du CA Frais généraux + 5 000 € (RODP* estimé au rapport M5+6) + 2 % du CA d'Impôts (CET, foncières etc.)
R2.3 – GER (production, réseau, SST)	1% des investissements PROCESS 0,25% des investissements réseaux 2% des investissements SST
R2.4 - Investissements	- Calculé en fonction de l'investissement présenté dans l'avenant 1 par Dalkia - Tableaux des coûts ci-après
R2.5 - Subventions	Tableaux des subventions ci-après

Tableau 16 : tableau de correspondance – données techniques R2

\*La RODP est la Redevance de contrôle et d'Occupation du Domaine Public des réseaux de chaleur.

Diamètre des canalisations	Prix unitaire (€/ml)	Subvention ADEME (€/ml)
DN 20	254	390 €
DN 25	330	390 €
DN 32	423	390 €

DN 40	523	390 €
DN 50	578	390 €
DN 65	715	530 €
DN 80	825	530 €
DN 100	894	530 €
DN 125	935	530 €
DN 150	1 045	530 €
DN 200	1 320	530 €

Tableau 17 : tableau de correspondance – coûts et subventions canalisations

Puissance des sous-stations	Prix unitaire (€)
50 kW	18 590 €
100 kW	19 305 €
150 kW	20 020 €
200 kW	21 450 €
250 kW	22 880 €
300 kW	23 595 €
350 kW	24 310 €
400 kW	25 025 €
500 kW	26 026 €
600 kW	27 170 €
700 kW	29 315 €

Tableau 18 : tableau de correspondance – coûts SST

### À noter

Aucun scénario ne comprend le rajout d'une unité de production (chaufferie) supplémentaire. De ce fait, le montant des investissements est porté uniquement par le coût des sous-stations et des canalisations.

L'entretien des réseaux, sous-stations et unités de production a été pris en compte dans la part de Gros Entretien de Renouvellement

## 3.2/ Scénario 0

### 3.2.1/ Investissements

Le scénario 0 est le scénario prévu dans l'avenant 1 en cours de signature.

Pour rappel, le détail des investissements nécessaires représente :

- Une modification des réseaux existants,
- Modifications des extensions sur le contrat en cours,
- **La création de nouveaux réseaux et de nouvelles sous-stations,**
- Ajout d'une chaudière gaz 8MW,
- Modification du GC de la chaufferie du Mont-Liébaud.

[€ HT]	Montant	Eligible ADEME	2019	2020	2021
Modifications réseaux existants	538 561				538 561
Modifications extensions AO final	154 220	154 220		154 220	
Création nouveaux réseaux	2 034 423	2 034 423		48 450	1 985 973
Modifications chaufferie BES	608 350		8 350	332 553	267 447
Modifications chaufferie ML	115 000		115 000		
BHNS	200 000	200 000	200 000		
CVE - Plus-value passage DN 250 vers BES	481 500	481 500		481 500	
CVE - Plus-value passage en DN 300 vers BES	341 700	341 700		341 700	
Aléas + frais ingénierie	357 900		357 900		
<b>TOTAL</b>	<b>4 831 654</b>	<b>2 870 143</b>	<b>681 250</b>	<b>1 358 423</b>	<b>2 791 981</b>

Tableau 19 : avenant 1 récapitulatif

Afin de calculer le montant des subventions, nous ne présentons dans le scénario **que la création de nouveaux réseaux et de nouvelles sous-stations**. Les autres postes de dépenses étant inhérents au réseau général et non au seul scénario 0.

Nous dressons donc le tableau des investissements pour les nouveaux réseaux pour le scénario 0 :

Investissements avenant 1	Prix unitaire (€)
Canalisations et sous-stations	2 M€
Aléas (10%)	200 k€

Tableau 20 : investissements avenant 1

Sur l'ensemble des travaux présentés dans l'avenant 1, une grande partie a déjà été réalisée sur 2021-2022.

Dans le restant, 17 sous-stations restent encore à raccorder, présentées dans la partie technique.

Investissements avenant 1 restant à faire	Prix unitaire (€)
Canalisations	450 k€
Sous-stations	360 k€
Aléas (10%)	81 k€
<b>TOTAL*</b>	<b>891 k€</b>

Tableau 21 : investissement restant à faire (scénario 0)

\*Prix estimé avec l'outil interne ELCIMAÏ.

Nota Bene : le montant final des investissements présenté dans le CEP sera composé de l'avenant 1 complet ainsi que de l'investissement initial (22M€).

### 3.2.2/ Subventions

#### ➤ **Subventions calculées par Dalkia pour l'avenant 1**

Pour le scénario 0, nous considérons les subventions présentées dans l'avenant 1 :

Subventions	Prix unitaire (€)
Fond chaleur total présenté dans avenant 1	2 M€*

Tableau 22 : subventions présentées dans l'avenant 1

\*Montant de subvention total sur l'assiette des 2M€ d'investissement prévu.

Le reste à charge présenté est de 0 € : L'estimation faite par Dalkia nous paraît très optimiste. Nous n'avons cependant pas le détail des calculs.

#### ➤ **Subventions calculées par Elcimaï sur les prospects restants à raccorder**

Subventions restant à faire	Prix unitaire (€)
Fond Chaleur estimé	470 k€

Tableau 23 : subventions calculées (scénario 0)

L'estimation des subventions (Fond Chaleur) sur le restant à faire est de 470 k€ pour la réalisation des canalisations. Les sous-stations seront en partie subventionnées par les CEE et ont été prise en compte dans les simulations financières.

### 3.2.3/ Tarification prévisionnelle

La tarification prévisionnelle est obtenue à partir des charges fixes et variables et permet d'obtenir le coût moyen de la chaleur du réseau et par abonné. La tarification prévisionnelle prend en compte l'inflation hors COVID (estimé à 1.1% / an par l'INSEE).

Tarification moyenne prévisionnelle scénario 0	2023	2030	2039
R1 Combustible	38,1	26,7	33,2
R1 élec	1,7	1,8	1,8
<b>R1 (€/MWh) +3%</b>	<b>41</b>	<b>29</b>	<b>36</b>
R2.2	12,6	17,5	19,4
R2.3	3,9	5,4	6
R2.4 et R25	18,4	25,4	28,3
<b>R2 (€/kW souscrit)</b>	<b>35</b>	<b>48</b>	<b>54</b>

Tableau 24 : tarification prévisionnelle (scénario 0)

Le coût moyen prévisionnel de la chaleur par abonné en €/MWh :

- Est de 62 €/MWh en 2022
- Est de 56 €/MWh en 2030 soit -10.7% par rapport au coût 2020
- Est de 66 €/MWh en 2039 soit +5.3% par rapport au coût 2020

La diminution progressive des consommations et des puissances souscrites font augmenter continuellement le prix de la chaleur (notamment la part R2). Cependant, la baisse du coût de la chaleur en 2030 est dû à l'augmentation de la capacité de production de chaleur du CVE en 2027, qui a un coût très faible de la chaleur.

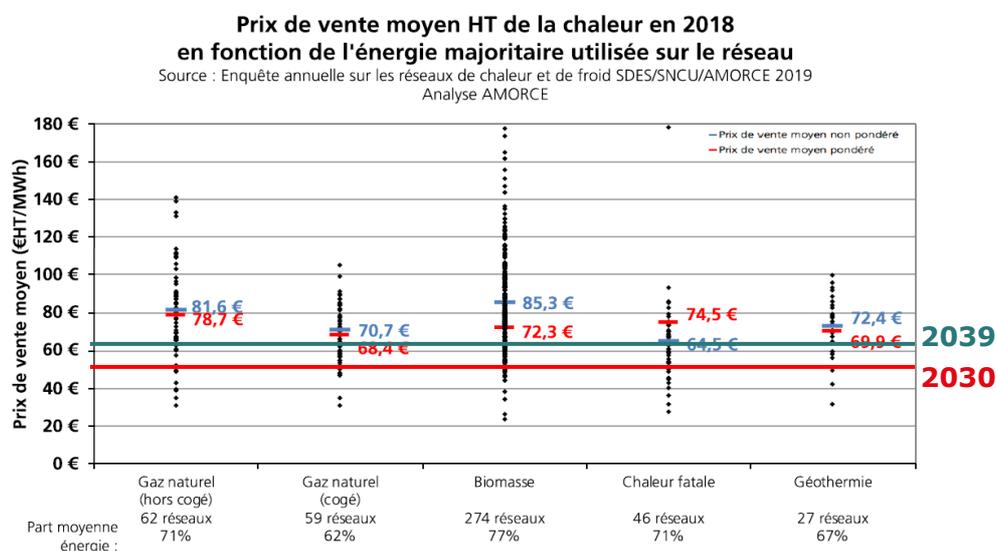


Figure 13 : comparatif scénario 0 et prix de vente moyen HT

Le coût prévisionnel de la chaleur pour 2030 et 2039 est inférieur au prix de vente moyen de la chaleur en 2018. La tendance étant l'augmentation du prix moyen de la chaleur, **le réseau de Béthune, scénario 0, a un prix très compétitif.**

### 3.2.4/ Compte d'Exploitation Prévisionnel

Nous présentons le CEP simplifié prévisionnel du scénario 0, à partir des hypothèses formulées ci-dessus.

Les investissements initiaux ont été répartis sur 20ans.

CEP prévisionnel	2023	2030	2039
Ventes chaleur R1	4 213 k€	2 964 k€	3 117 k€
Ventes cogénération centre-ville	296 k€	0 k€	0 k€
<b>Sous-Total produits</b>	<b>4 509 k€</b>	<b>2 964 k€</b>	<b>3 117 k€</b>
Charges combustibles et électricité	2 804 k€	1 517 k€	1 665 k€
Charges personnels et sous-traitance	323 k€	323 k€	323 k€
Charges GER	156 k€	156 k€	156 k€
Autres charges	184 k€	184 k€	184 k€
<b>Sous-Total charges</b>	<b>3 467 k€</b>	<b>2 179 k€</b>	<b>2 328 k€</b>
Investissement	1 115 k€	1 115 k€	1 115 k€
Subventions	-377 k€	-377 k€	-377 k€
<b>Résultat net avant IS</b>	<b>304 k€</b>	<b>45 k€</b>	<b>50 k€</b>

Figure 14 : CEP prévisionnel (scénario 0)

### 3.2.5/ Conclusion financière scénario 0

De manière générale, après l'arrêt de la cogénération du centre-ville en 2027, les bénéfices généraux sont uniquement dus à la marge de 3% appliquée à la tarification R1.

Cette marge constituant le résultat courant avant impôts n'est pas très élevée. L'équilibre financier présenté permet de fournir **un prix de la chaleur très faible** pour les abonnés en resserrant la marge de la DSP.

Le peu de développement du scénario 0 permet d'assurer un coût faible du réseau.

## 3.3/ Scénario 1

### 3.3.1/ Investissements

Le scénario 1 reprend les éléments d'investissements présentés dans le scénario 0 ainsi que les investissements complémentaires pour densifier le réseau :

Investissements	Prix unitaire (€)
Canalisations	710 k€
Sous-stations	480 k€
Aléas (10%)	130 k€
<b>TOTAL</b>	<b>1 320 k€</b>

Tableau 25 : investissements (scénario 1)

Les investissements estimés dans le scénario 1 sont de 1 320 k€ dont 890 k€ prévus dans l'avenant 1 permettant de finaliser le scénario 0.

### 3.3.2/ Subventions

Les subventions calculées au titre du fond chaleur pour les canalisations :

Subventions	Prix unitaire (€)
Fond chaleur estimé	750 k€

Tableau 26 : subventions (scénario 1)

Les subventions estimées dans le scénario 1 sont de 750 k€.

La subvention fond chaleur est **une subvention forfaitaire**. Le montant des subventions ne pourra cependant pas dépasser le coût total **réel** de l'opération.

### 3.3.3/ Tarification prévisionnelle

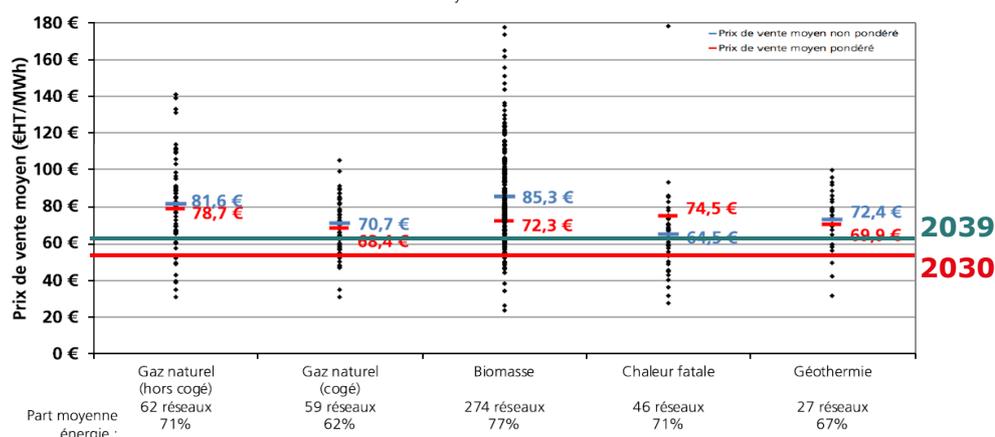
Tarification moyenne prévisionnelle scénario 1	2030	2039
R1 Combustible	29,8	34,3
R1 elec	1,8	1,9
<b>R1 (€/MWh) +3%</b>	<b>33</b>	<b>37</b>
R2.2	18,2	20,3
R2.3	5,4	6,00
R2.4 et R25	25,9	28,8
<b>R2 (€/kW souscrit)</b>	<b>49,5</b>	<b>55</b>

Tableau 27 : tarification prévisionnelle (scénario 1)

Le coût moyen prévisionnel de la chaleur par abonné en €/MWh :

- Est de 59 €/MWh en 2030 soit -6% par rapport au coût 2020
- Est de 67 €/MWh en 2039 soit +7% par rapport au coût 2020

**Prix de vente moyen HT de la chaleur en 2018**  
**en fonction de l'énergie majoritaire utilisée sur le réseau**  
 Source : Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid SDES/SNCU/AMORCE 2019  
 Analyse AMORCE



*Tableau 28 : comparatif scénario 1 et prix de vente moyen HT*

Le coût prévisionnel de la chaleur pour 2030 et 2039 est similaire au prix de vente moyen de la chaleur en 2018. La tendance étant l'augmentation du prix moyen de la chaleur, **le scénario 1 maîtrise l'augmentation du coût de la chaleur.**

### 3.3.4/ Compte d'Exploitation Prévisionnel

Les investissements initiaux ont été répartis sur 20 ans. Les investissements et subventions supplémentaires dus au scénario 1 ont été répartis sur 17 ans (2023 à 2039).

CEP prévisionnel	2023	2030	2039
Ventes chaleur R1	4 227 K€	3 217 K€	3 248 K€
Ventes cogénération centre-ville	296 K€	0 k€	0 k€
<b>Sous-Total produits</b>	<b>4 523 K€</b>	<b>3 217 K€</b>	<b>3 248 K€</b>
Charges combustibles et électricité	2 804 K€	1 726 K€	1 756 K€
Charges personnels et sous-traitance	323 K€	345 K€	345 K€
Charges GER	157 K€	157 K€	157 K€
Autres charges	184 K€	184 K€	184 K€
<b>Sous-Total charges</b>	<b>3 468 K€</b>	<b>2 412 K€</b>	<b>2 442 K€</b>
Investissement	1 146 K€	1 146 K€	1 146 K€
Subventions	-394 K€	-394 K€	-394 K€
<b>Résultat net avant IS</b>	<b>304 K€</b>	<b>54 K€</b>	<b>55 K€</b>

*Tableau 29 : CEP prévisionnel (scénario 1)*

Les investissements supplémentaires du scénario 1, représentent moins de 3% de l'investissement total.

Le CEP du scénario 1 est donc très proche du scénario 0.

Nous avons considéré, pour le CEP, que les coûts et recettes induits par l'extension du réseau commence en 2023. En réalité, cela ne pourrait pas être le cas.

L'année 2023 peut servir de référence, avant 2027 (année de démantèlement de la cogénération du centre-ville).

### 3.3.5/ Conclusion financière scénario 1

Le coût de la chaleur du scénario 1 est proche de celui du scénario 0 : **+3 € HT/MWh** en 2030 et **+1 € HT/MWh** en 2039.

Le résultat net avant impôts augmente lui de **+20%** en 2030 et 10% en 2039, fin de DSP, par rapport au scénario 0.

## 3.4/ Scénario 2

### 3.4.1/ Investissements

Le scénario 2 reprend les éléments d'investissements présentés :

Investissements	Prix unitaire (€)
Canalisations	3 000 k€
Sous-stations	890 k€
Aléas (10%)	440 k€
<b>TOTAL</b>	<b>4 330 k€</b>

Tableau 30 : investissements (scénario 2)

Les investissements estimés dans le scénario 2 sont de 4 330 k€ dont 890 k€ prévus dans l'avenant 1 permettant de finaliser le scénario 0.

### 3.4.2/ Subventions

Les subventions calculées au titre du Fond Chaleur pour les canalisations :

Subventions	Prix unitaire (€)
Fond chaleur	2 900 k€

Tableau 31 : subventions (scénario 2)

Les subventions estimées dans le scénario 2 sont de 2 900 k€ dont 470 k€ prévus dans l'avenant 1 permettant de subventionner le restant à faire du scénario 0.

### 3.4.3/ Tarification prévisionnelle

Tarification moyenne prévisionnelle scénario 2	2030	2039
R1 Combustible	29,4	37,5
R1 élec	2	2
<b>R1 (€/MWh) +3%</b>	<b>32</b>	<b>40</b>
R2.2	19,6	21,8
R2.3	5,4	6

R2.4 et R25	27,5	30,6
<b>R2 (€/kW souscrit)</b>	<b>53</b>	<b>58</b>

Tableau 32 : tarification prévisionnelle (scénario 2)

Le coût moyen prévisionnel de la chaleur par abonné en €/MWh :

- Est de 59 €/MWh en 2030 soit -6% par rapport au coût 2020
- Est de 70 €/MWh en 2039 soit +11.7% par rapport au coût 2020

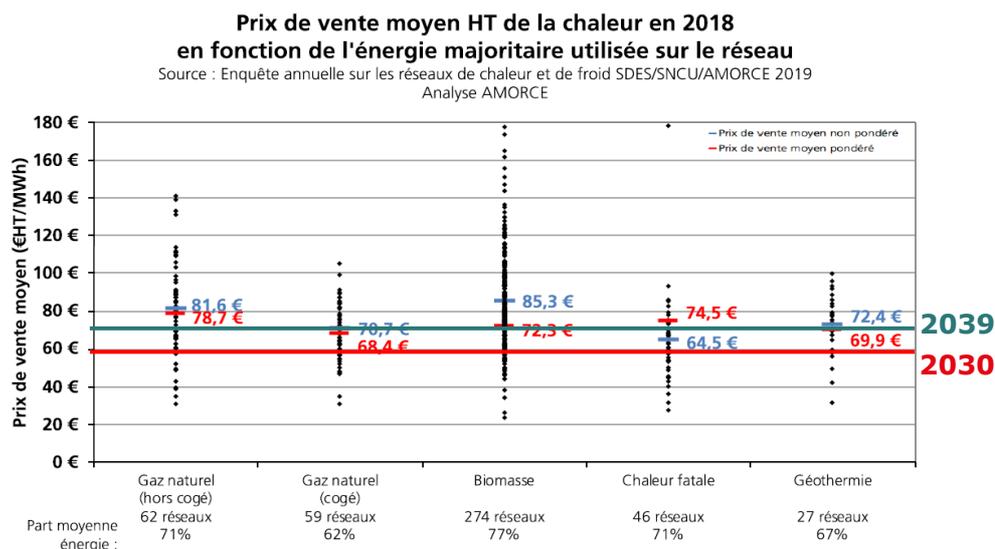


Tableau 33 : comparatif scénario 2 et prix de vente moyen HT

Le coût prévisionnel de la chaleur pour 2030 et 2039 est similaire au prix de vente moyen de la chaleur en 2018. La tendance étant l'augmentation du prix moyen de la chaleur, **le scénario 2 maîtrise l'augmentation du coût de la chaleur tout en déployant le réseau vers d'autres communes.**

### 3.4.4/ Compte d'Exploitation Prévisionnel

Les investissements initiaux ont été répartis sur 20ans. Les investissements et subventions supplémentaires dus au scénario 2 ont été répartis sur 17 ans (2023 à 2039).

CEP prévisionnel	2023	2030	2039
Ventes chaleur R1	4 280 K€	3 377 K€	3 553 K€
Ventes cogénération centre-ville	296 K€	000 K€	000 K€
<b>Sous-Total produits</b>	<b>4 576 K€</b>	<b>3 377 K€</b>	<b>3 553 K€</b>
Charges combustibles et électricité	2 806 K€	1 790 K€	1 961 K€
Charges personnels et sous-traitance	326 K€	386 K€	386 K€
Charges GER	156 K€	156 K€	156 K€
Autres charges	184 K€	184 K€	184 K€

<b>Sous-Total charges</b>	<b>3 472 K€</b>	<b>2 516 K€</b>	<b>2 687 K€</b>
Investissements	1 320 K€	1 320 K€	1 320 K€
Subventions	-521 K€	-521 K€	-521 K€
<b>Résultat net avant IS</b>	<b>304 K€</b>	<b>62 K€</b>	<b>66 K€</b>

Tableau 34 : CEP prévisionnel (scénario 2)

Les investissements supplémentaires du scénario 2 sont plus importants. Ils représentent 19% des investissements totaux.

Les dépenses (notamment des investissements) sont plus importantes dans le scénario 2.

Nous avons considéré, pour le CEP, que les coûts et recettes induits par l'extension du réseau commencent en 2023. En réalité, cela ne pourrait pas être le cas.

L'année 2023 peut servir de référence, avant 2027 (année de démantèlement de la cogénération du centre-ville).

### 3.4.5/ Impact social

Le scénario 2 vient agrandir le réseau de chaleur. Cependant, cette augmentation du niveau de service entraîne une augmentation de la prestation.

Afin d'entretenir correctement le scénario 2 nous estimons qu'il est nécessaire d'avoir 3.5 ETP (contre 2.8 dans le scénario 0 et 1). Ces estimations sont obtenues en tenant compte du :

- Nombre de sous-station,
- Des chaufferies,
- Fuites réseaux

### 3.4.6/ Conclusion financière scénario 2

Le coût de la chaleur du scénario 2 est proche de celui du scénario 0 en 2030 : **+3 € HT/MWh** en 2030 mais diverge en **+4 € HT/MWh** en 2039. Cette divergence en fin de DSP s'explique par la part importante des frais fixes, dus aux investissements.

Le résultat net avant impôts est plus important de **+38%** en 2030 et de 32% en 2039, fin de DSP, par rapport au scénario 0.

## 3.5/ Synthèse financière

Tous les scénarios entraînent une petite hausse du coût de la chaleur à l'horizon 2039, mais dans tous les cas le coût de la chaleur du réseau reste très compétitif et dans la fourchette base du coût moyen de la chaleur des réseaux au niveau national.

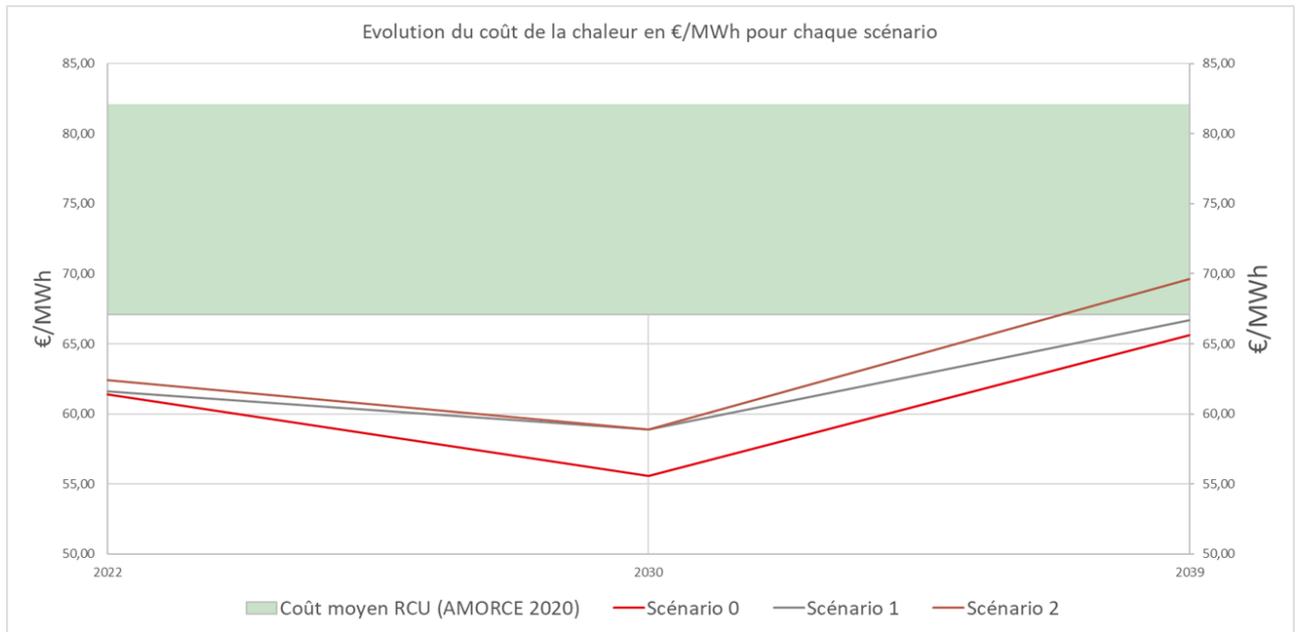


Figure 15: évolution du coût moyen de la chaleur par scénario, comparée au coût moyen de la chaleur des réseaux de chaleur urbain en France.

Par ailleurs, il faut noter que cette augmentation du coût moyen de la chaleur sera compensée pour les abonnés, par la baisse de TVA à 5,5% (au lieu de 20% aujourd'hui). Avec une TVA à 5,5%, le coût de la chaleur TTC pour le scénario 2 est de 73,9 €TTC/MWh contre 74 €TTC/MWh actuellement, soit un prix équivalent.

Par ailleurs, si on regarde l'évolution du coût pour un foyer type (pour un appartement de 90m<sup>2</sup>), la baisse des consommations entraîne une maîtrise de la facture énergétique en €HT dans le temps.

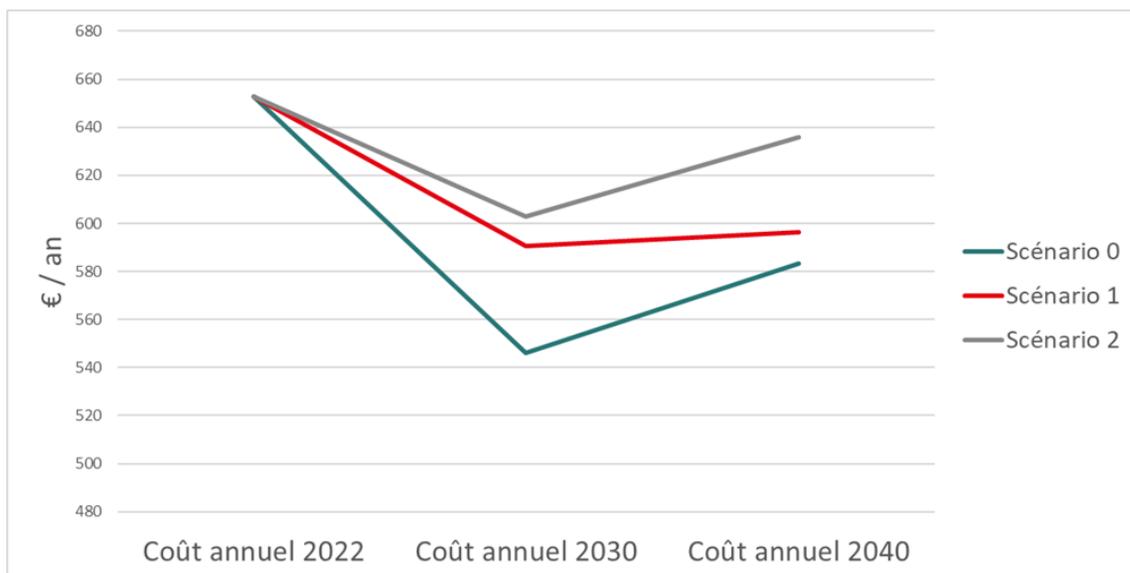


Figure 16: évolution du coût annuel de chauffage et d'eau chaude sanitaire pour un foyer type

La facture diminue fortement avec les scénarios 0 et 1 et reste maîtrisée avec le scénario 2. Si on ajoute ici l'impact de la TVA réduite, dans tous les cas, la facture énergétique pour un foyer type reste maîtrisée voire en dessous du coût actuel. Le fait de pouvoir garantir aux abonnés une facture quasi-stable sur 20 ans est un atout majeur des scénarios proposés.

Par ailleurs, tous les scénarios sont construits dans la temporalité actuelle de la DSP. Les investissements nécessaires, ainsi que les coûts d'exploitation et le chiffre d'affaires du délégataire ne sont que faiblement impactés, quels que soient les scénarios. En première approche, la mise en œuvre des scénarios peut être réalisée dans le cadre de la DSP actuelle simplement par voie d'avenant.

# Chapitre 4 Conclusion

## 1/ Conclusion

**Les 3 scénarios présentés permettent de garantir un coût compétitif de la chaleur pour les abonnées,** grâce à la fourniture de la chaleur, à bas coût, notamment de l'UVE.

Aucun scénario ne nécessite des investissements trop importants et s'appuie sur les moyens de production actuels, sans besoin de création de nouvelles unités de production de chaleur.

Au travers les différentes hypothèses, le réseau urbain de Béthune se développe et se densifie (notamment dans le scénario 2) afin de proposer ce service à de nouveaux abonnés (et en desservant de nouvelles communes) et offrant des perspectives d'évolution intéressantes (notamment les possibilités de raccordement des zones Washington, ZI Annezin et ZAE des Pilastres).

Il est important de noter que les synthèses économiques ont été calculées de manière à garantir la santé financière de la DSP.

Il aurait également été possible d'avoir une répartition non linéaire des investissements (notamment concentrée en début de DSP, pendant les ventes de la cogénération).

Scénarios	Coût de la chaleur maintenu	Développement	Densification	Communes développées	Sécurisation abonnés	Impact espéré du classement réseau	Coût de l'investissement*	Densité réseau	Taux d'EnR&R
Scénario 0	+++	+	++	Béthune	+	+	+++	+++	+++
Scénario 1	+++	+	++	Béthune	++	+	++	++	+++
Scénario 2	++	++	++	Béthune, Annezin, Chocques	+++	+++	+	+	+++

Tableau 35 : Comparatif des scénarios

+++ : Excellent

++ : Très bon

+ : Bon

\*Il s'agit de l'impact du coût d'investissement supplémentaire. Un critère « Excellent » signifie que l'impact de l'investissement supplémentaire est très faible voire inexistant.

Au regard des critères de développement, le scénario le plus ambitieux (scénario 2) peut être mis en œuvre en garantissant un coût de la chaleur compétitif, un taux d'ENR&R élevé et peut être mis en place dans le cadre de la DSP actuelle.

## 2/ Suites à donner

Afin de mettre en place le scénario choisi, **un plan d'actions** devra être dressé afin de définir les acteurs et leurs implications.

Le plan d'actions pourra être dressé une fois le scénario de développement conforté et validé.

Il devra présenter entre autres :

- Phasage des travaux (grosse maille, par phase),
- Liste des prospects retenus consolidés,
- Les données techniques et financières,
- Les actions à mener par acteur (signatures de la convention, présentation du projet, prospections, dossier de subvention, dossier de classement etc.),
- Echéanciers prévisionnels,
- Des fiches actions.

Pour exemple :

Porteur(s)	Actions	Temporalité
XXX	Signature d'une convention de vente de chaleur	XXX
XXX	Maintenir la mobilisation d'Annezin et Choques afin de s'assurer de leur raccordement	XXX
XXX	Signature d'un avenant au contrat de DSP réseau de chaleur pour la mise en œuvre de la phase 1	XXX
XXX	Délibération quant au classement ou au non-classement du réseau de chaleur	XXX
XXX	Mise en place et en œuvre des procédures permettant l'application du classement du réseau de chaleur	XXX
XXX	Déployer le réseau conformément à l'avenant signé (phase 1)	XXX
XXX	Vérification des conditions de déploiement du réseau de chaleur (phase 1)	XXX
XXX	Vérification de la bonne application des conditions de l'avenant (mise en œuvre scénario 2)	XXX

Tableau 36 : exemple synthétique d'un plan d'action

**La mission 9** viendra animer le scénario choisi (le scénario 2 étendu aux zones d'activités et industrielles à minima de Vendin et Annezin (voire Parc W.) est pressenti).

La phase d'animation contiendra :

- Préparation d'un support de restitution finale de l'ensemble de la démarche de SDTRC
- Un atelier avec les communes concernées par le scénario 2 étendu du réseau de Béthune
- Un deuxième atelier après discussion autour des zones rurales (présentées en phase 6).

**La mission 10** se concentrera sur les modes de gestion.

L'analyse portera sur les modes potentiels de gestions croisées des zones étudiées. Les approfondissements dépendront des suites que donnera la CABBALR aux études d'opportunité.

### **3/ Point particulier : le classement de réseau**

Le classement du réseau permet de définir des zones à l'intérieur desquelles (sauf dérogation) le raccordement des nouveaux bâtiments et des bâtiments subissant une forte rénovation est obligatoire. Cela concerne :

- Bâtiments neufs dont les besoins de chauffage, ECS ou froid dépassent 30kW :
  - Bâtiment nouvellement construit dont le PC est demandé postérieurement à la délibération (1/09/22)
  - Extensions ou surélévation >150m<sup>2</sup> ou 30% de la surface initiale
- Bâtiments avec rénovations importantes dont les besoins de chauffage, ECS ou froid dépassent 30kW :
  - Bâtiments dans lesquels on remplace une installation de chauffage ou de rafraîchissement
  - Bâtiment dans lequel on remplace une installation de production de chaleur ou de froid industrielle

Le seuil de 30kW peut être relevé par la collectivité.

Les conditions de dérogation :

- 1) Besoin de chaleur ou de froid incompatible avec les caractéristiques techniques du réseau ;
- 2) L'installation ne peut être alimentée en énergie par le réseau dans les délais nécessaires à la satisfaction des besoins (...) sauf si l'exploitant du réseau met en place une solution transitoire de nature à permettre l'alimentation des usagers en chaleur ou en froid ;
- 3) Le demandeur justifie de la mise en œuvre (...) d'une solution alternative alimentée par des énergies renouvelables et de récupération à un taux équivalent ou supérieur à celui du réseau classé suivant les modalités de calcul définies par l'arrêté du ministre chargé de l'énergie mentionné au I de l'article R. 712-1 ;
- 4) Le demandeur justifie de la disproportion manifeste du coût du raccordement et d'utilisation du réseau par rapport à d'autres solutions de chauffage et de refroidissement.

Le périmètre par défaut est établi (application au 1er juillet suivant le classement) :

- Territoire de la ou des communes desservies par le réseau
- Périmètre du contrat de concession lorsque ce mode de gestion est choisi

La consultation de la CCSPL préalable à une délibération fixant des modalités locales est obligatoire pour le classement avec vos modalités.

Cependant, pas besoin de consultation ni d'information si :

- Absence de délibération (modalités par défaut)
- Délibération de non-classement

Le classement des réseaux est systématique et intervient le 01/07 de l'année n+1 de son inscription dans la liste présentée par l'arrêté. Un réseau de chaleur est inscrit systématiquement dans l'arrêté dès lors qu'il atteint un taux d'ENR&R supérieur à 50%. D'autres critères peuvent également être regardés :

- Justification de la pérennité des sources d'énergie renouvelable ou des énergies de récupération utilisées ;
- Justification du comptage effectif des quantités d'énergie livrées par point de livraison (*Note : qui est par ailleurs déjà obligatoire pour les RCU&F*);
- Nombre d'abonnés raccordés au réseau et son évolution prévisible, ainsi qu'une estimation des quantités d'énergie distribuées ;
- État prévisionnel des recettes et des dépenses échelonnées dans le temps, justifiant l'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations compte tenu des besoins à satisfaire ;
- Conditions tarifaires envisagées pour les différentes catégories d'abonnés raccordés au réseau à la suite du classement, et les principales conditions de leur évolution : droits et frais de raccordement, prix des abonnements et des kilowattheures fournis, formules de révision ;
- Indicateurs relatifs aux performances techniques et économiques du réseau définis par un arrêté du ministre chargé de l'énergie ;
- Évaluation des possibilités d'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette évaluation prend la forme d'un audit énergétique, pour la première inscription d'un réseau sur la liste ainsi arrêtée. Le contenu et la procédure de cet audit sont déterminés par un arrêté du ministre chargé de l'énergie, qui en précise également la périodicité et les modalités de mise à jour.

Le réseau de Béthune n'est pas inscrit dans la liste du 26/04/2022, son classement ne sera pas systématique au 01/07/2023.

Il est cependant à prévoir que le réseau de Béthune sera listé dans la publication de 2023 (pour un classement en 2024), des délibérations pourront être menées pour classer selon vos propres modalités.

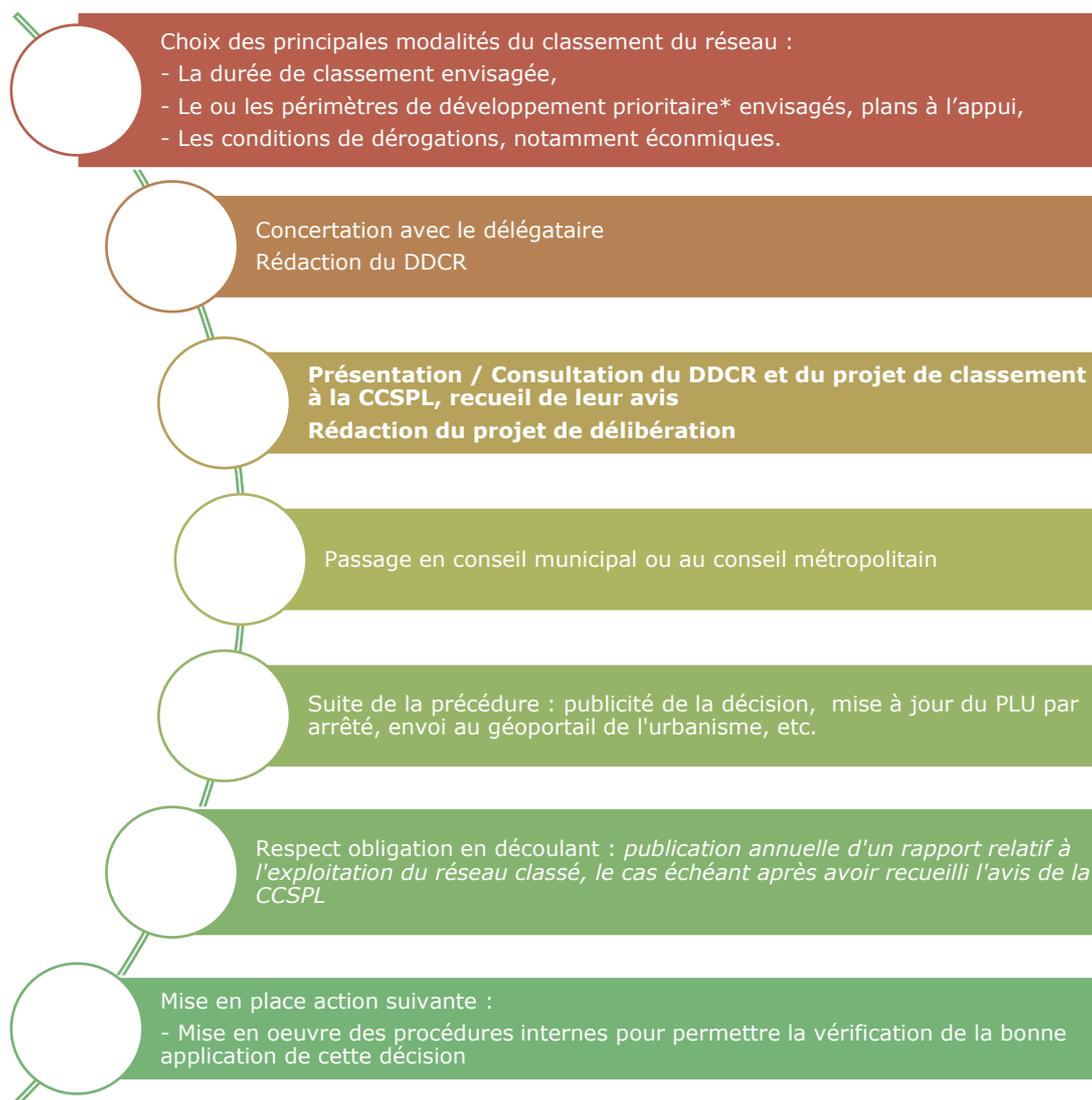


Figure 17 : jalons de mise en place du classement de réseau

**Le RCU propose un coût de la chaleur faible pour un taux d'ENR&R élevé, son classement est donc intéressant pour densifier davantage le réseau.**

Afin de rester compétitif, il est important de s'assurer que le **règlement de service** permette aux personnes pour lequel un raccordement n'est pas adapté (trop éloigné, complexité technique de raccordement etc.), de pouvoir déroger à l'obligation.

Les enjeux du classement pour Béthune sont doubles :

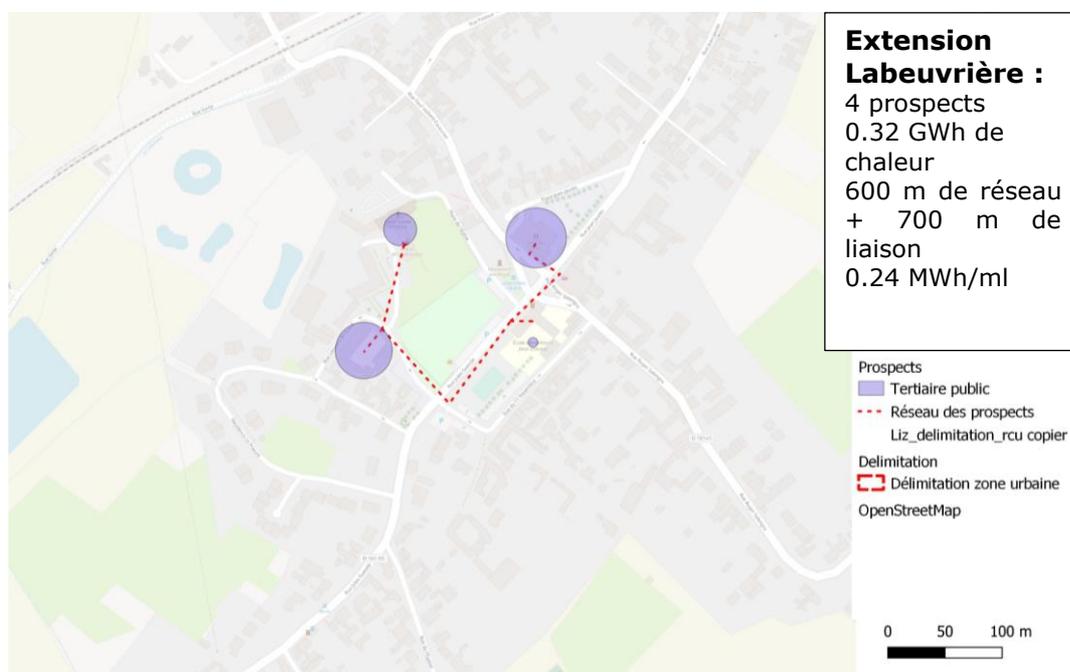
- Définir un seuil technique de densité (besoins / distance au RCU) en dessous de laquelle le raccordement est obligatoire (en considérant l'ensemble des autres critères de dérogation),
- Définir une zone large préparant l'évolution du RCU tout en permettant une dérogation du raccordement sur base du règlement de service.

## Chapitre 5 Annexes

### 1/ Zones isolées non retenues



Plan 15 : zone d'extension vers Beuvry (scénario 3)



Plan 16 : zone d'extension vers Labeuvrière (scénario 3)



Plan 17 : zone d'extension vers Verquigneul (scénario 3)

## 2/ Prospects retenus

Adresses	Secteurs	Scénario	Besoin total (MWh) 2020	Puissance totale (kW) - 2020	Besoin total (MWh) - 2030	Puissance totale (kW) - 2030	Besoin total (MWh) - 2039	Puissance totale (kW) - 2039
176bis Rue du Capitaine Coussette,	Annezin	Scénario 2	137	73	104	55	93	50
Hôtel de Ville d'Annezin, Place du Général de Gaulle,	Annezin	Scénario 2	71	38	54	30	49	27
Salle des Fêtes, Rue de la Mairie,	Annezin	Scénario 2	157	85	121	66	109	60
École élémentaire Simone Veil, Place du Général de Gaulle,	Annezin	Scénario 2	64	35	49	27	44	24
18 Rue des Chênes,	Annezin	Scénario 2	90	52	71	41	64	37
École maternelle Les Capucines, 180 Rue Léon Blum, 180, Rue Léon Blum	Annezin	Scénario 2	165	94	130	75	117	68
Ehpad Marie Curie, Ruelle de la Place,	Beuvry	Beuvry	165	94	130	75	117	68
École maternelle Colette, Place Roger Salengro,	Beuvry	Beuvry	72	40	55	30	50	27
Mairie de Beuvry, Place de la Liberté,	Beuvry	Beuvry	47	25	36	20	32	18
École élémentaire George Sand, Rue Sadi Carnot,	Beuvry	Beuvry	64	35	49	27	44	24
3 rue Sadi Carnot, ,	Beuvry	Beuvry	54	32	44	27	40	24
Église Saint-Martin, Rue de l'Église,	Beuvry	Beuvry	91	53	72	42	65	38
École élémentaire Albert Camus, 39, Rue Sadi Carnot	Beuvry	Beuvry	81	44	62	34	56	30
École élémentaire Albert Camus, 39, Rue Sadi Carnot	Beuvry	Beuvry	64	35	49	27	44	24
Mairie de Chocques, Rue des Galeries,	Chocques	Scénario 2	92	50	71	39	64	35
École maternelle Louise de Bettignies, Rue de Gonnehem,	Chocques	Scénario 2	88	48	68	37	61	33
École élémentaire Françoise Dolto, 188, Rue de l'Église	Chocques	Scénario 2	75	41	58	31	52	28
Maison d'Accueil Spécialisée pour Adultes Handicapés, Chemin de l'Harmonie,	Extension	Scénario 2	483	274	381	220	343	198
Maison d'Accueil Spécialisée pour Adultes Handicapés, Chemin de l'Harmonie,	Extension	Scénario 2	483	274	381	220	343	198
Puits n° 11 bis, Rue de la Marne,	Extension	Scénario 2	179	108	154	95	138	86
Puits n° 11 bis, Rue de la Marne,	Extension	Scénario 2	187	112	159	98	143	88
20 Rue Henri Barbusse, ,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	93	62	85	59	77	53
20 Rue Henri Barbusse, ,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	93	62	85	59	77	53
25 c, Rue Benoite Vincent,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	145	95	131	88	118	79
20 Rue Henri Barbusse, ,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	96	62	86	58	78	53
61, Rue de Bristol,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	169	100	143	86	128	77
27, Boulevard de Varsovie,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	188	114	161	99	145	90
195, Rue du Faubourg d'Arras,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	165	94	130	75	117	68
La renaissance, Boulevard Jean Moulin,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	34	20	29	18	26	16
25 c, Rue Benoite Vincent,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	120	78	107	72	97	64
25 c, Rue Benoite Vincent,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	107	70	96	64	86	58
25 c, Rue Benoite Vincent,	Densification_Prospects_EV	Scénario 1	111	73	100	67	90	60
Complexe sportif du 8 ter, Rue de l'Yser,	Extension	Scénario 2	137	73	104	55	93	50

Croix-Rouge Française - École d'Infirmiers, Avenue Winston Churchill, 162, Rue des Capucines,	Extension	Scénario 2	108	59	84	47	75	42
Musée d'ethnologie régionale, Rue Henri Darré, 25 c, Rue Benoite Vincent,	Extension	Scénario 2	196	104	148	79	133	71
Salle Élie Cléret, Rocade de Béthune, 531 Rue du Quai de Marles, ,	Densification_Prospectes_EV	Scénario 1	126	83	114	77	102	69
École élémentaire Liberté, 8, Rue de la Liberté	Extension	Scénario 2	137	73	104	55	93	50
Collège Liberté, 6, Rue Paul et François Vasseur	Extension	Scénario 2	153	84	118	65	106	58
École maternelle François Vallet, Rue Léonard Michaud,	Extension	Scénario 2	64	35	49	27	44	24
École élémentaire Jean Vincent, 52, Rue du 11 Novembre	Extension	Scénario 2	375	205	288	158	259	142
Salle des fêtes, Rue Paul Vaillant-Couturier,	Labeuvrière	Labeuvrière	112	67	91	56	82	51
Mairie de Labeuvrière, 82, Rue Léonard Michaud	Labeuvrière	Labeuvrière	19	11	15	8	13	7
Salle de sport Pierre Bérégovoy, Stade,	Labeuvrière	Labeuvrière	119	65	91	50	82	45
École primaire Marie-Paul Armand, Domaine du Haras,	Labeuvrière	Labeuvrière	65	35	50	27	45	25
Crèche Les Coccinelles, Domaine du Haras, 16 Rue de l'église	Verquigneul	Verquigneul	137	73	104	55	93	50
	Verquigneul	Verquigneul	350	191	269	148	242	133
	Verquigneul	Verquigneul	84	48	66	38	60	34
	Verquigneul	Verquigneul	112	67	91	56	82	51