



Rapport annuel d'activité 2021

Service public du chauffage urbain

Novembre 2022

DG TERE – ADG Acte

Direction Stratégie et Actions Energétiques

Service MOA et énergie

Centre Réseaux de Chaleur

Table des matières

1. INTRODUCTION.....	4
1.1. Les réseaux de chaleur : explication de texte.....	4
1.2. Les réseaux de chaleur : quels enjeux	5
1.3. Présentation synthétique des réseaux existants ou notifiés.....	9
1.4. Indicateurs globaux	11
2. HAUTS-DE-GARONNE.....	13
2.1. Les faits marquants de 2021	14
2.2. Rappel	14
2.3. Bilan 2021	15
2.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021	20
2.5. Perspectives	23
3. MERIADECK (BORDEAUX).....	24
3.1. Les faits marquants de 2021	24
3.2. Rappel	24
3.3. Bilan 2021	25
3.4. Analyse économique et contractuelle de l'exercice 2021 :.....	25
4. HASTIGNAN (SAINT-MEDARD-EN-JALLES).....	26
4.1. Les faits marquants de 2021	26
4.2. Rappel	26
4.3. Bilan 2021	27
5. BORDEAUX BEGLES ENERGIES (SAINT-JEAN BELCIER).....	28
5.1. Les faits marquants de 2021	28
5.2. Rappel	28
5.3. Bilan 2021	29
5.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021	35
5.5. Perspectives	39
6. PLAINE GARONNE ENERGIES	40
6.1. Les faits marquants de 2021	40
6.2. Rappel	40
6.3. Bilan 2021	42
6.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021	44
6.5. Perspectives	47
7. MERIGNAC CENTRE	48
7.1. Les faits marquants de 2021	48
7.2. Rappel	48
7.3. Bilan 2021	50

7.4.	Analyse économique et financière de l'exercice 2021	50
7.5.	Perspectives	52
8.	SYNTHESE FINANCIERE DU BUDGET ANNEXE	53
9.	ZOOM SUR LES PROJETS ET ETUDES EN COURS	54
9.1.	Réseau de chaleur du Haillan	54
9.2.	Réseau de chaleur Grand Parc	55
9.3.	Réseau de chaleur de Métropole Sud	56
9.4.	Réseau de chaleur Eysines, Bruges, Le Bouscat	57
9.5.	Lycée Charles Péguy d'Eysines :	57
	ANNEXES ECONOMIQUES ET FINANCIERES	58
	HGE	58
	BBE	66
	PGE	78
	MCE	92

1. INTRODUCTION

1.1. Les réseaux de chaleur : explication de texte

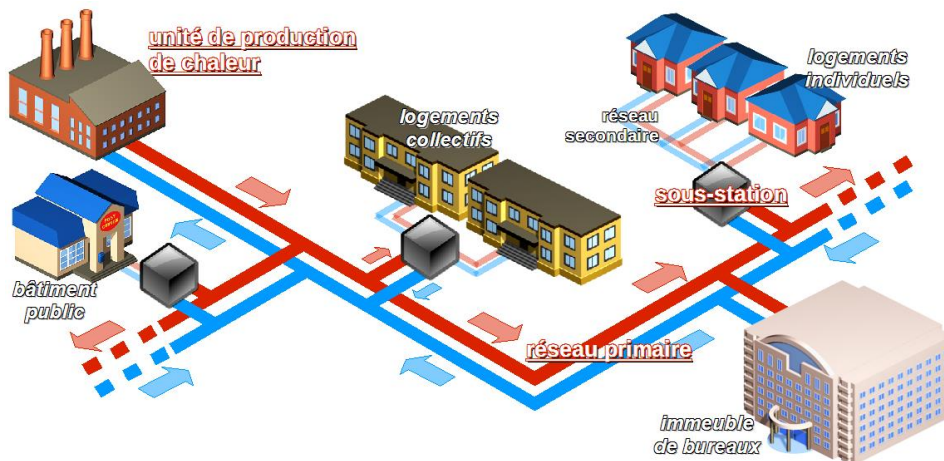
Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs bâtiments en chauffage et en eau chaude sanitaire. Il comprend :

- Une ou plusieurs unités de production de chaleur,
- Un réseau de distribution primaire dans lequel la chaleur est transportée sous forme d'eau chaude ou de vapeur,
- Un ensemble de sous-stations d'échange, en pied d'immeubles, à partir desquelles la chaleur est transmise au chauffage central de chaque bâtiments (réseau secondaire).

L'unité de production de chaleur qui peut être, par exemple, une usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM), une chaufferie alimentée par un combustible (fioul, gaz, bois...), une centrale de géothermie profonde, etc... Généralement, un réseau comporte une unité principale qui fonctionne en continu et une unité d'appoint utilisée en renfort pendant les heures de pointe, ou en remplacement lorsque cela est nécessaire.

Le réseau de distribution primaire composé de canalisations dans lesquelles la chaleur est transportée par un fluide caloporteur (vapeur ou eau chaude). Un circuit aller (rouge) transporte le fluide chaud issu de l'unité de production. Un circuit retour (bleu) ramène le fluide, qui s'est délesté de ses calories au niveau de la sous-station d'échange. Le fluide est alors à nouveau chauffé par la chaufferie centrale, puis renvoyé dans le circuit. Le tracer du réseau vise à assurer une densité thermique (nombre de bâtiments raccordés par kilomètre de conduite posée) aussi élevée que possible, afin de permettre la viabilité économique du réseau (coût d'investissement fortement liée au linéaire de conduite ; recettes liées au nombre d'utilisateurs).

Les sous-stations d'échange, situées en pied d'immeuble, permettent le transfert de chaleur par le biais d'un échangeur entre le réseau de distribution primaire et le réseau de distribution secondaire qui dessert un immeuble ou un petit groupe d'immeubles. Le réseau secondaire ne fait pas partie du réseau de chaleur au sens juridique, car il n'est pas géré par le responsable du réseau de chaleur mais par le responsable de l'immeuble.



1.2. Les réseaux de chaleur : quels enjeux

1.2.1. Un engagement national et local

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) vise à préparer « l'après pétrole » et à instaurer un modèle énergétique robuste et durable face aux enjeux d'approvisionnement en énergie, à l'évolution des prix, à l'épuisement des ressources et aux impératifs de la protection de l'environnement.

Pour donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'Etat, la loi fixe des objectifs à moyen et long terme dont notamment :

- La division par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4),
- La réduction de la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à 2012,
- Porter la part des énergies renouvelables à 32% à l'horizon 2030.

Dans le cadre de son Plan Climat adopté le 7 juillet 2017, Bordeaux Métropole s'est engagée à répondre à cet objectif particulièrement ambitieux.

1.2.2. Des enjeux environnementaux, mais également économiques et sociaux

Les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération, comme l'a reconnu le Grenelle de l'environnement, répondent pleinement à ces objectifs. Ils permettent à la fois de réduire significativement les émissions de CO2 responsable et de garantir aux abonnés du service une meilleure maîtrise de leur facture énergétique.

Le transfert de la compétence en matière de création, d'aménagement, d'entretien et de gestion des réseaux de chaleur ou de froid urbains à la Bordeaux Métropole, opéré par la loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des Métropoles, dite loi Maptam, du 27 janvier 2014, a renforcé son rôle en ce domaine et encourage l'émergence de nouveaux projets de réseaux de chaleur.

Grâce à un vaste ensemble de réseaux et de projets, Bordeaux Métropole s'affirme en tant qu'acteur de la transition énergétique du territoire et s'inscrit dans la trajectoire d'un territoire à énergie positive d'ici 2050 qui suppose de multiplier par 5 la quantité de chaleur délivrée

entre 2010 et 2030, avec un taux d'énergie renouvelable et de récupération élevé (80%) du territoire :

- Les réseaux des Hauts de Garonne et Bordeaux Bègles Energies (Saint-Jean Belcier) alimentés par une énergie de récupération
- Les réseaux Plaine de Garonne Energies et Mériadeck alimentés par de la géothermie
- Le réseau de Saint-Médard-en-Jalles alimenté par de la biomasse
- Les projets en cours de réalisation sur Mérignac-centre, Le Haillan et Bordeaux-Grand parc
- Le projet de réseau de chaleur Métropole Sud dont les études de faisabilité ont été finalisées en fin d'année 2021.

Par ailleurs, Bordeaux Métropole est, depuis plusieurs années, lauréate du label « écoréseau de chaleur » délivré par l'association Amorce.

Ce label distingue les collectivités pour leurs réseaux de chaleur répondant à trois critères :

- Environnemental : une chaleur distribuée issue pour plus de 50% des énergies renouvelables et de récupération,
- Economique : une facture globale de chauffage pour l'utilisateur final inférieure à la solution de référence,
- Social : un lieu de concertation pour rendre compte du fonctionnement de ce service public aux abonnés et aux usagers.

En 2021, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne a obtenu le label pour la 7^{ème} fois consécutive, le réseau de chaleur de Mériadeck a été labellisé pour la 5^{ème} fois et le réseau de chaleur Bordeaux Bègles Energies pour la 3^{ème} fois.

1.2.3. Le comité des abonnés

Dans ce contexte de développement des réseaux de chaleur, il est apparu indispensable d'associer acteurs, contributeurs, utilisateurs et experts à l'ensemble des projets publics actuels ou en devenir en vue d'optimiser la performance des réseaux présents sur le territoire et de garantir ainsi une qualité de service public optimale au moindre coût.

A ce jour, la gestion de la majorité des réseaux de chaleur publics métropolitains est assurée dans le cadre de délégations de service public, le délégataire étant, de fait, l'interface entre l'abonné, bénéficiaire du service, et l'autorité délégante.

L'objectif était de créer un lien direct entre Bordeaux Métropole et les abonnés des réseaux de chaleur publics afin d'une part, de leur rendre compte des données liées à la performance ou à l'actualité de leur réseau (rapport annuel d'activité, actualité du contrat, projet de transformation du réseau, travaux en cours ...) et, d'autre part, de partager et d'échanger avec eux sur des thèmes transversaux ou des problématiques spécifiques liés aux réseaux de chaleur (bilan de satisfaction, tarifs, actions de communication, accès aux données, réseaux privés ...).

Par délibération, en date du 22 mars 2019, le Conseil métropolitain a adopté la création du comité des abonnés des réseaux de chaleurs public métropolitains, instance consultative et participative autour d'un espace de dialogue et de concertation. Il est constitué de

représentants des abonnés de l'ensemble des réseaux de chaleur publics métropolitains existants ou actuellement à l'état de projet.

Les membres sont amenés à se prononcer sur des projets en rapport avec le réseau auquel ils sont rattachés ou sur des projets transversaux les concernant.

Il est amené à se réunir dans la formation plénière (tous réseaux confondus) notamment lors d'une séance annuelle afin de partager des informations comparées sur l'activité de l'année écoulée, ou pour traiter de sujets transversaux, et dans sa formation restreinte (propre à chaque réseau) pour évoquer l'actualité et les problématiques du réseau.

La première réunion du comité des abonnés a eu lieu le 30 septembre 2019, dans sa formation plénière. La seconde a réuni les abonnés du réseau de chaleur des Hauts de Garonne, le 20 décembre 2019.

Malgré la crise sanitaire, le comité des abonnés s'est également tenu en septembre 2020, à l'occasion de la présentation de l'activité 2019 des réseaux de chaleur (formation plénière), mais également dans sa formation restreinte, à l'occasion de la présentation du nouveau contrat des Hauts de Garonne attribué en juillet 2020 pour une prise d'effet au 1^{er} janvier 2021.

En 2021, le comité des abonnés a eu lieu le 29 septembre.

LES RESEAUX DE CHALEUR PUBLICS METROPOLITAINS

1.3. Présentation synthétique des réseaux existants ou notifiés

HAUTS DE GARONNE Energies	
<p>Communes : Lormont, Cenon, Floirac</p> <p>Mise en service : 1967</p> <p>Réseau Historique</p>	<p>Source de chaleur : Usine d'incinération, chaufferie biomasse et chaufferies d'appoint secours au gaz</p> <p>Longueur du réseau : 27 km</p> <p>Sous-stations livrées : 130 (13 000 équivalents logements)</p> <p>Energie distribuée : 113,8 GWh</p> <p>Taux d'ENR&R : 81,6 %</p> <p>Tonnes de CO2 évitées :26400</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 78,9 € TTC / MWh</p>
Plaine Garonne Energies	
<p>Communes : Bordeaux, Cenon, Floirac, Lormont</p> <p>Mise en service : 2020</p> <p>Investissement à terme : 69 M€ HT</p> <p>Réseau en développement</p>	<p>Source de chaleur : Chaufferie gaz et construction d'un doublet géothermique.</p> <p>Longueur du réseau : 23,2 km (35 km à terme)</p> <p>Sous-stations livrées : 50, environ 400 à terme</p> <p>Energie distribuée : 17,4GWh, 120 GWh / an à terme</p> <p>Taux d'ENR&R : 60%,(80 % à terme)</p> <p>Tonnes de CO2 évitées : 2018</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 116 € TTC / MWh (Tarif Gaz provisoire)</p> <p>Mode de gestion : Délégation de service public – 30 ans – terme : 8 janvier 2047</p>
Bordeaux Bègles Energies	
<p>Communes : Bordeaux, Bègles</p> <p>Mise en service : 2016</p> <p>Investissement à terme : 32 M€ HT</p> <p>Réseau en développement</p>	<p>Source de chaleur : Usine d'incinération</p> <p>Longueur réseau : 11,2 km actuellement, 19 km à terme</p> <p>Sous-stations livrées : 23 actuellement, 164 prévues à termes (18 000 équivalents logements)</p> <p>Energie distribuée : 13,1 GWh, 84 GWh à terme</p> <p>Taux d'ENR&R : 98 %, (92% à terme)</p> <p>Tonnes de CO2 évitées : 3 204 tonnes</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 65 € TTC / MWh</p> <p>Mode de gestion : Délégation de service public - 26 ans – terme : 30 juin 2041</p>
Grand Parc Energies	
<p>Communes : Bordeaux</p> <p>Décision de faire : 24/07/2020</p> <p>Attribution : 25/11/2021</p> <p>Prise effet : 01/07/2022</p> <p>Mise en service : 2023-2024</p> <p>Investissement à terme : 23 M€ HT <u>estimés</u></p> <p>Réseau historique à dynamiser</p>	<p>Source de chaleur : géothermie et appoint biomasse</p> <p>Longueur du réseau : 10,7 km dont 7 km à créer</p> <p>Desserte : 27 bâtiments, 80 bâtiments à terme (bâtiments communaux ou métropolitains, collèges, lycées, polyclinique Bordeaux Nord, résidences sociales)</p> <p>Energie distribuée : 21 GWh (50 GWh à terme)</p> <p>Taux d'ENR&R : 80 %</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 70 € TTC / MWh visés</p> <p>Mode de gestion : Délégation de service public – 25 ans</p>

Mérignac Centre Energies	
<p>Communes : Mérignac Attribution : 25/09/2020 Prise effet : 16/10/2020 Mise en service : 2022</p> <p>Investissement à terme : 7,8 M€ HT <u>estimés</u></p> <p>Réseau en phase études</p>	<p>Source de chaleur : Chaufferie biomasse et chaufferie d'appoint secours gaz Longueur du réseau : 0 (3,8 km à terme) Desserte : Futur stade nautique, bâtiments communaux, environ 1800 équivalents logements Sous-stations livrées : 0 (17 prévues à terme) Energie distribuée : 0 GWh (18 GWh à terme) Taux d'ENR&R : 80 % visés Coût moyen de la chaleur : environ 72 € TTC / MWh Mode de gestion : Délégation de service public – 22 ans – terme : 2042.</p>

MERIADECK Energies	
<p>Communes : Bordeaux</p> <p>Mise en service : 1980</p> <p>Réseau Historique</p>	<p>Source de chaleur : Puits géothermique Longueur du réseau : 3 km Bâtiments desservis : 17 (pour 15 abonnés) Energie distribuée : 5 GWh Taux d'ENR&R : 100 % Tonnes de CO2 évitées : 950 Coût moyen de la chaleur : 50,60 € TTC / MWh Mode de gestion : Marché d'exploitation de 5 ans Exploitant : ENGIE (1^{er} juillet 2021 – 30 juin 2026)</p>

Saint-Médard-en-Jalles Hastignan	
<p>Communes : Saint-Médard-en-Jalles</p> <p>Mise en service : 2007</p> <p>Réseau Historique</p>	<p>Source de chaleur : Chaufferie biomasse Longueur du réseau : 700 m Bâtiments desservis : 12 (5 bâtiments publics et 7 logements) Energie distribuée : 1,4 GWh Taux d'ENR&R : 67% Coût moyen de la chaleur : 73,60 € TTC / MWh Mode de gestion : Marché de prestation de services – 5 ans – terme le 30 juin 2026 Opérateur : Engie Cofely agence Garonne</p>

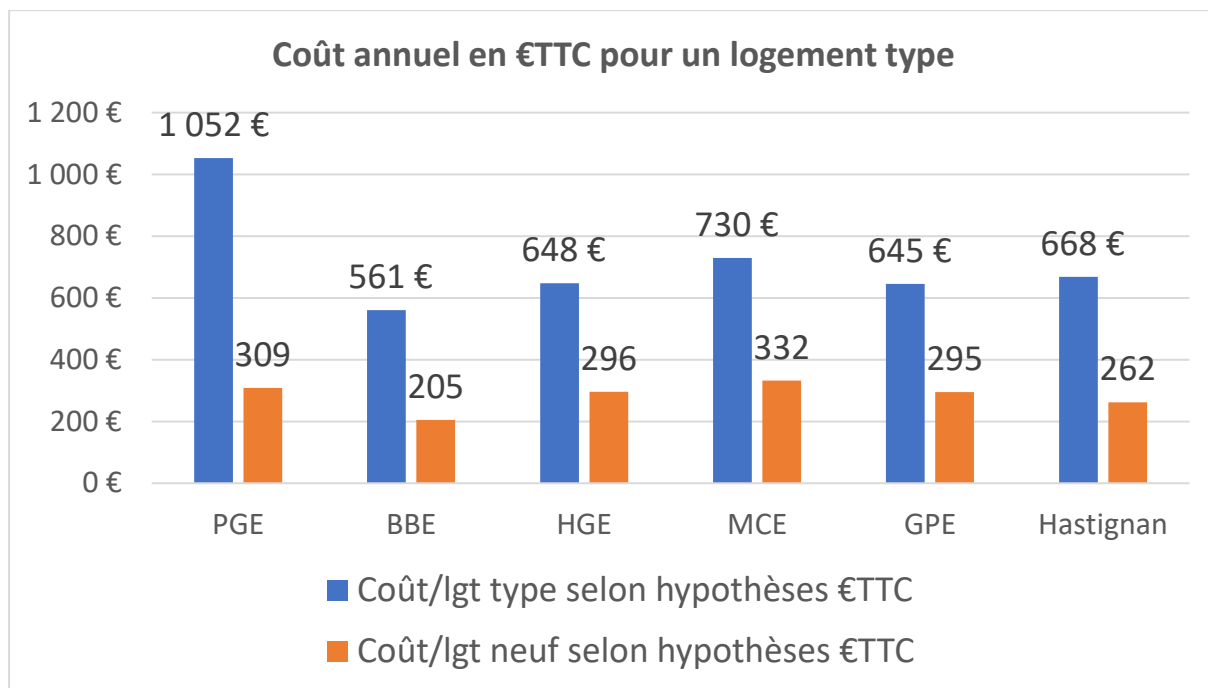
Le Haillan	
<p>Communes : Haillan, Eysines</p> <p>Décision de faire : décembre 2018 Consultation marché global de performance : mi-2020 à mi-2021 Attribution : 2022 Mise en service : 2024</p> <p>Investissement à terme : 6,4 M€ HT <u>estimés</u></p> <p>Réseau en phase études</p>	<p>Source de chaleur : Chaufferie biomasse et chaufferie d'appoint secours gaz Longueur du réseau : 0 km ; 4 km à terme Desserte : Future zone d'aménagement concertée (ZAC) Le Haillan-centre (500 logements), bâtiments communaux et serres horticoles Energie distribuée : 0 GWh ; 7 GWh à terme Taux d'ENR&R : 80 % Tonnes de CO2 évitées : 1531 à terme Coût moyen de la chaleur : 80,9 € TTC/MWh Mode de gestion : Régie avec marché global de performance (conception, réalisation, exploitation et maintenance).</p>

1.4. Indicateurs globaux

Production	
Réseaux en service	5
Chaleur livrée en 2021 (en GWh)	150,7 GWh dont 122 GWh ENR
Tonnes de CO2 évitées	34103 tCO2 évitées (soit 37312 trajets aller-retour Bordeaux-Montréal en avion)
Sous-stations raccordées (au 31/12/2021)	228
Puissance chaufferie installée (MW)	187 MW dont 58 MW ENR
Longueur de réseau (km au 31/12/2021)	65 km
Investissements 2021	
Montant total (M€)	18 M€
Puissance supplémentaire installée (MW)	0 MW
Réseau construit (km)	17,5 km
Nouvelles sous-stations raccordées	27

Tarifs moyens TTC	R1 (€TTC/MWh)	R2 (€TTC/kW)	Facture annuelle (€TTC/an) logement type ¹
Hauts de Garonne Energies	37,46	63,61	648
Bordeaux Bègles Energies	42,47	28,64	561
Plaine de Garonne Energies	94,63	14,66	1052
Hastignan	47,01	43,56	668
Grand Parc Energies	37,17	63,81	645
Mérignac Centre Energies	42,40	71,08	730

¹ Logement de 70 m², ratio de consommations Chauffage et Eau Chaude Sanitaire de 150 kWh/m² et puissance souscrite de 4 kW.



² Logement de 70 m², ratio de consommations Chauffage et Eau Chaude Sanitaire de 150 kWh/m² et puissance souscrite de 4 kW

2.1. Les faits marquants de 2021

Démarrage d'un nouveau contrat de concession marqué par un programme conséquent de travaux de renouvellement et de développement du réseau de chaleur.

L'année 2021, année de prise en charge du réseau des Hauts de Garonne par HGE, a été marquée par le démarrage des travaux de rénovation et de développement du réseau (2,9 km de réseau remplacé et 1,5 km développé).

De nombreux travaux de maintenance ont également été réalisés dans les sous-stations, dans le cadre d'une remise à niveau des équipements convenue avec le délégataire sortant.

Une mise à niveau des systèmes de communication a été réalisée, permettant ainsi de disposer de l'ensemble de données de fonctionnement, et de les mettre à disposition des abonnés par l'intermédiaire d'un accès personnalisé (portail client).

De nombreux travaux de maintenance ont également été réalisés dans les sous-stations, dans le cadre d'une remise à niveau des équipements convenue avec le délégataire sortant.

Le ciblage des travaux de rénovation a permis de réduire les appoints d'eau par une résorption des fuites, même si les objectifs en termes de continuité de service et de performance énergétique se sont dégradés pendant cette première année.

Les travaux de développement suivent le rythme de commercialisation des futurs abonnés (bâtiments neufs). Le raccordement des bâtiments existants a quant à lui pris un peu de retard par rapport au programme contractuel.

D'autres éléments ont perturbé le fonctionnement du réseau de chaleur :

- Prise de retard dans certains tronçons de travaux et dysfonctionnement hydraulique, imposant le recours à des chaufferies de secours au gaz pour assurer la livraison de chaleur en tout point du réseau.
- Fonctionnement important de la cogénération imposé par une demande forte du réseau électrique national, obligeant par substitution à diminuer la récupération de chaleur provenant de l'incinération des déchets

Enfin, d'importantes actions de communication ont été réalisées, aussi bien pour les abonnés que pour les riverains et les services des collectivités.

2.2. Rappel

Le réseau de chaleur des Hauts de Garonne a été construit à partir de la fin des années soixante à l'occasion de la création des zones à urbaniser en priorité (ZUP) sur les communes de Cenon, Lormont et Floirac. Il est un élément du modèle urbanistique qui prévalait à cette période.

En 1967, la première sous-station du réseau de chaleur des Hauts de Garonne est desservie, sur la commune de Cenon. Au fil des ans le réseau s'étend aux communes voisines. La mise en service de la première sous-station sur la commune de Lormont a lieu en 1970, celle de la première sous-station sur la commune de Floirac en 1972.

En 1985, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne est raccordé à l'usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM), construite sur le site de la chaufferie principale au 1, rue Jean Cocteau à Cenon. Le fuel lourd, en tant qu'énergie de base servant à alimenter le réseau, est ainsi remplacé par une énergie de récupération en provenance des fours de l'UIOM.

En 2009, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne, vieillissant et sujet à de fréquentes coupures, est en partie rénové (changement de toutes les sous-stations des abonnés, remplacement des chaudières ...) et passe à un fonctionnement en basse température (- de 110 C°).

A partir de 2021, le réseau fait l'objet d'un renouvellement de l'ensemble de ses tronçons historiques, un maillage entre le nord et le sud est créé pour consolider la continuité de service et de nouvelles branches de réseau se développent pour desservir de nouveaux abonnés.

2.3. Bilan 2021

2.3.1. Production de chaleur et mix énergétique

Equipements de production	Quantité	Puissance thermique totale (MW)	Production 2021 (MWh)	Mixité réelle
Puissance thermique totale installée en MW		108,8	140 800	100 %
Echangeurs de récupération de chaleur sur l'usine d'incinération	1	22	103 496	73,5 %
Cogénération de Cenon	1	9,4	4 364 MWh th + 2294 MWh élec	3,1 %
Chaufferie gaz de Cenon	2	38,4	7 015	5 %
Chaudière gaz de la chaufferie des Akènes	1	10	1 871	1,3 %
Chaufferie gaz de Lormont	2	20	17 014	12,1 %
Chaudière biomasse de la chaufferie des Akènes	1	6	6 675	4,8 %
Cogénération de Carriet	1	3	0	0
Chaudières mobiles au fioul			264	0,2 %

- Evolution de la chaleur totale produite par rapport à 2020 : +0,2% ;
- Chaleur livrée en sous-station : 113 851 MWh (+ 1% par rapport à 2020) ;
- Pertes de distribution : 19 % (18% en 2020)

2.3.2. Données environnementales

	Données	Evolution par rapport à 2020
Taux ENR	81,6 %	76,8 %
Contenu CO2	42 gCO ₂ / kWh	60 gCO ₂ / kWh
Tonnes de CO2 évitées	26 452 t	26 510 t
Consommation d'eau d'appoint	41 450 m ³	36 172 m ³

Le taux d'ENR comprend la part de biogaz utilisée pour la cogénération, à hauteur de 3,1%. Le taux d'énergies renouvelables et locales correspond uniquement à la consommation de bois et de chaleur de récupération de l'UVE, et s'élève à 78,5%.

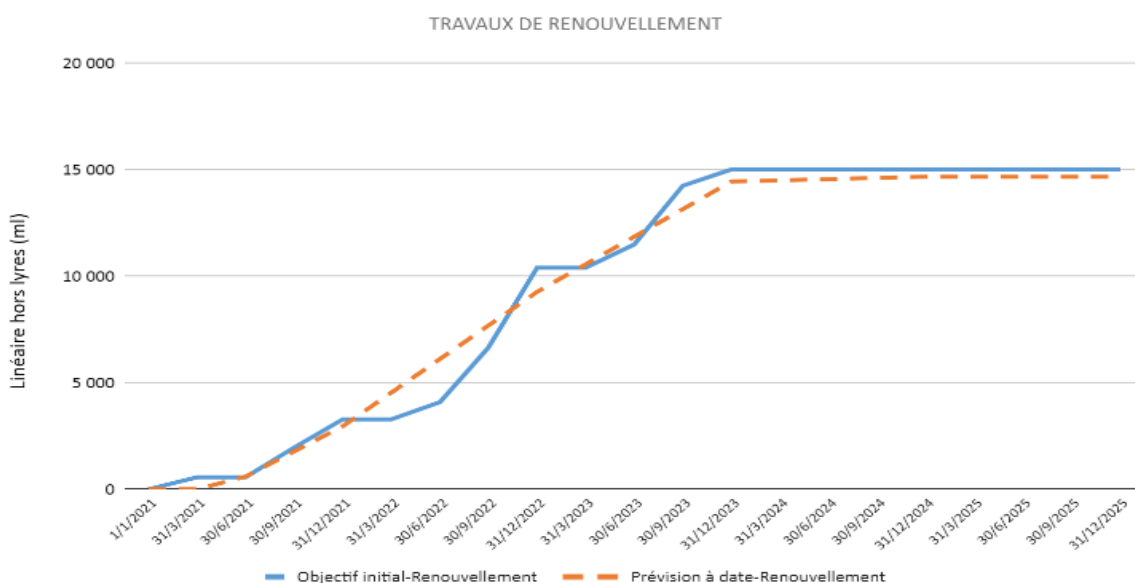
Malgré les travaux de renouvellement du réseau engagés cette année, les fuites ont progressé et le rendement du réseau ne s'est pas amélioré.

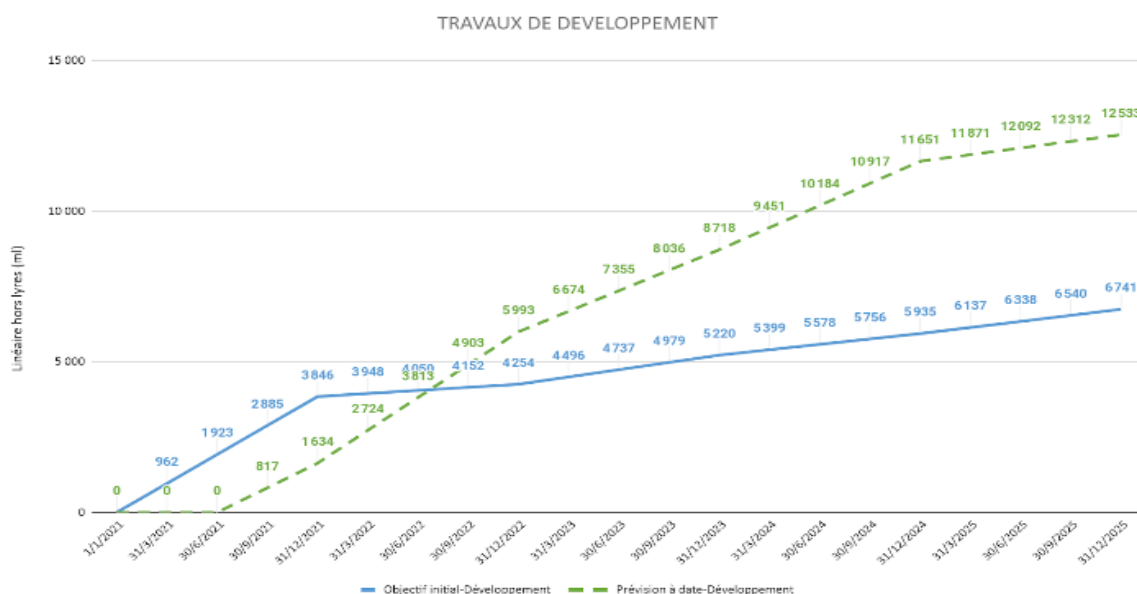
2.3.3. Travaux

➤ **Travaux de premier établissement :**

Pour cette première année d'exécution du contrat, le délégataire a réalisé le renouvellement de 2 967 ml de réseau, légèrement en deçà de l'objectif contractuel fixé à 3 455 ml. Ce linéaire correspond à un avancement global de 19 % des travaux de rénovation. Quelques adaptations de travaux ont été apportées par rapport à la planification initiale, pour anticiper notamment le remplacement de tronçons devenus prioritaires en raison de leurs fuites nombreuses ou importantes.

Le développement du réseau de chaleur s'est réalisé à hauteur de 1 640 ml. Le rythme des nouveaux raccordements n'est pas atteint, et provient à la fois de retard dans la livraison de projets immobiliers neufs, et d'autre part de difficultés de commercialisation auprès d'abonnés existants. 6 sous-stations ont été installées mais trois seulement ont été mises en service au cours de l'année 2021.





➤ **Autres travaux :**

Le délégataire a réalisé en début de contrat des travaux de remise à niveau des sous-stations, dans le cadre d'un accord passé avec le délégataire sortant. Ces travaux concernent essentiellement le remplacement ou la réfection de 70 échangeurs de chaleur, 30 pompes et 150 vannes. 13% des interventions n'ont pas été réalisées en 2021 et sont reportées en 2022.

Au titre des travaux de GEGV et renouvellement, les principales opérations concernent la maintenance des sous-stations, des travaux sur les chaudières gaz et biomasse ainsi que des réparations de fuite sur le réseau qui représentent quasiment la moitié des dépenses.

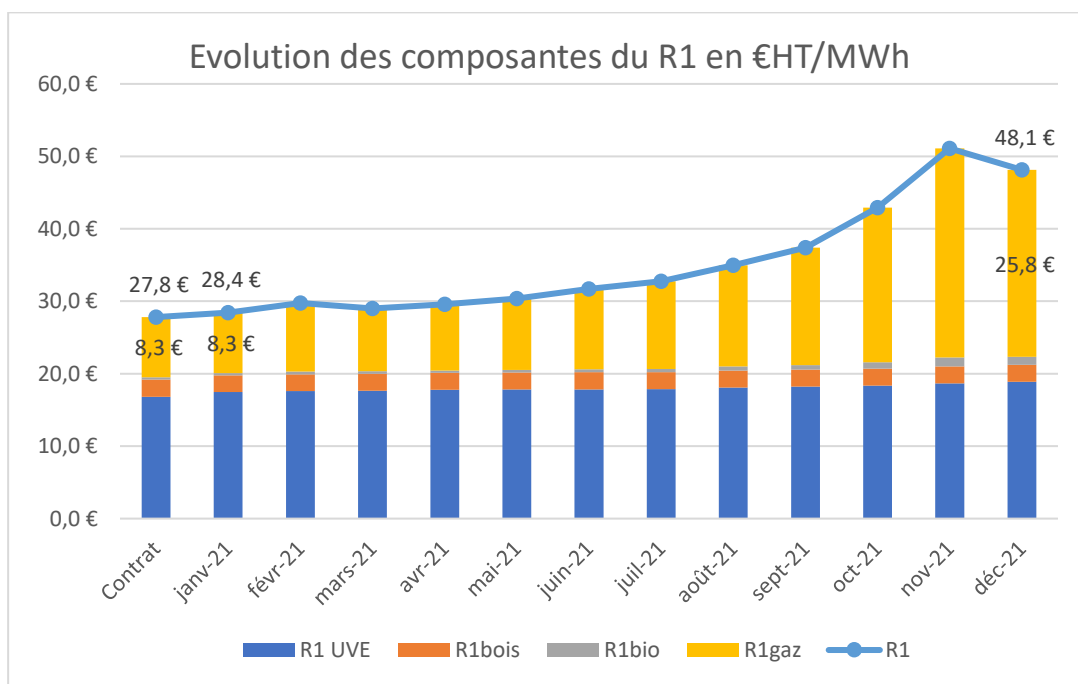
2.3.4. Prix de la chaleur

	2020	2021	Variation
R1	22,28 €/HT/MWh	35,51 €/HT/MWh	Non comparable
R2	43,55 €/HT/URF	60,29 €/HT/kW	Non comparable
Coût moyen HT	64,60 € HT/MWh	74,7 € HT/MWh	+15%
Coût moyen TTC	68,20 € TTC/MWh	78,86 € TCT/MWh	+15%

Les tarifs R1 et R2 ne sont pas comparables car la structuration tarifaire et la composition du R1 ont évolué dans le nouveau contrat. D'une manière générale, même si les prix unitaires du R1 et du R2 ont augmenté en apparence entre l'ancien et le nouveau contrat de DSP, la démarche de rééquilibrage et d'optimisation des puissances souscrites pour chaque abonné devait permettre de maintenir globalement un tarif complet stable pour l'ensemble des abonnés. Cette stabilité tarifaire moyenne souffre de certains déséquilibres :

- D'une part, la tarif complet (R1+R2) peut avoir évolué fortement à la baisse ou à la hausse pour certains abonnés, conséquence essentiellement d'une souscription mal dimensionnée dans le contrat historique.
- D'autre part, l'envolée du court du gaz, bien que non majoritaire dans le mix énergétique du réseau de chaleur, a eu des répercussions importantes sur le R1 qui a

subi 20€/MWh d'augmentation (+69%) dont 17,5€/MWh liés au prix du gaz (+209%), comme le montre le diagramme suivant



2.3.5. Distribution de chaleur et commercialisation

Paramètre	Données 2021	2020
Nombre d'abonnés au 31/12/2021	130	130
Nombre de raccordements en 2021	3 nouveaux raccordements 3 dé raccordements suite à démolition ou réhabilitation	
Principales données sur les abonnés	8 abonnés couvrent 70 sous-stations sur 130 2 collectivités (villes de Cenon et Lormont), 3 bailleurs sociaux (Aquitanis, Domofrance et Mésolia) et 3 syndicats (Agences Foncia, Aquigestion et Rivière) 14 sous-stations consomment plus de 2 GWh soit 35% de la consommation totale du réseau (11 résidences sociales, 2 copropriétés et 1 établissement hospitalier)	
Part de chauffage	75%	73%
Part d'eau chaude sanitaire	25%	27%
Rigueur climatique 2021	1810 DJU (+25% par rapport à 2020)	1444 DJU
Vente de chauffage	85,4 GWh	79,6 GWh
Vente d'ECS	28,4 GWh	28,8 GWh
Coût moyen annuel pour un logement moyen (66 m ²)	295 € /an pour un logement RT 2012 650 € / an pour un logement des années 1970 rénové (+ 18 % par rapport à 2020)	205 € /an pour un logement RT 2012 547 € / an pour un logement des années 1970 rénové

2.3.6. Qualité du service et relations abonnés

L'année 2021 reste marquée par des coupures locales ou générales d'alimentation provoquées par les nombreuses fuites persistantes sur les parties non encore rénovées du réseau. Ces dysfonctionnements se traduisent par un dépassement des indicateurs suivants :

- Taux d'interruption pondéré (cumul des heures de pannes pondéré en fonction de la taille de l'abonné) : 0,16% pour un objectif < 0,1%
- Taux d'interruption local (6 abonnés ont subi un cumul de panne supérieur à 35h par an)

Le délégataire a mis en œuvre de nombreuses actions de communication et de relation commerciales, parmi lesquelles :

- Mise en place d'un portail client avec un accès individualisé pour chaque abonné
- Mise en place d'un logiciel de traitement et suivi des réclamations
- Installation de bâches pédagogiques sur chaque front de travaux,
- Information sur les travaux par boitage de flyers et affichage dans les entrées des résidences collectives
- Animations de réunions trimestrielles d'information sur les travaux
- Rencontre de l'ensemble des abonnés
- Réunions avec les services et élus des communes

Bordeaux Métropole a organisé un comité des abonnés dédié au réseau de chaleur des Hauts de Garonne en plus du comité plénier qui concerne l'ensemble des réseaux.

Pour la 7^{ème} année consécutive, le réseau de chaleur des Hauts de Garonne a obtenu le label Ecoréseau délivré par l'association Amorce, pour ses performances environnementales, économiques et sociales.

2.3.7. Bilan social

HGE s'est engagé dans le cadre du contrat - article 8.4, à 6 720 h d'insertion sur toute la durée des travaux de 1^{er} établissement, soit 5 ans, et à 1 500 h d'insertion par an sur toute la durée du contrat en phase exploitation. Ci-dessous l'état d'avancement au 31/12/2021 :



Etat d'avancement Heures Insertion au 31/12/2021

Opération : DSP Réseau de chaleur des Hauts de Garonne

Etat : En cours

Maitre d'ouvrage : BORDEAUX METROPOLE

Num Marché Clause	Marché Clause	Adjudicataire	Début	Fin	Heures prévues	Heures réalisées sur la période	dont heures de formation sur la période	Heures Restantes	Dépassement d'heures	% Heures Réalisées / Prévues
2021 BM	Exploitation réseau de chaleur	HAUTS DE GARONNE ENERGIES	01/01/2021	31/12/2027	10 500,00	708,00	0	9 792,00	0,00	6,74%
2021 BM	Travaux réseau de chaleur	HAUTS DE GARONNE ENERGIES	01/01/2021	31/12/2027	6 720,00	1 766,25	175	4 953,75	0,00	26,28%
					17 220,00	2474,25	175	14 745,75	0,00	14,37%

Les heures d'insertion réalisées dans le cadre des travaux sont en avance par rapport à l'objectif fixé.

En revanche, sur la partie exploitation, seule la moitié des heures a été réalisée. En effet, ces heures étant réalisées par un alternant, le temps de son recrutement (6 mois) a fait défaut. HGE prévoit le recrutement de 2 alternants en 2022 pour atteindre l'objectif d'heures d'insertion en exploitation. Ce retard sera ainsi comblé sur la durée du contrat.

2.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021

2.4.1. Résumé de l'exercice 2021

Le contrat de réseau de chaleur des Hauts de Garonne a été renouvelé, pour une durée de 7 ans, à compter du 1^{er} janvier 2021. La société dédiée Hauts de Garonne énergies - HGE (67% Idex territoires et 33% Mixéner) a pour objectif de rénover le réseau historique (1967) entre 2021 et 2023 et de le développer jusqu'à fin 2025. Ce réseau, adossé à l'usine d'incinération de Cenon, produit de l'énergie renouvelable (chauffage et eau chaude sanitaire – ECS) pour l'équivalent de 20 000 logements. Le premier exercice s'inscrit dans l'épure du prévisionnel tant par l'atteinte des objectifs qu'en terme de résultat financier.

Fiche d'identité synthétique

Titulaire :	Société dédiée Hauts de Garonne Énergies (HGE)		
Statut :	SAS au capital de 3 708 K€ détenu par Idex territoires à 66% et Mixéner à 34%		
Président :	M. Pierre Flandrois (Idex)		
Directeur général délégué :	M. Hubert Desliens (Idex)		
Objet DSP :	Conception, financement et exploitation d'un réseau de chaleur reposant sur la récupération de chaleur de l'unité de valorisation de Cenon et commercialisation de la chaleur		
Périmètre géographique et fonctionnel :	Production, transport et distribution de chaleur sur le périmètre de la DSP Rive Droite – communes de Cenon, Floirac et Lormont		
Durée :	Du 01/01/2021 au 31/12/2027 (7 ans)		
Particularité financière / point de vigilance de l'exercice 2021	- veille particulière sur la prise en compte de l'évolution du prix de l'énergie dans la révision du prix à l'abonné		
Financement des investissements	42,9% capacité d'autofinancement dont 5,4% de droits de raccordement ; 14,3% subvention des financeurs ADEME et FEDER pour le développement du réseau ; 35,7% financement groupe par apport en capital social et prêt ; indemnité de fin de contrat 7,1%		
Equilibre économique	Facturation de la chaleur et eau chaude (R1 et R2) + droits de raccordement pour couvrir les charges		
Principaux indicateurs financiers	Montant moyen sur la période 2021-2027 (prévisionnel)		
Produits d'exploitation	9 329 K€		
Charges d'exploitation	8 389 K€		
Excédent brut d'exploitation	3 461 K€		
Résultat Net	510 K€		
Données physiques du réseau	2021 (Réal)	2023/2025 (prévi)	2027 (prévi)
Invest. Rénovation hors subv (M€ HT)	4,5	18,6	
Invest. Dévelop. hors subv (M€ HT)	1,0	4,6	
GWh vendus	114		978
MW souscrits (puissance)	71,4		79,1
longueur réseau (en km) initial / final	29,7		32,6

2.4.2. Synthèse

L'un des enjeux du contrat de ce réseau est de renouveler la majeure partie des tuyaux posés en 1967 causant des fuites et des interruptions de service. L'autre enjeu consiste à le développer sur les bâtiments existants ou sur les futurs projets immobiliers. Le planning général des travaux prévoit à fin 2027 que 15,8 km de réseau soit renouvelé et que 6,7 km soit développé. A fin 2021, il est constaté un avancement d'environ 20% sur les deux activités au regard de la prévision initiale. Pour la seule année 2021, c'est 85% du réseau qui a été rénové et 40% développé. Les freins à la réalisation initiale sont le décalage du démarrage des travaux en lien avec les délais d'étude plus long qu'escompté, et des retards de délivrances d'obtention administrative. Il a été aussi tenu compte de la réalité terrain, à savoir les dégradations de réseau existantes plus importantes que diagnostiquées. HGE a réadapté la planification en fonction des besoins. Par ailleurs, pour la rénovation, certains reports de tracés ont dû être effectués pour abandon de desserte jugée inopportune au regard de l'évolution du réseau. HGE pallie les abandons par des développements non prévus initialement ce qui tendrait à porter les km développés entre 9 et 12 km plutôt que 6,7 km initialement envisagés. Enfin, il est constaté une baisse du volume d'eau en appoint journalier qui est passé de 180m³ jour à 40 m³ jour.

Les moyens mis en œuvre pour concrétiser le planning de travaux consistent en une enveloppe globale d'investissement qui, au terme du contrat, atteindra 28,8 M€ dont 18,6 M€ dédiés à la rénovation. A fin 2021 c'est 9 M€ qui devaient être investis, dans les faits 5,5 M€ l'ont été (61%). S'agissant de la première année, il est permis de penser que le retard se comblera dans le temps restant.

De plus, les moyens humains mis à disposition par la société dédiée ont été accrus d'un équivalent temps plein (ETP) du profil responsable commercial au lieu d'un demi ETP prévu. Cette évolution est liée au nombre de polices d'abonnement en hausse du fait de développements supplémentaires.

L'activité sur l'exercice 2021 démarre très correctement avec des produits d'exploitation de presque 11 M€ et des charges de 8,3 M€ laissant un excédent brut d'exploitation positif de 2,3 M€. Le résultat net positif s'élève à 1,6 M€.

Les écarts au plan s'expliquent par un dépassement des produits d'exploitation (+ 1766 K€) :

- Sur les ventes d'électricité, 22 jours d'appel de fonctionnement de cogénération (+564 k€) ;
- Effet prix du gaz sur la consommation (+473 k€) ;
- Effet hausse des indices sur l'abonnement (+108 k€) ;
- Versement d'une indemnité par le délégataire sortant au profit de HGE afin de remettre en état les sous stations, ce qui n'était pas prévu au plan (+205 K€).

Par des charges (hors dotation aux amortissements) supérieures au prévisionnel (+1 835 K€) :

- Achat de gaz pour le fonctionnement des chaudières de secours utilisées pendant les travaux de rénovation (+1 830 K€) ;
- Contrebalancé par moins d'achat de chaleur de récupération à l'usine de valorisation énergétique en raison de l'appel de 22 jours de cogénération (-206 K€)
- Charges de personnel évolution de deux demi-postes (commercial et assistante d'exploitation) en lien avec l'activité (+127 K€) ;
- Des dépenses de gros entretien (+61 K€) du fait de la mise à niveau des outils de production.

En conséquence, l'écart au plan est négatif (-69 K€) sur l'excédent brut d'exploitation qui après la prise en compte des dotations aux amortissements nettes de reprises pour gros entretien (-138 K€) amène le résultat d'exploitation à un niveau inférieur à la prévision pour 208 K€. Les charges financières et impôts sur les sociétés engendrent un résultat net dans l'épure de la prévision (-26 K€).

L'analyse des **flux de trésorerie** tend à démontrer que l'activité dégage 3,6 M€ ce qui est absorbé par les flux d'investissement (-5,5 M€) et atténué par les flux de financement (capital social et prêt groupe) pour 2,2 M€, laissant une trésorerie de 0,4 M€ à fin 2021.

La **santé bilancielle** est également bonne puisque la rentabilité des actifs et des capitaux propres est autour de 30%. Le capital social sera entièrement libéré en juillet 2022.

Enfin, la **profitabilité** peut être appréhendée par le taux de marge nette (Résultat net / chiffre d'affaires) qui avoisine les 19% en 2021 (Vs 20,5% au prévisionnel), plutôt que par le taux de rendement interne (TRI) qui n'a de sens que pour une pure concession de travaux.

Respect des clauses du contrat

L'instruction s'est correctement déroulée et le délégataire a été réactif.

Procédure	Instruction 2022	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2021	<ul style="list-style-type: none"> • 15 mars réception du CRA délégataire et de certains éléments financiers • 5 avril retour de BM sur le CRA • 23 août relance sur modification du CRA • 8 septembre demande communication des rapports CAC • 16 septembre envoi d'une liste de questions pour analyser l'exercice • 29 septembre envoi par BM du rapport à HGE pour contradictoire 	<ul style="list-style-type: none"> • 28 mars complétude des éléments financiers • 5 avril mise à disposition de la balance générale et du rapprochement au compte de résultat • 2 mai renvoi d'une nouvelle version de CRA • 6 septembre modification du CRA suite à remarques • 21 septembre réponse aux questions financières • 27 septembre version définitive du CRA • 4 octobre pas de remarques (phase contradictoire) du délégataire

Faits marquants ayant une incidence financière sur les comptes de l'exercice

- Appel de la cogénération sur 22 jours dégrade le rendement réseau et la mixité, enlève moins de chaleur à l'UVE mais augmente le chiffre d'affaires vente électrique.
- Hausse du prix de la molécule de gaz, accroît le chiffre d'affaires et les charges pour recours aux chaudières de secours.
- Nombreuses fuites sur le réseau accentuées par la rénovation partielle d'où accroissement des charges de gros entretien.

Risques identifiés à venir post 2021

Nature du risque	Détail du risque	Montant
Prix de l'énergie	Hausse du prix de la molécule gaz et de l'électron qui impacte la tarification.	N/C à évaluer

2.5. Perspectives

L'année 2022 sera marquée par un volume important de travaux tant dans le renouvellement du réseau historique que dans son développement, ce qui devrait conduire à améliorer significativement les performances énergétiques et environnementales du réseau, et à augmenter ses ventes de chaleur.

Le contexte géopolitique et l'envolée du prix du gaz impactent dans une moindre mesure le tarif du réseau de chaleur. Toutefois, les conséquences économiques devront être observées finement pour maîtriser l'augmentation des tarifs, enjeu fondamental pour ce réseau de chaleur qui dessert essentiellement des logements sociaux et qui est concerné par 4 programmes de rénovation urbaine (PRU Dravemont, Serrailères, Palmer, Carriet)

3. MERIADECK (BORDEAUX)

3.1. Les faits marquants de 2021

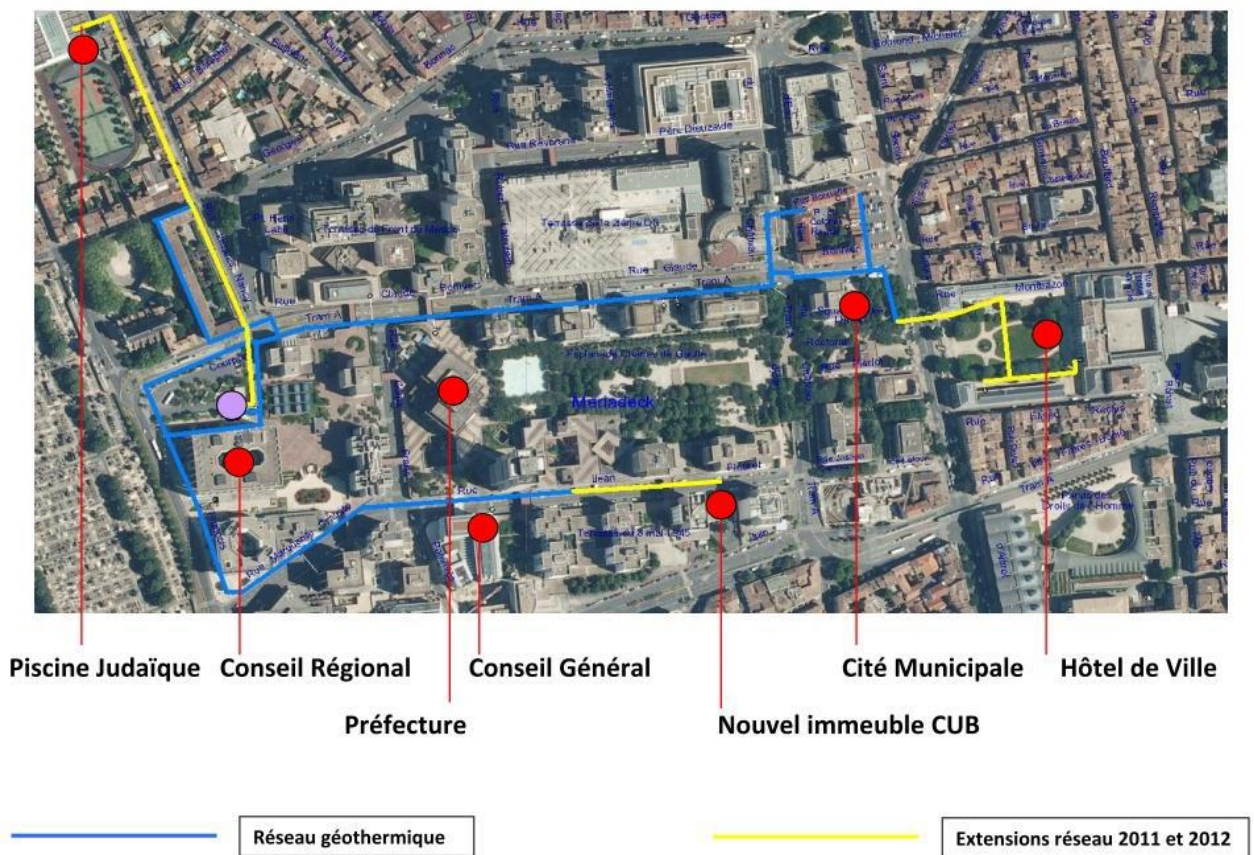
Depuis le 1^{er} juillet 2021, ENGIE est le nouvel exploitant du réseau de chaleur de Mériadeck pour une période de 5 ans par le biais d'un marché d'exploitation (30 juin 2026). Sa « prise en main » se traduit par une constatation d'un réseau vétuste, nécessitant des remplacements de matériels et des mises aux normes.

3.2. Rappel

3.2.1. Le principe technique général du réseau

Un forage géothermique au Cénomano-turonien (1149m de profondeur)
Puissance thermique maximale de 4 MW (échangeurs thermiques),
Energie produite : 5 GWh/an,
17 sous-stations desservies : 15 (bâtiments et équipements publics notamment),
Longueur : 3 km,
Régime de température : 50-30°C actuellement,
Volume d'eau géothermique prélevé compris entre 200 000 et 300 000 m³ par an

RESEAU GEOTHERMIQUE DE BORDEAUX-MERIADECK



3.2.2. Le forage géothermique

- Le forage géothermique de Mériadeck est situé sur la commune de Bordeaux. Il se trouve en centre-ville, à l'est du cimetière de la Chartreuse, en sous-sol le long de la façade nord de l'Hôtel de Région (local technique souterrain de 400 m²).

- Le forage a été réalisé entre novembre 1980 et janvier 1981. Il a obtenu une autorisation préfectorale d'exploitation en mai 1982.
- Le forage capte le réservoir du cénomano-turonien entre 930,30 et 1 127 m/sol.
- Le débit moyen d'exploitation est de 60 m³/h avec pouvant aller jusqu'à 105 m³/h
- Les volumes varient entre 200 000 et 300 000 m³ par an, selon la rigueur climatique et les conditions d'exploitation.
- Le forage fonctionne en simplet. Une partie minoritaire de l'eau géothermique est valorisée, environ 30 000 m³ (piscine, lavage voiries), la majorité étant rejetée dans le réseau d'assainissement et s'écoule gravitairement vers une station d'épuration.

3.3. Bilan 2021

3.3.1. Production de chaleur et mix énergétique

L'installation présente un taux d'EnR de 100 %. En effet la source de chaleur étant à 100% géothermique, les consommations d'énergie non renouvelable (électricité) sont celles des diverses pompes hydrauliques, de la régulation et de l'éclairage.

Comparativement à une production de type chaudière au gaz naturel, la centrale géothermique a permis en 2021 d'éviter l'émission d'environ 950 tonnes d'équivalent CO₂.

(Hypothèses : Gaz naturel : 220 g CO₂ / kWh utile et Electricité : 180 g CO₂ / kWh utile)

3.3.2. Distribution de chaleur

L'énergie distribuée annuellement sur le réseau a atteint, en 2021 :

- 4 726 MWh ou 159 000 m³ d'eau, sans tenir compte de la valorisation géothermale de la piscine judaïque.

3.4. Analyse économique et contractuelle de l'exercice 2021 :

3.4.1. Résumé de l'exercice 2021 – principales dépenses :

La saison 2021

- Recettes R1 : 107 k€ HT
- Recettes R2 : 138 k€ HT
- Autres recettes (piscine Judaïque).

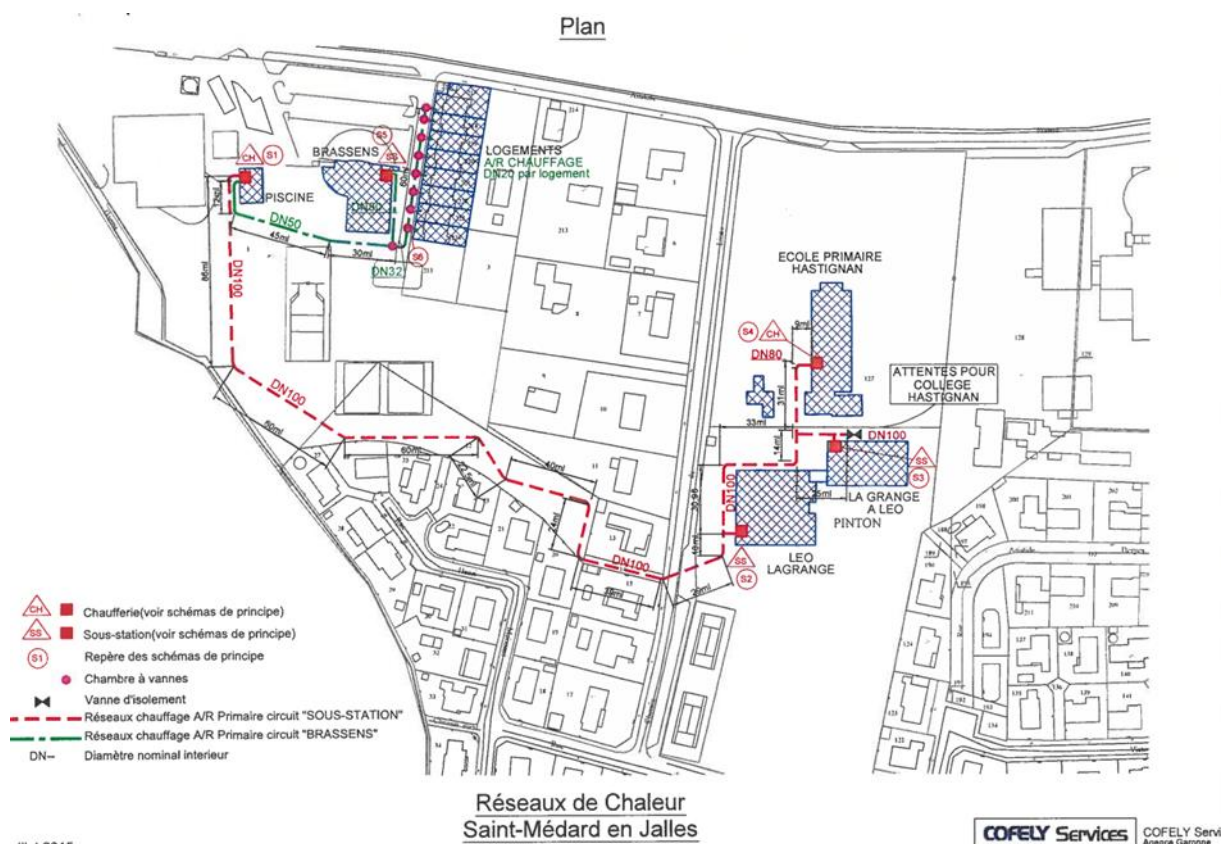
Sur les 6 derniers mois de l'année 2021, date de reprise du réseau en régie,

- Les recettes se sont élevées à 126 k€ HT
- Les charges d'exploitation se sont élevées à 107 k€ HT
- Un excédent brut d'exploitation à 19 k€

Le rachat de la valeur nette comptable correspondant à la valeur non amortie n'est pas finalisé à ce stade ; la provision pour amortissement est estimée environ à 35 k€.

Le résultat net est ainsi déficitaire de 16 k€.

4. HASTIGNAN (SAINT-MEDARD-EN-JALLES)



4.1. Les faits marquants de 2021

Un nouveau marché d'exploitation est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2021 pour 5 ans (30 juin 2026). Il a été attribué à l'exploitant sortant ENGIE.

Les installations ont fonctionné sans problème majeur lors de la nouvelle saison de chauffe. Il est à noter toutefois un percement répété de la chaudière gaz (une nouvelle fois en septembre). Un devis a été demandé dans la perspective de la changer. Le taux d'ENR&R du 1/10 au 13/12 est de 65 %.

Il a par ailleurs été décidé de changer tous les compteurs des logements individuels à l'issue de la saison de chauffe (prévu en juin 2022).

4.2. Rappel

La commune de Saint-Médard-en-Jalles a procédé en 2007 à la mise en place d'un réseau de chaleur, faisant l'objet d'un marché de conception, réalisation et exploitation avec la société Cofély Services. Ce réseau repose sur une production de chaleur issue de la biomasse avec un complément et secours gaz. Il dessert des bâtiments communaux ainsi que sept maisons individuelles riveraines de la piscine où se situe la chaufferie. Du fait de cette dernière particularité, il constitue un service public de chauffage urbain. Avec la loi de Modernisation de l'Action Publique Territoriale et d'Affirmation des Métropoles (loi MATPAM), Bordeaux Métropole en assure la gestion depuis le 1^{er} juillet 2016.

4.2.1. Les équipements

La chaufferie, située rue Anatole France, est composée d'une chaudière bois d'une puissance de 560 kW assurant la couverture d'environ 70% des besoins annuels et d'une chaudière gaz d'une puissance de 600 kW. Les bâtiments desservis sont les suivants :

- Equipements municipaux :
 - Espace aquatique
 - Centre socio-culturel Georges Brassens
 - Ecole primaire d'Hastignan
 - Centre de loisirs La Grange à Léo
 - Salle de sport Léo Lagrange
- 7 maisons individuelles (résidence « Les Jardins de Thibault »), pour le chauffage uniquement

4.2.2. L'organisation du service

Le service public de production, transport et distribution d'énergie calorifique est assuré en régie par Bordeaux Métropole qui a désigné un exploitant – Engie Cofély - à qui elle confie contractuellement l'exécution des prestations suivantes :

- P1 - Fourniture de chaleur
- P2 – Conduite des installations
- P3 – Gros Entretien et Renouvellement

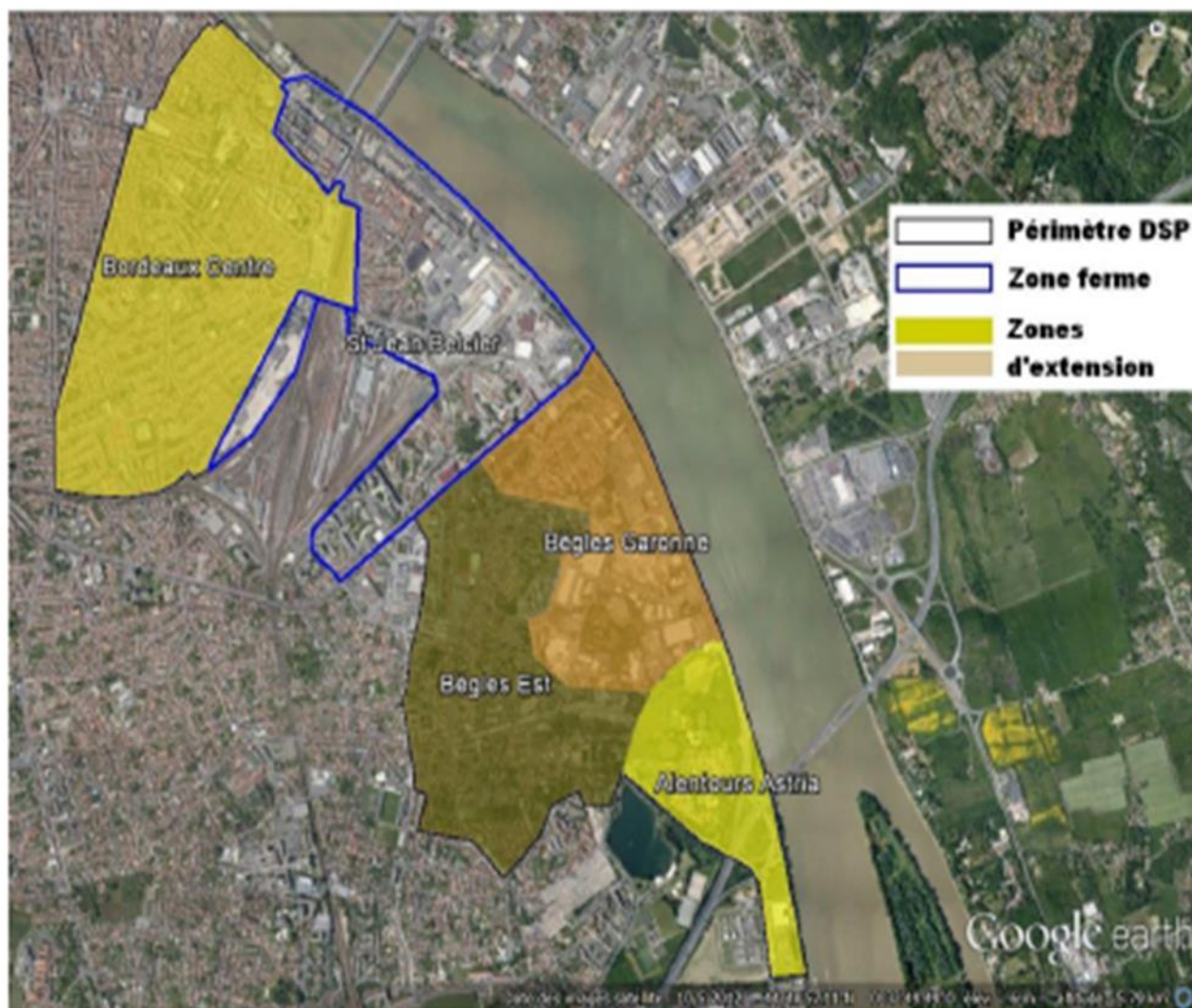
Ces prestations sont facturées par l'exploitant à Bordeaux Métropole, qui facture aux usagers en tenant compte des autres postes de dépense (financement de l'investissement initial, travaux sur le bâti, frais annexes).

4.3. Bilan 2021

Le taux d'énergie renouvelable – ici la biomasse constituée de plaquettes forestières – est revenu à la valeur moyenne d'exploitation d'environ 70 %.

2021 a été marqué par le changement de tarif R1 et R2 lié au changement de marché d'exploitation P1, P2 et P3 2021-2026 de régie reconduit avec le prestataire ENGIE et au vieillissement du réseau. Ce changement a fait l'objet d'une délibération le 28 janvier 2022.

5. BORDEAUX BEGLES ENERGIES (SAINT-JEAN BELCIER)



5.1. Les faits marquants de 2021

7 nouvelles stations ont été mises en service en 2021.

Les ventes thermiques se sont élevées à 13,1 GWh sur les 84 GWh prévisionnelles à l'horizon 2035, soit un développement à hauteur de 15,6% du prévisionnel. La montée en charge du réseau est corrélée à la programmation du projet Euratlantique rive droite.

Le taux d'EnR a atteint un niveau de 98% avec un contenu carbone de la chaleur très faible 7 g CO₂/KWh.

5.2. Rappel

Par délibération n°2013/0933 en date du 20 décembre 2013, le Conseil communautaire a approuvé la délégation de service public pour la production, le transport et la distribution de chaleur.

Le périmètre de distribution du réseau de chaleur s'étend sur les zones suivantes : la ZAC Saint-Jean Belcier, Bordeaux Sainte Croix, Amédée Saint Germain et Bègles-Garonne.

Le contrat de délégation de service public a été attribué au groupement Mixener-Idex par décision du Conseil métropolitain du 10 avril 2015, pour une durée de 26 ans avec prise d'effet le 1er juillet 2015. C'est par l'intermédiaire de la société dédiée « Energie des Quartiers », que le service public du même nom est mis en place et exploité.

Le projet repose principalement sur la valorisation de l'énergie fatale issue de l'usine de d'incinération des déchets de Bègles et sur le développement des ZAC Saint Jean Belcier et Bègles Garonne dans le cadre du projet Euratlantique ; à terme le réseau de chaleur desservira l'intégralité des nouveaux bâtiments construits sur ces secteurs.

Le projet prévoit :

- la mise en place de moyens de production à hauteur de 58 MW, dont
 - ✓ la récupération de 14 MW de chaleur sur l'usine d'incinération de Bègles grâce à des échangeurs vapeur / eau chaude alimentés par la vapeur du processus. L'énergie est mise à disposition sous la forme d'eau chaude à une température comprise entre 100 et 70°C
 - ✓ une chaufferie d'appoint/secours alimentée au gaz naturel implantée sur le site du Marché d'intérêt national (MIN). Réalisée sous maîtrise d'ouvrage de Bordeaux Métropole, elle comprend une chaufferie de 9 MW et pourra en accueillir une seconde (pour un total de 18 MW) lorsque la montée en charge du réseau le nécessitera.
- le développement du réseau sur une longueur de 20 km, dont 13 km à la charge du délégataire et 7 sous maîtrise d'ouvrage de Bordeaux Métropole correspondant à :
 - ✓ environ 4 km de liaison entre l'UVE et la chaufferie du MIN ;
 - ✓ une partie du réseau, au sein de la zone d'aménagement concerté (ZAC), reliant la chaufferie aux sous-stations des abonnés, sous maîtrise d'ouvrage déléguée à l'Etablissement public d'Aménagement (EPA) Bordeaux Euratlantique.
- L'installation de 145 sous-stations.

Le montant des investissements prévisionnels initiaux à la charge du délégataire s'élève à plus de 30 M€.

A terme, en 2027, les ventes thermiques annuelles de chaleur sont estimées à 84 GWh pour une puissance souscrite de 82 MW, générant des recettes annuelles pour le délégataire de 5 M€ HT.

Enfin, la valorisation de la chaleur issue de l'UVE devrait permettre d'assurer un mix énergétique composé de 90% d'énergies de récupération.

5.3. Bilan 2021

5.3.1. Travaux de premier établissement

➤ Production

Il n'y a pas eu de travaux de premier établissement sur les moyens de production au cours de l'exercice 2021.

Pour rappel, la puissance installée est actuellement de 23 MW, soit environ 35% de la puissance installée prévisionnelle à terme :

Production	Combustible	Puissance	Mise en service	Utilisation
Echangeurs vapeur de l'UVE	Chaleur fatale	14 MW	2016	Base
Chaudière 1 du MIN	Gaz	9 MW	2016	Appoint secours

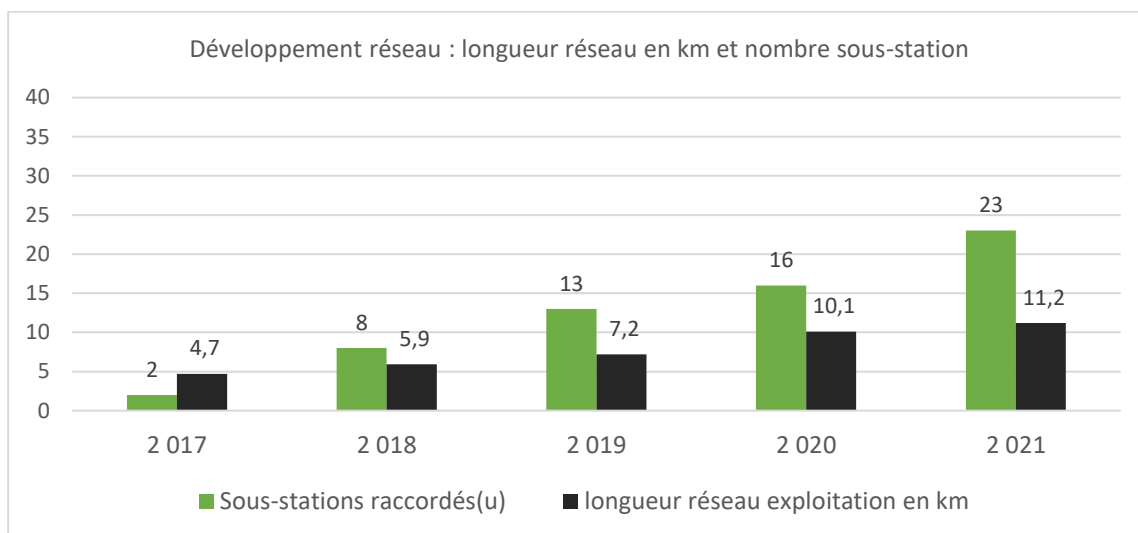
➤ Extensions réseau

L'exercice 2021 a été marqué par la poursuite du développement du réseau ; 11,2 km de réseau à fin 2021, soit + 1,1 km par rapport à 2010 (+ 41 %), soit 57 % réalisés par rapport au plan prévisionnel de développement du réseau (pour rappel 17,8 km prévus pour la DSP incluant le réseau depuis Astria et le réseau réalisé en phase 1 par l'EPA).

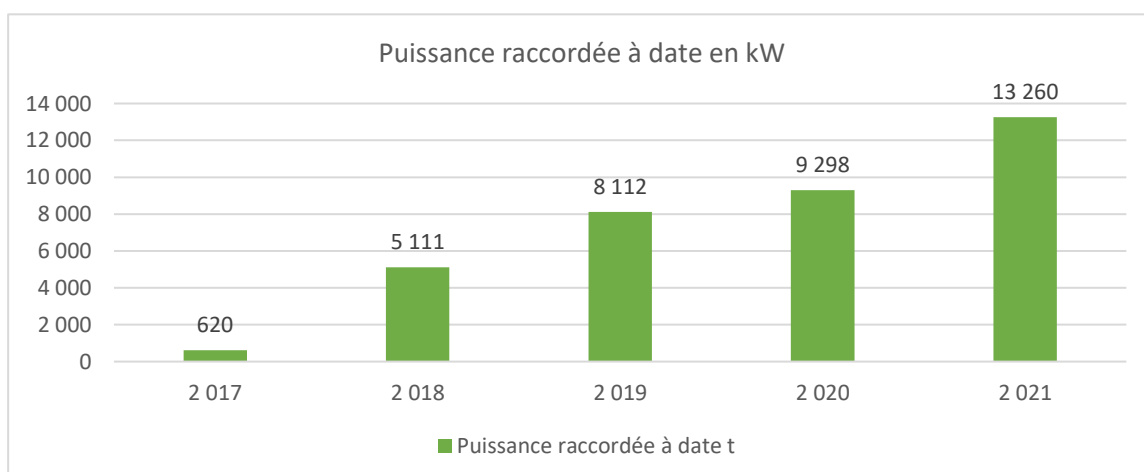
5.3.2. Commercialisation du réseau

Au 31/12/2021, les caractéristiques du réseau de chaleur sont les suivantes :

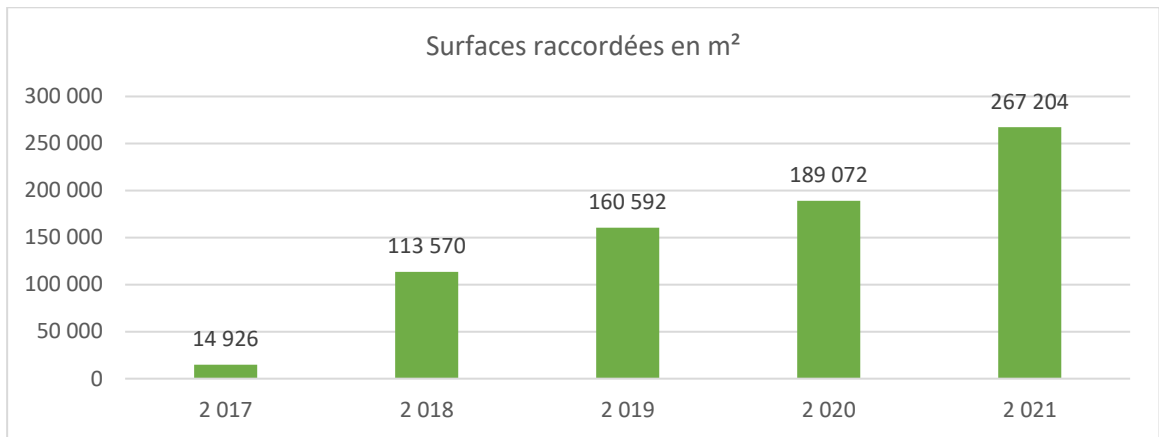
- **Nombre de sous stations raccordées** : 23 sur un prévisionnel total de 150 environ ; + 40 % par rapport à 2020



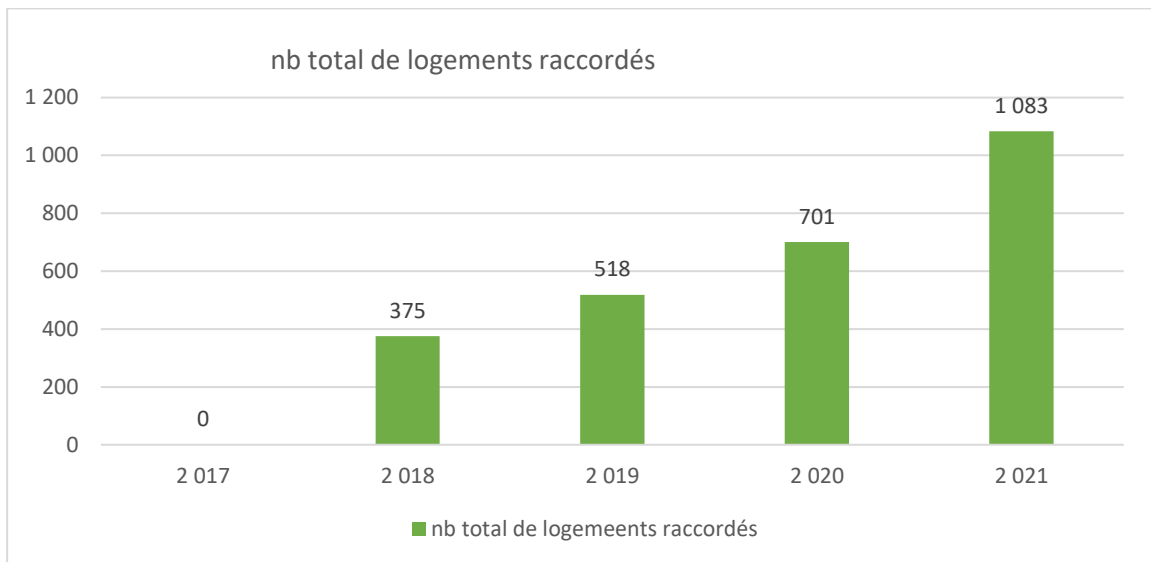
- **Puissance souscrite totale** : 13,3 MW sur un prévisionnel total de 82 MW ; + 33 % par rapport à 2020



- **Surface raccordée : 267 204 m² ; +41 % par rapport à 2020**



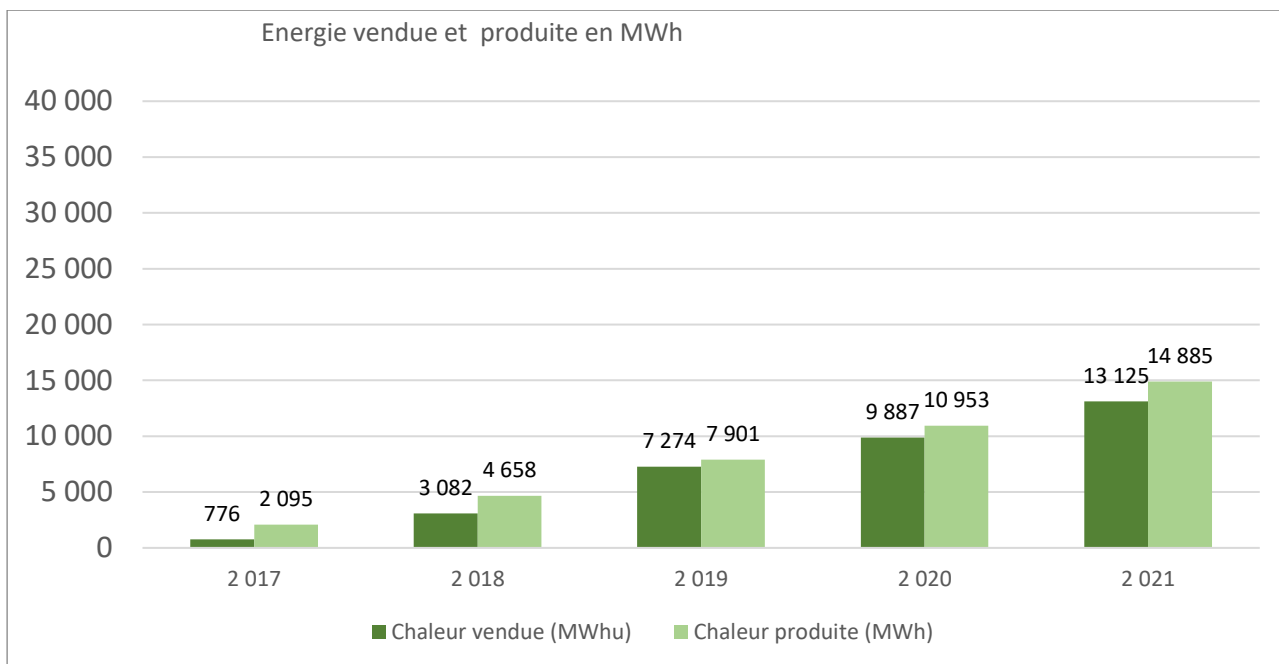
- **Nombre de logements raccordés : 1083 ; +54 % par rapport à 2020**



5.3.3. Bilan énergétique du réseau

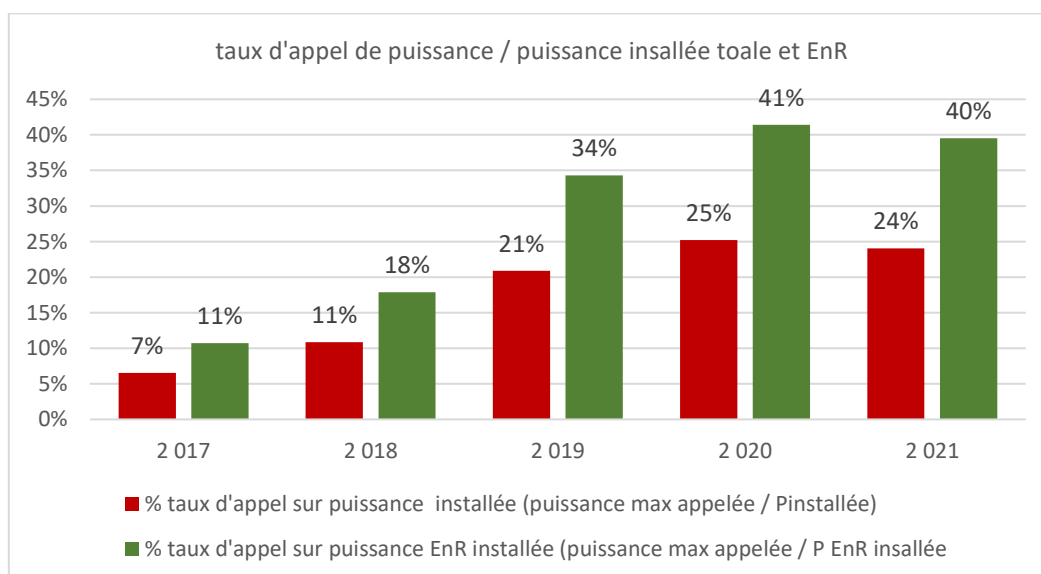
En 2021, les caractéristiques du réseau de chaleur sont les suivantes :

- **Ventes de chaleur aux abonnés : 13,1 GWh ; + 33% par rapport à 2020**
- **Chaleur produite : 14,9 GWh ; + 36% par rapport à 2020.** Sur ces 14,9 MWh ,
 - 14,5 MWh sont produits par l'UVE
 - 0,4 MWh sont produits par la chaufferie gaz



En conséquence :

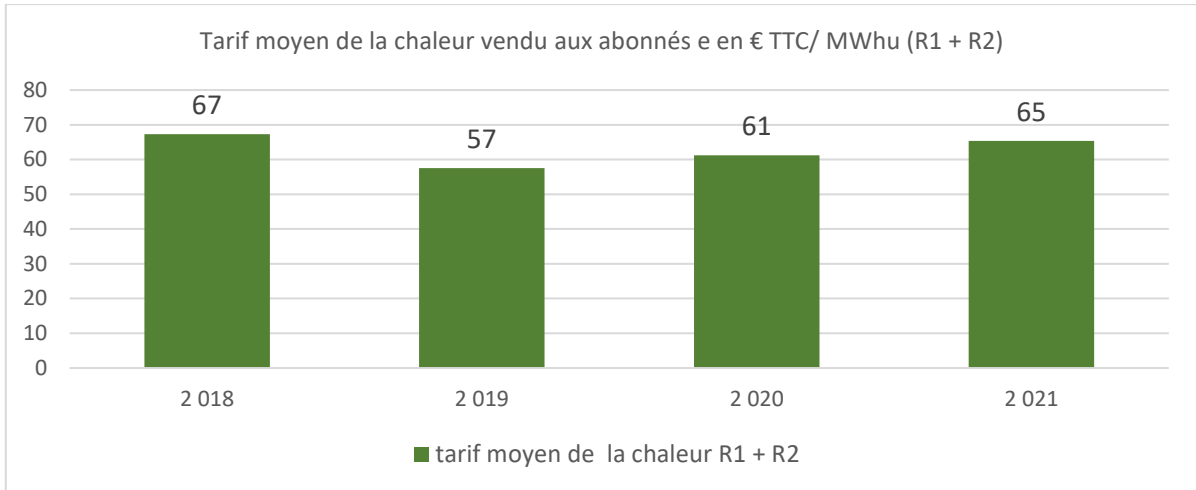
- **le rendement de distribution** s'élève à 88% (13 125/ 14 885), ce qui constitue une performance relativement moyenne en baisse par rapport aux deux derniers exercices, inférieur à la moyenne prévisionnelle de 90% sur la durée du contrat
- **Le taux d'EnR** provenant exclusivement s'élève à 98% (14 521 /14 885) ce qui constitue un excellent taux de couverture EnR ; La puissance UVE (14 MW) étant nettement supérieure aux appels maximums de puissance du réseau (5,5 MW) à un niveau de 40%. Les consommations gaz provenant des périodes d'arrêt technique prévues pour l'UVE



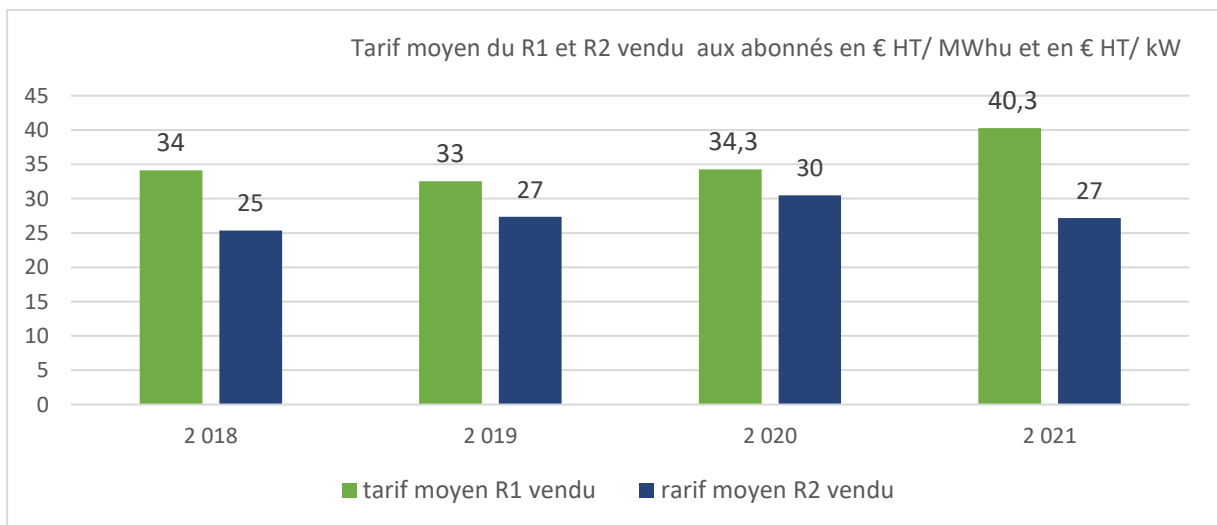
5.3.4. Indicateurs production de chaleur et mix énergétique

➤ Tarif de la chaleur

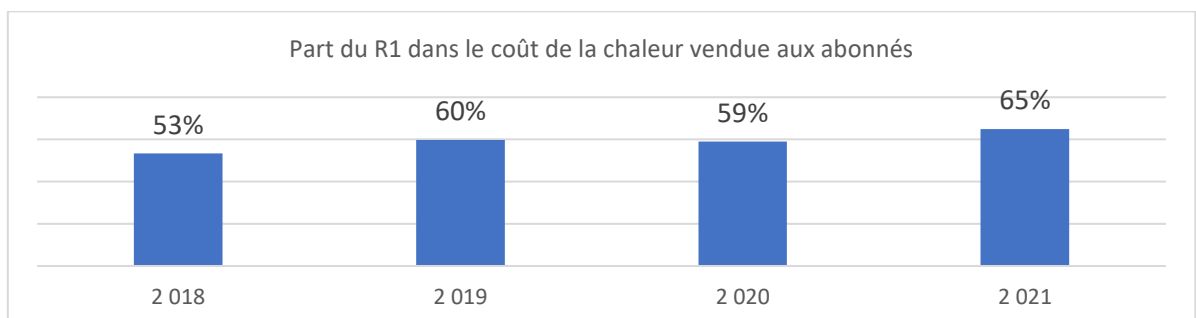
Le prix moyen de la chaleur s'est élevé à 65 €TTC/MWh contre 61 €TTC/MWh en 2020 (+4 €).



Cette augmentation de 7% résultant d'une augmentation assez significative de la tarification R1 de près de 6 € /MWh en lien avec une très forte augmentation du coût du gaz au deuxième semestre 2021.



Ainsi, mécaniquement, la part du R1 dans la tarification du coût de la chaleur augmente sensiblement à 65% dans le coût de la chaleur.

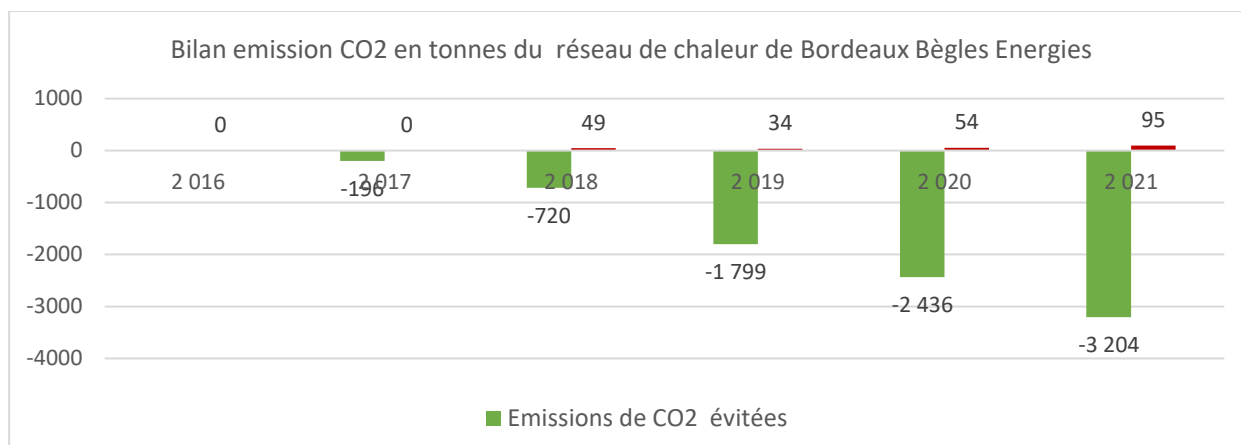


➤ Contenu en CO2 du réseau

L’empreinte carbone du réseau est de 7 kgeqCO₂/MWh, ce qui correspond à 3 204 de tonnes CO2 évitées pour 95 tonnes de CO2 émises

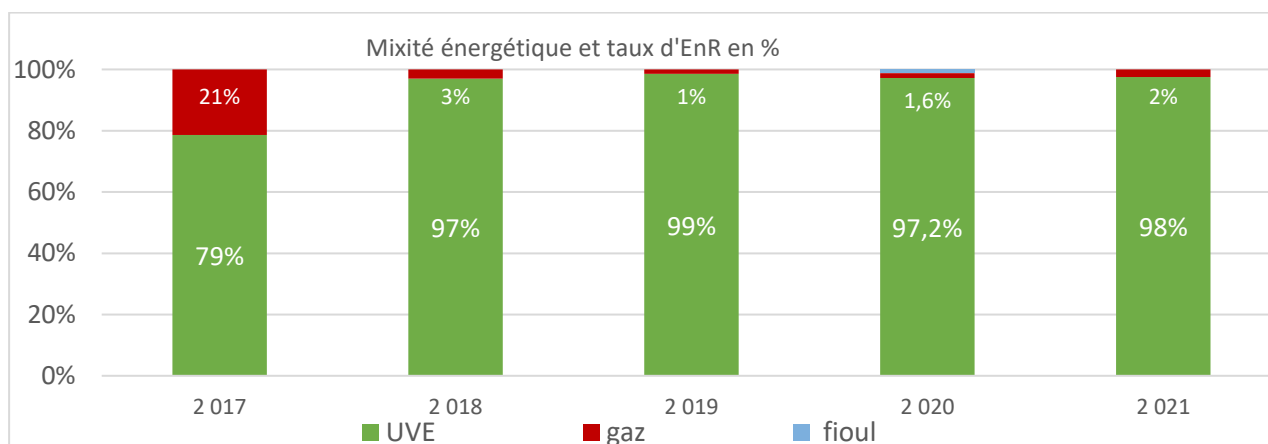
Pour comparaison, l’empreinte carbone moyenne est de :

- 116 kg/MWh pour les 761 réseaux de chaleur dont les données ont été collectées en 2017 (données SNCU 2017)
- 210 kg/MWh PCS pour le gaz naturel.



➤ Taux EnR&R du réseau

Le taux EnR&R moyen s’est élevé à 98% en 2021.



Pour comparaison, le taux d’énergie verte des 761 réseaux français s’élève à 56 % (données SNCU 2017).

5.3.5 Bilan social

BBE s'est engagé dans le cadre du contrat - article 59, à affecter chaque année 5% des heures travaillées à du personnel en insertion via des embauches directes ou indirectes.

Pour se faire, les exigences de la clause sociale sont intégrées dans tous les contrats de travaux signés.

Un bilan annuel pour l'année N-1 est organisé pour le suivi d'application. Il est réalisé par la maison de l'emploi à Bordeaux, en direct avec les sociétés de travaux ayant travaillé pour BBE.

Bilan sur l'année 2021 :

Pour information, à ce jour, 3114,11 heures d'insertion ont été réalisées depuis le début du contrat sur 4000 prévues initialement. Ce retard est causé par la crise sanitaire qui a perturbé les chantiers et les possibilités en mise en œuvre de la clause.

→ Dans le cadre de l'exploitation :

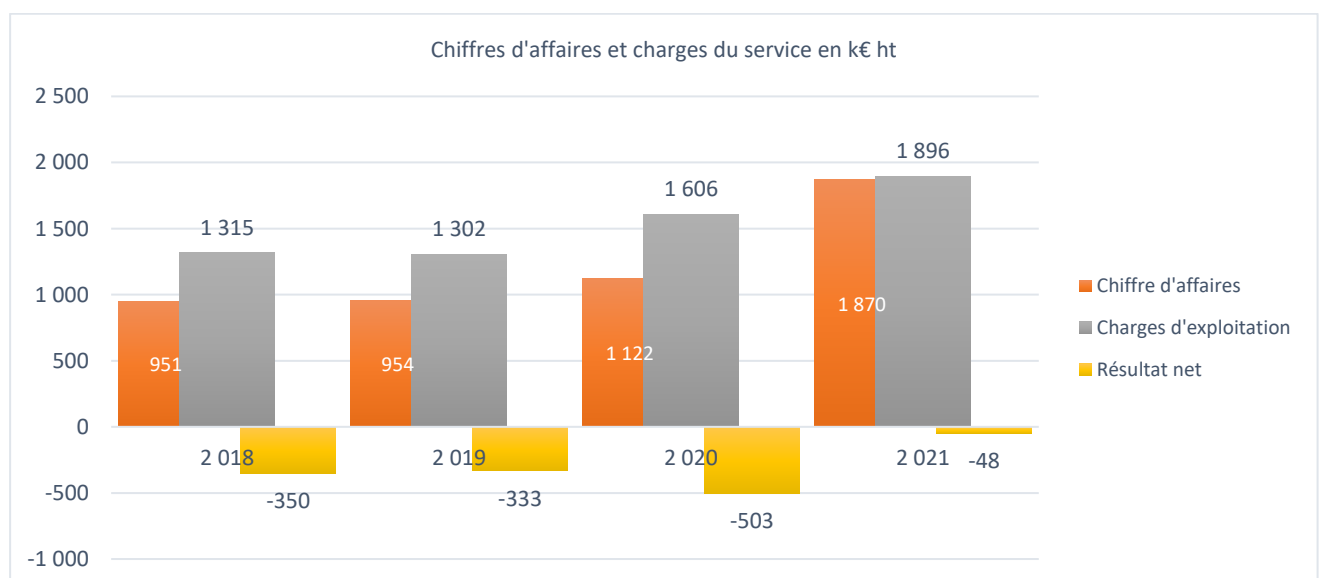
Une commande annuelle a été passée à la société Inser'net pour le nettoyage de la chaufferie et entretien des espaces verts, correspondant à 58h.

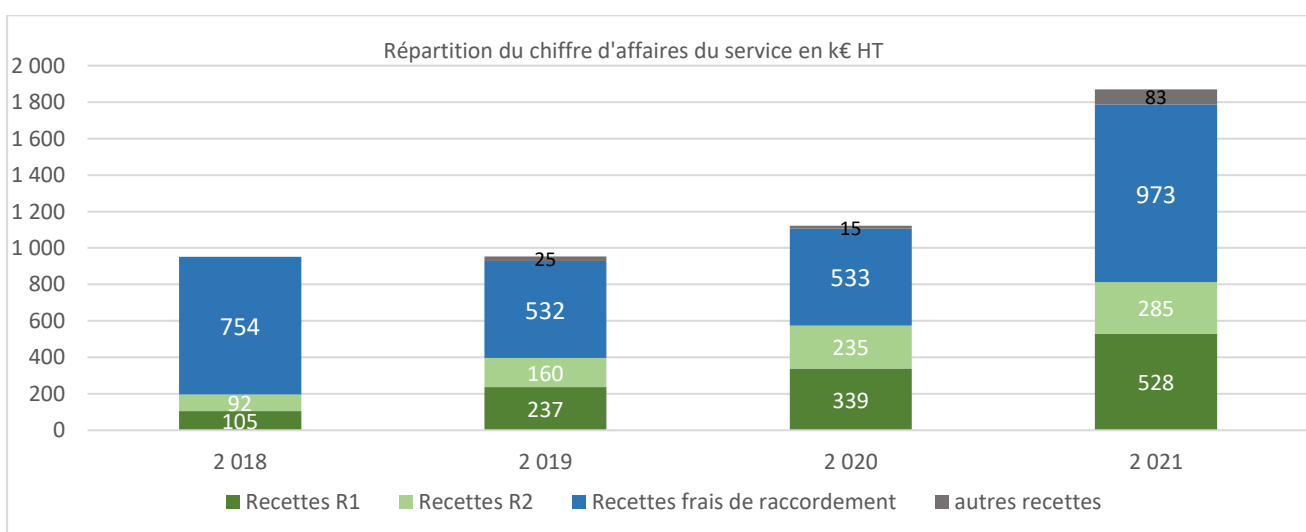
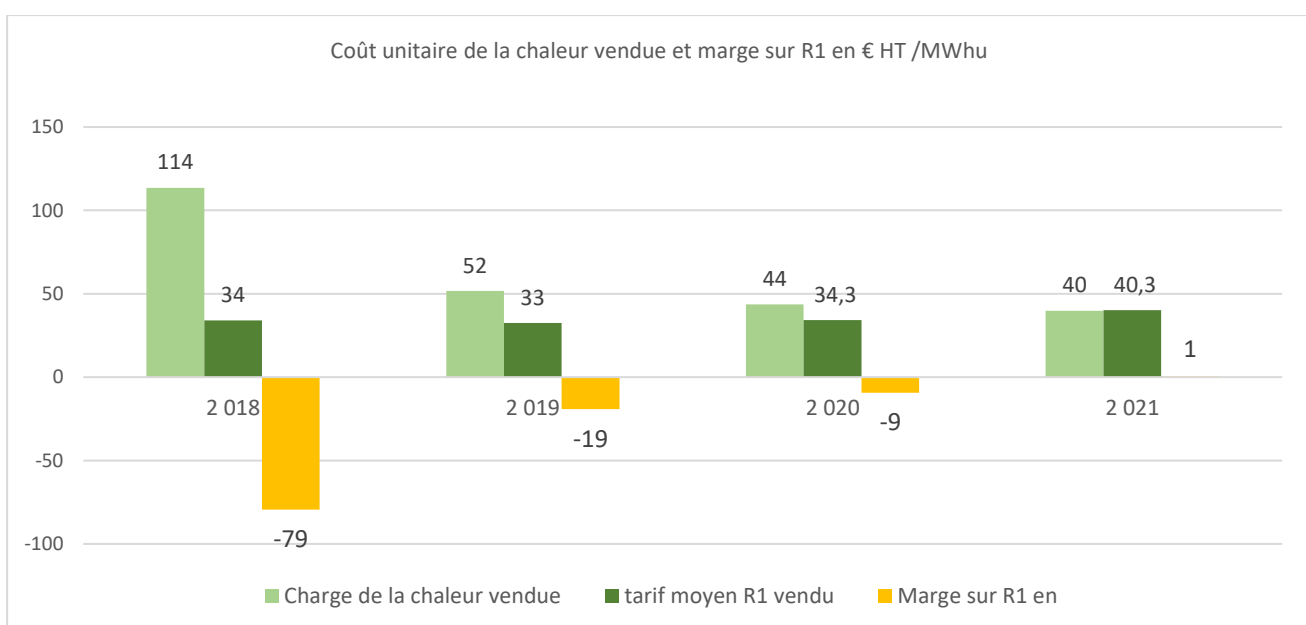
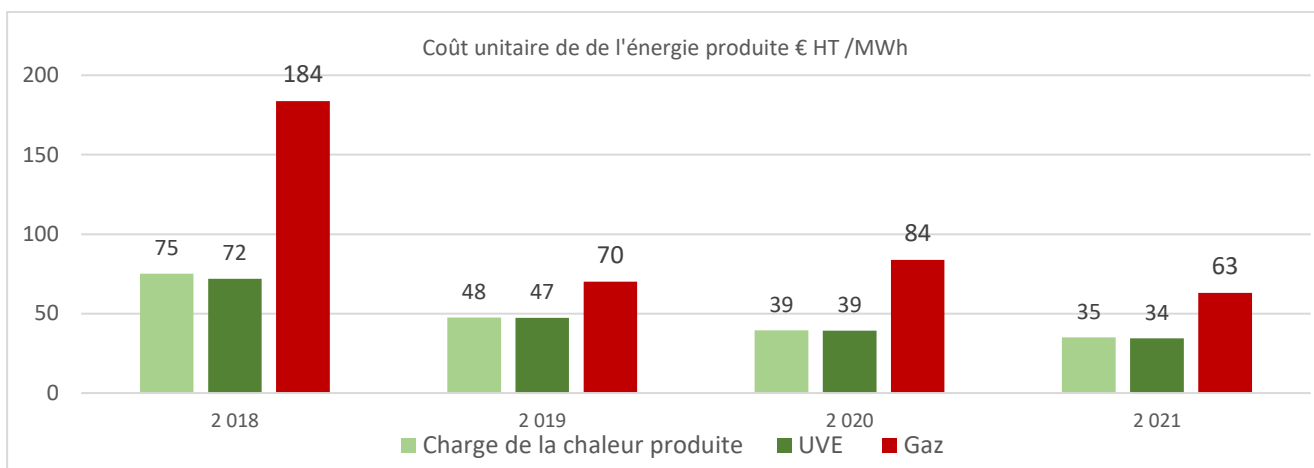
→ Dans le cadre des travaux :

	Heures d'insertion 2021
Réseau chaud et branchements	311,50 h SOBEBO 742 h Sogéa
Sous-stations	105 h - Idex Travaux

(Les justificatifs des entreprises sont transmis directement à la maison de l'emploi à Bordeaux, dont les 2 relevés).

5.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021





Résumé

L'année 2021 est le septième exercice du contrat de délégation de 26 ans. Dans la lignée des exercices précédents le réseau prend de plus en plus d'ampleur, tant d'un point de vue de la construction (11,2 Kml à fin 2021) que des ventes (consommation de 13,1 GWh à fin 2021).

Financièrement, le chiffre d'affaires est en croissance exponentielle sur ces deux dernières années (+65% vs 2020), résultant principalement d'un effet volume à la suite d'une hausse du nombre d'abonnés. Malgré cette forte croissance, le chiffre d'affaires (1,8 M€) reste insuffisant pour couvrir les charges d'exploitations (1,9 M€). Tel que pour les années précédentes, le résultat net 2021 est en perte (-48 K€). Le déficit depuis le début du contrat s'élève à -2,4 M€. La montée en puissance du réseau permettra de générer des bénéfices.

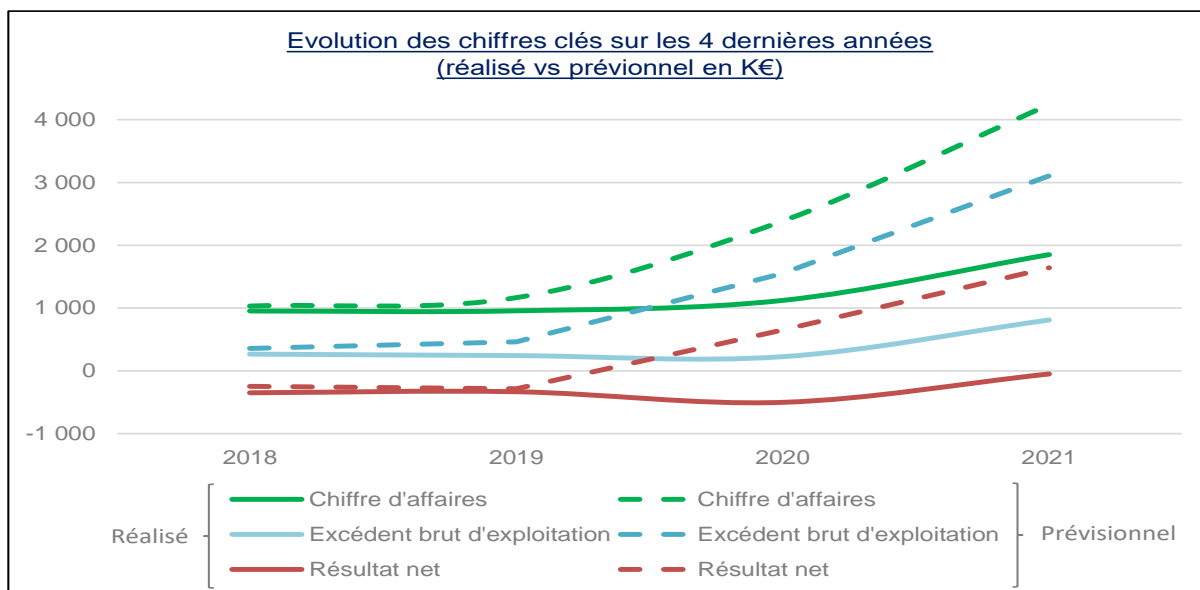
La crise énergétique actuelle implique des hausses tarifaires. Le tarif moyen 2021 du réseau de chaleur s'élève à 65,4 €TTC/MWh, celui-ci reste très compétitif vis-à-vis des autres réseaux et devrait le rester (hors prise en considération du bouclier tarifaire).

Synthèse

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2021	<ul style="list-style-type: none">• Début mars : envoi de la liste de documents à communiquer• 31 mars 2022 : réception du rapport du délégataire• Avril 2022 : réception des documents demandés	<ul style="list-style-type: none">• Avril à juil. 2022 : échanges sur les comptes et le rapport annuel du délégataire• Sept. 2022 : relecture du rapport annuel du délégant par le délégataire

FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE

Titulaire :	Bordeaux Bègles Energies, société dédiée à l'exploitation.		
Statut :	SAS au capital de 2 230 000 €, détenue à 100% par Mixéner. Mixéner est elle-même détenue à 51% par BME (Bordeaux Métropole Energies) et à 49% par Idex. BME appartient à 67,9% à Bordeaux Métropole, 20% par Engie (Cogac), 12% par Banque des Territoires (CDC) et 0,1% par 13 communes de Gironde.		
Président :	Mixéner.		
Directrice Générale :	Cécile Hairault.		
Objet DSP :	L'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur issue de l'Unité de valorisation énergétique, récupérant les vapeurs de l'unité d'incinération des ordures ménagères de Bègles.		
Périmètre Géographique :	ZAC Saint Jean Belcier et quartiers Bordeaux Sainte Croix, Amédée Saint Germain et Bègles Garonne.		
Durée :	26 ans, du 1er juillet 2015 au 30 juin 2041.		
Points de vigilance :	Retard de livraisons des programmes immobiliers du projet urbain. Evolution des prix de l'énergie. Suivi des immobilisations (mises en service, amortissements et provisions).		
Données financières :	<i>Total avenant 2*</i>	<i>Prévisionnel 2021*</i>	<i>Réalisé 2021</i>
Investissements (€)	22 112 848	11 307 686	9 053 124
Subventions (€)	4 921 381	4 000 000	2 583 519
Chiffre d'affaires (€)	90 550 182	4 239 344	1 850 576
EBE (€)	41 203 910	3 106 642	811 153
Résultat Net (€)	5 230 460	1 642 542	-48 402
Taux de rentabilité (RN/CA)	5,8%	38,7%	-2,6%
Données de gestion :	<i>Cible avenant 2*</i>	<i>Réalisé 2021</i>	
Longueur réseau de distribution (ml)	13 573	11 220	
Nombre de sous-station (nbr)	164	23	
Consommation (GWh/an)	68	13	
Puissances souscrites (MW/an)	66	13	
Tarif chaleur (€HT/MWh)	58,3	62,0	
Tarif chaleur (€TTC/MWh)	61,5	65,4	
Taux ENR&R (%)	85%	98%	
	*Données en € 2019		
Rédactrice :	Virginie Marssérour		



L'année 2021 est le septième exercice du contrat de délégation de 26 ans du réseau de chaleur Saint Jean Belcier. Dans la lignée des exercices précédents le réseau prend de plus en plus d'ampleur, tant d'un point de vue de la construction (+1,1 Kml sur la période, soit 11,2 Kml à fin 2021) que des ventes (+7 nouveaux abonnés sur l'exercice, soit 24 abonnés à fin 2021 induisant une consommation de 13,1 GWh).

Financièrement, le chiffre d'affaires est en croissance exponentielle sur ces deux dernières années (+65% vs 2020), résultant principalement d'un effet volume à la suite d'une hausse du nombre d'abonnés. Malgré cette forte croissance, le chiffre d'affaires (1,8 M€) reste insuffisant pour couvrir les charges d'exploitations (1,9 M€). Tel que pour les années précédentes, le résultat net 2021 est en perte (-48 K€). Le déficit depuis le début du contrat s'élève à -2,4 M€.

Le planning des projets urbains desservi est le premier facteur de risque de cette concession. Le retard pris depuis l'origine du contrat sur le développement du réseau se poursuit sur l'exercice, en raison du décalage de livraisons des programmes immobiliers du projet urbain. A fin 2021, il était prévu dans l'avenant 2 une puissance souscrite de 29 GW contre 12,7 GW réalisé. La montée en puissance du réseau permettra de générer des bénéfices. Les dernières prévisions communiquées par le délégataire en septembre 2022 prévoient des résultats positifs dès fin 2022 et une absorption des pertes cumulées à partir de 2025.

Le tarif moyen de la chaleur³ en 2021 s'élève à 65,4 €TTC/MWh contre 61,1 € TTC/MWh pour l'année 2020. Cette hausse de tarif résulte essentiellement du R1 (la part consommation), qui est notamment indexé à hauteur de 46% sur l'électricité et de 8% sur le gaz. En effet, les prix de l'électricité et du gaz se sont envolés depuis le 2nd semestre 2021⁴, résultant principalement de la forte reprise économique mondiale à la suite de la pandémie de Covid-19 et de la dégradation de la disponibilité du parc nucléaire. Malgré le contexte actuel, le tarif 2021 de Bordeaux Bègles Energies reste très compétitif, et ce, avec un taux d'énergie renouvelable de 97,6% ; le prix moyen des réseaux de chaleur sur l'année 2020⁵ s'élevant à 78 €TTC/MWh d'après Amorce⁶.

³ Dont les autres usages, c'est-à-dire le froid par absorption.

⁴ Après des niveaux parmi les plus bas jamais observés selon la CRE (Commission de régulation de l'énergie).

⁵ Données 2021 non disponibles à la date de rédaction de ce rapport ; le prix moyen 2021 est attendu plus élevé que 78 €TTC/MWh.

⁶ Amorce est l'association regroupant les collectivités territoriales et leurs établissements (2/3 de ses adhérents), ainsi que des professionnels (1/3 de ses adhérents), engagés dans la transition écologique. Source : Enquête prix de vente de la chaleur et du froid en 2020.

Avec la crise énergétique actuelle, le prix du réseau de chaleur continuera de s'accroître. Toutefois, le réseau fonctionnant essentiellement à travers l'incinération d'ordures ménagères, celui-ci restera majoritairement plus compétitif que des réseaux alimentés uniquement en gaz ou en électricité (hors prise en considération du bouclier tarifaire).

5.5. Perspectives

L'année 2022 voit un développement du réseau vers le centre-ville essentiellement sur les bâtiments publics, groupes scolaires, lycées, après la place Dormoy.

Les contacts 2020/2021 doivent aboutir à la signature de polices pour :

- Le Conseil Départemental : Collège Aliénor en étude technique en 2021 – signature 2022
- L'université : IUT de journalisme en étude technique en 2021 – signature 2022

La prospection continue avec ces services publics pour les autres établissements, notamment les Lycées Eiffel et Brémontier et les perspectives de raccordement autour de la caserne Nansouty.

Un travail est également opéré sur le devenir des bâtiments techniques de la SNCF sur l'îlot Amédée Saint Germain.

6. PLAINE GARONNE ENERGIES

6.1. Les faits marquants de 2021

Signature de l'avenant n°1

L'avenant 1 a été signé le 21/07/2021. Il a pour objet d'acter :

- L'abandon de l'option réseau de froid et de reporter ces modifications dans les différentes annexes impactées (Titre 1) ;
- L'échec de l'exploration au jurassique et de reporter ces modifications dans les différentes annexes impactées (Titre 2) ;
- Les évolutions du programme de travaux et les conséquences associées résultant de l'extension du projet dans le périmètre de la concession et de la conception et réalisation d'une partie des ouvrages (Titre 3) ;
- L'évolution des projets urbains desservis, notamment leur décalage temporel et les conséquences associées (Titre 4) ;
- L'évolution de la politique de l'Autorité Délégante sur diverses clauses en cohérence avec les autres contrats de délégation de service public sur le territoire métropolitain (Titre 5) ;
- La substitution du Délégitaire, groupement Engie Energie Services – Engie Cofely/Storengy représenté par son mandataire, Engie Energie Services, par la filiale Plaine de Garonne Energies (« PGE »), en application des dispositions de l'article 6.1 du Contrat (Titre 6) ;
- Certaines corrections de forme, rectifications matérielles et précisions rédactionnelles apportées au Contrat (Titre 7).

Les travaux de la géothermie :

- Fin de la liaison entre les 2 puits de géothermie (production/réinjection)
- Lancement des essais de la géothermie en octobre 2021

Au fur et à mesure des premières livraisons de projets immobiliers dans les projets urbains desservis, PGE a assuré la continuité de service, parfois dans l'attente de la mise en service du réseau, par des chaufferies mobiles.

6.2. Rappel

Par délibération n°2014/0566 en date du 26 septembre 2014, le Conseil communautaire a approuvé la création d'un réseau de chaleur desservant les quartiers de la Plaine de Garonne et la gestion du service en délégation de service public.

6.2.1. Périmètre Contractuel du réseau



Le périmètre de la délégation est composé des territoires situés entre la Garonne et les pieds de coteaux, sur les communes de Bordeaux, Lormont et Floirac.

Il comprend notamment les périmètres des projets urbains :

- Brazza
- Bastide Niel
- Garonne Eiffel
- ZAC des quais
- Benauges

Le contrat de délégation de service public a été attribué au groupement Engie Cofely – Storengy par décision du Conseil métropolitain du 16 décembre 2016, pour une durée de 30 ans avec prise d'effet le 9 janvier 2017. C'est par l'intermédiaire de la société dédiée « Plaine de Garonne Energies » (PGE), que le service public du même nom est mis en place.

6.2.2. Description du projet

Le projet repose principalement sur la géothermie et comprend l'exploration de la ressource présumée présente à l'horizon jurassique, soit 1600 m de profondeur. L'eau y est présente à une température de 70° C environ. Seule l'exploration in situ pouvait permettre de statuer sur les débits réels, les possibilités de réinjection et les caractéristiques physico chimiques de l'eau. Le contrat de DSP prévoyait donc des hypothèses sur ces points, des conditions de réussite partielle voire des conditions d'échec et, le cas échéant, de repli sur une autre solution.

Pour rappel, les travaux du forage de production réalisés en 2019 avaient montré que cette ressource n'était pas présente. En conséquence, un repli avait été engagé au crétacé, c'est-à-dire à environ 900 mètres de profondeur avec une eau à 45°. Cette ressource était d'ores et déjà utilisée avec succès par plusieurs forages dans l'agglomération. Là aussi, des pompes à chaleur ont été mises en place, mais compte tenu de la puissance disponible moins importante, les installations seront complétées par une chaufferie biomasse (prévision : 7,5

MW en 2023), pour maintenir un taux satisfaisant d'énergie renouvelable quand les besoins de chaleur seront plus importants avec la livraison des projets immobiliers.

La mise en service du réseau a eu lieu fin 2020. Plus largement, le déploiement du réseau est phasé dans le temps jusqu'en 2035 environ et selon l'avancement des projets urbains desservis.

6.3. Bilan 2021

6.3.1. Travaux de premier établissement

Les travaux de l'année 2021 ont consisté à la réalisation des opérations suivantes :

- Finalisation du réseau de liaison entre les puits de production (PGE1) et de réinjection (PGE2)
- Poursuite de la pose du réseau de chaleur sous voirie à Floirac (boulevard Ricard et rue Chaigneau) et dans la ZAC Bastide-Niel, Garonne Eiffel et BRAZZA (7 km de réseau posé),
- Poursuite des travaux en chaufferie (lot géothermie.),
- Design du réseau pour les travaux 2022-2024,
- Raccordement de 20 nouvelles sous-stations alimentées par la chaufferie centrale.

Le tableau ci-après présente les montants cumulés d'investissements associés à chaque catégorie de travaux de premier établissement depuis l'origine du projet :

Catégorie de travaux	Montant	Prévisionnel
Doublet géothermique	13 282 116	14 639 514
Centrale géothermique	4 503 233	5 958 403
Chaufferie	4 790 917	3 842 169
Réseau et sous-stations	19 295 678	23 542 937
Études et maîtrise d'œuvre	9 108 859	9 194 136
Total	50 980 802	57 177 159

6.3.2. Commercialisation du réseau

Plaine de Garonne Energies a mis en place une structure commerciale dédiée à la prospection et à la commercialisation des polices d'abonnement, constituée d'un ingénieur commercial. Un ingénieur d'exploitation, assisté d'une étudiante en alternance lui est associé pour le volet technique des relations avec les promoteurs, gestionnaires et abonnés existants.

Le réseau de chaleur est classé avec obligation de raccordement pour les projets neufs et les bâtiments existants faisant l'objet de rénovations importantes dans les zones de développement prioritaires. Ces zones ont été étendues lors de la modification du classement effectuée en juillet 2018 par Bordeaux Métropole.

21 polices d'abonnement ont été signées en 2021 pour un total cumulé de 61 et environ 14,9 MW de puissance souscrite.

Plus largement, 38 demandes de raccordement ont été signées en 2021 pour un total cumulé de 125 depuis l'origine du projet et une puissance totale de raccordement de 38,4 MW.

Enfin, pour des raisons d'organisation aucun permis de construire n'a été analysé dans le cadre du classement et de l'obligation de raccordement car aucun PC n'a été transmis par Bordeaux Métropole à PGE

Ces chiffres témoignent d'une montée en puissance progressive du projet. Les projets urbains desservis (Brazza, Bastide Niel et Garonne Eiffel) se développent à un rythme beaucoup moins rapide que ce qui était annoncé à l'origine du contrat de concession. A noter que la baisse d'activité liée à la crise sanitaire et la révision post élection municipale de certains dossiers ont pesé sur la dynamique des projets. C'est le dynamisme du volet commercial de la concession vis-à-vis des bâtiments existants ou d'autres projets immobiliers qui porte aujourd'hui le développement de la concession.

➤ **Perspectives commerciales :**

Les échanges avec la ville de Floirac devraient permettre le raccordement d'une quinzaine de bâtiments municipaux dont une bonne partie sur l'exercice 2022.

Le raccordement d'une partie des bâtiments de CDC Habitat de la Benauge est également en cours.

Plusieurs bâtiments de la ville de Bordeaux sont également programmés pour 2022 (Serres Jardin Botanique, Maison Cantonale, Ecole Montaud, Maternelle de Nuits, Multi-accueil Benauge) ainsi que le raccordement du collège Léonard Lenoir.

La branche dite du CNFPT devrait être réalisée en 2022. Elle devrait desservir le CNFPT, l'école Nuyens, le centre d'animation QUEYRIES et la banque populaire.

L'AIA (Atelier Industriel de l'Aéronautique de Bordeaux) a également émis le souhait de se raccorder au réseau de chaleur.

6.3.3. Exploitation

Fin 2021, ce sont 18 abonnés qui ont pu être raccordés au réseau de chaleur alimenté par la chaufferie centrale au gaz. La mise en service de la géothermie, initialement prévue à l'automne 2021, devrait être réalisée début 2022.

Le réseau de chaleur a fonctionné au gaz naturel sur l'année 2021 avec une part majoritaire de biométhane. Une petite quantité de chaleur provenant de la géothermie a également été produite dans le cadre d'essais. La cogénération a fonctionné de manière significative en 2021 : 22 jours d'appel prononcés par EDF OA sur les mois de novembre et décembre 2021 contre 0 en 2020. Il est probable que cette situation exceptionnelle se reproduise sur l'année 2022 en lien avec les fortes tensions attendues sur le réseau électrique.

La proportion de biométhane sur la chaufferie mobile Bord'ha, la chaufferie mobile Mayaudon et la chaufferie centrale Grands Moulins est de 55%.

Le taux de couverture EnR est de 60% sur l'année 2021. 2 018 tonnes de CO₂ ont été évitées.

La quantité de chaleur livrée en 2021 s'élève à 17 031,8 MWh pour un prix moyen de 116,26 € TTC / MWh.

6.3.4 Bilan social

PGE s'est engagé dans l'article 59 du contrat à affecter 25% des heures travaillées sur la durée du contrat à du personnel en insertion. Cet engagement se traduit par un nombre d'insertion correspondant à 68 060 heures, soit 25% de la part de main d'œuvre sur la durée du contrat avec un minimum de 15% de la part de main d'œuvre par an, correspondant au nombre d'heures défini à l'annexe 17,

Sur l'année 2021, un volume total de **4.569 heures d'insertion** (3659h en travaux et 910h en exploitation) a été déclaré permettant de réaliser les objectifs demandés.

6.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021

6.4.1. Résumé et synthèse de l'exercice 2021

Résumé

S'agissant d'un contrat de création de réseau de chaleur sur la plaine rive droite, d'une durée 30 ans (à compter de 2017), les premières années consistent à mettre en service les biens de premier établissement. Les contraintes tant conjoncturelles, économiques, que temporelles viennent bousculer les prévisions et demandent au délégataire de faire preuve d'agilité. Le délégataire poursuit sa feuille de route malgré ce contexte aussi mouvant qu'incertain. Les résultats financiers ne sont malheureusement pas à la hauteur de l'attendu, mais le réseau s'installe, et la géothermie, énergie renouvelable, sera en service dès l'hiver 2022.

Synthèse

S'agissant d'un contrat de 30 ans en date de 2017 portant sur la mise en place d'un doublet géothermique utilisant la ressource au crétacé, les premières années sont constitutives de la mise en place de la chaufferie, des forages et des raccordements.

Après l'échec au jurassique constaté en 2020, l'exercice 2021 a été consacré :

- au passage d'un avenant pour prendre en compte l'abandon de l'option réseau de froid, l'échec au jurassique, les évolutions du programme de travaux et le décalage temporel des projets urbains.
- à la liaison entre les puits de production et de réinjection ainsi que le lancement des essais de la géothermie en octobre 2021 pour une mise en service début 2022.

L'activité peine à décoller sur l'exercice 2021 et affiche un retard comparativement au prévisionnel recalé (avenant 1). Elle s'écarte de la trajectoire recalée d'environ 6 années. L'activité n'est pas rentable et le résultat net est négatif. Le déficit est creusé par la constatation d'une charge exceptionnelle (6,9 M€) qui est constituée par prudence au regard de la valeur des actifs. En effet, ceux-ci sont conséquents (51M€) et ne génèrent pas le retour sur investissements (Return on Assets – ROA est négatif à hauteur de 23%). De même, le retour sur la rentabilité des capitaux propres (Return on Equity – ROE est très négative à hauteur de 173%) n'est pas atteint.

Les causes de non atteinte de la rentabilité et du déficit accentué, sont liées au décalage des aménagements, qui bien que recalés dans l'avenant 1 ne reflètent pas le rythme de déploiement des projets. Tant que les raccordements, générateurs de chiffre d'affaires, ne sont pas effectifs, les investissements massifs effectués ne peuvent pas être rentabilisés. L'autre cause, aux dires du délégataire, est liée à l'augmentation des investissements (1,5 M€ à fin 2021) plus conséquents du fait de contraintes terrain (présence de sable) et de la hausse des matières. Le seuil de rentabilité pourrait être atteint en 2025.

Le satellite PGE a le soutien financier d'Engie Energie Services qui lui a prêté sur 20 ans 13,4 M€ pour le financement des travaux de premier établissement, et régulièrement abonde le compte courant (convention de trésorerie) qui est à fin 2021 à hauteur de 23,9 M€. Ainsi la dette de PGE vis-à-vis du groupe s'élève à 37 M€.

Le retard pris (6 ans) a peu de chance d'être rattrapé au vu de l'évolution des programmes d'aménagement, l'avenant 1 étant déjà obsolète dans ce contexte. L'avenant prévoit un seuil de puissances souscrites (bas et haut) qui détermine la revoyure dès 2024 et tous les 3 ans si les puissances souscrites sont en deçà du minimum.

Respect des clauses du contrat

Il est à noter que ce dossier a été instruit tardivement par BM (mi-juin) et que la période de congés annuels a interféré dans le déroulé des contrôles. L'instruction s'est correctement déroulée et le délégataire a été très réactif.

Procédure	Instruction 2022	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2021	<p>21 avril réception du CRA délégataire et de la maquette financière pour analyse (délai supplémentaire accordé par BM)</p> <p>13 juin retour de BM sur CRA V1 et demande de complétude documentaire</p> <p>1^{er} juillet envoi d'un premier volet de questions financières</p> <p>6 juillet échange avec délégataire sur version CRA</p> <p>13 juillet nouvelles questions financières</p> <p>10 août retour à PGE du CRA V2 avec quelques annotations mineures</p>	<p>8 juillet réception des réponses aux questions posées le 1^{er} juillet</p> <p>1^{er} août réception du CRA V2</p> <p>11 août échange téléphonique pour répondre aux questions du 13 juillet</p> <p>20/09 réception du CRA VDEF</p> <p>20/09 approbation du rapport d'analyse financière par le délégataire</p>

Faits marquants ayant une incidence financière sur les comptes de l'exercice :

- Retard sur la mise en service de la boucle géothermale, lancement des essais de la géothermie en octobre 2021. Ainsi le réseau n'a pas été relié à la production géothermie pour la saison de chauffe sur les mois d'hiver 2021 (octobre à décembre). Impact sur le chiffre d'affaires et en cascade sur le résultat.
- Remboursement partiel du sinistre sur le chantier de forage du puits de production 2,1 M€ sur un total demandé aux assureurs de 3,2 M€. La charge nette pèse sur le résultat pour 1,16 M€.
- L'indemnisation pour l'échec du forage exploratoire déposée auprès de la SAF environnement avait été validée pour 2,88 M€ à fin 2020 et a été comptabilisée comme une subvention en 2021.
- Le commissaire aux comptes a demandé qu'une évaluation des biens (impairment test) portés à l'actif du bilan soit réalisée ce qui a donné lieu à une provision pour dépréciation à hauteur de 6,9 M€. L'impact se trouve dans le résultat de l'exercice par la prise en compte d'une provision au regard du principe de prudence. La société

affichait des actifs trop élevés au regard des gains attendus des flux futurs, la valeur comptable au bilan ne reflétait plus la valeur actuelle. Il s'agit d'une charge exceptionnelle assimilable à une provision pour diminution de recettes.

- Signature de 17 nouvelles demandes de raccordement portant le nombre d'abonnés à 50 pour une puissance souscrite à fin 2021 de 11 375 kW (puissance souscrite moyenne comptable) contre 13 924 kW attendus au plan d'affaires (avenant 1). Impact sur le chiffre d'affaires.

Risques identifiés lors des contrôles de l'exercice 2021

Nature du risque	Détail du risque	Montant
Valeur des actifs	Les actifs tels que comptabilisés sont valorisés au-delà de leur valeur vénale et sont dépréciés.	6,9 M€ sur 50 M€ (13,8%)
Evolution du programme des aménagements et alerte sur bâtiment existant	Retard pris dans les nouveaux bâtiments à créer (aménageurs) et annulation de certains projets sur bâtiments existants (collectivités) qui entraînent des raccordements effectués (dépense d'investissement) en face desquels il n'y a pas la vente de puissance souscrite (manque de chiffre d'affaires)	A minima les 6,7 M€ constatés au plan d'affaires Vs le réel
Cumul de pertes au regard des fonds propres (ROE – return on equity)	Non rentabilité des capitaux propres qui ne permettent pas de dégager du profit	-173% (Res net = 10 M€ / cap pr = 5,7 M€)

En fonction de l'évolution de la situation financière de l'entité, la provision sera reprise ou non. Il n'y a pas d'impact pour le délégant puisque s'agissant de biens de retour *ab initio* quelle que soit la valeur les biens reviennent en parfait état de fonctionnement à la fin du contrat et pour une valeur nette de zéro.

Le retard réellement pris par les aménageurs n'est à ce jour pas communiqué et empêche tout recalage d'un plan d'affaires sincère au niveau de la délégation. Quant aux annulations de projet sur les bâtiments existants des collectivités (région, département, métropole et ville de Bordeaux) elles sont liées au retard des modifications à opérer par ces dernières pour capter la chaleur du réseau.

Les pertes à fin 2021 sont très élevées (10 M€) au regard des fonds propres (5,6 M€) ce qui entraîne un retour sur capitaux propres très négatif.

Risques identifiés à venir post 2021

Nature du risque	Détail du risque	Montant
Prix de l'énergie	Hausse du prix de la molécule gaz et de l'électron qui impacte la tarification. En phase 3 (après mise en service géothermie) gaz (R1) pèse pour 29%. Baisse du R1 (consommation) au profit de la hausse du R2 (abonnement).	N/C à évaluer
Evolution du programme des aménagements	L'actuel prix du bâtiment fait annuler ou retarder des aménagements par les promoteurs	N/C

N/C = non communiqué

6.5. Perspectives

L'année 2022 sera marquée par la mise en service de la géothermie prévue en mars 2022 ce qui permettra au réseau de chaleur d'appliquer le tarif de la chaleur phase 3 et ainsi atténuer l'augmentation du prix du gaz.

La géothermie deviendra la base EnR&R de la production de chaleur de PGE. Le réseau devrait également continuer à se développer avec notamment le raccordement de 5 bâtiments publics de la ville de Bordeaux.

7. MERIGNAC CENTRE

7.1. Les faits marquants de 2021

Avenant n°1 actant la constitution d'une société dédiée

Maintien du périmètre élargi du réseau de chaleur et abandon de la solution de repli grâce à la commercialisation de 80 % de la puissance souscrite prévisionnelle

Décalage de la mise en service d'une saison de chauffe du fait d'un retard pris dans la commercialisation

7.2. Rappel

Le secteur de Mérignac centre avait fait l'objet de plusieurs études successives pour y implanter un réseau de chaleur, sans parvenir à trouver une faisabilité économique et une emprise foncière pour une chaufferie d'importance. Ces études avaient été actualisées avec le lancement du projet de stade nautique et avaient confirmé sa faisabilité autour de cet équipement, des bâtiments publics et des résidences sociales et copropriétés à proximité.

La Ville de Mérignac et Bordeaux Métropole se sont alors accordées pour que le stade nautique soit un futur client du réseau de chaleur et ont pu réserver une emprise foncière de taille limitée sur la même parcelle pour y installer la chaufferie biomasse du réseau.

7.2.1. Caractéristiques du projet

Sur le plan technique, le projet prévoit la création d'une chaufferie (bois & appoint / secours gaz) qui jouxtera le futur stade nautique pour une puissance de production en chaufferie de 3,5 MW bois et de 4 MW gaz.

Les investissements totaux sont de l'ordre de de 7,8 M € HT avec une subvention prévisionnelle de 54 %.

A terme, 17 sous-stations seront desservies avec 18,8 GWh livrés annuellement.

Le taux d'ENR atteindra 80 %.

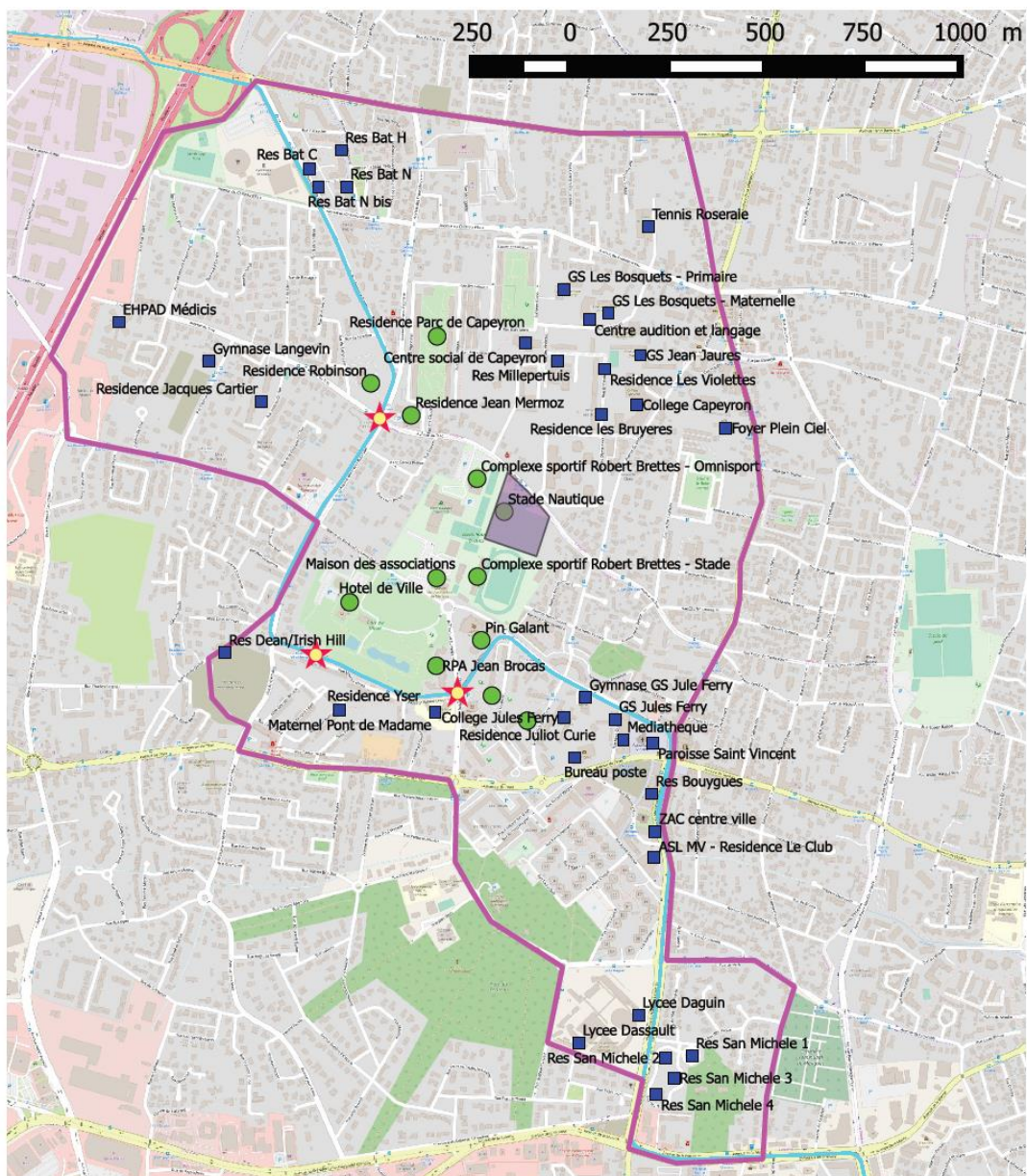
Le prix moyen de la chaleur prévu au contrat est de 77,4€TTC/MWh. Les droits de raccordement s'élèvent à 240 € / kW pour les bâtiments neufs et sont nuls pour les bâtiments existants.

Un phasage des travaux est prévu en deux temps :

- Phase 1 « 2022 » : réalisation des $\frac{3}{4}$ du projet autour du stade nautique, de la résidence de Capeyron et des équipements publics,
- Phase 2 « 2029 » : développement complet du projet, extensions vers les résidences Pont de Madame et Joliot Curie, collège Jules Ferry, Médiathèque ...

Une solution de repli avait été définie contractuellement pour prévenir d'un défaut de commercialisation du réseau. Ce repli prévoyait à minima la desserte de 5 GWh de chaleur dont le stade nautique.

7.2.2. Périmètre contractuel du réseau



Légende

Parcelle cible chaufferie Périmètre du service

Abonnés potentiels

- Coeur de ville
- Opportuniste

Transports

- TRAM
- ★ Foncages sous tram

7.3. Bilan 2021

7.3.1. Résumé de l'exercice 2021

7.3.1.1. Synthèse contractuelle

Le premier avenant du contrat, actant la substitution de la société dédiée « Mérignac Centre Energies » au concessionnaire initial Mixener a été voté, par délibération n°2021-0409 en date du 7 avril 2021.

La solution de repli qui pouvait être activée dans la première année du contrat n'a pas eu lieu, laissant place au développement total du réseau de chaleur.

7.3.1.2. Faits marquants 2021

Le contrat a pris effet à compter de sa notification le 19 octobre 2020. L'année 2021 a été marquée par les faits suivants :

- La signature de la convention ADEME pour un montant de 4 400k€ de subvention
- De nombreuses actions de communication ont permis d'obtenir la validation du raccordement de la copropriété Capeyron, actant l'atteinte d'un taux de commercialisation supérieur à 80% des puissances souscrites contractuelles, qui est la condition pour développer le réseau dans son périmètre élargi et abandonner la solution de repli. Toutefois, la décision favorable de la copropriété a été longue à acter, et pendant cette période de plusieurs mois, le délégataire est resté prudent, préférant attendre l'issue des votes et des délais de recours éventuels avant d'engager ses études de maîtrise d'œuvre. Cette décision a généré un décalage global du projet conduisant au report de la mise en service d'une saison complète, soit à l'automne 2023. Néanmoins, la fourniture de chaleur pour le Stade Nautique sera assurée dès l'été 2022 avec une chaufferie provisoire mobile au gaz.
- Le traitement d'un recours précontentieux à l'encontre du permis de construire de la chaufferie.

7.3.2. Bilan social

En l'absence de travaux ou d'exploitation du réseau sur l'exercice 2021, le concessionnaire n'était pas tenu à des engagements d'insertion sociale.

7.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2021

7.4.1. Résumé et synthèse de l'exercice 2021

Résumé

L'exercice 2021 constitue la 1^{ère} clôture financière du contrat de délégation de 22 ans portant sur le réseau de chaleur de Mérignac Centre. Cet exercice a largement été consacré : à la constitution de la société (création de la société dédiée), à la commercialisation du projet, aux dépôts d'autorisations administratives et de dossiers de financements (ADEME/Feder et banques).

Financièrement, le résultat net est en perte de -69 K€, résultant de charges nécessaires à la mise en place de la société. Aucun produit n'a été constaté puisque la mise en exploitation d'une première partie du réseau n'interviendra que fin 2022.

Par rapport au prévisionnel, la chaufferie biomasse devrait être mise en service avec un an de retard, mais la solution de repli, prévue au contrat, a été évitée. Le stade nautique de Mérignac sera raccordé au réseau dans les temps, toutefois il sera alimenté uniquement en gaz pendant un an.

Synthèse

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2021	Début mars 2022 : envoi de la liste de documents à communiquer pour le 01/03/2022 Mars 2022 : réception du rapport du délégataire et des documents demandés	<ul style="list-style-type: none"> Mars/avril 2022 : échanges sur les comptes Sept. 2022 : relecture du rapport annuel du délégant par le délégataire

FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE		
Titulaire	Mérignac Centre Énergies, société dédiée à l'exploitation.	
Statut	SASU au capital de 100 000 €, détenue à 100% par Mixéner. Mixéner est elle-même détenue à 51% par BME (Bordeaux Métropole Energies) et à 49% par Idex. BME appartient à 67,9% à Bordeaux Métropole, 20% par Engie (Cogac), 12% par Banque des Territoires (CDC) et 0,1% par 13 communes de Gironde.	
Président	Mixéner.	
Directrice Générale	Cécile Hairault.	
Objet DSP	L'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur issue à 83% de la biomasse (<i>en moyenne sur la durée du contrat</i>).	
Périmètre Géographique	Commune de Mérignac.	
Durée	22 ans, du 19 octobre 2020 au 18 octobre 2042.	
Points de vigilance	<p>Développement commercial sur des bâtiments existants.</p> <p>Imbrication de la construction de la chaufferie, sur le plan technique et calendaire, avec le stade nautique de Mérignac.</p> <p>Evolution du prix de l'énergie.</p>	
Point d'alerte	Indexation des tarifs sur le PEG Quarter+1.	
Données financières prévisionnelles*	<i>Total contrat</i>	<i>Moyenne annuelle</i>
Investissements (€)	7 820 599	NA
Subventions (€)	4 240 000	NA
Chiffre d'affaires (€)	25 196 480	1 137 233
EBE (€)	7 445 559	335 670
Résultat Net (€)	2 254 052	99 654
Taux de rentabilité (RN/CA)	8,9%	8,8%
Données de gestion prévisionnelles*	<i>Cible</i>	
Longueur réseau de distribution (ml)	3 823	
Nombre de sous-station (nbr)	17	
Consommation (GWh)	19	
Puissances souscrites (MW)	11	
Tarif chaleur (€/HT/MWh)	73,4	
Tarif chaleur (€/TTC/MWh)	77,4	
Taux ENR&R (%)	80%	
<i>*Données issues du cadre financier du contrat, données établies en € 2019.</i>		
Rédactrice	Virginie Marssérou	

L'exercice 2021 constitue la 1^{ère} clôture financière du contrat de délégation de 22 ans portant sur le réseau de chaleur de Mérignac Centre. Celui-ci a largement été consacré : à la constitution de la société (création de la société dédiée « Mérignac Centre Energies »), à la commercialisation du projet, aux dépôts d'autorisations administratives (permis de construire et installation classée pour la protection de l'environnement) et de dossiers de financements (Ademe⁷/Feder⁸ et banques).

Ainsi, l'exercice 2021 correspond à une phase préparatoire. Financièrement, le résultat net est en perte de -69 K€, résultant de charges nécessaires à la mise en place de la société. Aucun produit n'a été constaté puisque la mise en exploitation d'une première partie du

⁷ Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie.

⁸ Fonds européen de développement régional.

réseau n'interviendra que fin 2022.

Par rapport au prévisionnel, les travaux de construction de la chaufferie biomasse, du réseau et des sous-stations, qui devaient démarrer dès le mois d'août 2021 ont finalement débuté qu'à partir de juillet 2022. En effet, en raison de la possibilité de repli prévu au contrat, le délégataire a fait le choix d'attendre l'accord définitif du raccordement de la résidence Capeyron au réseau de chaleur avant de lancer des consultations aux entreprises ; cette résidence pouvant fortement impacter la taille du réseau et ainsi le dimensionnement des équipements.

La solution de repli, prévue au contrat en cas d'un échec éventuel de la commercialisation⁹ constaté 12 mois après la notification du contrat, a été évitée. Toutefois, le décalage de planning implique un retard d'environ un an de la mise en service de la chaufferie biomasse (prévue en octobre 2023) et de plusieurs mois d'une partie du réseau.

Concernant le stade nautique de Mérignac, dont celui-ci devrait ouvrir au public le 19 décembre 2022, la mise en service de la sous-station afférente a été réalisée en août 2022. Cependant, celui-ci sera alimenté, à travers le réseau de chaleur, par du gaz jusqu'en octobre 2023 et non directement de la biomasse avec du gaz en appoint.

Par ailleurs, un des principaux risques de cette délégation est le développement commercial auprès de bâtiments déjà existants. Toutefois, la crise énergétique que nous vivons actuellement devrait permettre plus facilement au réseau de chaleur de contractualiser des prospects avec un réseau devant être alimenté principalement avec de la biomasse.

L'envolée des prix de l'énergie reste toutefois à surveiller pour les abonnés. Une discussion avec le délégataire est d'ailleurs en cours. BM (Bordeaux Métropole) souhaite, en effet, procéder à un changement au niveau de l'indexation tarifaire du gaz, afin de rendre celui-ci moins fluctuant à des variations journalières du marché.

Ce contrat prendra de l'ampleur en particulier à partir de fin 2023, une fois que la chaufferie biomasse sera construite et que le réseau de chaleur disposera d'une dizaine de sous-stations.

7.5. Perspectives

L'année 2022 sera marquée par la réalisation des études de maîtrise d'œuvre et le démarrage des travaux, ainsi que la poursuite de démarches de prospection et de commercialisation du réseau de chaleur.

Le programme comprendra notamment :

- Le démarrage des travaux de réalisation de la chaufferie biomasse, avenue du Truc à Mérignac,
- Le démarrage des travaux de réalisation du réseau de chaleur, avec de nombreuses interfaces avec les projets d'aménagements urbains prévus (stade nautique, mail Sampieri, avenue du Truc, ...)
- La livraison de chaleur pour le stade nautique à fin 2022 avec des essais planifiés à l'été 2022

À sa mise en route fin 2022, le stade nautique fonctionnera d'abord avec une centrale mobile au gaz. La chaudière biomasse n'entrera véritablement en action qu'à l'été 2023. Quelques mois plus tard (octobre 2023), elle alimentera le collège Gisèle-Halimi, la mairie, la maison des associations, les structures du stade Robert-Brettes et la résidence Parc de Capeyron. Entre fin 2023 et 2024, il est question de connecter d'autres copropriétés comme celle de Joliot-Curie, la résidence pour personnes âgées Jean-Brocas et le Pin Galant. Puis, le réseau de chaleur se déploiera les années suivantes vers le centre-ville, notamment la médiathèque.

⁹ Si le délégataire ne disposait pas de 80% des puissances souscrites prévisionnelles.

Le classement du réseau et la préparation à la labélisation Ecoréseau seront également prévus.

8. SYNTHÈSE FINANCIÈRE DU BUDGET ANNEXE

Le service public du chauffage urbain fait l'objet d'un budget annexe, interne à Bordeaux Métropole, distinct des comptes des délégataires.

Ce budget annexe est structuré en programmes qui correspondent aux différents réseaux de chaleur. A ces programmes par réseaux de chaleur s'ajoutent :

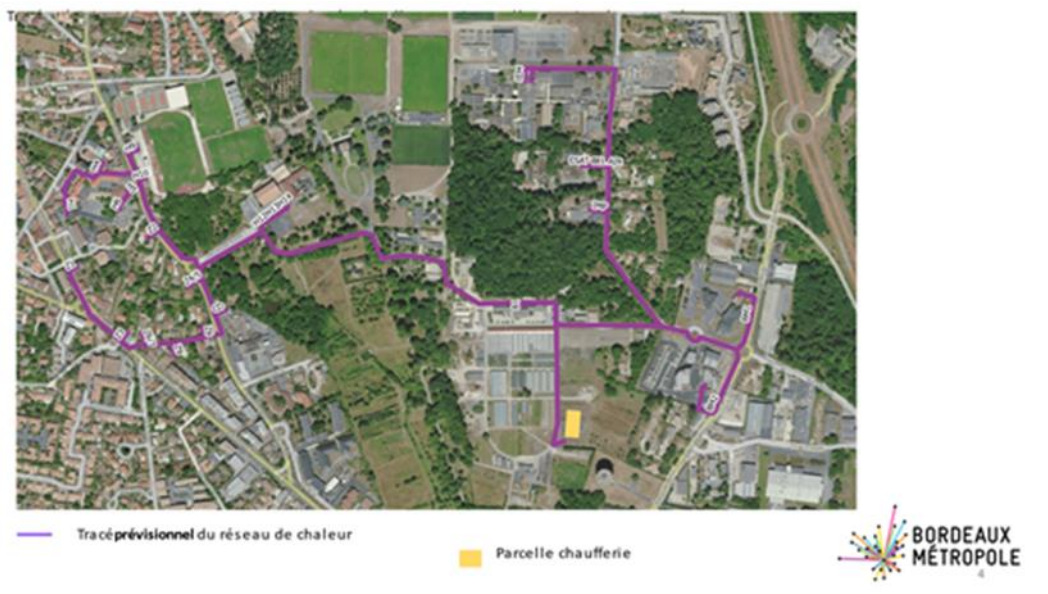
- Le programme « Opérations budgétaires et patrimoniales » qui comprend notamment la refacturation des charges de fonctionnement par le budget principal au budget annexe, les mouvements d'avance et de remboursement d'avance entre le budget principal et le budget annexe, les excédents de fonctionnement capitalisés en recette d'investissement, les amortissements ou encore la constitution de provisions pour les charges à venir,
- Le programme « Ressources humaines » qui correspond à la refacturation par le budget principal au budget annexe des ETP dédiés à l'activité réseau de chaleur.

Les éléments présentés ci-dessous correspondent aux opérations réelles de l'exercice 2021, par programmes (hors opérations d'ordre).

Programme		Fonctionnement		Investissement		TOTAL
		Dépenses	Recettes	Dépenses	Recettes	
71P001	RC Hauts de Garonne	337 517 €	3 267 520 €	1 336 651 €	0 €	
71P006	RC Plaine Rive Droite	0 €	81 422 €	189 595 €	0 €	
71P007	RC Saint Jean Belcier	44 325 €	509 364 €	250 000 €	0 €	
71P008	RC Saint Médard	94 164 €	78 222 €	0 €	0 €	
71P009	RC Mériadeck	93 468 €	35 408 €	15 884 €	0 €	
71P010	RC Le Haillan	0 €	0 €	88 940 €	0 €	
71P011	RC Mérignac Centre	0 €	0 €	1 440 €	0 €	
71P012	RC Grand Parc	0 €	0 €	54 874 €	0 €	
71P013	RC Métropole Sud	0 €	0 €	1 210 €	0 €	
71P004	Opérations budgétaires et patrimoniales	1 423 561 €	1 €	550 000 €	1 987 774 €	
71P005	Ressources humaines	333 776 €	0 €	0 €	0 €	
Total		2 326 811 €	3 971 937 €	2 488 595 €	1 987 774 €	
Solde			1 645 126 €		-500 821 €	1 144 306 €
Reports N-1 (hors 1068)			1 361 514 €		-1 632 925 €	-271 410 €
Restes à réaliser					-725 137 €	-725 137 €
Solde global de clôture			3 006 641 €		-2 858 883 €	147 758 €

9. ZOOM SUR LES PROJETS ET ETUDES EN COURS

9.1. Réseau de chaleur du Haillan



Après des études de faisabilité démontrant la pertinence du projet, le Conseil métropolitain du 21 décembre 2018 a adopté la création d'un réseau sur les communes du Haillan et d'Eysines et a opté pour une gestion directe en régie avec marché global de performance (MPGP : conception, réalisation, exploitation et maintenance).

Le réseau, long de 4 km, livrera 6 GWh principalement à 500 logements neufs (projet de ZAC conduit par Bordeaux Métropole avec La Fab), un collège, un établissement d'enseignement spécialisé, un ensemble de bâtiments communaux et les serres horticoles métropolitaines. Il sera alimenté à 80% par de la biomasse.

Le marché public global de performance a été lancé début 2021 et les offres ont été reçues en juillet 2021. L'analyse des offres montre une augmentation des coûts d'investissement à 6,3 M€ HT au lieu de 5 M€ HT prévus en phase études de faisabilité, en grande partie due à l'inflation des matières premières. Afin de maintenir le tarif cible de la chaleur sans déséquilibrer le projet, un arbitrage financier a été demandé fin 2021 pour optimiser la subvention de l'investissement portée par le budget annexe des réseaux de chaleur : Ce montage financier a été validé début 2022. La mise en service est prévue pour la saison de chauffe 2024.

9.2. Réseau de chaleur Grand Parc



Sur ce quartier existait déjà un réseau de chaleur privé de 3,7 km, alimenté par une chaufferie gaz et une centrale de cogénération au gaz. Il appartenait au bailleur social In'Cité et desservait essentiellement ses bâtiments ainsi que ceux du bailleur Aquitanis, pour un total de 27 résidences comprenant 3 200 logements. Le volume de vente annuel de chaleur est actuellement de 22 GWh. Bordeaux Métropole a étudié la possibilité de racheter le réseau à In'Cité pour en faire un RCU public, verdir son mix énergétique et l'étendre.

Les études ayant montré l'intérêt du projet (2,3 fois plus d'énergie livrable), la consultation pour la concession du réseau de chaleur de Grand Parc d'une durée de 25 ans a été lancée en octobre 2020. Le choix du lauréat, Engie Energies Services, a été approuvé par le conseil métropolitain le 26 novembre 2021. Le contrat a été notifié le 26 décembre 2021. La société de projet Grand Parc Energies a été créée pour cette Délégation de Service Public.

Le candidat retenu a présenté une solution énergétique innovante basée sur une variante réhabilitant un forage géothermique au crétacé inutilisé dans le quartier du Grand Parc et appartenant à Bordeaux Métropole, avec une biomasse construite en appoint. Le débit du puits sera augmenté grâce à un forage latéral et l'eau géothermale une fois refroidie sera réinjectée dans une nappe servant à la production d'eau potable (écène).

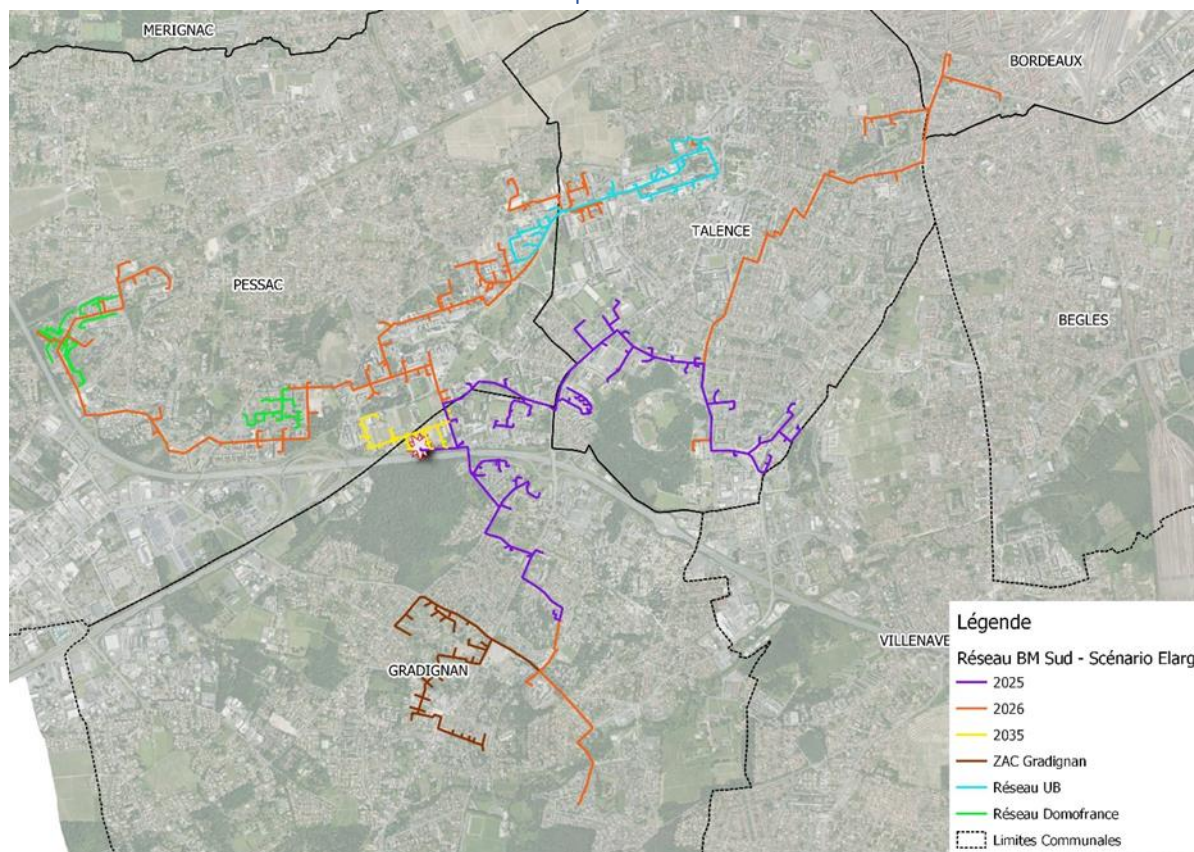
Les études et les dépôts de dossiers réglementaires auront lieu au premier semestre 2022, avec un transfert effectif du réseau existant d'In'Cité à Engie au 1^{er} juillet 2022. Les travaux de premier établissement auront lieu en 2023 pour une mise en service mi-2024.

Les chiffres clés concernant le projet sont les suivants :

- Production annuelle de chaleur : 54 GWh/an (+32 GWh / configuration actuelle)
- Longueur réseau : 13 km, dont 9 à créer
- Nombre d'abonnés : 81 (+54, dont 17 équipements métropolitains ou communaux, des collèges, des lycées, mais également la polyclinique Bordeaux Nord et des résidences sociales)
- Taux d'énergies renouvelables attendu : 86% (68 % géothermie, 18% biomasse)
- Réduction des émissions de CO₂ : - 12 800 tonnes /an

- Débit producteur du puits géothermique après travaux : 150 m³/h ; soit 7,4 MW de puissance
- Puissance de la chaufferie biomasse : 4 MW
- Chaufferie gaz existante : 32 MW
- Investissement prévu : 23 M€

9.3. Réseau de chaleur de Métropole Sud



Bordeaux Métropole a identifié un périmètre qui pourrait satisfaire aux conditions nécessaires au développement d'un réseau de chaleur importants sur les communes de Talence, Gradignan et Pessac, avec quelques raccordements éventuels sur Villenave d'Ornon et Bordeaux. Les études de faisabilité engagées en 2019 se sont achevées mi-2021. Elles ont montré l'intérêt de développer un réseau sur un périmètre étendu : 190 abonnés, 130 GWh et 28 km de long. Son cœur est le campus universitaire, avec des branches alimentant Talence Thouars, Gradignan (dont la nouvelle ZAC portée par la Fab). Le mix énergétique est basé sur un mix géothermie / biomasse. L'innovation envisagée pour ce réseau est le traitement et l'injection de l'eau géothermale refroidie dans le réseau d'eau potable à proximité, permettant ainsi de répondre aux enjeux de pénuries d'eau de la métropole à horizon 2030.

Fin 2021, des discussions ont été engagées :

- D'une part avec Domofrance et la ville de Pessac pour étendre le réseau et desservir également les quartiers de Saige, Arago et Chataigneraie ; ce projet de branche supplémentaire permettrait d'agrandir le réseau à hauteur de 140 GWh et d'éviter l'émission de 21 300 tonnes de CO₂ par an, pour un investissement estimé à 68 M€.
- D'autre part avec l'Université de Bordeaux, dont un foncier a été identifié pour accueillir les moyens de production du réseau et qui souhaitait développer autour de ce réseau un partenariat à l'échelle du campus

A l'issue de ces discussions, une décision de faire est attendue courant 2022. Elle doit aboutir au choix du mode de gestion (une concession mixte est privilégiée) et au lancement d'une consultation fin 2022. Le choix du lauréat est attendu au premier trimestre 2024 pour une mise en service progressive du RCU entre fin 2025 et automne 2026.

9.4. Réseau de chaleur Eysines, Bruges, Le Bouscat

Les études de prospection conduites par Bordeaux Métropole ont identifié un secteur avec une densité de consommation de chaleur élevée sur les communes de Eysines, Bruges et Le Bouscat, en particulier extra-rocade avec deux résidences de logement social et un hôpital (secteurs Grands Caillou, tour de Gassies, Hippodrome...). Ce réseau de chaleur pourrait à terme desservir entre 25 et 35 GWh de chaleur répartis parmi une trentaine d'abonnés.

Une étude de faisabilité d'un réseau de chaleur urbain est engagée en 2022, avec l'objectif d'aboutir à un tracé et un mode de production de chaleur optimisés techniquement et économiquement, ainsi qu'un foncier sécurisé pour les moyens de production, prérequis à une décision de faire au premier trimestre 2023.

9.5. Lycée Charles Péguy d'Eysines :

Afin de répondre aux enjeux de protection de la Jalle de Blanquefort, Bordeaux Métropole réalise un conduit d'assainissement permettant de procéder au dévoiement du point de rejet de la station d'épuration de Cantinolle en Garonne. A cette occasion, la Région Nouvelle Aquitaine a exprimé son intérêt de profiter de ces nouvelles canalisations de transfert pour récupérer une partie de l'énergie des effluents pour le système de chauffage du lycée Charles Peguy à Eysines.

Des aménagements pour cette valorisation thermique doivent donc être mis en place sur le réseau de transfert des eaux traitées provenant des stations d'épurations de Cantinolle et Lille afin de pouvoir disposer d'une récupération de calories des effluents au droit du lycée.

L'échangeur et les équipements associés situés sur la propriété du lycée seront prévus et réalisés par la Région.

Les travaux de réalisation du by-pass de la canalisation d'eaux traitées cheminant jusqu'à l'intérieur du lycée seront eux réalisés par Bordeaux Métropole, dans le cadre de son marché de travaux de transfert des effluents de Cantinolle à Lille.

Le coût de ces travaux est de l'ordre de 100 000 € pour Bordeaux Métropole. Une convention d'une durée de 20 ans sera conclue entre Bordeaux Métropole et la Région Nouvelle Aquitaine.

Ce raccordement permettra de valoriser annuellement entre 600 et 800 MWh de chaleur fatale issue du réseau d'assainissement.

ANNEXES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

HGE

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le délégataire a envoyé son compte rendu annuel technique et financier le 15 mars 2022, comme convenu, les premiers contrôles de complétude ont été effectués sur mars. Les contrôles de cohérence et d'analyse se sont déroulés en septembre. L'instruction s'est correctement déroulée et le délégataire a été très réactif.

A. Le contexte de l'année

- Premier exercice d'exécution du contrat entré en vigueur au 1^{er} janvier 2021.
- Décalage du lancement des travaux de rénovation car planning trop ambitieux (temps nécessaire aux recrutements sous-estimé) et la stratégie d'achat a été revue afin d'optimiser les coûts.
- Retard sur les travaux de développement dû au délai des études plus long que prévu et imputable à la difficile commercialisation du réseau (prise de décision retardée par les promoteurs).

B. Informations financières

La présente analyse financière de la société Hauts de Garonne énergies (HGE), délégataire de service public pour la production et la distribution de chaleur sur la rive droite, est basée sur :

- Les comptes annuels comparés au plan d'affaires.
- L'ensemble des documents techniques et financiers prévus contractuellement,
- Les contrôles sur pièces effectués par le délégant,
- Les échanges permettant la compréhension du dossier.

Versions provisoires :

- o Compte-rendu annuel délégataire V2 qui est en cours de finalisation.
- o Liasse fiscale et annexe des comptes sociaux dans l'attente de la validation par l'assemblée générale.

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Compte rendu annuel	15/03/2022 X			Après une première version commentée par BM une V2 a été fournie en septembre
Maquette Excel réunissant les points de contrôle	15/03/2022 X			Tous les documents ont été fournis et explications apportées

C. Les contrôles du déléguant

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
- Contrôles de cohérence				
Passage BG vers compte de résultat analytique			X	Globalement satisfaisant malgré impossibilité à recouper la BG et la compta analytique poste par poste
Globalité-détail GEGV et R			X	Fichiers de détail à consolider
Droit de rattachement	X			
Détail R1- R2 avec CA	X			
- Inventaire d'immobilisation et investissements concessifs			X	détail par nature des investissements (immobilisations en cours) reçu mais non valorisé L'ensemble des travaux ont été supervisés par la direction opérationnelle

II. L'ANALYSE FINANCIERE DU COMPTE D'EXPLOITATION ET DES COMPTES SOCIAUX 2021 PAR LE DELEGANT

Ci-dessous les différents tableaux des comptes ayant permis de mener l'analyse financière de l'exercice 2021.

- Le compte d'exploitation sous forme de solde intermédiaire de gestion comparé au plan d'affaires initial

Nota : l'Excédent brut d'exploitation (EBE) est calculé y compris les charges de redevances et de fonds d'abondement pour une vision économique et non comptable. Le contrat HGE-BM ne prévoit pas de clause de partage des gains de productivité calculé sur l'EBE.

	REEL		PREVISIONNEL		ECARTS (Réel - Prévisionnel)	
					2021	
En K Euros	2021		2021	à fin 2021	Δ€	Δ%
Total produits d'exploitation	10 689,24		8 923,33	8 923,33	1 765,92	20%
Chiffre d'affaires	8 510,16		7 928,75	7 928,75	581,41	7%
R1	4 111,48		3 638,53	3 638,53	472,95	13%
R2	4 398,68		4 290,23	4 290,23	108,46	3%
Droits de raccordement	327,49		375,92	375,92	-48,43	-13%
lissage Droit de raccordement	0,00		-375,92	-375,92	375,92	-100%
Ventes d'électricité	1 558,86		994,57	994,57	564,29	57%
autres produits	292,73			0,00	292,73	
Produits excédents quotas CO2			0,00	0,00	0,00	
Charges d'exploitation :	8 351,73	Part dans charges	6 516,69	6 516,69	1 835,04	28%
- P1 Approvisionnements	5 146,54	61,6%	3 749,11	3 749,11	1 397,43	37%
dont gaz	2 920,15		1 089,50	1 089,50	1 830,65	168%
dont chaleur de récupération UVE	1 880,03		2 086,02	2 086,02	-205,98	-10%
- P2 exploitation	2 562,02	30,7%	2 185,12	2 185,12	376,90	17%
- achat et services extérieurs	2 196,82		1 859,22	1 859,22	337,60	18%
dont fournitures et entretien	612,53		489,68	489,68	122,85	25%
dont sous traitance	180,23		141,83	141,83	38,39	27%
dont personnel	579,58		452,33	452,33	127,26	28%
dont redevances	458,06		419,44	419,44	38,63	9%
dont frais de siège	254,96		237,86	237,86	17,10	7%
- autres services extérieurs	184,00		144,70	144,70	39,30	27%
dont abondement de fonds	109,99		110,00	110,00	-0,01	0%
- Impôts et Taxes	181,20		181,20	181,20	0,00	0%
- P3 GEGV et Renouvellement	643,18	7,7%	582,46	582,46	60,72	10%
EBE	2 337,51		2 406,63	2 406,63	-69,13	-3%
Dotations aux amortissements et provisions	313,45		301,91	301,91	11,54	4%
Reprises de provisions et de subventions	174,90		301,91	301,91	-127,00	-42%
Transfert de charges				0,00	0,00	
Résultat d'exploitation	2 198,97		2 406,63	2 406,63	-207,67	-9%
Produits financiers	0,00		0,00	0,00	0,00	
Charges financières	20,56		0,00	0,00	20,56	
Résultat financier	-20,56		0,00	0,00	-20,56	
Résultat courant avant impôt	2 178,41		2 406,63	2 406,63	-228,22	-9%
Produits exceptionnels	0,00		0,00	0,00	0,00	
Charges exceptionnelles	0,00		0,00	0,00	0,00	
Résultat exceptionnel	0,00		0,00	0,00	0,00	
Participation des salariés	0,00		0,00	0,00	0,00	
Impôts sur les sociétés	577,28		779,11	779,11	-201,84	-26%
Résultat net	1 601,13		1 627,52	1 627,52	-26,39	-2%

- Le bilan des comptes de la société dédiée Hauts de Garonne énergies

Nota :

- Le capital social n'est pas entièrement libéré (comme prévu au plan d'affaires initial - PAI) ;
- Les immobilisations sont en cours car pas mises en service au 31 décembre 2021 ;
- Emprunt participatif pour 322 K€ (200 K€ étaient prévu au PAI) ;
- Les autres dettes sont constituées de 577 K€ d'impôts sur les sociétés ;
- La trésorerie permet de faire face à 15 jours de charges.

		BILAN REEL	BILAN PREVISIONNEL
	<i>en Euros</i>	2021	2021
ACTIF	Capital souscrit non appelé	1 854 084	
	Immobilisations brutes	5 456 623	9 090 971
	<i>dont immo en cours</i>	<i>5 456 623</i>	
	Amortissements		0
	Immobilisations nettes	5 456 623	9 090 971
	Total actif immobilisé net	7 310 707	9 090 971
	Stocks	89 619	0
	Créances clients	4 419 577	1 160 644
	Autres créances	1 219 060	
	Trésorerie	339 149	1 055 075
	Total actif circulant	6 067 405	2 215 718
	Charges constatées d'avance	82 936	
	Total Actif	13 461 047	11 306 689
PASSIF	Capital social	3 708 168	1 351 274
	Réserves légales et statutaires	0	0
	Report à nouveau		0
	Résultat de l'exercice	1 601 132	1 627 520
	<i>Subventions (brutes)</i>		1 251 073
	<i>Subventions (amortissement)</i>		0
	Subventions d'investissement (nettes)		1 251 073
	Capitaux propres	5 309 300	4 229 867
	Droits du concédant (compte 229)		
	Comptes courants d'associés bloqués		
	Autres fonds propres	0	
	Provisions pour R&C (y compris GER)	138 541	0
	Dettes financières long terme	322 729	6 112 708
	Dettes long terme	461 270	6 112 708
	Dettes Fournisseurs (yc frn immo)	6 514 250	964 113
	Dettes fiscales et sociales (IS)	455 609	0
	Autres dettes (dont impot)	720 618	0
	Convention de trésorerie groupe		
Trésorerie court terme		0	
Dettes court terme	7 690 477	964 113	
PCA (= Droits de raccordements)		0	
Total Passif	13 461 047	11 306 689	

Contrôles			
	Kx Propres	5 309 300	
	1/2 KS	1 854 084	
	Alerte art. L223-42 CDCommerce	OK	
Ratios			
	FR	-1 540 136	1 251 605
	BFR (yc PCA)	-1 879 285	196 530
	Tréso nette	339 149	1 055 075
	check	0	0
	Trésorerie (>0 active et <0 passive)	339 149	1 055 075
	Dépenses (tot chge X°)	8 351 734	6 516 693
	Trésorerie en jour de dépenses	14,62	1,94
	rentabilité des actifs (ROA)		
	Rnet/ Total actifs	29%	18%
	Rentabilité des Kx Pr (ROE)		
	RNet / Kx Pr	30%	38%

- Le tableau des flux de trésorerie

Tableau de flux de trésorerie - HGE	2021
Résultat net	1 601
+ Dotations aux amort et Provisions	313
- Reprise sur amort et Provisions	-175
- Plus ou moins values de cessions	
- QP Subventions virées au résultat	
Corrections des flux liés à l'activité	
Capacité d'Auto Financement (CAF)	1 740
Variation des frais financiers	1
Variation nette exploitation	2 005
Variation de Stocks	-90
Transferts de charges à répartir	
Variation des créances d'exploitation	-4 420
Variation des dettes d'exploitation	6 514
Variation nette hors exploitation	-127
Autres valeurs	-44
Produits et charges constatés d'avance	-83
Variation du BFR	1 879
Flux net de trésorerie sur Activité (A)	3 619
Variation sur acquisition / cession immobilisations	-5 457
Variation sur acquisition / cession immobilisations Fi	
Variation Subventions d'investissement reçues	
Flux net de trésorerie sur Investissement (B)	-5 457
Variation de capital	1 854
Variation de dividendes versés	
Variation des emprunts (émission- remboursement)	323
Variation comptes courant d'associé	
Flux net de trésorerie sur Financement (C)	2 177
Variation de trésorerie (A+B+C)	339
Tésorerie à l'ouverture	0
Tésorerie à la clôture	339

PERSPECTIVES

C'est une première année d'exploitation du réseau qui vient se solder par un résultat net positif. Les exigences du contrat en termes de rénovation et de développement ont pris du retard au démarrage. Le délégataire constate un glissement *a minima* de 1 an entre les dates prévisionnelles de livraison et les dates réelles. La rénovation du réseau devrait pouvoir être réalisée comme prévue à fin 2023. Les développements porteront sur un linéaire plus important. Pour le financement, une subvention de l'ordre de 3,9 M€ est attendue (versement Ademe¹⁰) après une signature en juillet 2022. Quant à l'aide du Feder¹¹ à hauteur de 6,7 M€, le dossier n'est pas encore instruit. Le contrat de prêt intragroupe intervenu dès le 1^{er} janvier 2021 pour une période de 7 ans finance le projet pour 14,5 M€. Les 6 années restantes du contrat permettront de consolider la vision économique et technique du réseau.

Sur le prix de l'énergie, en 2021 le tarif à la consommation a été plus élevé que la prévision (48,13 €/Mwh Vs 28,43 €/Mwh) sur le gaz. Le prix 2022 se situe entre 45 €/Mwh et 60 €/Mwh. La politique d'achat de gaz se conforme au contrat HGE/BM. Achat et vente suivent la même indexation, celle du PEG¹² mensuel. Le délégataire dit ne pas avoir vocation à spéculer sur l'évolution des tarifs. Le prix moyen 2021 a été d'environ 74€/Mwh ce qui reste bas comparativement aux énergies fossiles, hors bouclier tarifaire. La mise en œuvre du bouclier tarifaire a permis de baisser ce prix et limitera la hausse de 2022 pour les abonnés.

¹⁰ Ademe = Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

¹¹ Feder = Fonds européen de développement régional

¹² PEG = point d'échange gaz, zone décharge entre fournisseurs gaz et gestionnaire de transport de gaz

Annexe 1 : Les éléments permanents du contrat

1. Le Contrat

a) Qualification et durée

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération N° 2020-193 en date du 24 juillet 2020, de désigner le groupement de sociétés composé de Idex Territoires d'une part, et de Mixéner, d'autre part, pour déléguer le service public du réseau de chauffage urbain des Hauts de Garonne. Ce contrat, notifié le 13 août 2020 pour une durée de 7 ans, a pris effet au 1^{er} janvier 2021.

b) Société dédiée

Le groupement attributaire du contrat, qui demeure garant solidaire, a créé la société dédiée « SAS Hauts de Garonne énergies » (HGE) au capital de 3 708 168 €. La répartition capitalistique est de 66% pour Idex territoires, d'une part, et de 34% pour Mixéner, d'autre part.

c) Objet et missions confiées

L'objet de la délégation porte sur l'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur par le réseau. La livraison de chaud s'entend jusqu'aux sous-stations des abonnés situées en pied d'immeubles.

Le délégataire est maître d'ouvrage et chargé d'établir, à ses frais et risques les nouveaux ouvrages, notamment le programme de travaux. Il en assure le renouvellement dans les mêmes conditions. Tous les ouvrages, financés par le délégataire, doivent être normalement amortis au plus tard à l'échéance de la délégation, sauf pour les travaux de développement prévus au programme de travaux de premier établissement, ou pour les travaux de développement non-prévus au programme de travaux de premier établissement qui seraient réalisés par le délégataire avec l'accord exprès de l'autorité délégante.

Les travaux de développement pourront faire l'objet d'une soulte selon les modalités prévues au contrat.

d) Périmètre de la délégation

Le périmètre géographique de la délégation est composé des communes de la rive droite de Bordeaux : Cenon, Floirac et Lormont.

Le réseau de chauffage est alimenté par la chaleur fatale issue de l'unité de valorisation de Cenon.

Le raccordement au réseau de chaleur est obligatoire pour les projets neufs ainsi que pour les bâtiments existants faisant l'objet de rénovations importantes dans les zones prioritaires, le réseau ayant été classé en septembre 2018.

2. Les avenants au contrat

a) **Avenant 1** adopté par délibération N°2021-145 en date du 18 mars 2021 et signé le 7 avril 2021 a eu pour principal objet de substituer la société Hauts de Garonne Energies dans les droits et obligations de la société Idex Territoires.

b) **Avenant 2** adopté par délibération N°2021-678 en date du 25 novembre 2021 et signé le 9 décembre 2021 acte la création d'une annexe portant avenant n°1 à la convention de vente de chaleur entre l'UVE de Cenon et le réseau de chaleur. L'avenant porte également sur la répartition des locaux et parking entre UVE de Cenon et réseau de chaleur, traite des délais accordés pour les modifications des postes gaz et électrique. En outre, l'avenant procède à des adaptations liées à la prise en compte de l'installation des nouveaux équipements de fourniture de l'énergie récupérée dans les fumées sur l'UVE de Cenon.

3. L'économie générale du contrat

a) Les investissements cible

Le plan d'affaires prévoit des investissements pour le développement et la rénovation du réseau à hauteur de **28,8 M€**, répartis comme suit :

Rénovation du réseau	18,5 M€
Développement du réseau	4,6 M€
Sous station	1,0 M€
Equipements d'appoint / secours	0,2 M€
Etudes et maitrise d'œuvre.....	4,5 M€

b) Le financement de ces investissements

Subventions.....	7,5 M€
Droits de raccordement.....	2,8 M€
Capital social et fonds propres	3,7 M€
Dettes groupe.....	14,8 M€

La rémunération du délégataire repose sur une redevance perçue auprès des abonnés du réseau. La redevance est destinée à rémunérer les charges d'exploitation qu'il supporte.

Celle-ci est composée :

- Du coût des combustibles ou autres sources d'énergie (parts fixes, variables et taxes) nécessaires pour assurer le chauffage des locaux, la production d'eau chaude sanitaire (ECS), le réchauffage de l'eau, ou la climatisation des locaux (élément variable R1) ;
- Des coûts « fixes » supportés par le délégataire dans le cadre de l'exploitation du service au titre de la prestation de délivrance d'ECS et de chauffage , du fonctionnement, de la maintenance, du renouvellement, de l'amortissement ... (élément fixe R2 réparti entre les abonnés selon la puissance souscrite) ;
- Des droits de raccordement.

Abonné : désigne, pour un Poste de Livraison de chaleur, la personne physique ou morale ayant souscrit une police d'abonnement au service public de production et distribution de chaleur.

Frais de raccordement : sont composés de coûts de raccordement (part des travaux de réalisation de poste de livraison et les couts de branchement au réseau de chaleur principal) et de droits de raccordement (financement des travaux de 1^{er} établissement et de développement du réseau).

Gros Entretien et Grandes Visites : planification de travaux ponctuels en principe dès l'acquisition ou la construction du bien à l'issue d'une période définie sur plusieurs années, et qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien sans prolonger leur durée de vie au-delà de celle prévue initialement. Ces dépenses revêtent le caractère de charges d'exploitation.

Poste de Livraison : ouvrage du circuit primaire (tuyauterie de liaison intérieure, compteurs, régulation primaire, échangeur...), situé dans la propriété de l'Abonné en amont des brides ou vannes d'isolement des circuits secondaires Abonnés.

Renouvellement : désigne des dépenses qui ont le caractère d'immobilisation, notamment remplacements à l'identique ou à l'équivalent d'ouvrages ou de composants, dans le cadre de l'exploitation ayant pour objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station : comprend un échangeur qui permet le transfert de la chaleur transportée par le réseau primaire (canalisations qui relie la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer) au réseau secondaire (canalisations du bâtiment).

Tarifs :

- Terme R : facturation de l'énergie aux Abonnés

$R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$

- Terme R1 : facturation de la consommation

Elément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

- Terme R2 : facturation de l'abonnement

Le terme R2 est un élément fixe, réparti entre les Abonnés selon la puissance souscrite, représentant la somme des coûts annuels suivants :

- R21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- R22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- R23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.
- R25 : impact du montant des subventions obtenues.

LES CONTRÔLES

Le contexte de l'année

L'exercice 2021 est relativement ordinaire, malgré le Covid-19 l'activité a continué.

Sur le volet technique, le délégataire a réalisé des extensions du réseau, en coordination avec l'Etablissement public d'aménagement (EPA) Bordeaux-Euratlantique, notamment sur le domaine d'Amédée Saint Germain et sur le boulevard Jean Jacques Bosc. Fin 2021, 23¹³ sous-stations sont en service (dont 7 nouvelles), alimentant en chaleur 1 083 logements (+382 logements).

Sur le **volet commercial**, 5 nouvelles polices d'abonnement ont été signées.

A. Les informations financières

BORDEAUX BEGLES ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapport annuel du délégataire	X			
Comptes d'exploitation	X			
Grand-livre	X			
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	X			Certification sans réserve des comptes 2021.

B. Les contrôles du délégant

BORDEAUX BEGLES ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			Il est toutefois relevé des petits écarts au niveau du résultat net et du total bilan entre les comptes annuels et la liasse fiscale.
Revue analytique du compte d'exploitation et du bilan	X			
Méthodes appliquées dans le suivi des immobilisations			X	La méthode de provision pour renouvellement appliquée ne correspond pas à celle définie au contrat. Un point est prévu avec le délégataire fin septembre.
Frais de siège et prestations afférentes			X	Sur l'exercice le niveau de ce type de dépense semble élevé ; à suivre le long du contrat, une fois que l'activité aura atteint son rythme de croisière.
Redevances	X			

¹³ Dont une sous-station (5.1ab) dessert deux abonnés.

L'ANALYSE FINANCIÈRE DES COMPTES SOCIAUX

L'activité : croissance des raccordements et ainsi des ventes de chaleur

	RÉALISÉ 2019	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	Écart 2021-2020	
	en €	en €	en €	en €	en %
Chaleur	395 637	570 548	810 517	239 969	42%
R1 (consommation)	236 615	336 333	526 184	189 851	56%
R2 (abonnement)	159 022	234 215	284 333	50 118	21%
Chaleur autres usages	10 010	3 492	3 199	-293	-8%
Droits de raccordement	548 153	546 283	973 233	426 950	78%
Autres ventes			63 627	63 627	N/A
Chiffre d'affaires	953 800	1 120 322	1 850 576	730 254	65%
Autres produits	0	1 176	10 855	9 679	823%
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	953 800	1 121 498	1 861 431	739 933	66%

Le chiffre d'affaires 2021 poursuit sa croissance en s'établissant à 1 861 K€ (+739 K€, +66% par rapport à 2020) avec essentiellement :

- Une augmentation de +42% des **ventes de chaleur** résultant :
 - d'un effet volume principalement, avec une consommation et des puissances souscrites accrues grâce aux nouveaux raccordements intervenus en 2021, à l'effet année pleine des sous-stations raccordées en 2020, ainsi qu'à la hausse des degrés jours unifiés¹⁴ ;
 - d'un effet prix R1¹⁵ et d'un effet prix R2¹⁶ respectivement en augmentation, en moyenne sur l'année, de +4,5 € HT/MWh (+22%) et de +0,3 € HT/KW (+4%). Ces variations de tarifs correspondent aux évolutions d'indices appliquées sur les tarifs (*les proportions de chaque indice étant censées correspondre à la structure de charge, pour ainsi refléter l'évolution des coûts sur les produits - la proportion de l'indexation gaz, prévue contractuellement, est toutefois trop prépondérante par rapport à la réalité*). Le R1 est notamment indexé à hauteur de 46% sur l'électricité et de 8% sur le gaz, il est donc ainsi grandement impacté par la crise énergétique.
- Une augmentation de +78% des **droits de raccordement**¹⁷ suite principalement au nombre de sous-stations mises en service sur l'exercice.

¹⁴ L'hiver 2021 a été plus froid que celui de 2020.

¹⁵ Correspond à la consommation de chaleur provenant de l'UVE et de la chaufferie gaz.

¹⁶ Correspond à l'abonnement (coûts d'exploitation, de maintenance, de construction et de financement des installations), déterminé en fonction des puissances souscrites.

¹⁷ Ils sont perçus en deux phases par le délégataire : un acompte de 30% pour chaque demande d'abonnement, puis un solde à la mise en service de la sous-station. Ils s'élèvent à 240 €/kW de puissances souscrites pour les bâtiments neufs et 72 €/kW pour les bâtiments existants.

	RÉALISÉ 2019	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	Écart 2021-2020	
	en €	en €	en €	en €	en %
Energie Primaire	375 815	431 822	521 806	89 984	21%
<i>UVE R1i (consommation)</i>	96 355	170 261	244 914	74 654	44%
<i>UVE R2i (abonnement)</i>	271 550	246 618	253 911	7 293	3%
<i>Gaz</i>	7 910	14 944	22 981	8 037	54%
Autres achats	6 993	11 735	7 766	-3 969	-34%
Services extérieurs	196 056	315 359	392 153	76 794	24%
Autres Services Extérieurs	93 442	97 375	96 801	-574	-1%
Impôts et taxes	37 274	37 400	20 897	-16 503	-44%
Charges de personnel	0	15	0	-15	-100%
Autres charges de gestion courante	502 876	497 623	489 868	-7 755	-2%
Dotations aux amort. Et provisions	89 851	214 174	358 064	143 890	67%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	1 302 308	1 605 501	1 887 355	281 854	18%

Les charges d'exploitation sont également en croissance entre les deux exercices (+282 K€, +18%) et se décomposent principalement de la manière suivante :

L'**énergie primaire** correspond essentiellement aux achats de chaleur auprès de l'Usine de valorisation énergétique (UVE) de Bègles (499 K€), dont :

- 170 K€ de partie variable R1, en augmentation de +44% vs l'exercice précédent, résultant principalement de la croissance de +36% des consommations (14 521 MWh vs 10 642 MWh en 2020) et de la hausse de +6% des coûts de l'énergie unitaire sortie de l'UVE (16,9 €/MWh vs 16,0 €/MWh en 2020¹⁸).
- 254 K€ de partie fixe R2, correspondant au coût du fonctionnement de l'UVE, en légère augmentation de 3% par rapport à 2020.

En complément, du gaz a été acheté dans une faible mesure (23 K€) afin d'alimenter, en secours, le réseau.

La chaleur provient à 97% de l'UVE et à 3% de la chaudière du MIN (gaz).

Les **services extérieurs** s'élèvent à 392 K€ et se composent essentiellement de la sous-traitance (335 K€, +55 K€ vs 2020), avec :

- 182 K€ (+28 K€ vs 2020) de fonctions supports, la hausse de celles-ci résulte du service DAF à la suite principalement de l'accroissement des tâches à réaliser).
- 153 K€ (+27 K€ vs 2020) de frais d'entretien et de maintenance des sous-stations et de la chaufferie (essentiellement réalisés par Idex, détenant - à travers sa participation dans Mixéner - 49% de Bordeaux Bègles Energies).

Les **autres services extérieurs** s'établissent à 97 K€ (stable vs les derniers exercices) et comprennent principalement :

- La mise à disposition de chefs de projets par Mixéner pour 53 K€ ;
- Les frais de structure (coûts de la direction générale Mixéner) pour 20 K€, représentant 2% du chiffre d'affaires comme pour les années précédentes. Ces frais de structure pourraient être augmentés de 182 K€ d'autres prestations intra-groupes, ce qui représenterait un taux de 10,9% de frais de siège sur chiffre d'affaires en 2021 ; à suivre une fois que l'activité aura atteint son rythme de croisière et ainsi un chiffre d'affaires bien plus élevé. *Il est rappelé que les négociations avaient mis en évidence que les frais de siège ne pourraient pas excéder plus de 4,5% à 5% du chiffre d'affaires, ce qui avait été retranscrit dans le plan d'affaires initial.*

¹⁸ Résultant principalement de l'indice électrique composant le R1 UVE.

A ce stade de l'activité, le réseau ne nécessite pas encore pour un poste donné un équivalent temps plein. Ainsi, Bordeaux Bègles Energies ne dispose pas, pendant cette phase de développement, de son propre personnel dédié à la structure et fait appel à du personnel détaché et à de la sous-traitance, essentiellement intra-groupe. Au total, cela représente 12 employés intra-groupe occupants différents postes, ce qui correspond à plus de 2 ETP (Equivalents temps plein) sur la période.

Les **autres charges de gestion courante** se composent des redevances dont le délégataire doit s'acquitter chaque année auprès de Bordeaux Métropole (491 K€ - stable vs les exercices précédents), à savoir les redevances pour :

- Mise à disposition des équipements de production (457 K€) ;
- Frais de contrôle (51 K€) ;
- Occupation du domaine public (-19 K€ - une reprise de provision a été réalisée sur l'exercice suite à la révision du mode de calcul et du montant de ces redevances par le conseil métropolitain du 6 juillet 2018¹⁹).

Les **dotations aux amortissements et provisions** s'élèvent à 358 K€ et se décomposent de la manière suivante :

- 331 K€ de dotations aux amortissements techniques²⁰ et de caducité relatives au réseau et sous-stations mis en service. Ces dotations sont en croissance (+187 K€ vs N-1), en cohérence avec la montée en puissance des immobilisations mises en service²¹ ;
- 27 K€ de provisions pour gros entretien, grosses réparations et renouvellement, dont 25 K€ de dotations aux provisions pour remises en état (chaufferie d'appoint) et 2 K€ de dotations pour gros entretien. Le montant de ces provisions est faible, la formule de détermination prévue à l'article 75.2 du contrat n'est pas appliquée. Une discussion est prévue avec le délégataire fin septembre 2022 afin de s'accorder sur la méthode utilisée.

Les résultats : en perte, le temps d'une prise d'ampleur des raccordements

Résultat par rapport aux exercices précédents :

	RÉALISÉ 2019	RÉALISÉ 2020	RÉALISÉ 2021	Écart 2021-2020	
	en €	en €	en €	en €	en %
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	953 800	1 121 498	1 861 431	739 933	66%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	1 302 308	1 605 501	1 887 355	281 854	18%
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	244 219	226 617	811 153	584 536	258%
RESULTAT D'EXPLOITATION	-348 508	-484 003	-25 924	458 079	-95%
Résultat Financier	-29 561	-90 044	-135 280	-45 236	50%
Résultat Exceptionnel	44 888	70 801	112 941	42 140	60%
Résultat Avant IS	-333 182	-503 246	-48 263	454 983	-90%
RESULTAT NET	-333 182	-503 246	-48 263	454 983	-90%

Les produits d'exploitations générés (1 861 K€) sont insuffisants pour couvrir les charges d'exploitation (1 887 K€), générant ainsi un résultat d'exploitation négatif à hauteur de -26 K€. Toutefois, cette perte est bien moindre que celle des exercices précédents (vs -484 K€ en 2020 et -349 K€ en 2019), en effet :

¹⁹ Délibération n°2018-435. La tarification n'est plus de 2,23 € du mètre linéaire mais de 0,05 € du mètre linéaire (hors actualisation sur la base de l'indice INSEE du coût de la construction).

²⁰ L'amortissement pratiqué sur les installations est linéaire et d'une durée d'environ 22 ans.

²¹ Il est relevé toutefois que des immobilisations sont mises en service avec un peu de retard par rapport à la date d'utilisation effective de celles-ci, en raison de l'attente de la réception des dernières factures.

- La croissance des ventes de chaleur permet d'amortir les coûts fixes²² ;
- L'augmentation des indices gaz et électricité, au cours du 2nd semestre 2021, permet au délégataire d'accroître sa marge.

La perte de **résultat financier** (-135 K€) s'accroît d'une manière exponentielle, en lien avec les tirages d'emprunts²³.

Le **résultat exceptionnel** est, quant à lui, positif (113 K€) du fait de la quote-part des subventions d'investissement virée au compte de résultat. Les subventions d'investissement s'amortissent aux mêmes rythmes que les immobilisations qu'elles subventionnent, à fin 2021 elles s'établissent à 3 731 K€ dans les capitaux propres.

Le résultat net de l'exercice correspond ainsi à une perte de -48 K€.

Résultat par rapport au prévisionnel :

	RÉALISÉ 2021	CUMULÉ DEPUIS 2015	BP 2021 (avenant n°2)			Écart Réel Vs BP		BP CUMULÉ (avenant n°2)		Écart Réel Vs BP cumulé	
	en €	en €	en €	en €	en %	en €	en €	en %			
Chaleur	810 517	2 028 531	1 354 291	-543 774	-40%	2 623 658	-595 128	-23%			
R1 (consommation)	526 184	1 237 410	687 605	-161 421	-23%	1 314 220	-76 810	-6%			
R2 (abonnement)	284 333	791 121	666 685	-382 352	-57%	1 309 438	-518 317	-40%			
Chaleur autres usages	3 199	16 700	0	3 199	N/A	0	16 700	N/A			
Droits de raccordement	973 233	3 510 426	2 885 053	-1 911 820	-66%	6 947 089	-3 436 663	-49%			
Chiffre d'affaires	1 850 576	5 619 283	4 239 344	-2 388 768	-56%	9 570 748	-3 951 464	-41%			
Autres produits	10 855	12 035	0	10 855	N/A	-38	12 073	-31548%			
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	1 861 431	5 631 318	4 239 343,61	-2 377 913	-56%	9 570 709	-3 939 391	-41%			
Energie Primaire	521 806	2 077 970	656 318	-134 512	-20%	2 164 695	-86 725	-4%			
Autres achats	7 766	59 669	26 253	-18 487	-70%	85 763	-26 094	-30%			
Services extérieurs	392 153	1 328 546	207 541	184 612	89%	969 533	359 013	37%			
Autres Services Extérieurs	96 801	603 747	170 352	-73 551	-43%	826 035	-222 288	-27%			
Impôts et taxes	20 897	98 853	72 238	-51 341	-71%	143 757	-44 904	-31%			
Charges de personnel	0	15	0	0	N/A	0	15	N/A			
Autres charges de gestion courante	489 868	2 867 231	508 451	-18 583	-4%	2 859 056	8 176	0%			
Dotation aux amort. Et provisions	358 064	753 866	594 679	-236 615	-40%	1 334 520	-580 653	-44%			
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	1 887 355	7 789 897	2 235 832	-348 477	-16%	8 383 358	-593 461	-7%			
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	811 153	1 450 484	3 106 642	-2 295 489	-74%	5 380 965	-3 930 481	-73%			
RESULTAT D'EXPLOITATION	-25 924	-2 158 579	2 003 512	-2 029 436	-101%	1 187 351	-3 345 930	282%			
Résultat Financier	-135 280	-291 648	-260 417	125 137	-48%	-325 301	33 654	10%			
Résultat Exceptionnel	112 941	-43 393	78 994	33 947	43%	-184 514	141 120	76%			
Résultat Avant IS	-48 263	-2 493 620	1 822 089	-1 870 352	-103%	677 536	-3 171 156	468%			
RESULTAT NET	-48 263	-2 493 620	1 642 542	-1 690 805	-103%	497 989	-2 991 609	601%			

Les colonne BP (business plan) correspondent au dernier plan d'affaires (avenant 2) ; l'ensemble des années ont été révisées.

L'avenant n°2, approuvé par la délibération n°2018-936 en date du 21 décembre 2018, est le dernier avenant modifiant les données financières prévisionnelles. En effet, le développement de l'activité était fortement en retard²⁴, notamment à la suite de celui pris par la programmation urbaine développée par l'EPA Bordeaux-Euratlantique.

Malgré l'ajustement du plan d'affaires initial réalisé avec cet avenant, le tableau ci-dessus montre l'existence d'un nouveau décalage sur les droits de raccordement (-1 848 K€ pour l'exercice 2021 et -3 373 K€ en cumulé, soit -49%), impliquant ainsi, en cumulé, un retard sur les ventes de chaleur (-23%), d'où une baisse cumulée du **chiffre d'affaires** de 3 951 K€, soit -41%.

²² Notamment ceux provenant de l'UVE, le coût unitaire de l'UVE passe de 39 à 34 €/MWh à fin 2021.

²³ Le taux d'intérêt est de 2,38% (après utilisation d'un contrat de substitution d'un taux variable par un taux fixe).

²⁴ Résultat net cumulé à fin 2018 déficitaire de -1 609 K€ contre un gain de +2 835 K€ prévu initialement.

Les **charges d'exploitation** sont, en cumulé, moindres que prévues (-7%), faisant suite principalement aux décalages des raccordements, impliquant en particulier moins de dotations aux amortissements et aux provisions (résultant du retard sur les mises en service). Toutefois, il convient de préciser que :

- L'achat d'énergie primaire, malgré le retard des raccordements, est proche du prévisionnel (-4%), suite principalement à la forte croissance du coût de l'énergie sur les derniers mois de l'année, ainsi qu'à des consommations des bâtiments raccordés globalement supérieures aux anticipations ;
- Les dépenses en services extérieurs sont supérieures au prévisionnel de 137 K€ alors que le développement du réseau présente du retard, sont concernées tant les activités opérationnelles que les activités supports.

L'**EBE**²⁵ est en retrait sur 2021 de -2 295 K€ par rapport au prévisionnel ; ne permettant pas un partage de gain de productivité avec la métropole.

Ainsi, le **résultat net** s'écarte de la prévision cumulée à fin 2021 à hauteur de -2 992 K€ (dont - 1 691 K€ relatif à 2021).

Le bilan : accroissement du réseau et des dettes financières afférentes

En euros	Réel			Ecart 2021/2020		BP	Ecart Réel vs BP	
	2019	2020	2021	En €	En %	2021	En €	En %
Immobilisations brutes	3 448 130	6 829 349	9 053 124	2 223 775	33%	11 307 686	-2 254 561	-20%
Amortissements cumulés	59 439	147 944	297 566	149 623	101%	1 167 635	-870 069	-75%
Immobilisations nettes	3 388 691	6 681 406	8 755 558	2 074 153	31%	10 140 050	-1 384 492	-14%
Créances dont subv reçue	4 548 779	3 130 330	2 456 732	-673 598	-22%	1 014 393	1 442 339	142%
Trésorerie (dont centralisation de trésorerie)	0	1 340 248	2 372 271	1 032 023	77%	2 889 313	-517 042	-18%
Charges constatés d'avance et à répartir	66 068	339 591	310 683	-28 908	-9%	0	310 683	0%
Total Actif	8 003 539	11 491 575	13 895 245	2 403 670	21%	14 043 756	-148 512	-1%
Capital social	2 230 000	2 230 000	2 230 000	0	0%	1 030 000	1 200 000	117%
Réserves, RAN, résultat net	-1 942 111	-2 445 357	-2 493 759	-48 402	2%	497 989	-2 991 748	-601%
Subventions (nettes)	3 914 810	3 844 009	3 731 068	-112 941	-3%	3 895 097	-164 030	-4%
Autres fonds propres (amort. Caducité)	45 333	131 197	292 133	160 936	123%	0	292 133	0%
Provisions R&C (y compris GEGV)	76 857	102 646	119 236	16 591	16%	151 855	-32 619	-21%
Dettes financières dont C/C d'associé	300 000	6 852 112	9 356 272	2 504 160	37%	8 234 239	1 122 033	14%
Fournisseurs	379 782	701 642	610 384	-91 258	-13%	223 889	386 496	173%
Dettes fiscales et sociales	70 412	39 144	49 910	10 766	28%	10 687	39 223	367%
Dettes diverses	46 467	36 182	0	-36 182	-100%	0	0	0%
Trésorerie passive	2 881 990	0	0	0	0%	0	0	0%
Total Passif	8 003 539	11 491 575	13 895 245	2 403 670	21%	14 043 756	-148 512	-1%

Le total du bilan s'établit à 13 895 K€ en 2021, contre 11 492 K€ en 2020 :

Les **immobilisations brutes** augmentent de +2 224 K€ par rapport à 2020 en s'élevant à 9 053 K€ au 31/12/2021. Cet accroissement résulte entièrement de la poursuite du développement du réseau (sous-stations, branchements et canalisations). Sur l'exercice, 3 681 K€ d'immobilisations corporelles en cours ont été mises en service (les canalisations réalisées étant en théorie mises en service dès lors qu'une sous-station sur le tronçon est raccordée).

Les **créances** sont en réduction de 674 K€, résultant principalement :

- De la réception de 1 017 K€ de subventions reçus de l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et du Feder (Fonds européen de développement régional) sur les 4 000 K€ octroyés relatifs à la tranche 1 (reste à recevoir 1 417 K€) ;
- Contrebalancée par une hausse des créances clients de 202 K€.

²⁵ Correspond au résultat d'exploitation duquel sont neutralisés les autres produits d'exploitation (11 K€), les redevances dues à la Métropole (490 K€) et les dotations aux amortissements et provisions (358 K€).

Les **dettes financières** à long terme se composent à fin 2021 :

- D'un emprunt tiré à hauteur de 9 056 K€²⁶ (dont +2 504 K€ sur l'exercice), finançant le développement du réseau ;
- Du compte courant d'associé Mixéner pour 300 K€.

Le total du bilan s'établit à 13 895 K€ en 2021, contre 14 043 K€ au prévisionnel :

Malgré l'avenant n°2, venant corriger le retard pris dans l'aménagement de la ZAC Saint-Jean Belcier, un décalage s'est de nouveau formé. Ainsi, les immobilisations brutes sont en retard de 2 255 K€ et il existe un décalage entre les différentes sources de financement (capital social, subventions et dettes financières).

La trésorerie : en amélioration, suite à un décalage entre les financements et les investissements

	Exercice 2021
RÉSULTAT NET	-48 357
Dotations aux amortissements et provisions	358 064
Reprises des amortissements et provisions	-10 855
Subventions virées au résultat	-112 941
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT	185 911
Variation des créances clients	-208 527
Variation des dettes fournisseurs	-100 240
Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation	-308 767
Variation des créances hors exploitation	-112 946
Variation des dettes hors exploitation	-29 216
Variation du besoin en fonds de roulement hors exploitation	-142 163
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	-450 929
FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR L'ACTIVITÉ	-265 018
Acquisitions d'immobilisations	-2 223 774
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	-2 223 774
Subventions d'investissement reçues	1 016 702
Emissions d'emprunts	2 504 160
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	3 520 862
VARIATION DE TRÉSORERIE	1 032 070
TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	1 340 248
TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	2 372 271

La **trésorerie nette** s'établit à 2 372 K€ à fin 2021 (dont 1 596 K€ figurant dans la centralisation de trésorerie de BME) et s'accroît ainsi de 1 032 K€ par rapport à 2020. Cette augmentation provient du tirage complémentaire d'emprunt (2 504 K€) et des subventions d'investissement (1 017 K€) reçues finançant les investissements de l'exercice (2 223 K€) et anticipant ceux à venir.

Les flux générés par l'activité correspondent à une perte de trésorerie de -265 K€ (vs -515 K€ en 2020 et -805 K€ en 2019) ; cette trésorerie générée s'améliore avec la progression du nombre de bâtiments raccordés.

Le **ratio d'autonomie financière** (capitaux propres / dettes financières à long terme) diminue de 15 points par rapport à 2020, à la suite des nouveaux tirages d'emprunts et s'élève ainsi à 40% à fin 2021. Le poids de l'endettement sur la structure est important ; en lien avec le développement du réseau.

²⁶ 10 M€ souscrits en février 2020 auprès de la Caisse d'Épargne et du Crédit Coopératif (Natixis en complément pour la couverture). Le premier remboursement aura lieu le 30 septembre 2022 et se terminera le 31 décembre 2038.

Les perspectives : poursuite du développement du réseau

L'activité 2022 devrait être à l'image des exercices précédents, avec une poursuite du déploiement du réseau. Il est attendu, toutefois, une poursuite à la hausse des tarifs 2022 du réseau, ces derniers étant en partie indexés sur les cours de l'électricité et du gaz ; l'envolée des prix de gros de l'énergie s'accroissant en 2022 du fait principalement des incertitudes concernant l'approvisionnement depuis la Russie.

Un 4^{ème} avenant, approuvé par la délibération n°2022-356 en date du 24 juin 2022, a acté l'ajout au contrat d'une clause relative à l'application des principes de la République en matière de service public.

A la date de rédaction de ce rapport, un 5^{ème} avenant doit être délibéré au Conseil métropolitain de septembre 2022. Celui-ci prévoit principalement de modifier le programme de travaux du délégataire²⁷ avec une extension du réseau vers la caserne Nansouty et de réaliser un maillage sur le secteur Amédée Saint Germain. Ces nouveaux investissements, demandés par le délégant²⁸, n'étant pas rentables, les droits de raccordement se voient, en contrepartie, portés de 262 € HT/kW (en valeur du 1^{er} janvier 2022) pour les bâtiments neufs à 285 € HT/kW auxquels s'ajoutent 15 000 € HT/sous-station.

Annexe 1 : Rappel historique sur le contrat

1- Le contrat initial

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération en date du 10 avril 2015, de désigner le groupement Mixéner-Idex Infra délégataire de service public. Ce contrat a pris effet au 1^{er} juillet 2015 pour une durée de 26 ans, soit une échéance au 30/06/2041.

L'objet de la délégation porte sur la réalisation et l'exploitation du service public de production, de transport et de distribution de chaleur et d'eau chaude sanitaire ainsi que de froid. Le périmètre est constitué :

- Pour le chaud, de la Zone d'aménagement concerté (ZAC) Saint-Jean Belcier et des secteurs de Bordeaux Sainte Croix, d'Amédée Saint Germain et de Bègles Garonne ;
- Pour le froid, de la ZAC Saint Jean Belcier.

La livraison de chaud et de froid s'entend jusqu'aux sous-stations (postes de livraison) des abonnés.

Le contrat, aux risques et périls du délégataire, est qualifié d'affermage avec îlots concessifs. En effet, l'autorité délégante met à la disposition du délégataire l'ensemble des ouvrages qu'elle a réalisés, il s'agit principalement : des canalisations du réseau dans sa phase 1²⁹ correspondant à la liaison entre la chaufferie gaz d'appoint et l'Unité de valorisation énergétique (UVE) de Bègles et de la chaufferie gaz d'appoint suscitée (puissance de 9,4 MW) située sur le terrain du Marché d'intérêt national (MIN).

Par une lettre en date du 15 mars 2017, le délégataire a signifié à Bordeaux Métropole que n'ayant jamais pu maîtriser le foncier en vue de l'implantation d'une centrale de production de froid, il renonçait à la réalisation du réseau de froid renouvelable tel qu'il était prévu

²⁷ Conformément au premier paragraphe de l'article 11 du contrat, lorsque les considérations techniques ou économiques le justifient, l'autorité délégante peut inclure dans les périmètres du service délégué, toute partie de son territoire déjà urbanisé, et ce après consultation du délégataire.

²⁸ Afin d'améliorer le bilan carbone à l'échelle du territoire, ainsi que de sécuriser le réseau.

²⁹ Les travaux de premier établissement à réaliser ont été définis dans le contrat selon un planning découpé en trois phases. Ainsi, ces travaux sont à réaliser en vue d'un démarrage de l'exploitation :

- de la phase 1 au 1^{er} juillet 2016 ;
- de la phase 2 au 1^{er} juillet 2019 ;
- de la phase 3 au 1^{er} juillet 2023.

initialement. Le délégataire, en accord avec Bordeaux Métropole, a décidé de substituer le réseau de froid par une solution de production de froid renouvelable par absorption utilisant l'énergie « fatale » dans le cadre de l'avenant n°2. Le reste du réseau à développer par le délégataire constitue la partie concessive.

L'ensemble du réseau est alimenté en majorité par la chaleur récupérée des installations de l'UVE de Bègles (exploitée par Astria jusqu'en février 2020) tel que défini par la convention tripartite. Celle-ci a été signée entre Bordeaux Métropole (désignée par *la collectivité*), la société Astria (*le producteur*) et la société Mixéner (*le distributeur*). À ce titre, c'est le producteur (Astria, remplacé depuis par Valbom cf. avenant n°3 ci-après) qui s'est vu confier le financement, la réalisation et l'exploitation des installations de récupération de la chaleur du process de valorisation énergétique. La chaleur est fournie par le producteur au distributeur contre rémunération.

2- Les évolutions du contrat

L'avenant n°1 signé le 25 septembre 2015 et notifié le 8 octobre 2015 a porté sur :

- **La création de la société ad hoc** (Énergie des Quartiers ®) dédiée à la concession, elle s'est substituée dans l'intégralité des droits et obligations du délégataire (groupement Mixéner-Ixex Infra). La société a bien été immatriculée le 19 juin 2015. Le groupement d'entreprises signataire demeure garant solidaire. La société est actuellement détenue à 100% par Mixéner, qui est elle-même détenue par Bordeaux Métropole Energies (BME) et Ixex respectivement à hauteur de 51% et de 49% ;
- **La licence d'exploitation du nom commercial** du service public « Bordeaux Bègles Energies » concédée le 29 octobre 2015 par Bordeaux Métropole (*le propriétaire de la marque*) à son délégataire (*le licencié*).

L'avenant n°2 signé le 21 février 2019 et notifié le 28 février 2019 a porté sur :

- **L'abandon du réseau froid « tranche ferme » et « tranche conditionnelle »**. Toutefois, afin de satisfaire les porteurs de projet souhaitant développer une solution de production de froid vertueuse, la production de froid avec des groupes à absorption utilisant l'énergie « fatale » de récupération issue de l'UVE de Bègles a été mise en œuvre. Utiliser l'énergie fatale produite les mois d'été nécessite la mise en place de conditions spécifiques d'abonnement, des modes de tarification adaptés et des sous-stations d'échange particulières (non prévues au contrat initialement) ;
- **Des ajustements tarifaires à la baisse pour les usagers**, notamment une réduction du droit de raccordement pour les bâtiments existants, et une diminution de la part proportionnelle de la redevance facturée aux usagers, R1, suite à une subvention plus conséquente perçue par Astria ;
- Des modifications relatives aux redevances versées par le délégataire notamment en ce qui concerne la redevance pour frais de contrôle, la redevance d'occupation du domaine public routier (RODP), la redevance de mise à disposition des équipements (en lien avec un investissement moins important que prévu sur la tranche affermée réalisé par Bordeaux Métropole), ainsi que les modalités de versement des redevances ;
- La mise à jour **du projet de développement** (puissance souscrite initiale de 45 MW, atterrissage à 66 MW) a été intégrée dans le compte d'exploitation. Les investissements prévus dans le contrat initial à hauteur de 24,5 M€ (12,8 M€ pour le chaud et 11,7 M€ pour le froid) passent à un total de 22,7 M€ après prise en considération de l'abandon du réseau froid et l'augmentation du programme de développement sur le chaud.

L'avenant n°2 n'a pas d'effet rétroactif et doit prendre effet le premier jour du mois qui suit la date de notification, soit le 1^{er} mars 2019. Cet avenant s'est accompagné d'une mise à jour de l'annexe financière.

L'avenant N°3 signé le 6 février 2020 et notifié le 20 février 2020 a porté sur :

- La modification des statuts de la société dédiée suite :
 - o Au **changement de dénomination sociale** de la société dédiée par la marque commerciale « Bordeaux Bègles Energies », afin de simplifier la communication auprès des abonnés ;
 - o A l'**augmentation du capital social** (porté de 530 000 euros à 2 230 000 euros), en vue d'assurer la bonne réalisation des investissements liés au développement du réseau.

- La modification de la convention de vente de chaleur entre l'unité de valorisation énergétique de Bègles et le réseau de chaleur Saint-Jean Belcier dans le cadre d'un avenant n°1 à ladite convention, avec :
 - o La **nomination d'un nouvel attributaire** du contrat (remplacement à compter du 20 février 2020 de la société Astria par la société Soval, à laquelle s'est substituée la société dédiée Valbom) ;
 - o La création des modalités spécifiques pour la fourniture de chaleur en vue de la fabrication de froid par absorption et l'introduction d'une tarification spécifique pour cette production ;
 - o La modification des pénalités en cas de non-respect des disponibilités afin de proportionner leur montant au surcoût observé par le « Distributeur » ;
 - o La modification du tarif de rachat R2.4, liée à la perception par le délégataire Astria, des montants réels de subvention ;
 - o La modification de l'indexation des tarifs dans un souci de lissage et de simplification ;
 - o L'apport de divers compléments tels que : la précision des caractéristiques de la chaleur fournie, l'introduction de dispositions relatives au traitement et à la qualité de l'eau du réseau, et la mise en place d'une réunion annuelle entre le Producteur et le Distributeur en présence de Bordeaux Métropole.

- La **modification à la baisse du tarif Autres usages**³⁰ à la suite de la diminution des coûts de rachat de la chaleur pour les autres usages en période estivale prévue dans le cadre de l'avenant n°1 à la convention de vente de chaleur décrits ci-dessus.

L'avenant N°3 n'a pas d'effet rétroactif et doit prendre effet le premier jour du mois qui suit la date de notification, soit le 1^{er} mars 2020.

L'avenant N°4 adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 a porté sur : le respect des principes de la République, ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.

³⁰ Le tarif R1 Autres usages s'élève ainsi à 8,06 € HT/MWh d'énergie calorifique entre le 1^{er} mai et le 31 octobre, et à 19,50 € HT/MWh le reste du temps.

Annexe 2 : Liste des documents transmis par le délégataire

Le rapport annuel

- La balance générale
- Le compte d'exploitation
- Le grand-livre
- La liasse fiscale
- L'état des immobilisations
- Une base de données des ventes de chaleur
- Un fichier de suivi des droits de raccordement
- Un fichier de suivi des indices
- Des factures

Annexe 3 : Lexique

Abonné : désigne, pour un Poste de Livraison de chaleur, la personne physique ou morale ayant souscrit une police d'abonnement au service public de production et distribution de chaleur.

Autres usages : correspond à des ventes de chaleur pour production de froid par absorption.

Branchement : ouvrage par lequel le Poste de Livraison d'un Abonné est raccordé à une canalisation de distribution publique.

Degré jour unifié (DJU) : il s'agit de la différence entre la température extérieure et une température de référence (généralement 18°) qui permet de réaliser des estimations de consommations d'énergie thermique pour maintenir un bâtiment confortable en proportion de la rigueur de l'hiver ou de la chaleur de l'été.

Gros Entretien et Grandes Visites : planification de travaux ponctuels en principe dès l'acquisition ou la construction du bien à l'issue d'une période définie sur plusieurs années, et qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien sans prolonger leur durée de vie au-delà de celle prévue initialement. Ces dépenses revêtent le caractère de charges d'exploitation.

Poste de Livraison : ouvrage du circuit primaire (tuyauterie de liaison intérieure, compteurs, régulation primaire, échangeur...), situé dans la propriété de l'Abonné en amont des brides ou vannes d'isolement des circuits secondaires Abonnés.

Renouvellement : désigne des dépenses qui ont le caractère d'immobilisation, notamment remplacements à l'identique ou à l'équivalent d'ouvrages ou de composants, dans le cadre de l'exploitation ayant pour objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station : comprend un échangeur qui permet le transfert de la chaleur transportée par le réseau primaire (canalisations qui relient la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer) au réseau secondaire (canalisations du bâtiment).

Tarifs :

- Terme R : facturation de l'énergie aux Abonnés

$R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$

- Terme R1 : facturation de la consommation

Elément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

- Terme R2 : facturation de l'abonnement

Le terme R2 est un élément fixe, réparti entre les Abonnés selon la puissance souscrite, représentant la somme des coûts annuels suivants :

- R21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).
- R22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.
- R23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.
- R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.
- R25 : impact du montant des subventions obtenues.

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le délégataire a envoyé son compte rendu annuel technique et financier le 21 avril 2022, comme convenu, les contrôles ont démarré mi-juin. Ils se sont déroulés jusqu'à fin août. Il est à souligner que ce dossier a été instruit tardivement par BM et que la période de congés annuels a interféré dans le déroulé des contrôles. L'instruction s'est correctement déroulée et le délégataire a été très réactif.

Le contexte de l'année

Le premier semestre 2021 a été consacré à la passation de l'avenant 1 ne permettant pas de dégager le temps nécessaire au suivi des opérations courantes.

L'équipe « technique » de BM a été reconstituée au 1^{er} juin 2022 pour reprendre le suivi du dossier, sans tuilage, c'est dans ce cadre que les contrôles financiers ont pu se dérouler. L'appui du délégataire, équipe stable, a été précieux pour mettre l'équipe BM à niveau.

Informations financières

La présente analyse financière de la société Plaine de Garonne énergies (PGE), délégataire de service public pour la production et la distribution de chaleur sur la plaine rive droite de Bordeaux, est basée sur :

- Les comptes annuels comparés au plan d'affaires de l'avenant 1.
- L'ensemble des documents techniques et financiers prévus contractuellement,
- Les contrôles sur pièces effectués par le délégant,
- Les échanges permettant la compréhension du dossier.

Versions provisoires :

Compte-rendu annuel délégataire V2 qui est en cours de finalisation.

Liasse fiscale et annexe des comptes sociaux dans l'attente de la validation par l'assemblée générale.

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Compte rendu annuel	21/04/2022 X			Après une première version commentée par BM une V2 a été fournie en septembre
Maquette Excel réunissant les points de contrôle	21/04/2022 X			Tous les documents ont été fournis et explications apportées
Comptabilisation des immobilisations ET Inventaire comptable			X	Atelier à mettre en place afin de valider les comptes à utiliser et retracer un inventaire des immobilisations

Sur la tenue des inventaires et la comptabilisation des biens de retour, BM proposera des ateliers de cadrage.

La puissance souscrite est également bien en deçà des prévisions bien que l'avenant 1 ait prévu de recaler le décalage temporel des projets urbains desservis. Ce décrochage au plan d'affaires avenant 1 s'explique par :

- les retards plus importants qu'annoncés par les aménageurs sur les projets neufs en l'absence de communication par ces derniers de la réalité terrain ;
- par des annulations voire des décalages sur les projets existants à l'initiative des collectivités (région, département, métropole et ville de bordeaux), faute d'être opérationnels pour capter la chaleur du réseau.

En 2021, un rebond des produits d'exploitation (2,5 M€) qui ne permet pas de rattraper l'écart au prévisionnel cumulé (-3,4 M€)

En K€	Réal					Prévisionnel					ECART	
	2018	2019	2020	2021	CUMUL	2018	2019	2020	2021	CUMUL	2021	CUMUL
consommation (R1)	3,51	36,12	349,54	1 426,59	1 815,76	709,47	1 447,48	592,26	575,23	3 324,44	851,36	-1 508,68
puissance souscrite (R2)	1,48	8,00	24,38	176,56	210,42	216,66	223,69	1 369,93	904,92	2 715,20	-728,36	-2 504,78
	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0,00	0,00
autres produits	0,00	0,00	150,06	0,56	150,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	150,61
droits de raccordement	0,00	0,00	0,00	59,30	59,30	53,65	106,56	144,30	57,87	362,38	1,43	-303,08
recettes de cogénération	0,00	0,00	38,15	822,35	860,49	0,00	0,00	0,00	80,00	80,00	742,35	780,49
subventions d'exploitation	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL Produits d'exploitation	4,99	44,13	562,12	2 485,35	3 096,59	979,78	1 777,73	2 106,49	1 618,02	6 482,02	867,33	-3 385,43
<i>source Compte rendu annuel délégataire</i>												

Les produits d'exploitation réalisés s'inscrivent dans une courbe ascendante marquant un décollage de l'activité. Toutefois, bien que l'exercice 2021 (2,5 M€) ait été meilleur que la prévision (1,6 M€), au cumul c'est bien un retard qui est constaté de 3,4M€.

La lecture des produits d'exploitation montre des résultats à fin 2021 plus favorables que la prévision. Les facteurs explicatifs sont :

- l'effet volume (géothermie / gaz) vu au paragraphe ci-dessus, du fait d'une facturation de la molécule de gaz à des prix historiquement hauts ;
- les ventes d'électricité de la cogénération.

En effet, le contrat de cogénération entre Sethelec et PGE prévoit une prime fixe et une prime proportionnelle. La première est conséquente et est assurée que la cogénération tourne ou non. S'agissant d'un fonctionnement en mode dispatchable (sur appel de EDF) les jours (22) d'appel au cours de l'hiver 2021 ont été exceptionnellement plus importants et donc plus rémunérateurs.

En revanche, en cumulé depuis 2018 c'est une situation défavorable au plan d'affaires qui s'inscrit pour toutes les raisons évoquées ci-avant (retard aménageurs, retard mise en service géothermie, ...).

Des charges réelles supérieures à la prévision en raison du sinistre sur forage... qui passent sous la prévision en cumul du fait de mise en service tardive de la géothermie

En K€	Réel					Prévisionnel					ECART	
	2017-2018	2019	2020	2021	CUMUL	2018	2019	2020	2021	CUMUL	2021	CUMUL
Énergies primaires	16,64	51,78	299,60	2 389,08	2 757,11	996,72	1 292,36	408,99	386,43	3 084,49	2 002,65	-327,38
dont géothermie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	337,13	327,56	664,69	-327,56	-664,69
dont biométhane	0,00	42,25	283,02	1 975,32	2 300,60	405,14	1 269,78	68,61	56,20	1 799,72	1 919,12	500,87
achats	0,09	9,30	18,21	160,75	188,34	28,27	35,49	34,65	23,41	121,82	137,34	66,52
dont électricité	0,00	0,00	0,00	106,10	106,10	19,34	25,33	23,56	14,42	82,64	91,68	23,46
services extérieurs	20,67	71,01	249,62	3 391,71	3 733,01	296,73	67,30	165,86	164,72	694,60	3 226,99	3 038,40
dont sous traitance	0,00	1,80	22,65	3 327,41	3 351,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3 327,41	3 351,86
dont location mobilière	20,67	68,79	74,02	39,32	202,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	39,32	202,80
autres services extérieurs	70,26	64,84	61,25	318,19	514,54	84,49	169,35	164,72	115,50	534,06	202,70	-19,52
dont mise à dispo personnel	0,00	0,00	0,00	142,71	142,71	12,00	45,00	19,00	0,00	76,00	142,71	66,71
dont frais de siège	54,00	54,08	54,00	161,55	323,63	63,69	115,55	136,92	105,17	421,33	56,38	-97,70
impôts et taxes	0,16	0,00	0,26	1,89	2,31	1,82	27,99	68,21	57,19	155,21	-55,30	-152,90
Charges de personnel						35,73	63,64	117,91	90,75	308,03	-90,75	-308,03
Charges d'exploitation	107,82	196,92	628,93	6 261,63	7 195,30	1 443,76	1 656,12	960,34	838,00	4 898,22	5 423,62	2 297,08
redevances à la collectivité	89,66	70,69	108,43	35,80	304,58	70,83	96,68	102,03	67,65	337,18	-31,85	-32,60
Dotations aux amortissements	0,00	0,00	0,00	832,32	832,32	0,00	591,22	1 220,24	1 620,10	3 431,55	-787,78	-2 599,24
TOTAL charges	197,48	267,62	737,36	7 129,74	8 332,20	1 514,59	2 344,02	2 282,60	2 525,75	8 666,96	4 604,00	-334,76
<i>source Compte rendu annuel délégataire</i>												

L'analyse des charges sur l'exercice 2021 montre une tendance haussière comparativement au prévisionnel. Si le prix du gaz à la hausse a été favorable lors de la facturation aux abonnés en lieu et place de l'électricité nécessaire au fonctionnement de la géothermie, la molécule de gaz très onéreuse impacte aussi les charges (besoin d'acheter du gaz pour le fonctionnement des chaudières) de 1,9 M€ poste énergies primaires.

Les services extérieurs qui se composent principalement de la sous traitance et des locations de chaudières dépassent les prévisions de 3,2 M€. L'incident survenu sur les puits lors du forage est comptabilisé dans ce poste pour 3,3 M€.

Pour mémoire : En 2020, c'est en immobilisations que le sinistre avait été enregistré via la production immobilisée, ce qui a fait l'objet d'un reclassement en 2021 en charges. Pour contrebalancer cette charge, le produit du remboursement partiel de l'assurance a été constaté en transfert de charge pour 2,1 M€. Ainsi c'est une charge nette de 1,16 M€ qui en résulte au compte de résultat.

L'économie de 90 K€ sur le personnel (effectif propre à PGE) est faussement affichée car il s'agit finalement de mise à disposition pour 143 K€ dans le poste autres services extérieurs.

Les dotations aux amortissements pour l'exercice 2021 sont ici inférieures de moitié à la prévision (-0,8 M€) puisque les immobilisations ne sont pas encore toutes mises en service du fait du retard de la mise en service de la géothermie.

En conclusion, les charges réelles 2021 dépassent largement la prévision en raison du sinistre sur puits pour 3 M€ et de la hausse des énergies pour 2 M€, hausse de 5 M€ amoindrie par le retard d'amortissement de 0,8 M€.

L'analyse en cumulé des charges (8,3 M€) depuis le début de l'activité donne une image de moindres dépenses au regard du prévisionnel (8,6 M€). Tous les bâtiments prévus d'être raccordés ne le sont pas du fait du retard d'émergence des projets urbains et du fait du retard de mise en service de la géothermie. Les postes énergie primaire et dotations aux amortissements glissent sous la prévision pour respectivement -0,3 M€ et -2,6 M€. Le sinistre constaté en 2021 vient également grever le cumul pour 3,3 M€.

Réserve :

Un écart au contrat (article 76) est à noter sur la charge de frais de siège car un plafonnement à 6,5% du chiffre d'affaires, soit pour 2021 108 K€ maximum, est prévu. Par ailleurs, la convention d'assistance signée entre PGE et Engie prévoit un maximum de 54 K€ par an. La charge a été reportée au compte de résultat pour 162 K€. C'est sur le prochain exercice que la régularisation interviendra pour mise en conformité.

L'absence de rentabilité de l'activité, en phase de décollage, induit un résultat net très déficitaire à hauteur de 9,8 M€ creusé par la charge d'exploitation (6,9 M€) pour dépréciation des actifs

	REEL				
En K Euros	2018	2019	2020	2021	CUMULÉ
Total produits d'exploitation	4,99	44,13	562,12	2 485,35	3 096,59
Charges d'exploitation :	101,63	196,92	628,93	6 261,63	7 195,30
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	-96,64	-152,79	-66,81	-3 776,28	-4 098,71
<i>Frais de siège</i>	<i>54,00</i>	<i>54,08</i>	<i>54,00</i>	<i>161,55</i>	<i>323,63</i>
<i>Charges de GER</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
EBE Retraité (hors frais de siège et GER)	-42,64	-98,71	-12,81	-3 614,73	-3 775,08
- Redevances	59,61	70,23	108,43	35,80	304,11
<i>Occupation domaine public</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>
<i>Frais de contrôle</i>	<i>31,25</i>	<i>32,08</i>	<i>70,23</i>	<i>2,60</i>	<i>166,21</i>
<i>Mise à disposition</i>	<i>28,36</i>	<i>38,15</i>	<i>38,20</i>	<i>33,19</i>	<i>137,90</i>
- Autres charges d'exploitation	0,00	0,47	0,00	0,00	0,47
Dotations aux amortissements	0,00	0,00	0,00	832,32	832,32
Reprises de provisions GER	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transfert de charges Rbt sinistre	0,00	0,00	0,00	2 109,69	2 109,69
Autres produits	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
Résultat d'exploitation	-156,25	-223,48	-175,24	-2 534,71	-3 125,92
Produits financiers	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Charges financières	0,00	64,64	400,25	608	1 073,17
<i>Résultat financier</i>	<i>0,00</i>	<i>-64,64</i>	<i>-400,25</i>	<i>-608</i>	<i>-1 073,17</i>
Résultat courant avant impôt	-156,26	-288,13	-575,48	-3 142,98	-4 199,09
Produits exceptionnels	0,00	0,00	0,00	307	307,47
Charges exceptionnelles	0,00	0,00	0,00	6 979	6 979,16
<i>Résultat exceptionnel</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>0,00</i>	<i>-6 672</i>	<i>-6 671,69</i>
Impôts sur les sociétés	0,00	43,91	0,00	0,00	43,91
Résultat net	-156,26	-332,04	-575,48	-9 814,67	-10 914,69

source Compte rendu annuel délégataire

Les produits d'exploitation bien qu'en hausse sur l'exercice sont nettement inférieurs aux charges d'exploitation. Comme vu précédemment, les charges sont très élevées en 2021 du fait de la prise en compte du sinistre (3,2 M€) lié au forage et du fait de la hausse des tarifs du gaz qui pèse dans les achats d'énergies primaires (1,9 M€) puisque la géothermie n'est pas encore en service.

Ainsi l'excédent brut d'exploitation (EBE) est négatif à hauteur de 3,8 M€ car le réseau est en phase de développement.

Le résultat d'exploitation affiche une perte de 2,5 M€ bien que le remboursement partiel du sinistre (2,1 M€) ait été pris en compte.

Enfin, le résultat net affiche une perte de 9,8 M€ prenant en compte la dépréciation de l'actif immobilisé en charges exceptionnelles (6,9 M€).

Aucune analyse de ratio n'a de sens tant que la vitesse de croisière n'est pas atteinte.

La clause particulière au contrat prévoyant un partage des gains de productivité basé sur l'excédent brut d'exploitation

L'article 77 du contrat de délégation prévoit les modalités financières de partage des gains de productivité dans le cas où le délégataire obtiendrait de meilleurs Excédents bruts d'exploitation (EBE) que ceux prévus dans les comptes d'exploitation prévisionnels, et que l'EBE réel soit positif. Cet indicateur mesure la performance économique dégagée par l'exploitation avant prise en compte de la politique d'investissement et de financement.

L'EBE visé dans le contrat est l'EBE retraité des frais de siège et des charges de Gros entretien et renouvellement (GER).

Pour l'exercice 2021, l'EBE retraité est négatif (-3,6 M€) : la clause de partage des gains de productivité n'a pas été activée et aucune comparaison à l'EBE prévisionnel n'est faite.

Le bilan, dont la rentabilité des actifs et des capitaux propres est mise à mal, traduit les retards des aménagements face aux investissements réalisés

		BILAN REEL				BILAN PREVISIONNEL
source liasse fiscale		2018	2019	2020	2021	2021
en K Euros						
ACTIF	Immobilisations brutes	8 179	23 699	40 968	50 981	57 177
	<i>dont immo en cours</i>	8	24	41	29 344	0
	Amortissements cumulés	0	0	0	832	1 387
	provision pour dépréciation	0	0	0	6 979	0
	Immobilisations nettes	8 179	23 699	40 968	43 170	55 790
	Stocks	0	0	0	0	0
	Créances (dont créances clients)	1 508	2 110	1 964	5 204	152
	Charges constatées d'avance	0	208	259	265	0
	Trésorerie	61	310	89	157	0
	Total Actif	9 748	26 327	43 281	48 796	55 942
PASSIF	Capital social	13	13	8 913	8 913	8 913
	Report à nouveau	-36	-192	-525	-1 100	-1 100
	Résultat de l'exercice	-156	-332	-575	-9 815	-1 597
	Autres capitaux propres	0	0	0	0	0
	<i>Subventions (brutes)</i>	0	0	0	7 994	19 248
	<i>Subventions (amortissement)</i>	0	0	0	307	111
	Subventions (nettes)	0	0	0	7 687	19 137
	Capitaux propres	-179	-512	7 813	5 685	25 353
	PCA (= Droits de raccordements)	0	637	976	2 271	2 819
	Provisions (y compris GER)	0	0	0	0	44
	Autres provisions (caducité)	0	0	0	0	188
	Apports en comptes courants	8 412	24 375	18 771	23 874	0
	Dettes financières long terme	0	0	13 234	12 779	12 723
	Dettes Fournisseurs et autres	1 515	1 653	2 412	3 975	91
	Dettes fiscales et sociales (IS)	1	174	76	212	4
Trésorerie court terme					14 720	
Total Passif	9 748	26 327	43 281	48 796	55 942	
rentabilité des actifs (ROA)						
Rnet/ Total actifs		-2%	-1%	-1%	-23%	
rentabilité des Kx Pr (ROE)						
RNet / Kx Pr		87%	65%	-7%	-173%	

Le résultat de l'exercice (-9,8 M€) pèse sur l'équilibre du bilan.

Les principales évolutions portent sur les immobilisations. Ce sont 51 M€ qui ont été investis dont 29 M€ d'immobilisation en cours et une dépréciation de presque 7M€.

Focus sur les investissements :

En K Euros	REEL		PREVISIONNEL		ECARTS		Ecart cumulés	
	2021	TOTAL	2021	TOTAL	2021		2021	
Nature des ouvrages et équipements					Δ€	Δ%	Δ€	Δ%
Doublent géothermique (2 forages au Jurassique)								
1- Sous-total doublent géothermique	644,85	13 282,12	1 661,23	15 615,03	-1 016,38	-61%	-2 332,91	-15%
Centrale géothermique								
2- Sous-total centrale géothermique	767,78	4 503,23	1 234,61	4 035,88	-466,83	-38%	467,35	12%
Chaufferie gaz d'appoint/secours								
3- Sous-total chaufferie gaz d'appoint/secours	1 296,70	4 790,92	1 336,30	4 000,56	-39,59	-3%	790,36	20%
Réseau et sous-stations								
4- Sous-total réseau et sous-stations	7 270,90	19 295,68	11 518,16	21 766,45	-4 247,26	-37%	-2 470,78	-11%
Etudes, maîtrise d'œuvre (y compris contrôle technique), assurance et divers								
5- Etudes, maîtrise d'œuvre (y compris contrôle technique), assurance et divers	32,91	9 108,86	458,61	4 049,25	-425,70	-93%	5 059,61	125%
TOTAL INVESTISSEMENT	10 013,15	50 980,80	16 208,91	49 467,17	-6 195,77	-38%	1 513,63	3%

Les investissements attendus au plan à fin 2021 sont établis à hauteur de 49,6 M€. Le « sur investissement » est donc de l'ordre de 1,5 M€. Ce surcroît s'explique selon le délégataire par :

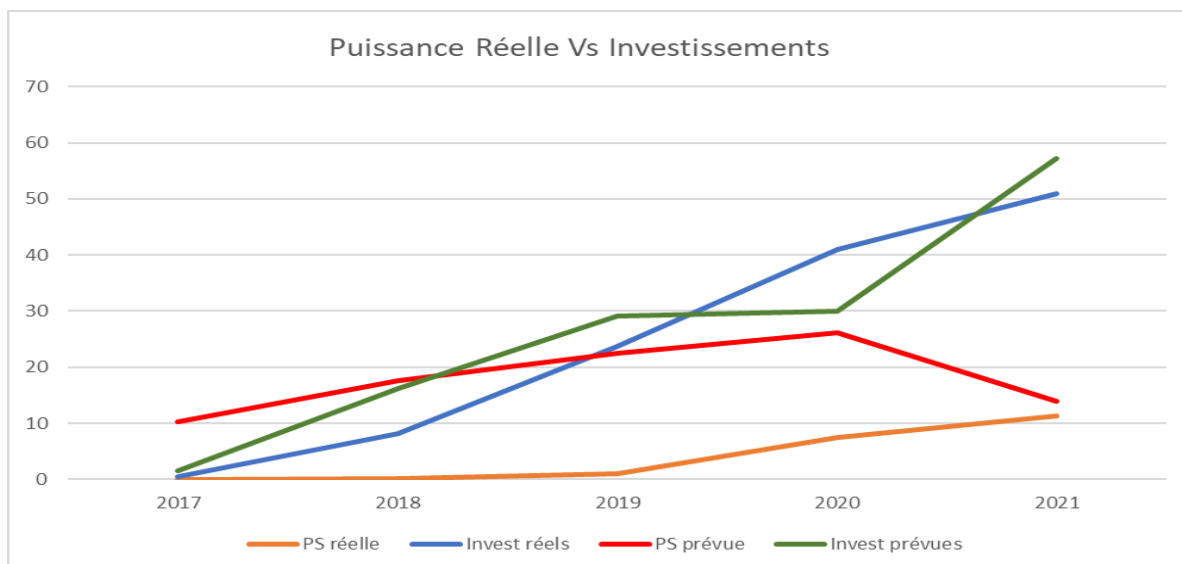
- Des coûts de réalisation sur le réseau plus élevé que lors de la consultation en 2017,
- Des investissements supplémentaires réalisés sur la géothermie (filtration pour sécuriser le puits).

En revanche, sur la seule année 2021 le retard d'investissement au plan d'affaires est de 6,2 M€. Les principales raisons sont :

- Le décalage des aménagements sur la ZAC d'où un effet volume d'investissement moindre,
- Le retard de la mise en service des travaux sur la centrale de géothermie et des pompes à chaleur, décalés sur 2022.

La trésorerie est à l'actif grâce aux apports de trésorerie effectués par le groupe dans le cadre de la convention de trésorerie court terme (encore appelé ligne de trésorerie). De ce fait, elle ne représente pas plus de 10 jours de couverture des charges d'exploitation puisque c'est une gestion centralisée (cash pooling) qui se veut « optimisée » par le groupe.

Les ratios de rentabilité des actifs (Résultat net / total actif) et de rentabilité des capitaux propres (Résultat net / capitaux propres) sont négatifs. Ces ratios à ce jour négatifs sont normaux puisque dans le projet la courbe des investissements croît plus vite que les raccordements et la puissance souscrite. A l'avenant 1, à ce stade du développement il était attendu 14 GW de PS pour 57 M€ d'investissements. Au réel, c'est 11 GW de PS pour 51 M€ d'investissements, comme l'illustre le graphique ci-dessous.



PERSPECTIVES

L'avenant 1 conclu au cours de l'exercice 2021 a permis de recalculer (à la baisse) le rythme des puissances souscrites sur le rythme probable, communiqué par les aménageurs. Ce nouveau plan d'affaires permet de tenir compte des décalages temporels. Malgré les efforts du délégataire pour mettre en service la géothermie à fin 2021, le planning et les coûts ont dérapé en raison d'aléas terrain (sable). Les investissements demeurent conséquents face aux puissances souscrites. Cependant, le plan d'affaires recalculé suit la même tendance que le plan initial, à savoir une date pivot de rentabilité en 2025 lorsque les investissements seront en partie couverts par la subvention et que les puissances seront souscrites au moins à 75%.

Ainsi la géothermie est mise en service en mars 2022 permettant de délivrer la chaleur selon la tarification de la phase 3. Le délégataire s'est prémuni contre la hausse des énergies gaz et électrique jusqu'à fin 2022. Le risque est probable de ne pas contenir les coûts au-delà. Pour ce qui est du prix des énergies refacturées aux abonnés, le contrat a fixé le tarif annuel et le rattrapage s'effectue sur la facture de l'année suivante. C'est donc avec une année de décalage que ces derniers subiront les hausses énergétiques. Toutefois, le contrat prévoit (article 91) une clause de « market testing » qui plafonne le différentiel de prix de l'énergie à 5%. Quant au retard des aménageurs, il risque de s'aggraver puisque les promoteurs retardent voire annulent les projets du fait de coûts trop élevés du mètre carré.

Annexe 1 : Fiche d'identité synthétique

Contrat sur la production et la distribution de chaleur

Titulaire :	Société dédiée Plaine de Garonne Énergies (PGE)	
Statut :	SAS au capital de 8 913 K€ détenu par Engie énergie Services à 67% et Storengy à 33%	
Président :	M. Albert Perez	
Directeur général délégué :	Aucun – délégation de signature octroyée à M. Patrick Lalanne (directeur régional des opérations)	
Objet DSP :	Conception, financement et exploitation d'un réseau de chaleur reposant sur la géothermie et commercialisation de la chaleur	
Périmètre géographique et fonctionnel :	Service public de production, de transport et de distribution d'énergie calorifique (l'option froid n'a pas été levée dans le délai d'un an) Rive Droite – Projet urbain Brazza, Bastide Niel, Thiers Benauges et Garonne-Eiffel	
Durée :	Du 09/01/2017 au 09/01/2047 (30 ans)	
Particularité financière / point de vigilance de l'exercice 2021	- Provision pour dépréciation d'actif à la suite d'un test de dépréciation (impairment test) ³¹ réalisé par les commissaires aux comptes - veille particulière sur la prise en compte de l'évolution du prix de l'énergie dans la révision du prix à l'abonné	
Equilibre économique	31% Recettes de vente de raccordement et de fourniture d'énergie ; 37% subvention des financeurs ADEME et FEDER pour le développement du réseau ; 32% financement groupe par apport en capital social et prêt	
Principaux indicateurs financiers	Montant moyen sur la période 2018-2021	
Produits d'exploitation	774 K€	
Charges d'exploitation	1 800 K€	
Excédent brut d'exploitation	- 1 025 K€	
Résultat Net	- 2 729 K€	
Données physiques du réseau	2021	2035
Investissement en M € HT	50,9	68,7
Sous stations raccordées	50	398
GWh vendus	17,4	130
MW souscrits (puissance)	12,4	88
longueur réseau (en km) posé/ mis en service	23,2 / 16,2	40

³¹ Ce test permet en effet de procéder à une **évaluation des biens et de valider la cohérence** entre la valeur nette comptable des actifs et la valeur recouvrable ou valeur de marché. C'est notamment essentiel pour une bonne évaluation de la valeur d'une entreprise.

Annexe 2 : Les éléments permanents du contrat

Le Contrat

Qualification et durée société dédiée

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération en date du 16 décembre 2016, de désigner le groupement composé de Engie énergie services - Engie Cofely, d'une part, et de Storengy, d'autre part, toutes deux filiales d'Engie³², délégataire de service public. Ce contrat notifié le 09 janvier 2017 pour une durée de 30 ans a pris effet à cette même date.

Société dédiée

Le groupement attributaire du contrat, qui demeure garant solidaire, a créé la société dédiée « SAS Plaine de Garonne énergies » (PGE) au capital de 13 000 euros. La répartition capitalistique est de 67% pour Engie énergie services - Engie Cofely, d'une part, et de 33% pour Storengy, d'autre part.

Objet et missions confiées

L'objet de la délégation porte sur la réalisation et l'exploitation du service public de production, de transport et de distribution de chaleur et d'eau chaude. La livraison de chaud s'entend jusqu'aux sous-stations des abonnés situées en pied d'immeubles.

Concernant le froid, Bordeaux Métropole n'a pas levé l'option. Le froid n'était envisagé que dans le quartier Deschamps de la Zone d'aménagement concertée (ZAC) Garonne Eiffel.

L'article 62.1 du contrat précisait que : *la réalisation du réseau de froid constitue une option que l'Autorité Délégante se réserve la faculté de lever au plus tard dans un délai maximal d'un (1) an à compter de la notification du Contrat. La non levée de l'option ne donne droit à aucune indemnisation au bénéfice du Délégataire.*

Le délégataire est chargé en outre de réaliser l'ensemble des ouvrages et équipements nécessaires à la production, au transport et à la distribution d'énergie calorifique, d'assurer la continuité du service, d'exploiter l'ensemble des biens délégués. Le contrat est donc entièrement conclu à ses risques et périls.

Ce qui était prévu initialement :

Le contrat prévoyait prioritairement l'utilisation du réservoir géothermique du jurassique (à environ 1700 m) où l'eau est à environ 70°C, plutôt que celui du cénomanien (800 m) où l'eau est à environ 45°C. De plus, ce forage profond offre des performances environnementales améliorées, en particulier grâce au taux d'énergie renouvelable élevé qui réduit d'autant le recours aux énergies fossiles et à l'électricité.

Toutefois, le réservoir du jurassique n'ayant jamais été exploré en Gironde, la disponibilité de la ressource en eau chaude n'était pas certaine et il existait un réel risque d'échec de cette solution. C'est la raison pour laquelle une solution de repli au cénomanien en cas d'échec au jurassique a été contractualisée. L'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) et le fonds de garantie par la Société auxiliaire de financement (SAF-Environnement) couvrent le risque financier de cet échec à hauteur de 90% afin de favoriser la recherche de ressources énergétiques nouvelles.

³² Le groupe Engie est né de la fusion de Suez et de Gaz de France en 2008.

Ce qui a été réalisé :

Courant 2019, les autorisations relatives aux forages de prélèvement et de réinjection et à leurs différents essais ont été obtenues, les forages ont pu démarrer. Mais le forage de production à 1700 m a été un échec, le débit de l'eau étant mille fois moins important que le niveau attendu. Le repli au crétacé a été mis en œuvre au cours de la fin d'année 2019. Les deux puits (production et réinjection) ont été finalement terminés respectivement en janvier et avril 2020.

Le raccordement de 33 sous stations par la chaufferie centrale au gaz a pu être effectué à l'automne 2020. En attendant que la chaufferie principale soit reliée aux puits géothermiques, les abonnés ont été alimentés par des chaudières provisoires gaz fonctionnant au biométhane.

Périmètre de la délégation

Le périmètre géographique de la délégation est composé des territoires situés entre la Garonne et les pieds de coteaux (plaine rive droite) sur les communes de Bordeaux, Cenon, Floirac et Lormont et plus précisément sur les secteurs Brazza, Bastide-Niel et Garonne-Eiffel.

Il est prévu que le réseau de chauffage soit alimenté par la chaleur issue de forages géothermiques. Le forage de production est attenant à la chaufferie centrale sur une parcelle située derrière les grands moulins de Paris. Le contrat prévoyait différents emplacements pour réaliser le forage de réinjection. L'emplacement E7-2 (ex-usine Soferti) du projet d'aménagement Brazza a été choisi. Ce choix est consécutif à la non levée de l'option froid. En effet, la production de froid reposait sur l'utilisation de l'eau géothermale au niveau du puits de réinjection pour des besoins de climatisation à proximité immédiate ce qui n'était possible que dans le quartier Deschamps de la ZAC Garonne Eiffel.

Le raccordement au réseau de chaleur est obligatoire pour les projets neufs ainsi que pour les bâtiments existants faisant l'objet de rénovations importantes dans les zones de développement prioritaires, le réseau ayant été classé dès avril 2015.

Les avenants au contrat :

Avenant 1 signé le 21 juillet 2021 et notifié le 28 juillet au délégataire adopté par délibération N°2021-402 en date du 9 juillet 2021 portant sur :

- L'abandon du réseau de froid
- Le constat de l'échec de l'exploration au jurassique
- La prise en compte des évolutions du programme de travaux, des extensions du réseau dans le périmètre et réalisation de certains ouvrages
- L'évolution des projets urbains desservis, notamment leur décalage temporel
- La mise en cohérence de certaines clauses avec les autres contrats de délégation
- La substitution du délégataire par la filiale Plaine de Garonne Énergies (PGE)

Avenant 2 adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 portant sur :

- le respect des principes de la République ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.

L'économie générale du contrat

L'avenant 1 a mis fin au réseau de froid ainsi qu'à la solution de repli au crétacé. En conséquence, l'économie générale du contrat présentée ci-après correspond à ces modifications prises en compte dans le plan d'affaires annexé à cet avenant.

Les investissements cible

Le plan d'affaires (repli au créta ) prévoit des investissements pour la solution géothermie à hauteur de 68,7 M , répartis comme suit :

Réseaux et sous stations	30,1 M�
Doublet géothermique	14,6 M�
Chaufferie gaz appoint secours	6,6 M�
Centrale géothermique	7,4 M�
Assurance, aléas et divers	10,0 M�

Le financement de ces investissements :

Subventions	25,9 M�
Droits de raccordement	22,5 M�
Capital social	8,9 M�
Dette groupe	13,4 M�

La rémunération du délégataire repose sur une redevance perçue auprès des abonnés du réseau. La redevance est destinée à rémunérer les charges d'exploitation qu'il supporte.

Celle-ci est composée :

- Du coût des combustibles ou autres sources d'énergie (parts fixes, variables et taxes) nécessaires pour assurer le chauffage des locaux, la production d'eau chaude sanitaire (ECS), le réchauffage de l'eau, ou la climatisation des locaux ( l ment variable R1) ;
- Des coûts « fixes » supportés par le délégataire dans le cadre de l'exploitation du service au titre de la prestation de délivrance d'ECS et de chauffage , du fonctionnement, de la maintenance, du renouvellement, de l'amortissement ... ( l ment fixe R2 réparti entre les abonnés selon la puissance souscrite) ;
- Des droits de raccordement.

Annexe 3 : Lexique

Abonné : désigne, pour un Poste de Livraison de chaleur, la personne physique ou morale ayant souscrit une police d'abonnement au service public de production et distribution de chaleur.

Frais de raccordement : sont composés de coûts de raccordement (part des travaux de réalisation de poste de livraison et les couts de branchement au réseau de chaleur principal) et de droits de raccordement (financement des travaux de 1^{er} établissement et de développement du réseau).

Gros Entretien et Grandes Visites : planification de travaux ponctuels en principe dès l'acquisition ou la construction du bien à l'issue d'une période définie sur plusieurs années, et qui ont pour seul but de vérifier le bon état de fonctionnement des installations et d'y apporter un entretien sans prolonger leur durée de vie au-delà de celle prévue initialement. Ces dépenses revêtent le caractère de charges d'exploitation.

Poste de Livraison : ouvrage du circuit primaire (tuyauterie de liaison intérieure, compteurs, régulation primaire, échangeur...), situé dans la propriété de l'Abonné en amont des brides ou vannes d'isolement des circuits secondaires Abonnés.

Renouvellement : désigne des dépenses qui ont le caractère d'immobilisation, notamment remplacements à l'identique ou à l'équivalent d'ouvrages ou de composants, dans le cadre de l'exploitation ayant pour objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station : comprend un échangeur qui permet le transfert de la chaleur transportée par le réseau primaire (canalisations qui relie la chaufferie principale aux bâtiments à chauffer) au réseau secondaire (canalisations du bâtiment).

Tarifs :

Terme R : facturation de l'énergie aux Abonnés

$R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$

Terme R1 : facturation de la consommation

Elément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie réputés nécessaires, en quantité et en qualité, pour assurer la fourniture d'un MWh d'énergie calorifique destiné au chauffage des locaux, à la production d'eau chaude sanitaire ou au réchauffage d'eau.

Terme R2 : facturation de l'abonnement

Le terme R2 est un élément fixe, réparti entre les Abonnés selon la puissance souscrite, représentant la somme des coûts annuels suivants :

R21 : coût de l'énergie électrique utilisée mécaniquement pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie ainsi que l'éclairage des bâtiments (sauf les sous-stations).

R22 : coût des prestations de conduite, de petit entretien et de grosses réparation, frais administratifs (redevances, cotisation économique territoriale, impôts, frais divers...), nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations primaires.

R23 : coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.

R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.

R25 : impact du montant des subventions obtenues.

LES CONTRÔLES

Le contexte de l'année

La société dédiée Mérignac Centre Energies a été immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Bordeaux le 21 janvier 2021 en tant que SASU (Société par actions simplifiée unipersonnelle) au capital social de 100 K€. Ainsi, conformément au contrat, ladite société s'est substituée à Mixéner dans tous ses droits et obligations nés de l'exécution du Contrat avec Bordeaux Métropole.

Un avenant a été signé sur l'exercice, actant du transfert du contrat de concession à la société dédiée Mérignac Centre Energies.

Les différentes démarches entreprises sur l'exercice ont abouti notamment à :

- L'attribution du permis de construire ;
- L'accord de raccordement de la résidence Capeyron, du collège Gisèle Halimi et du stade nautique de Mérignac (polices d'abonnement signées fin 2021/début 2022) ;
- L'octroi d'une subvention de 4 400 K€ par l'Ademe.

Les informations financières

MERIGNAC CENTRE ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapport annuel du délégataire	X			
Comptes d'exploitation	X			
Grand-livre	X			
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	X			Certification sans réserve.

Les contrôles du délégant

MERIGNAC CENTRE ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			
Revue analytique du compte d'exploitation et du bilan	X			
Octroie de la subvention	X			
Redevances	X			
Frais de siège			X	Les frais de siège sont supérieurs à 5% du chiffre d'affaires, contrairement à ce qui est prévu au contrat (<i>en l'absence de chiffre d'affaires généré</i>).
Indexations	X			Indexation conforme au Contrat. Echanges en cours avec le délégataire afin de modifier l'indexation du gaz et ainsi de limiter la volatilité.

L'ANALYSE FINANCIÈRE DES COMPTES SOCIAUX

Le compte d'exploitation : en perte, le temps de la construction du réseau

En €	Réalisé	Prévisionnel	Var. €	Var. %
Chiffre d'affaires Total (R1 + R2)	-	-	-	
Total des produits d'exploitation	-	-	-	
Approvisionnements - R1	-	-	-	
Prestations - R22	69 227	43 244	25 984	60%
Petites fournitures, matériel et outillage	64	-	64	
Sous-traitance	766	-	766	
Primes d'assurances	5 746	-	5 746	
Redevance de gestion et de contrôle	20 734	20 000	734	4%
Frais de siège	35 191	-	35 191	
Autres services extérieurs (charges directes)	6 726	9 800	- 3 074	-31%
Impôts, taxes et versements assimilés	-	13 444	- 13 444	
Gros Entretien Grandes Visites - R23	-	-	-	
Dotations d'exploitation - R24	-	-	-	
Total des charges d'exploitation	69 227	43 244	25 984	60%
Excédent brut d'exploitation	- 69 227	- 43 244	- 25 984	60%
Résultat d'exploitation	- 69 227	- 43 244	- 25 984	60%
Résultat financier	82	-	82	
Résultat exceptionnel	-	-	-	
Résultat avant impôts	- 69 146	- 43 244	- 25 902	60%
Résultat net	- 69 146	- 43 244	- 25 902	60%

Etant dans une phase de démarches administratives et d'études, les **produits d'exploitation** sont nuls.

Les **charges d'exploitation** s'établissent à 69 K€ et se composent principalement de frais de siège et de redevances envers BM.

L'**excédent brut d'exploitation** (EBE) est négatif à hauteur de 69 K€.

Le **résultat financier** de 0,1 K€ correspond entièrement aux intérêts relatifs à la centralisation de trésorerie du Groupe BME (Bordeaux métropole énergies) ; Mérignac centre énergie étant une filiale du Groupe BME.

Le **résultat net** dégagé en 2021 correspond ainsi à une perte de -69 K€ vs une perte de -43 K€ au prévisionnel. En effet, certaines charges n'avaient pas été anticipées, telles que les frais de siège et les coûts des assurances ; la taxe foncière au contraire ne représente finalement pas une charge sur l'exercice, la remise de l'emprise foncière pour l'installation de la chaufferie ayant pris plus de temps que prévu.

Le bilan : octroi de 4,4 M€ de subventions

En €	Réel	Prévisionnel	Var. €	Var. %
Immobilisations corporelles en cours	171 913	1 567 866	-1 395 953	-89%
Total actif immobilisé	171 913	1 567 866	-1 395 953	-89%
Créances	3 548 884	0	3 548 884	
Trésorerie centralisée	753 562	63 154	690 408	1093%
Total actif circulant	4 302 446	63 154	4 239 292	6713%
TOTAL ACTIF	4 474 359	1 631 020	2 843 339	174%
Capital social	100 000	100 000	0	0%
Résultat de l'exercice	-69 146	-43 244	-25 902	60%
Subventions d'investissement nettes	4 400 000	0	4 400 000	
Capitaux propres	4 430 854	56 756	4 374 098	7707%
Dettes financières long terme	0	1 567 866	-1 567 866	-100%
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	0	6 398	-6 398	-100%
Autres dettes	43 505	0	43 505	
Passif circulant	43 505	1 574 263	-1 530 758	-97%
TOTAL PASSIF	4 474 359	1 631 020	2 843 340	174%

Au 31 décembre 2021, le bilan se compose essentiellement de :

- 4 400 K€ de subventions octroyées par l'Ademe dont un premier versement a été reçu de 880 K€, le reste à recevoir de 3 520 K€ figure dans les créances ;
- 172 K€ d'immobilisations en cours correspondant à desancements d'études. Les immobilisations sont bien moindres qu'anticipées (-1 395 K€), la construction de la chaufferie biomasse ayant pris du retard.

La trésorerie : premier financement obtenu

	Exercice 2021
RÉSULTAT NET	-69 146
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT	-69 146
Variation des créances clients	-24 022
Variation des dettes fournisseurs	43 505
Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation	19 482
Variation du besoin en fonds de roulement hors exploitation	-4 862
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	14 620
FLUX NET DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉ PAR L'ACTIVITÉ	-54 525
Acquisitions d'immobilisations	-171 913
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	-171 913
Variation du capital	100 000
Subventions d'investissement reçues	880 000
FLUX NET DE TRÉSORERIE LIÉ AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	980 000
VARIATION DE TRÉSORERIE	753 562
TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	0
TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	753 562

La trésorerie s'établit à 754 K€ au 31/12/2021. Cette trésorerie est générée principalement par du décalage entre la réception d'une partie de la subvention d'investissement octroyée et les dépenses engagées dans le cadre de la construction du réseau et de la chaufferie.

Les perspectives relatives à l'exercice en cours : commencement des travaux

L'année 2022 est essentiellement consacrée :

- aux études et travaux à réaliser sur la chaufferie, le réseau et les sous-stations ;
- à la mise en place de financements bancaires (emprunt souscrit en juin 2022 auprès du LCL pour 3,9 M€, sur 15 ans, avec un taux fixe de 1,2%) ;
- à la poursuite d'actions commerciales pour raccorder au réseau de chaleur différents prospects (résidences, infrastructures de la ville de Mérignac...).

Un 2^{ème} avenant a été signé en 2022, actant les obligations du Concessionnaire en matière de respect des principes de la République.

Par ailleurs, des discussions sont en cours avec le délégataire afin que le tarif R1³³ gaz ne soit plus indexé sur le PEG Quarter+1³⁴, c'est-à-dire sur la dernière valeur journalière trimestrielle de la molécule gaz, mais sur le PEG Month Ahead (PEG MA), c'est-à-dire sur la moyenne mensuelle de la molécule gaz. En effet, ceci éviterait une grande volatilité, pesant un risque important sur l'économie du contrat du délégataire d'une part et sur la facture de l'abonné d'autre part.

Annexe 1 : Rappel historique sur le contrat et les particularités

1- Le contrat initial

Bordeaux Métropole (BM) a décidé, par délibération en date du 25 septembre 2020, de désigner le groupement Mixéner délégataire de service public. Ce contrat a pris effet, à sa date de notification au délégataire, soit le 19 octobre 2020, et ce, pour une durée de 22 ans.

L'objet de la délégation porte sur l'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur par le Réseau situé sur la commune de Mérignac

L'ensemble du réseau sera alimenté en grande majorité à partir de la chaufferie biomasse qui est à construire.

2- Les évolutions du contrat

L'avenant N°1 signé le 7 avril 2021 a porté sur l'approbation de substituer (conformément aux dispositions de l'article 10 du contrat initial) au concessionnaire initial Mixéner, la société dédiée Mérignac Centre Energies créée le 21 janvier 2021, dans ses droits et obligations issus du contrat de concession portant délégation du service public du réseau de chaleur de Mérignac Centre.

L'avenant N°2 adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 a porté sur le respect des principes de la République, ayant notamment pour objectif le renforcement de la neutralité du service public et la lutte contre le séparatisme et les atteintes à la citoyenneté.

³³ La facturation R de l'énergie aux Abonnés est réalisée à travers la formule suivante : $R = R1 \times \text{Nombre de MWh consommés par l'Abonné} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné}$. Le terme R1 correspond à la facturation de la consommation (représentant le coût des combustibles). Le terme R2 correspond à la facturation de l'abonnement (représentant les coûts d'investissement et de fonctionnement).

³⁴ Point d'échange gaz est la zone de marché entre les fournisseurs de gaz naturel et le gestionnaire de réseau de transport du gaz, permettant de faire le lien entre l'offre et la demande de gaz.

Annexe 2 : Liste des documents financiers transmis par le délégataire

- Le rapport annuel
- La balance générale
- Le compte d'exploitation
- Le grand-livre
- La liasse fiscale
- Le courrier d'octroi de subvention de l'ADEME
- Des conventions avec le Groupe
- Des factures