



Rapport annuel d'activité 2023

Service public du réseau de chaleur urbain



Octobre 2024

DG TERE – ADG Acte

Direction Stratégie et Actions Energétiques

Service Réseaux de Chaleur Urbain

SOMMAIRE

1. INTRODUCTION	5
1.1. LES RESEAUX DE CHALEUR : GENERALITES	5
1.2. LES RESEAUX DE CHALEUR : QUELS ENJEUX	6
1.2.1. <i>Un engagement national et local</i>	6
1.2.2. <i>Des enjeux environnementaux, mais également économiques et sociaux</i>	7
1.2.3. <i>Le comité des abonnés</i>	8
1.3. PRESENTATION SYNTHETIQUE DES RESEAUX EXISTANTS OU NOTIFIES	9
1.4. INDICATEURS GLOBAUX	13
1.5. COMPARAISON TARIFAIRE RCU VERSUS ENERGIE CONVENTIONNELLE	14
1.6. LES RESEAUX CLASSES	15
2. HGE - HAUTS-DE-GARONNE ENERGIES (LORMONT/CENON/FLOIRAC)	18
2.1. LES FAITS MARQUANTS DE 2023	19
2.2. RAPPEL	20
2.3. BILAN 2023	20
2.3.1. <i>Synthèse contractuelle</i>	20
2.3.2. <i>Production de chaleur et mix énergétique</i>	21
2.3.3. <i>Données environnementales</i>	21
2.3.4. <i>Travaux</i>	22
2.3.5. <i>Prix de la chaleur</i>	22
2.3.6. <i>Distribution de chaleur et commercialisation</i>	24
2.3.7. <i>Qualité du service et relations abonnés</i>	25
2.3.8. <i>Bilan social</i>	26
2.4. ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2023	27
2.4.1. <i>Résumé de l'exercice 2023</i>	27
2.4.2. <i>Synthèse</i>	28
2.5. PERSPECTIVES	32
3. PGE - PLAINE GARONNE ENERGIES (BRAZZA/BASTIDE-NIEL/GARONNE EIFFEL/BENAUZE/FLOIRAC)	33
3.1. LES FAITS MARQUANTS DE 2023	33
3.2. RAPPEL	33
3.2.1. <i>Plan du réseau</i>	34
3.2.2. <i>Description du projet</i>	35
3.3. BILAN 2023	36
3.3.1. <i>Travaux de premier établissement</i>	36
3.3.2. <i>Commercialisation du réseau</i>	36
3.3.3. <i>Exploitation</i>	37
3.3.4. <i>Bilan social</i>	38
3.4. ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2023	38
3.4.1. <i>Résumé de l'exercice 2023</i>	38
3.4.2. <i>Synthèse</i>	38
3.5. PERSPECTIVES	41
4. BBE - BORDEAUX BEGLES ENERGIES (SAINT-JEAN BELCIER)	42
4.1. LES FAITS MARQUANTS DE 2023	43
4.2. RAPPEL	43
4.3. BILAN 2023	44
4.3.1. <i>Travaux de premier établissement</i>	44
4.3.2. <i>Commercialisation du réseau</i>	44
4.3.3. <i>Bilan énergétique du réseau</i>	44
4.3.4. <i>Indicateurs production de chaleur et mix énergétique</i>	45
4.3.5. <i>Bilan social</i>	46

4.4.	ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2023	46
4.4.1.	<i>Résumé de l'exercice 2023</i>	46
4.4.2.	<i>Synthèse</i>	46
4.5	PERSPECTIVES	49
5.	GPE - GRAND PARC ENERGIES (BORDEAUX)	51
5.1	LES FAITS MARQUANTS DE 2022 ET 2023	51
5.2	RAPPEL	51
5.2.1	<i>Caractéristiques du projet</i>	51
5.2.2	<i>Plan du réseau à terme</i>	52
5.3	BILAN 2023	53
5.3.1	<i>Résumé de l'exercice 2023</i>	53
5.3.2	<i>Bilan social</i>	53
5.4	ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2023	53
5.4.1	<i>Résumé de l'exercice 2023</i>	53
5.4.2	<i>Synthèse</i>	54
5.5	PERSPECTIVES	56
6	MCE - MERIGNAC CENTRE ENERGIES (MERIGNAC)	57
6.1	LES FAITS MARQUANTS DE 2023	57
6.2	RAPPEL	57
6.2.1	<i>Caractéristiques du projet</i>	58
6.2.2	<i>Plan du réseau</i>	59
6.3	BILAN 2023	60
6.3.1	<i>Résumé de l'exercice 2023</i>	60
6.3.2	<i>Bilan social</i>	61
6.4	ANALYSE ECONOMIQUE ET FINANCIERE DE L'EXERCICE 2023	62
6.4.1	<i>Résumé</i>	62
6.4.2	<i>Synthèse</i>	62
6.5	PERSPECTIVES	65
7	MKE - MERIADECK ENERGIES (BORDEAUX)	65
7.1	LES FAITS MARQUANTS DE 2023	65
7.2	CARACTERISTIQUES DU RESEAU	65
7.2.1	<i>Chiffres clefs du réseau</i>	65
7.2.2	<i>Le forage géothermique</i>	65
7.2.3	<i>Les sous-stations raccordées</i>	66
7.3	BILAN 2023	68
7.3.1	<i>Mix énergétique et contenu CO₂</i>	68
7.3.2	<i>Production et distribution de chaleur</i>	68
7.4	ANALYSE ECONOMIQUE DE L'EXERCICE 2023	68
7.5	PERSPECTIVES	68
8	HASTIGNAN (SAINT-MEDARD-EN-JALLES)	69
8.1	LES FAITS MARQUANTS DE 2023	69
8.2	RAPPEL	70
8.2.1	<i>Les équipements</i>	70
8.2.2	<i>L'organisation du service</i>	70
8.3	BILAN 2023	70
8.4	ANALYSE ECONOMIQUE DE L'EXERCICE 2023	71
8.5	PERSPECTIVES	71
9	PARC NEWTON (RESEAU PRIVE CLASSE)	71
10	SYNTHESE FINANCIERE DU BUDGET ANNEXE	72
11	ZOOM SUR LES PROJETS ET ETUDES EN COURS	73

11.1	RESEAU DE CHALEUR « METROPOLE SUD »	73
11.2	RESEAU DE CHALEUR BORDEAUX AEROPARC (MERIGNAC)	75
11.3	RESEAU DE CHALEUR LHE - LE HAILLAN ENERGIES	78
11.4	RESEAU DE CHALEUR DE EYSINES/BRUGES/LE BOUSCAT/BLANQUEFORT (E3B)	78
11.5	RESEAU DE CHALEUR VILLENAVE-D-ORNON/CHAMBERY	80
12	ANNEXES ECONOMIQUES ET FINANCIERES	81
12.1	HGE	81
12.2	BBE	92
12.3	PGE	107
12.4	MCE	121
12.5	GPE	132
12.6	ANNEXE – LEXIQUE	144
12.7	ANNEXE – CARTE DES RESEAUX DE CHALEUR EXISTANTS ET EN PROJET	145

1. INTRODUCTION

1.1. Les réseaux de chaleur : généralités

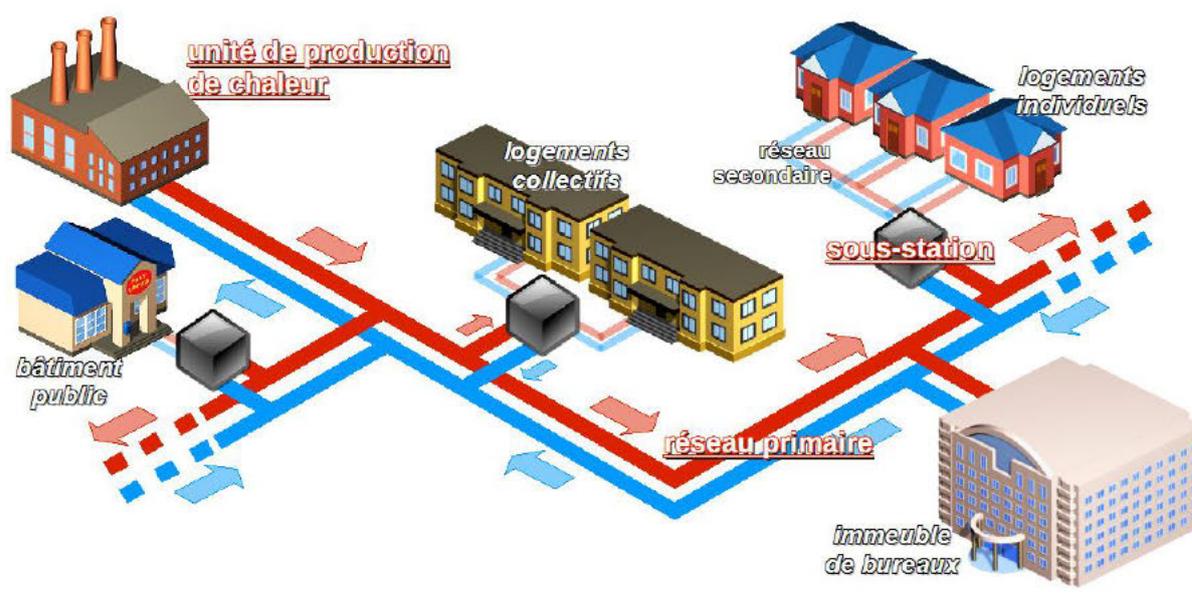
Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs bâtiments en chauffage et en eau chaude sanitaire. Il comprend :

- 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'usagers).

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

Soutenues par les pouvoirs publics, les infrastructures de réseaux de chaleur continuent leur progression en amont, le contexte inflationniste et le recul des mises en chantier de logements en aval ralentissent le développement.

Les gestionnaires de réseaux collectifs de chauffage et d'air conditionné sont en charge de l'exploitation de chaufferies, assurant la production et la commercialisation de chaleur et de froid à partir de multiples énergies (gaz naturel, biomasse, déchets ménagers principalement). La production, qui se concentre sur le chauffage (97% des volumes livrés en 2022), se destine principalement aux logements (53% des livraisons en volume en 2022) ainsi qu'aux bâtiments tertiaires (35%). En France, le parc d'unités en service s'est sensiblement accru depuis 2010 (de 450 en 2010 à 946 en 2022), si bien que le tissu d'exploitants est de plus en plus important (358 établissements d'au moins 1 salarié en 2022). Du fait de barrières à l'entrée capitalistiques (coût élevé de la maintenance notamment), l'activité est fortement concentrée entre les mains du duopole Dalkia / Engie. Ces deux poids lourds exploitaient les deux tiers du parc sur le territoire national en 2022, et ont généré ensemble une part équivalente à 80% des revenus des entreprises du secteur. Leurs principaux rivaux sont le géant Veolia ainsi que les ETI Idex et Coriance. (Source Xerfi 2024).

La loi Energie et Climat a été adoptée le 8 novembre 2019 pour répondre à l'urgence écologique et à l'urgence climatique. Elle fixe l'objectif de neutralité carbone en 2050 ce qui implique de diviser par 6 l'émission des gaz à effet de serre d'ici cette date. L'objectif de livraison de chaleur des réseaux est fixé à 39,5 TWh d'ici 2030 (Loi de transition énergétique pour la croissance verte - LTECV de 2015). Selon Localtis - Banque des territoires, dans un article publié le 9 novembre 2023, 30 TWh sont livrés par les réseaux de chaleurs en 2022 sur le territoire national.

La loi Energie et Climat comprend 4 axes principaux :

- La sortie progressive des énergies fossiles (réduction de 40%) et le développement des énergies renouvelables (faciliter l'aboutissement des projets photovoltaïques et géothermiques afin d'atteindre 33% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2030 ;
- La lutte contre les passoires thermiques ;
- L'instauration de nouveaux outils de pilotage, de gouvernance (création du Haut Conseil pour le Climat) et d'évaluation de la politique climatique avec notamment une loi de programmation quinquennale fixant les grands objectifs énergétiques ;
- La régulation du secteur de l'électricité et du gaz.

Dans le cadre de son Plan Climat Métropolitain (déclinaison à l'échelle de la métropole du schéma régional d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires) adopté le 30 septembre 2022, Bordeaux Métropole s'est engagée à répondre à cet objectif particulièrement ambitieux. En particulier, s'agissant des réseaux de chaleur, l'objectif est de les développer afin de fournir 670 GWh de chaleur en 2028 et 900 GWh en 2050, avec 80% d'énergies renouvelables et de récupération soit respectivement 540 GWh et 720 GWh d'EnR&R. En 2023, c'est 188 GWh (+25% comparé à l'année 2022) d'énergie livrée par les réseaux de chaleur métropolitains, soit 161 GWh représentant 86% d'ENR&R (le reste étant du gaz).

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 :

- Le réseau des Hauts de Garonne alimenté par une énergie de récupération et de la biomasse sur les communes de Lormont, Cenon et Floirac,
- Le réseau Bordeaux Bègles Energies (Saint-Jean Belcier) alimenté par une énergie de récupération,
- Le réseau Plaine de Garonne Energies alimenté par la géothermie et la biomasse sur les communes de Bordeaux, Cenon, Lormont et Floirac,
- Le réseau de Mériadeck alimenté par de la géothermie sur la commune de Bordeaux,
- Le réseau de Saint-Médard-en-Jalles alimenté par de la biomasse,
- Les projets en cours de réalisation sur Mérignac-centre (biomasse) et Bordeaux-Grand parc (géothermie et biomasse),
- Le projet de réseau de chaleur Métropole Sud sur 7 communes (Pessac, Talence, Gradignan, Mérignac, Villenave d'Ornon, Bègles et Bordeaux) dont l'appel d'offres a été publié en avril 2023 (déclaré sans suite), et une seconde fois en décembre 2023,
- Le projet de réseau de chaleur Aéroparc sur 3 communes (Mérignac, Le Haillan, St Médard en Jalles) dont la décision de faire a été validée en conseil métropolitain le 29/09/23,
- Le projet Eysines, Bruges, Blanquefort et Le Bouscat qui serait alimenté par une production principalement issue de la géothermie profonde. La quantité de chaleur livrée à terme serait de 36 GWh/an dont 89% d'ENR.
- Le projet Le Haillan (biomasse) dans une nouvelle version, plus recentrée sur la ville du Haillan, qui devrait satisfaire un besoin de 5 GWh de chaleur produite à plus de 85% par de l'EnR.

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 2023, les réseaux de chaleur de Hauts de Garonne Energies et de Bordeaux Bègles Energies ont obtenu le label « Ecoréseau + » récompensant pour la deuxième fois les réseaux les plus vertueux (notamment Taux d'ENR&R supérieur ou égal à 80%) et, le réseau de chaleur Mériadeck a reçu le label « Ecoréseau » pour la 10^{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 le 22 septembre 2021, 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. Le 29 septembre 2021 a eu lieu la troisième réunion du comité des abonnés dans sa formation plénière.

En 2022, le comité des abonnés a eu lieu en séance plénière le 28 septembre et dans sa formation restreinte pour les abonnés du réseau Hauts de Garonne Energies le 7 avril 2022.

En 2023, le comité des abonnés a eu lieu en séance plénière le 28 septembre et dans sa formation restreinte pour les abonnés du réseau Hauts de Garonne Energies le 6 juin 2023 et pour ceux du réseau Plaine de Garonne Energie (1^{er} comité) le 29 mars 2023.

1.3. Présentation synthétique des réseaux existants ou notifiés

HGE – Hauts-De-Garonne Energies	
 <p>HAUTS DE GARONNE ÉNERGIES</p>  <p>Communes : Lormont, Cenon, Floirac</p> <p>Mise en service : 1967</p> <p>Attribution : 12/08/2020</p> <p>Prise effet : 01/01/2021</p> <p>Réseau historique en rénovation</p>	<p>Source de chaleur : Usine de Valorisation Energétique (déchets), biomasse (plaquettes forestières) et gaz</p> <p>Longueur du réseau : 32,7 km (30,7 en 2022)</p> <p>Sous-stations livrées : 155 (139 en 2022)</p> <p>Energie distribuée : 106,4 GWh (102 en 2022)</p> <p>Taux d'ENR&R : 90,8 % (avec 0,9% de biométhane GO) (84,6% en 2022)</p> <p>Tonnes de CO₂ évitées : 24 705 t (23 963 en 2022) Soit 90% du CO₂ évité.</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 96,72 € TTC / MWh (103,2 en 2022)</p> <p>Mode de gestion : Délégation de service public – 9¹ ans – terme : 31/12/2029</p>

PGE - Plaine Garonne Energies	
 <p>PLAINE DE GARONNE ÉNERGIES</p> <p>Communes : Bordeaux, Cenon, Floirac, Lormont</p> <p>Attribution : 09/01/2017</p> <p>Prise effet : 09/01/2017</p> <p>Mise en service : 2020</p> <p>Investissement à terme : 69 M€ HT</p> <p>Réseau en développement</p>	<p>Source de chaleur : Géothermie, biomasse (plaquettes forestières) et gaz</p> <p>Longueur du réseau : 27,2 km ; 40 km à terme (26 en 2022)</p> <p>Sous-stations livrées : 112 ; 400 à terme (72 en 2022)</p> <p>Energie distribuée : 35,5 GWh ; 120 GWh / an à terme (23 en 2022)</p> <p>Taux d'ENR&R : 87,7% (avec 2% de biométhane GO et 27,2% d'électricité verte pour le fonctionnement des PAC) (86% en 2022)</p> <p>Tonnes de CO₂ évitées : 5192 t (3 328 en 2022) Soit 64% du CO₂ évité</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 176,6 € TTC / MWh (163,96 en 2022)</p> <p>Mode de gestion : Délégation de service public – 30 ans – terme : 08/01/2047</p>

¹ Durée mise à jour suite à l'avenant 6 signé en 2024, prolongation de deux ans

BBE - Bordeaux Bègles Energies



Communes : Bordeaux, Bègles

Attribution : 27/04/2015

Prise effet : 01/07/2015

Mise en service : 2016

Investissement à terme : 32 M€ HT

Réseau en développement

Source de chaleur : Usine de Valorisation Energétique (déchets) et gaz

Longueur réseau : 15,8 km ; 19 km à terme (13,6 en 2022)

Sous-stations livrées : 51 ; environ 150 à terme (35 en 2022)

Energie distribuée : 20,7 GWh ; 84 GWh à terme (17,89 en 2022)

Taux d'ENR&R : 97% (98% en 2022)

Tonnes de CO2 évitées : 4635 t (3766 en 2022)
Soit 96,5% du CO2 évité

Coût moyen de la chaleur : 93,74€ TTC / MWh (83,4 en 2022)

Mode de gestion : Délégation de service public - 26 ans –
terme : 30/06/2041

GPE - Grand Parc Energies



Communes : Bordeaux

Attribution : 25/11/2021

Prise effet : 01/07/2022

Mise en service : 2023-2024

Investissement à terme : 23 M€ HT
estimés

Réseau historique en cours de développement

Source de chaleur : Géothermie, biomasse (plaquettes forestières) et gaz

Longueur du réseau : 7,5 km ; 13 km à terme (4 en 2022)

Sous-stations livrées : 27 ; 80 à terme (bâtiments communaux ou métropolitains, collèges, lycées, polyclinique Bordeaux Nord, résidences sociales) (27 en 2022)

Energie distribuée : 16,3 GWh ; 50 GWh à terme

Taux d'ENR&R : 58,9% (composé seulement de biométhane GO) (0% en 2022)

Tonnes de CO2 évitées : 1921 t ; 12 800 t à terme (0 en 2022)
Soit 50% du CO2 évité

Coût moyen de la chaleur : 128,5 € TTC / MWh avec application du bouclier tarifaire (72,33 en 2022)

Mode de gestion : Délégation de service public – 25 ans –
terme : 01/07/2047

MCE - Mérignac Centre Energies



Communes : Mérignac

Attribution : 25/09/2020

Prise effet : 16/10/2020

Mise en service : 2022

Investissement à terme : 7,8 M€ HT
estimés

Réseau en travaux

Source de chaleur : Biomasse (plaquettes forestières) et gaz

Longueur du réseau : 3,7 km ; 3,8 km à terme (1 en 2022)

Sous-stations livrées : 7 ; 17 à terme (1 en 2022)

Energie distribuée : 4,8 GWh ; 19 GWh à terme (110 MWh en 2022)

Taux d'ENR&R : / % (non calculé en 2023 car lancement de la biomasse en octobre) ; 80 % à terme

Tonnes de CO₂ évitées : / t ; 3190t à terme

Coût moyen de la chaleur : 95,2 € TTC / MWh

Mode de gestion : Délégation de service public – 22 ans –
terme : 16/10/2042

MKE - Mériadeck Energies



Communes : Bordeaux

Mise en service : 1980

Attribution : 01/07/2021

Réseau historique à dynamiser

Source de chaleur : Géothermie

Longueur du réseau : 3 km

Sous-stations livrées : 17 (pour 15 abonnés)

Energie distribuée : 3,3 GWh (5 en 2022)

Taux d'ENR&R : 100 %

Tonnes de CO₂ évitées : 752 t (950 en 2022)
Soit 100% du CO₂ évité

Coût moyen de la chaleur : 69,5 TTC / MWh

Mode de gestion : Régie avec marché d'exploitation
(ENGIE) – 5 ans - terme : 30/06/2026

Saint-Médard-en-Jalles Hastignan	
<p>Communes : Saint-Médard-en-Jalles</p> <p>Mise en service : 2007</p> <p>Attribution : 01/07/2021</p> <p style="text-align: center; color: #0070c0;">Réseau historique</p>	<p>Source de chaleur : Biomasse (plaquettes forestières) et gaz</p> <p>Longueur du réseau : 700 m</p> <p>Sous-stations livrées : 12 (5 bâtiments publics et 7 logements)</p> <p>Energie distribuée : 1,37 GWh (1,4 en 2022)</p> <p>Taux d'ENR&R : 55% (74% en 2022)</p> <p>Tonnes de CO2 évitées : 217t (307 en 2022) Soit 51% du CO2 évité</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 121,34 € TTC / MWh (112,33 en 2022)</p> <p>Mode de gestion : Régie avec marché d'exploitation (ENGIE Cofely) – 5 ans – terme : 30/06/2026</p>

Le réseau privé du parc Newton, bien que privé, est présenté ici car il a fait l'objet d'un classement (obligation de raccordement). L'article R712-11 du code de l'Energie impose la transmission du rapport relatif à l'exploitation de ce réseau à la collectivité, la CCSPL donnant son avis sur ce dernier, tout comme les rapports des réseaux publics.

Parc Newton (Réseau privé classé)	
<p>Commune : Bègles</p> <p>Mise en service : 2023</p> <p>Exploitant : ENGIE Solution</p> <p style="text-align: center; color: #0070c0;">Réseau Privé en travaux</p>	<p>Source de chaleur : Géothermie et gaz</p> <p>Longueur du réseau : 1 km</p> <p>Sous-stations livrées : 4</p> <p>Energie distribuée : 300 MWh de chaud et 280MWh de froid</p> <p>Puissance installée : 1242 kW</p> <p>Taux d'ENR&R : 52,6%</p> <p>Tonnes de CO2 évitées : 38t soit 55% de CO2 a été évité</p> <p>Coût moyen de la chaleur : 38 € TTC / MWh</p> <p>Mode de gestion : Délégation de services privés</p>

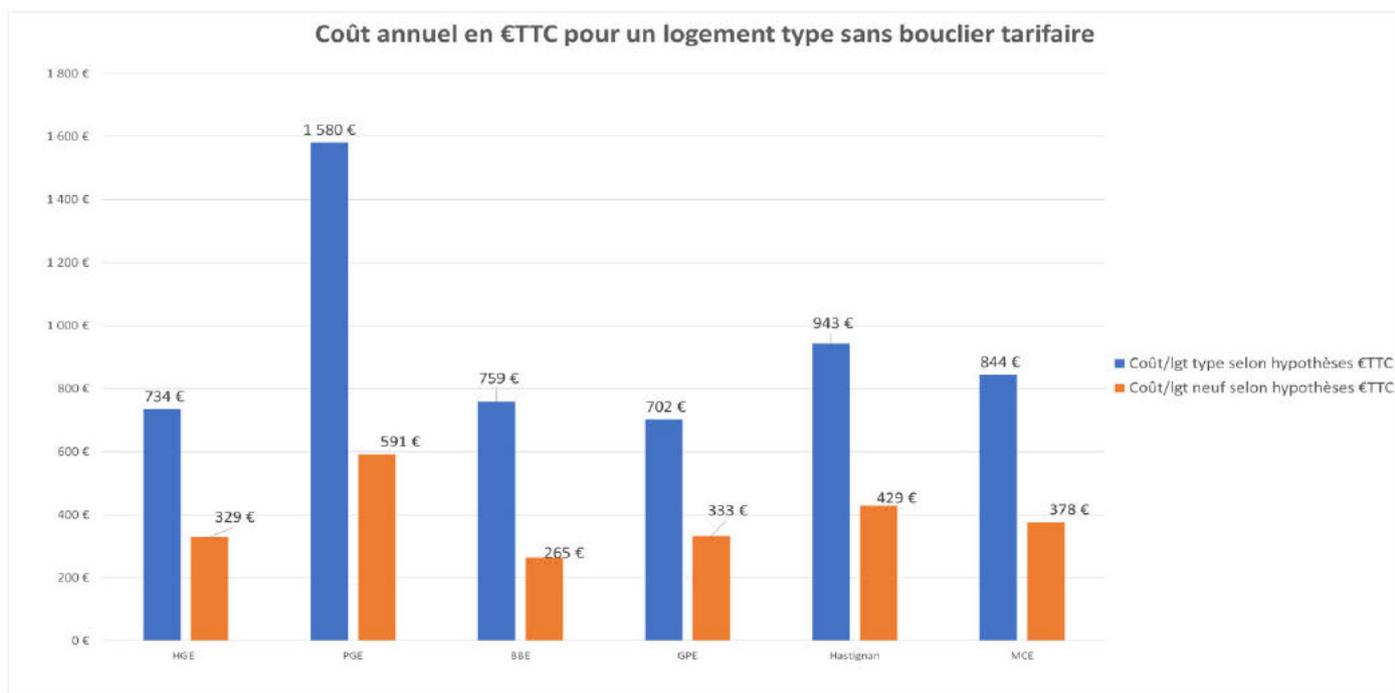
1.4. Indicateurs globaux

Production			
Réseaux publics en service	7		
Chaleur livrée en 2023 (en GWh)	188 GWh dont 161 GWh ENR (86%) dont 6% de biométhane et 5% d'électricité verte		
Tonnes de CO2 évitées	37 363 tCO2 évitées, soit 80,6% du CO2 évité grâce à l'utilisation des réseaux de chaleur		
Sous-stations raccordées (au 31/12/2023)	381		
Puissance chaufferie installée (MW)	233 MW dont 65 MW ENR		
Longueur de réseau (km au 31/12/2023)	90,6 km		
Investissements 2023			
Montant total (M€ HT)	25 M€		
Puissance supplémentaire installée (MW)	3,5 MW		
Réseau construit (km)	12 km développés 5,1 km rénovés		
Nouvelles sous-stations raccordées	74		
Tarifs moyens TTC	R1 (€TTC/MWh)	R2 (€TTC/kW)	Facture annuelle (€TTC/an) logement type²
Hauts de Garonne Energies	43,72 €	69 €	734 €
Plaine de Garonne Energies	117,04 €	88 €	1580 €
Bordeaux Bègles Energies	59,95 €	32 €	759 €
Grand Parc Energies	38,11€ ³	76€	702 €
Mériadeck Energies	0,74 €TTC/m3	2,13 €TTC/m3	- ⁴
Saint-Médard-en-Jalles Hastignan	54,93€	92 €	943 €
Mérignac Centre Energie	50,28 €	79€	844 €

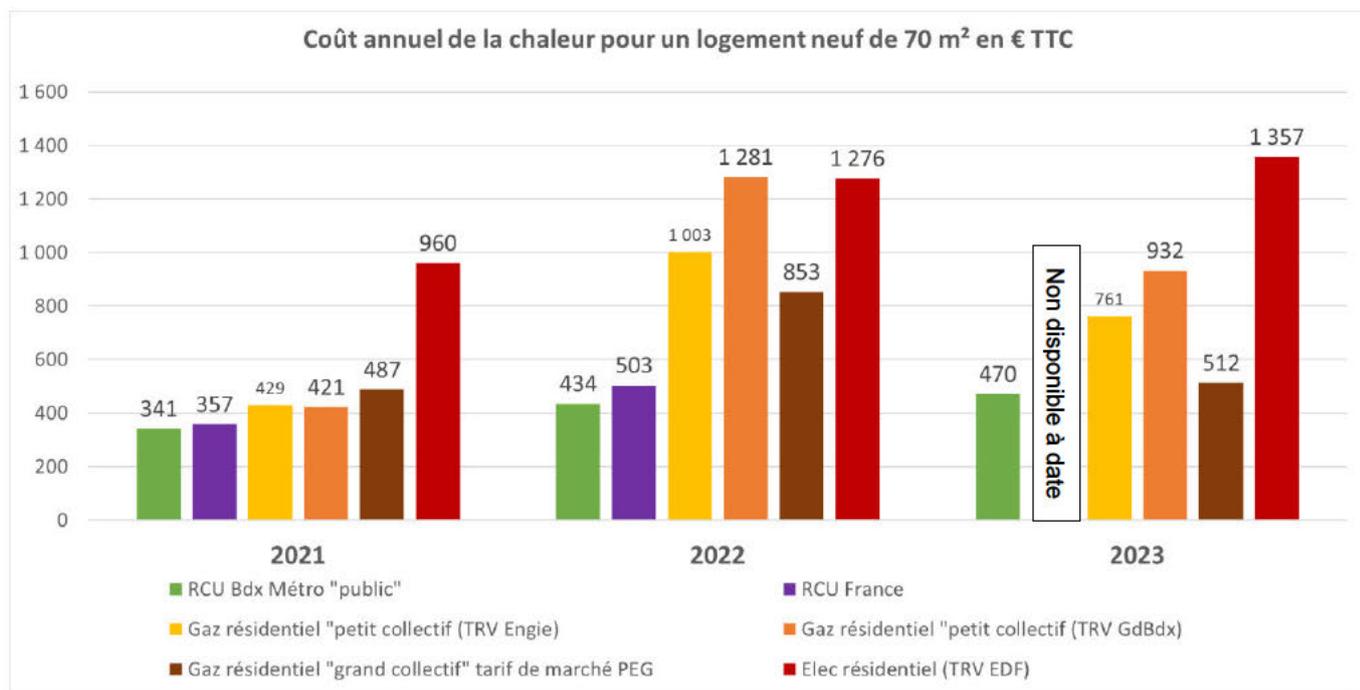
² Logement de 70 m², ratio de consommations Chauffage et Eau Chaude Sanitaire de 150 kWh/m² et puissance souscrite de 4 kW sans application du bouclier tarifaire.

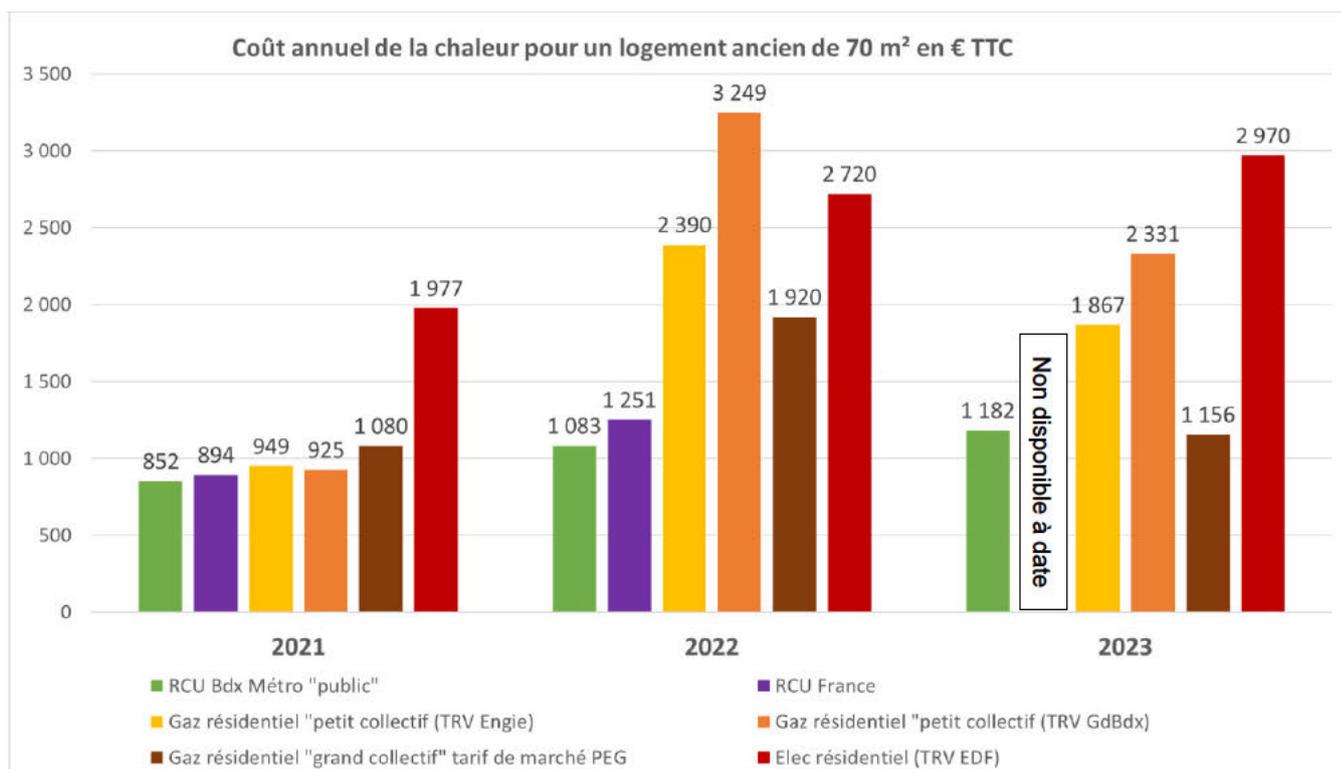
³ R1 prenant en compte le bouclier tarifaire mis en place par le délégataire pour compenser la part gaz.

⁴ Pas de logement desservi par le réseau de Mériadeck et facturation au m3



1.5. Comparaison tarifaire RCU versus énergie conventionnelle





1.6. Les réseaux classés

L'objectif du classement est de créer une obligation de raccordement au réseau, dans certaines zones de desserte prioritaires (à l'intérieur de la zone desservie par le réseau). Selon l'article L712-3 du code de l'énergie, « Toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants, qu'il s'agisse d'installations industrielles ou d'installations de chauffage de locaux, de climatisation ou de production d'eau chaude excédant un niveau de puissance de 30 kilowatts, doit être raccordé au réseau concerné. Cette obligation de raccordement ne fait pas obstacle à l'utilisation d'installations de secours ou de complément. »

Les lois Energie Climat du 8 novembre 2019 et Climat et Résilience du 22 août 2021 ont modifié la procédure de classement, le rendant automatique pour les réseaux affectés au service public de distribution de chaleur ou de froid respectant les critères suivants :

- Réseau alimenté à plus de 50% par une énergie renouvelable ou de récupération,
- Comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison,
- Equilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations.

Les intérêts de classement des réseaux sont multiples.

Pour la collectivité, il s'agit d'un outil de planification énergétique que la collectivité peut articuler avec ses compétences en matière d'urbanisme et d'aménagement ainsi que sa politique « Air Climat Energie » pour augmenter la consommation d'énergie renouvelable sur son territoire.

Pour l'exploitant, le classement permet de garantir des raccordements et donc de faciliter le montage financier et de maintenir l'équilibre économique de l'opération.

Enfin pour l'abonné, c'est la garantie de bénéficier d'une chaleur « verte », d'un comptage de la chaleur livrée et d'une tarification établie dans un contexte d'équilibre économique du réseau.

Dans ce contexte, les réseaux suivants sont classés automatiquement via l'arrêté du 22 décembre 2023 :

- Hauts-de-Garonne Energies
- Bordeaux Bègles Energies
- Plaine de Garonne Energies
- Grand Parc Energies
- Mériadeck Energies
- Saint Médard Hastignan

Pour certains de ces réseaux (Hauts-de-Garonne Energies, Bordeaux Bègles Energies, Plaine de Garonne Energies, Grand Parc Energies), Bordeaux Métropole avait déjà délibéré antérieurement sur le classement et précisé notamment les périmètres concernés, après avoir recueilli l'avis de la CCSP.

Ces décisions illustrent la volonté de Bordeaux Métropole de rechercher des solutions devant permettre d'assurer une production d'énergie vertueuse, tant d'un point de vue environnemental qu'économique.

Les réseaux privés peuvent également être classés, après demande du propriétaire du réseau ou de son mandataire, par délibération de l'autorité compétente. Ainsi, le classement du réseau privé de chaleur et de froid du site Newton à Bègles, sur son périmètre intégralement considéré comme zone de développement prioritaire, a été prononcé par délibération du conseil métropolitain de Bordeaux Métropole du 26 janvier 2018.

Afin de préserver les intérêts des usagers dans le cas où le réseau de chaleur ne constituerait pas une solution adaptée à leurs besoins, un dispositif de dérogation à l'obligation de raccordement instaurée sur les périmètres de développement prioritaire est prévu.

Les conditions de dérogation sont les suivantes :

1° Le demandeur justifie de l'incompatibilité des caractéristiques techniques de l'installation qui présente un besoin de chaleur ou de froid avec celles offertes par le réseau ;

2° L'installation ne peut être alimentée en énergie par le réseau dans les délais nécessaires à la satisfaction des besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire ou de climatisation de l'usager, sauf si l'exploitant du réseau justifie de la mise en place d'une solution transitoire de nature à permettre l'alimentation des usagers en chaleur ou en froid ;

3° Le demandeur justifie de la mise en œuvre, pour la satisfaction de ses besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire ou de climatisation, d'une solution alternative alimentée par des énergies renouvelables et de récupération à un taux équivalent ou supérieur à celui du réseau classé suivant les modalités de calcul définies par l'arrêté du ministre chargé de l'énergie mentionné au I de l'article [R. 712-1](#) ;

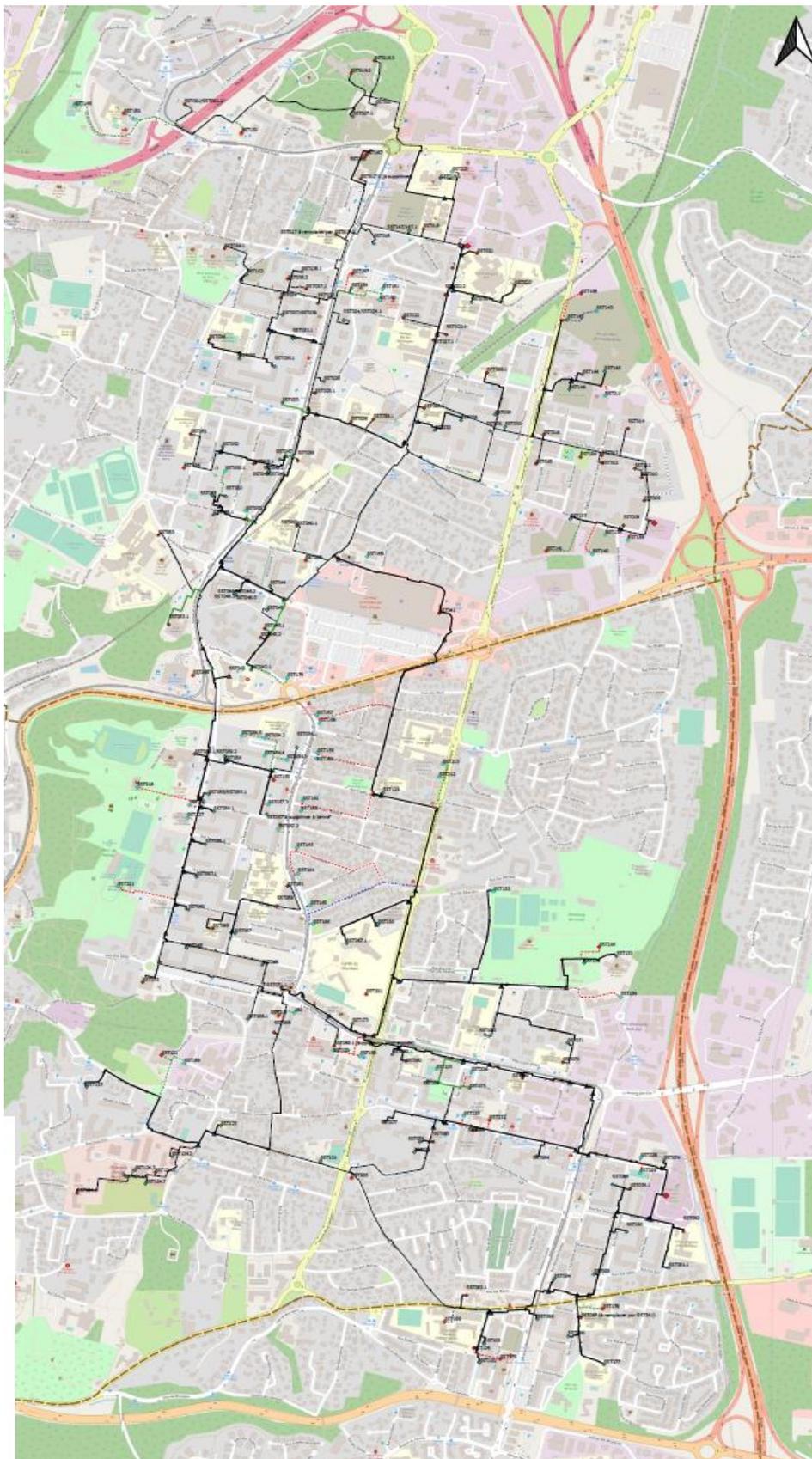
4° Le demandeur justifie de la disproportion manifeste du coût du raccordement et d'utilisation du réseau par rapport à d'autres solutions de chauffage et de refroidissement.

Le décret du 26 avril 2022 interfère également sur la partie réglementaire du code de l'urbanisme afin de tirer les conséquences du classement des réseaux de chaleur. Il crée une nouvelle disposition du règlement national d'urbanisme, applicable sur l'ensemble du territoire et dite d'ordre public, permettant de refuser une autorisation d'urbanisme ou de l'assortir de prescriptions lorsque le projet ne respecte pas les obligations de raccordement à un réseau de chaleur ou de froid auxquels il est soumis en application du code de l'énergie.

Le 1er janvier 2022, Bordeaux Métropole ouvrait aux particuliers et professionnels son guichet numérique de dépôt des autorisations d'urbanisme (permis de construire, déclaration préalable, etc.). Dorénavant, les pétitionnaires qui le souhaitent peuvent déposer l'intégralité de leurs dossiers en ligne.

Le référencement des pièces en numérique rend la consultation des dossiers et la vérification des documents bien plus rapide. Les zones de développement prioritaires du classement du réseau sont intégrées dans l'outil de dématérialisation des autorisations d'urbanisme UrbaSmart et l'avis du service réseau de chaleur urbain sollicité pour toute demande de permis de construire. Ces outils permettent une meilleure interconnexion et une cohérence forte entre urbanisme et développement de réseaux de chaleur.

2. HGE - HAUTS-DE-GARONNE ENERGIES (LORMONT/CENON/FLOIRAC)



Communes : Cenon, Floirac, Lormont Mise en service : 1967 Investissement au 31/12/2023 : 36.5 M€ HT	Source de chaleur : Usine d'incinération, cogénération, chaufferie biomasse et chaufferies d'appoint secours au gaz Longueur du réseau : 32,7 km Sous-stations livrées : 155 Chaleur livrée : 106.4 GWh Taux d'ENR&R : 90,8 % Quantité d'ENR livrée : 96 GWh Coût moyen de la chaleur : 96.72 € TTC / MWh
--	--

2.1. Les faits marquants de 2023

L'année 2023 est marquée par une poursuite du programme de travaux de renouvellement (93% d'avancement à fin 2023).

Par voie de conséquence, les fuites d'eau sont de moins en moins nombreuses limitant significativement les appoints d'eau (8 560 m3 en 2023 versus 13 070 m3 en 2022).

Le rendement thermique du réseau s'améliore avec la mise en place de canalisations pré-isolées là où l'ancien réseau était recouvert d'un calorifuge peu performant.

La réalisation d'un maillage entre Cenon et Lormont permet de réalimenter le réseau quasiment en tout point, et notamment d'intervenir sur l'artère principale tout en garantissant la fourniture de chaleur aux abonnés à partir des centrales de production de Cenon et de Lormont sans recours à des chaufferies mobiles au fioul.

Le taux d'énergie renouvelable du réseau reste très performant avec plus de 90% d'ENR issues de l'UVE, de la biomasse et du biométhane alimentant la cogénération gaz.

Les échangeurs complémentaires mis en place par l'exploitant de l'UVE n'ont pas donné entière satisfaction en 2023. Une remise en route de ces échangeurs est prévue en 2024 pour fournir encore plus d'énergie fatale issue de l'incinérateur et ainsi améliorer encore le taux d'ENR du réseau. Ces résultats pourront être constatés pour l'hiver 2024/2025.

Avec la baisse du prix du gaz (PEG) en 2023, le prix par MWh de l'énergie produite a été réduit de 6% par rapport à 2022.

Le bouclier tarifaire a permis de réduire la facture des usagers mais son application a pris fin en juillet 2023.

La qualité de service est, encore une fois cette année, très satisfaisante avec un taux et un nombre de coupure très faible.

Le développement du réseau s'est ralenti en 2023 en raison de la baisse des projets de construction.

Le contrat d'obligation d'achat de l'électricité issu de la cogénération de Cenon arrivant à terme en décembre 2023, un avenant a été acté au cours de cette année. Il permet la poursuite de l'utilisation de la cogénération jusqu'à la fin du contrat de concession. La poursuite de la cogénération sera possible sous réserve qu'elle ne porte atteinte ni au bilan économique ni aux performances environnementales du réseau de chaleur.

La dérive des coûts d'investissement liée à l'imprévision a fait l'objet d'une analyse technico-économique de Bordeaux Métropole. Les discussions engagées en 2023 entre l'autorité délégante et le délégataire devront aboutir en 2024 à un avenant qui devra permettre de revenir à un équilibre économique pour le délégataire.

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 2023

2.3.1. Synthèse contractuelle

L'année 2023 a fait l'objet d'avenants pour répondre à des évolutions techniques et financières.

L'avenant n°4 au contrat en date du 23 février 2023 a eu pour objet de constater les adaptations contractuelles exigées par l'ADEME et le FEDER pour respecter les prérequis nécessaires à l'instruction des dossiers de demande de subvention.

L'avenant n°5 au contrat, signé le 20 juillet 2023, a eu pour objet de constater l'évolution du cadre normatif de la cogénération et d'acter le devenir de cette dernière au regard de l'échéance du contrat d'obligation d'achat de l'unité de cogénération de la chaufferie de Cenon au 22 décembre 2023.

2.3.2. Production de chaleur et mix énergétique

Equipements de production	Energie utile sortie production en 2023 (MWh)	Mixité réelle
Echangeurs de récupération de chaleur sur l'usine d'incinération	94 553	74.5 %
Cogénération de Cenon	738 th 375 élec	0.6 %
Chaufferie gaz de Cenon	6 438	5.1 %
Chaudière gaz des Akènes	113	0.1 %
Chaudière biomasse des Akènes	17 707	13.9 %
Chaufferie de secours	4 304	5.7 %
Chaufferie mobile	100	0.1 %
Total MWh th	126 953	100 %

- Evolution de la chaleur totale produite par rapport à 2022 : + 4 %
- Evolution de la rigueur climatique par rapport à 2022 : + 0.3 %
- Chaleur livrée en sous-station : 106 449 MWh (+4.4 % par rapport à 2022)
- Pertes de distribution : 14,7 % (16.4% en 2022)

2.3.3. Données environnementales

	Données	Evolution par rapport à 2022
Taux ENR	90,8 %	+ 8% (84%)
Contenu CO2	25 gCO ₂ / kWh	-34 % (37,7 gCO ₂ / kWh)
Tonnes de CO2 évitées	24 705 t	3 % de gain (23 963 t)
Consommation d'eau d'appoint	8560 m ³	- 34.5% (13 070 m ³)

Le taux d'ENR correspond uniquement à la part de bois et de chaleur de récupération de l'UVE.

Avec les travaux de renouvellement du réseau, les fuites ont fortement régressé mais dépassent toutefois le seuil contractuel très exigeant de 2 000 m³.

2.3.4. Travaux

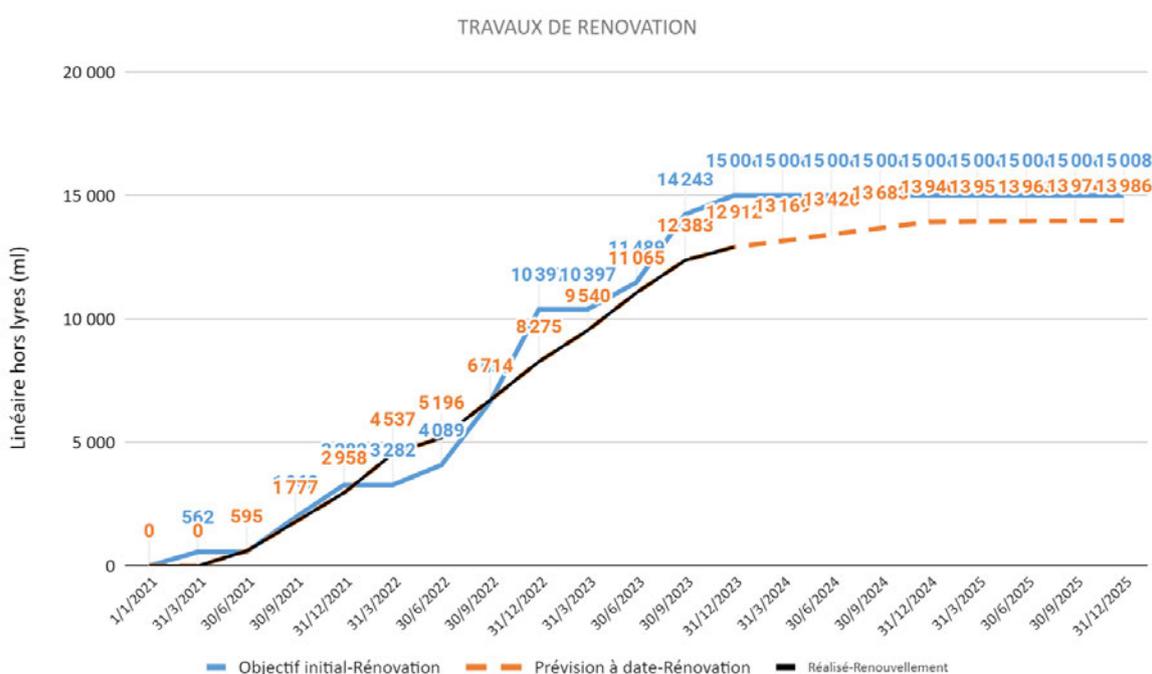
➤ Travaux de premier établissement :

Rénovation

Linéaire rénové au cours de l'année 2023 : 5 074 ml

En cumul depuis le début du contrat (au 31/12/2023), **13 592 ml ont été rénovés, soit 93%** de la totalité du réseau à remplacer.

L'objectif initial était de finir les travaux de rénovation du réseau au 31/12/2023. Cependant, certains travaux ont été repoussés à 2024 suite à des contraintes de report programmatiques indépendantes du délégataire.



Courbe d'avancement des travaux de rénovation prévisionnels / réalisés

Développement :

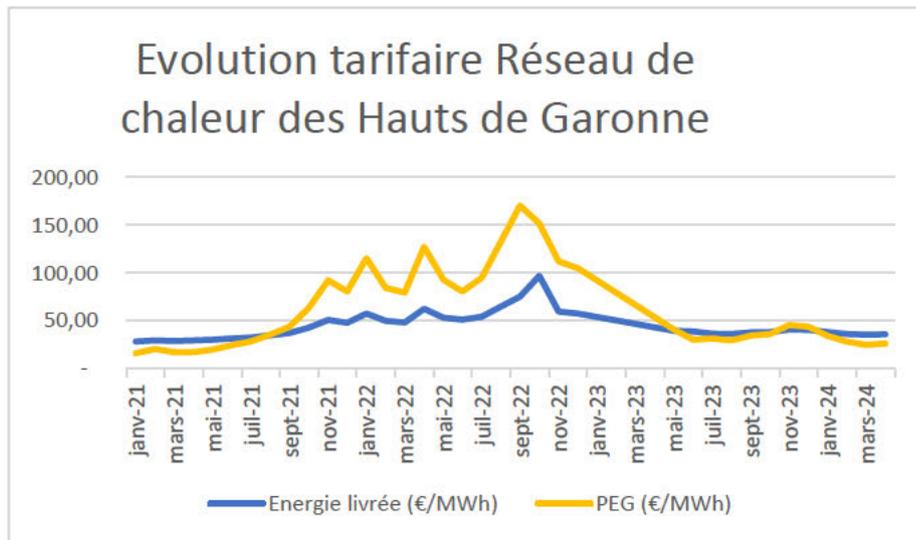
En 2023, le linéaire développé depuis le début du contrat est de 6955 ml. L'objectif du contrat est de 6739 ml.

2.3.5. Prix de la chaleur

	2022	2023	Variation
R1	61 € HT/MWh	41,6 € HT	- 32 %
R2	62,4 € HT/kW	65 € HT/kW	+ 4 %
Coût moyen TTC	103,2 € TTC/MWh	96,6 € HT/MWh	- 6,4 %

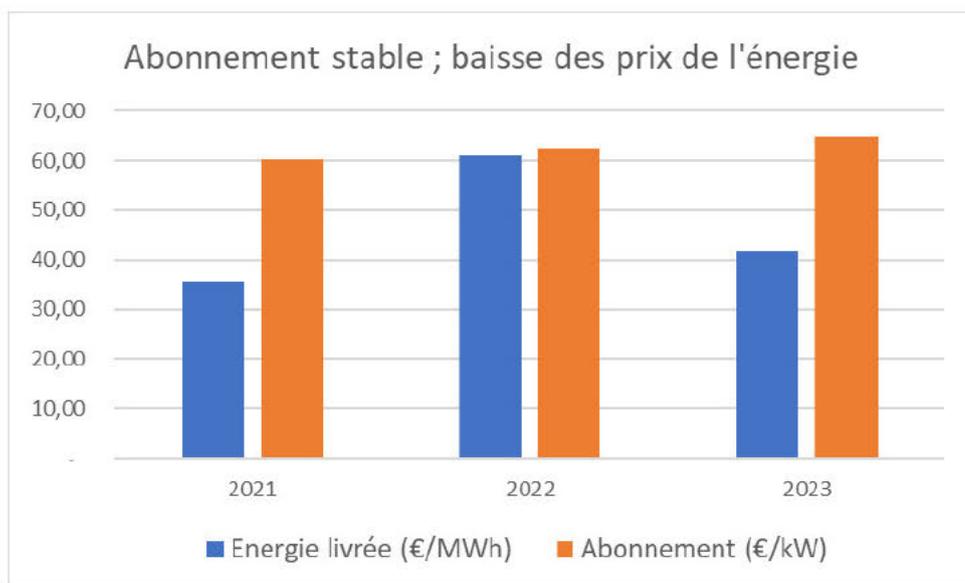
La composante "abonnement" (R2) du tarif est relativement stable.

La composante R1 a baissé en raison de la forte baisse du prix du PEG gaz (voir courbe d'évolution ci-dessous) en 2023 par rapport à 2022 :



Le graphe ci-dessous permet de constater que la part abonnement a été maîtrisée au cours des 3 derniers exercices.

Quant au coût du kWh, il a subi des évolutions importantes depuis 2021 pour les raisons évoquées ci-dessus en lien avec le prix du gaz. En 2023, le niveau de prix du kWh s'est rapproché du niveau de 2021.



HGE a assuré la gestion du bouclier tarifaire jusqu'en juillet 2023, date à laquelle il n'était plus applicable.

2.3.6. Distribution de chaleur et commercialisation

Paramètre	Données 2023	Rappel 2022
Nombre de sous-stations au 31/12	155	139
Nombre de raccordements en 2023	12	12
Principales données sur les abonnés	<p>50 abonnés au total dont 3 abonnés qui couvrent près de 50% de la puissance souscrite (Domofrance, Aquitanis, Mésolia)</p> <p>8 sous-stations consomment plus de 2 GWh et représentent 23 % de la consommation totale du réseau. Il s'agit principalement des bailleurs sociaux et la polyclinique des 4 pavillons.</p>	<p>7 abonnés couvrent 71 sous-stations sur 139</p> <p>2 collectivités (villes de Cenon et Lormont),</p> <p>3 bailleurs sociaux (Aquitanis, Domofrance et Mésolia) et 2 syndicats (Foncia, Rivière)</p> <p>11 sous-stations consomment plus de 2 GWh et représentent 27 % de la consommation totale du réseau (8 résidences sociales, 2 copropriétés et la polyclinique des 4 pavillons)</p>
Chaleur livrée en sous-station	106 GWh	102 GWh
Chaleur livrée corrigée du climat	70 MWh/DJU	67 MWh/DJU
Rigueur climatique	1519 DJU (- 0.3 % par rapport à 2022)	1 523 DJU (- 16 % par rapport à 2021)
Coût moyen annuel pour un logement moyen (70 m ²)	<p>329 € TTC/an pour un logement RT 2012 (-0.1% par rapport à 2022)</p> <p>724 €TTC/ an pour un logement des années 1970 rénové (-0.2% par rapport à 2022)</p>	<p>364 €TTC /an pour un logement RT 2012</p> <p>888 €TTC/ an pour un logement des années 1970 rénové (+ 36% par rapport à 2021)</p>

2.3.7. Qualité du service et relations abonnés

Les interruptions de service restent quasi inexistantes en 2023, reflétant une baisse des coupures locales ou générales d'alimentation, qui sont provoquées par des fuites sur les parties non encore rénovées du réseau ou bien des raccordements nécessitant des fermetures locales très ponctuelles.

10 fuites ont fait l'objet de réparation curative en 2023, elles étaient au nombre de 21 en 2022.

Cette amélioration se traduit dans les indicateurs de qualité de service suivants :

- Taux d'interruption pondéré (cumul des heures de pannes pondérées en fonction de la taille de l'abonné) : 0,05 %. L'objectif d'avoir un taux inférieur à 0,1% à partir de 2022 est atteint,
- Taux d'interruption local : aucun abonné n'a subi de dépassement de seuil maximal correspondant à un cumul de panne supérieur à 35h en 2023.

Le portail client avec un accès individualisé pour chaque abonné est opérationnel depuis 2022 (outils ticketing) : les demandes d'intervention sont émises par les abonnés via le portail client, permettant un reporting rigoureux de l'activité de dépannage.

Sur l'outil de visualisation de fonctionnement des sous-stations (BEWEE), la mise à niveau des automates de télécommunication permet également d'obtenir la courbe d'appel de puissance en temps réel pour chaque sous-station. Certaines améliorations sont encore attendues car des anomalies subsistent sur notamment les échelles de valeur et des sous-stations qui ne remontent pas sur les automates.

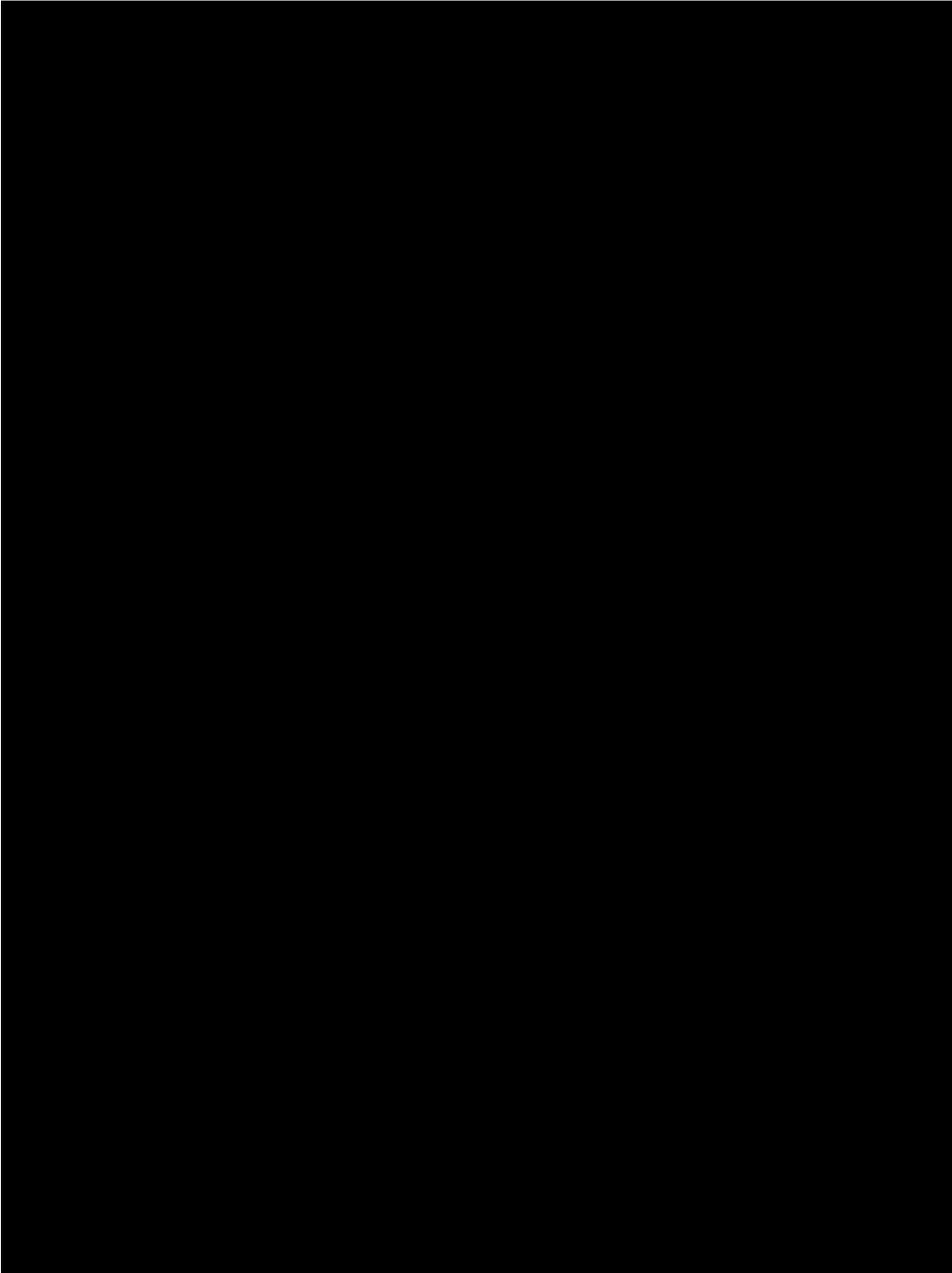
Sur BEWEE, les abonnés peuvent entre autres visualiser l'historique de la puissance et des consommations énergétiques.

Le délégataire a poursuivi ses nombreuses actions de communication et de relations commerciales. Il a réalisé sa 2^{ème} enquête de satisfaction. Cependant, face à un taux de réponse très bas (seuls 10 abonnés ont participé), les résultats ne sont pas considérés comme représentatifs.

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 9^{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.

2.3.8. Bilan social





2.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2023

2.4.1. Résumé de l'exercice 2023

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. La chute de résultat sur 2023 s'explique par une baisse d'activité notamment en lien avec les moindres besoins électriques (appels de cogénération par EDF divisé par 3) et un cout d'approvisionnement très élevé (+70% cout de l'électron). Les résultats demeurent positifs mais dégagent une profitabilité quasi nulle. Toutefois, il est à retenir que le prix de vente de la chaleur HGE sur 2023 a été de 96,7 €TTC. En 2022, au niveau national le prix était de 109,7 € pour un prix HGE à 103,20€ (-6%).

2.4.2. Synthèse

Procédure Arrêtés des comptes 2023	Instruction 2024 <ul style="list-style-type: none">• 15 mars réception du projet de compte rendu annuel (CRA) du délégataire et des éléments financiers• 20 mars : demande de documents financiers manquants suite à pointage	Contradictoire <ul style="list-style-type: none">• Du 18 juin au 23 août questions / réponses sur éléments financiers• 2 avril réunion sur CRA 2023 remarques de BM• 30 mai version définitive du CRA finalisée au 12 juillet• 10/09 envoi par BM du rapport à HGE pour contradictoire
---	---	--

Fiche d'identité synthétique

<u>FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE</u>			
Titulaire	Société dédiée Hauts de Garonne Énergies (HGE) - groupe Idex Mixener		
Statut	SAS au capital de 3,708 M€ détenu par Idex à 66% et Mixéner à 34%		
Président Directeur Général	M. Pierre Flandrois (Idex) M. Hubert Desliens (Idex)		
Objet	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)		
Données financières réalisées : en K€	<i>2021 à 2023</i>	<i>Moyenne/an</i>	<i>2023</i>
produits d'exploitation	35 252	11 751	11 221
charges d'exploitation	24 814	8 271	7 299
Excédent brut d'exploitation	10 438	3 479	3 922
Résultat Courant avant impôt	5 056	1 685	64
Résultat Net	3 720	1 240	33
Données de gestion réalisées : en T ou MWh	<i>2023 (réel)</i>		<i>2023 (prévisionnel)</i>
GWh vendus (consommation)	106,8		139,5
MW souscrits (puissance)	77,7		77,0
cumul longueur réseau rénové (en km)	13,8		15,8
Financements 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		
Points de vigilance	<ul style="list-style-type: none"> - Retard voire dérapage de la commercialisation sur le développement du réseau en lien avec le ralentissement des bâtiments neufs. Le stock de bâtiments existants sur ce projet limite le risque contrairement aux réseaux dépendants des aménageurs. - Les subventions allouées par le FEDER sur la rénovation ne sont pas versées et pourraient être largement inférieures à ce que HGE a prévu (5,4 M€) dans son business plan. Risque pris par le délégataire à 100% dans le contrat (art. 69.3). - Un ratio de rentabilité de l'activité (RN/CA) quasi nul en 2023 (Vs 20 % en moyenne les années précédentes) s'explique par une légère baisse du chiffre d'affaires (dénominateur) et un accroissement (x 2,7) des charges calculées (amortissement des immobilisations en année pleine) diminuant le résultat (numérateur) 		

L'EVOLUTION DE L'EXECUTION DU CONTRAT EN SYNTHESE

L'un des enjeux du contrat de ce réseau est de renouveler la majeure partie des tuyaux posés en 1967 qui, du fait de leur usure, occasionnent 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 contractuel prévoit à fin 2027 que 15,8 km de réseau soient renouvelés et 6,7 km développés. Contractuellement l'engagement de développement se traduit par une puissance de raccordement, ce qui correspond à 16,4 GW.

À fin 2023 (en cumul), marqueur de fin des travaux de rénovation au contrat, c'est environ 87% du réseau (13 787 ml réalisés / 15 798 ml prévus pour 2023) qui est rénové. Au regard des objectifs de l'exécution c'est 93% rénovés car des linéaires ont été revus à la baisse puisque déjà rénovés dans le contrat précédent mais qui n'avaient pas été identifiés, ce qui ramène le linéaire à 14 570 ml et non 15 798 ml.

Le linéaire non posé à fin 2023 porte sur 2 841 mètres, en raison de décalage de travaux exogène à HGE. L'âge moyen du réseau est de 9,5 ans à fin 2023, ce qui est conforme à la cible contractuelle.

Quant au développement du réseau, en cumulé à fin 2023, ce sont 7,2 GW de puissance souscrite correspondant à 6 955 ml de réseau déployés et 5 962 MWh de consommation. Les objectifs contractuels ne sont atteints ni en termes de puissance (63%) ni en termes de consommation (30%).

Les principales explications du retard de développement sont dues à une offre plus ambitieuse en constructions neuves (conjoncture économique post Covid et guerre en Ukraine) que la réalité et un déficit de DJU⁵ constaté (1 519 contre 1800 au contrat) lié au changement climatique.

Le volume d'eau annuel en appoint journalier continue à fortement diminuer en 2023 (-35% Vs 2022) pour s'établir autour d'une consommation de 8 563 m³, ce qui reste toutefois très au-dessus de la valeur cible contractuelle fixée à 2 000 m³. Cette cible est néanmoins à réviser, car au-delà des préconisations de l'ADEME qui définit 14 m³ par jour soit 5 000 m³ par an. Concernant les dernières évolutions (pour mémoire respectivement de 2021 à 2023 41 726 m³, 13 770 m³ et 8 563 m³), une réduction importante de la consommation d'eau depuis janvier 2023 s'est opérée. Ainsi mieux maîtrisée, la consommation devrait se rapprocher de la cible contractuelle en 2024 quand le réseau sera entièrement rénové.

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 2023 c'est 27,6 M€ qui devaient être investis, dans les faits 35,6 M€ l'ont été.

L'exercice 2023 marque une rupture avec l'ascension de 2021 et 2022, les produits d'exploitation diminuent (-16%), l'EBE demeure positif mais le résultat net s'écroule à hauteur de 33 K€. Le réel 2023 demeure meilleur que le prévisionnel.

Le chiffre d'affaires (-2%) demeure relativement stable. En revanche, les droits de raccordement sont 40% inférieurs à 2022 traduisant un ralentissement du développement du réseau, et la vente d'électricité (-62% Vs 2022) relative aux appels de cogénération (limités à 3 jours en 2023) n'a procuré qu'une recette de 0,9 M€ vs 2,4 M€ en 2022.

Les charges d'exploitation (7,3 M€) diminuent de 20% Vs 2022, ce qui s'explique par le poste « approvisionnement » pesant pour 60% des charges, avec notamment la baisse du prix de la molécule de gaz (-53%). Cette baisse est en partie absorbée par la hausse du prix de l'électron (poste fournitures et entretien) de près de 70% Vs 2022.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) positif (+3,9 M€) recule de 6% comparé à 2022 (4,2 M€) et permet de couvrir les dotations aux amortissements nettes des reprises (3,5 M€) laissant un résultat d'exploitation positif à 0,4 M€.

⁵ DJU : degré jour unifié. Le degré jour est une valeur représentative de la différence entre la température d'une journée donnée et un seuil de température de référence

Les charges financières (intérêts des emprunts groupe) à hauteur de 0,3 M€ amènent un résultat courant à 0,064 M€ et un résultat net à hauteur de 0,032 M€.

En cumul depuis 2021, le résultat d'exploitation réalisé est de 35 M€ vs 28 M€ dans le prévisionnel non inflaté. Les charges d'exploitation se sont accrues de 35% par rapport à la prévision, les coûts ont subi une forte inflation en 2021 et 2022. Le résultat net cumulé réel reste dans l'épure de la prévision (-1%) malgré des dotations aux amortissements et une charge financière plus élevées du fait d'une hausse des coûts et de l'endettement.

Le prix de vente TTC du MWh a été sur 2023 de 96,7€ pour HGE, soit une diminution de 5,5% Vs 2022. Pour l'exercice 2022, au niveau national le prix était à hauteur de 109,7€ pour un prix HGE de 103,20€ soit -6%.

Le Bilan social, sa physionomie est modifiée de la prévision en ce que l'actif immobilisé est plus conséquent (effet prix), les capitaux propres sont inférieurs à la prévision du fait de résultat et de subventions moindres. Par ailleurs, la dette financière s'est accrue comparée à la prévision. Les indices de rentabilité et de profitabilité sont quasiment nuls.

Le tableau de variation de trésorerie montre que l'activité génère de la trésorerie mais insuffisamment pour couvrir les investissements [REDACTED].

La subvention devait couvrir 20% des investissements, or ce n'est que 2% au réel. La trésorerie diminue comparativement à 2022.

Sur un plan opérationnel, ce sont 107 MWh livrés en provenance à 75,4% de l'unité de valorisation énergétique (UVE Valbom) et à 14,3% de la biomasse. L'arbitrage de l'utilisation de la biomasse produit des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) à hauteur de 25g/kWh (cible contractuelle à 38g et moyenne nationale à 125g). Ainsi le taux d'ENR&R⁶ atteint 90,8% (moyenne nationale à 66,5% données AMORCE 2022). A fin 2023, le réseau compte 155 sous stations dont 12 installées au cours de l'exercice ce qui représente 3,2 MW de puissance souscrite. Quant aux travaux de récupération d'énergie sur les fumées, engagés par l'UVE Valbom en 2023, ils n'ont pas été concluants. Ils devaient permettre d'augmenter la fourniture d'énergie renouvelable complémentaire. Cette énergie n'a donc pas été valorisée dans le bilan ENR&R.

La poursuite des travaux de remplacement des compteurs thermiques est satisfaisante (62% en 2023 contre 48% en 2022). La continuité de service du réseau de chaleur a été assurée à 100% auprès des abonnés dans le contexte des travaux de rénovation sur le réseau.

Enfin, le délégataire déploie progressivement l'outil de suivi énergétique (BIWEE) permettant pour chaque abonné et le délégataire une visualisation et analyse de pistes d'optimisation sur leurs installations respectives.

Les perspectives : l'année 2024 devrait voir l'achèvement des travaux de renouvellement du réseau et son déploiement ; l'étanchéité du réseau étant pérenne et maîtrisée, c'est l'optimisation des réglages qui sera visée grâce à la modélisation prédictive des besoins. De plus, au cours de la saison de chauffe, la nouvelle mise en service des échangeurs pour récupérer l'énergie sur les fumées devrait permettre d'augmenter la puissance fournie au réseau et d'améliorer le bilan ENR. Il a été enfin convenu par un avenant 6 en date de juin 2024, d'indemniser le délégataire d'une partie du préjudice résultant des surcoûts de travaux liés à des circonstances imprévisibles fragilisant l'équilibre économique de la DSP.

⁶ Energie de renouvellement et de récupération ENR&R

2.5. Perspectives

En raison des surcoûts de travaux liés à des circonstances imprévisibles fragilisant l'équilibre économique de la DSP, un avenant au contrat sur ce sujet sera réalisé en 2024.

L'année 2024 sera marquée par la poursuite et l'achèvement des travaux de renouvellement du réseau ainsi que la poursuite de son développement.

La saison de chauffe 2024/2025 va être l'occasion de vérifier que les travaux de remise en service des échangeurs des conduits de fumée (réalisés par l'exploitant de l'UVE en juin 2024) permettent d'augmenter la puissance globale fournie par l'UVE sur le réseau de chaleur et donc d'améliorer le bilan ENR.

L'étanchéité du réseau étant désormais pérenne et maîtrisée, le délégataire va concentrer ses efforts sur l'optimisation des réglages au niveau de chacune des productions en mettant en place une modélisation prédictive des besoins (basée notamment sur les prédictions météorologiques à court terme) permettant d'anticiper le démarrage des productions de chaleur des différents sites.

3. PGE - PLAINE GARONNE ENERGIES (BRAZZA/BASTIDE-NIEL/GARONNE EIFFEL/BENAUGE/FLOIRAC)

3.1. Les faits marquants de 2023

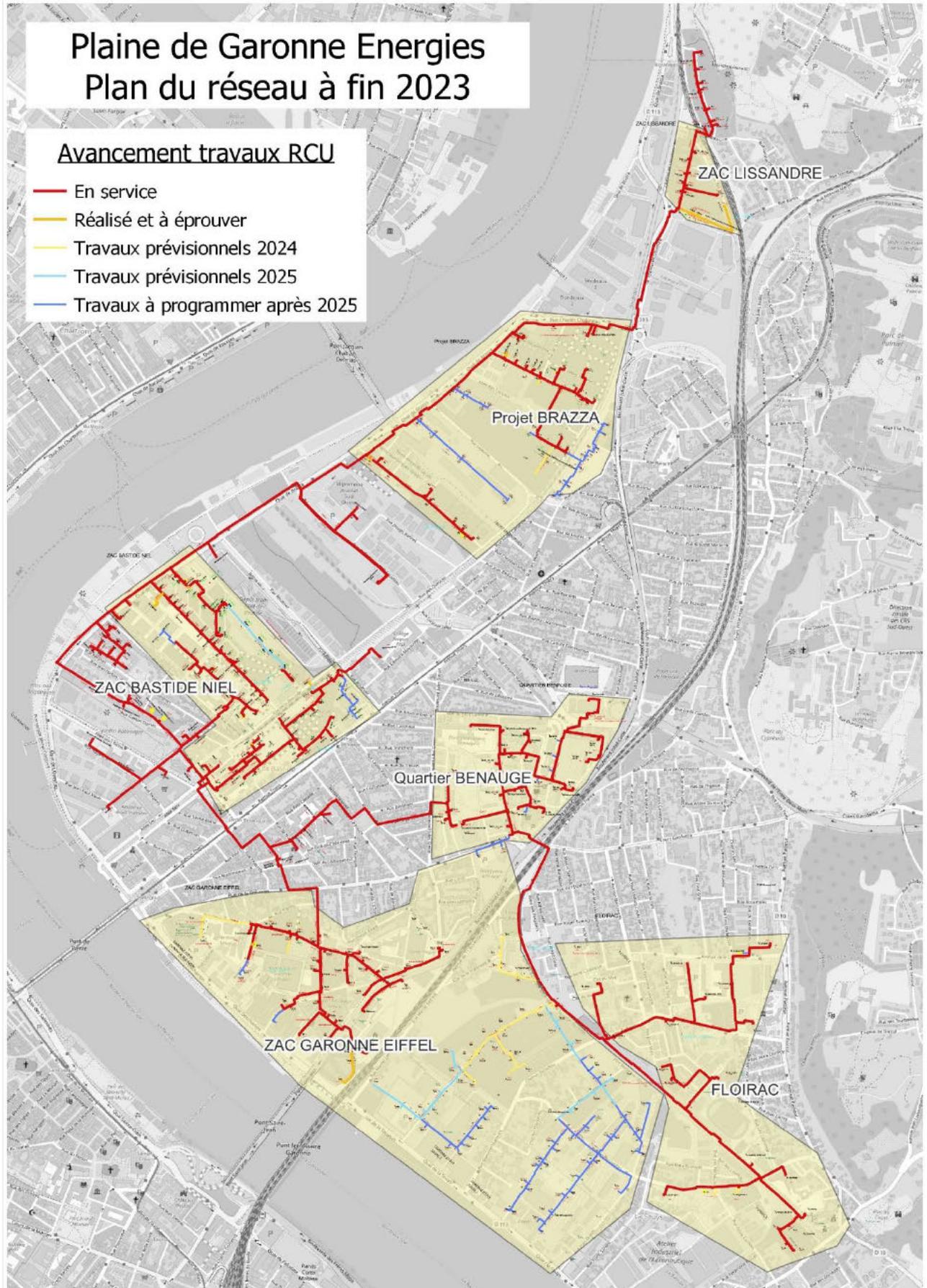
La mise en service de la chaufferie biomasse initialement prévue fin 2023 a été repoussée à l'automne 2024 suite à un incident survenu lors des essais.

Le prix d'achat de l'électricité a fortement augmenté (X3) suite à la souscription du nouveau contrat de fourniture d'électricité. Cependant le dispositif du bouclier tarifaire mis en place par l'Etat a permis de contenir l'augmentation du prix de la chaleur pour les abonnés en logements collectifs.

3.2. 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.

3.2.1. Plan 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, Cenon et Floirac.

Il comprend notamment les périmètres des projets urbains :

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

Le contrat de délégation de service public a été attribué au groupement Engie Cofély – 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.

L'avenant n°1 au contrat signé le 21 juillet 2021 a eu notamment pour objet d'abandonner l'option réseau de froid et de substituer la société Plaine de Garonne Energies dans les droits et obligations de la société Engie Energie Services, liés à l'exécution du contrat.

3.2.2. Description du projet

Le projet repose principalement sur la géothermie et comprenait l'exploration de la ressource présumée présente à l'horizon jurassique, soit 1 600 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 ont montré que cette ressource n'était pas présente. En conséquence, un repli a été engagé au Crétacé, c'est-à-dire à environ 900 mètres de profondeur avec une eau à 45°. Cette ressource est 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 ont été complétées par une chaufferie biomasse (7,5 MW en 2023), pour maintenir un taux satisfaisant d'énergie renouvelable (plus de 80%) quand les besoins de chaleur seront plus importants suite aux livraisons 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.

3.3. Bilan 2023

3.3.1. Travaux de premier établissement

Les travaux de l'année 2023 ont consisté à la réalisation des opérations suivantes :

- Poursuite de la pose du réseau de chaleur dans la ZAC Bastide-Niel, Garonne-Eiffel et Brazza
- Fin des travaux de la chaufferie biomasse en décembre 2023,
- Raccordement de 30 nouvelles sous-stations alimentées par la chaufferie centrale.
- Réhabilitation de la chaufferie de la Benauge

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	13 329 612	14 639 514
Centrale géothermique	6 589 075	7 403 876
Chaufferie	9 208 686	6 584 151
Réseau et sous-stations	26 055 281	26 779 016
Études et maîtrise d'œuvre	12 362 476	10 015 134
Total	67 545 129	65 421 691

3.3.2. 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.

29 polices d'abonnement ont été signées en 2023 pour un total cumulé de 110 et environ 33 MW de puissance souscrite.

Plus largement, 13 demandes de raccordement ont été signées en 2023 pour un total cumulé de 152 depuis l'origine du projet et une puissance totale de raccordement de 46 MW.

Enfin, 7 permis de construire ont été analysés dans le cadre du classement et de l'obligation de raccordement.

Ces chiffres témoignent d'une montée en puissance très progressive du projet. Les projets urbains desservis (Braza, 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. Cependant ce dynamisme ne permet plus de compenser le manque important de recettes, conséquence du retard de livraison des projets neufs. On constate notamment un ralentissement du nombre de permis délivrés en 2023 (7 contre 12 en 2022).

Le tableau ci-après représente le décalage des raccordements par rapport à ce qui a été prévu dans l'avenant n°1 :

Décalage raccordement Puissance (kW)	2021	2022	2023	2024
Puissance initiale Avenant 1	13 924	39 183	61 926	69 058
Puissance « seuil » basse Avenant 1		11 344	30 852	48 125
Évolutions à date <i>(au 1^{er} janvier de chaque année)</i>	10 145	12 406	20 064	36 055

Les puissances souscrites pour l'année 2023 sont en dessous du « seuil » bas défini dans l'avenant n°1. Comme cela est prévu à l'article 50.4 du contrat, des négociations devront donc être engagées en 2024 pour évaluer l'impact de ces puissances moindres.

➤ **Perspectives commerciales :**

Les demandes de la Ville de Floirac mais également les prévisions de développement urbain de Bordeaux Métropole incitent à étudier le potentiel de la ZAC des Quais (Floirac). Sur cette ZAC la prospection est réalisée sur les bâtiments neufs comme sur les bâtiments existants avec des visites technico-commerciales de la part des équipes de PGE.

Sur Bastide Niel, suite à l'engagement des clients de la rue Motelay, l'extension a été réalisée en 2023 avec la mise en service des abonnés pour la saison de chauffe 2023-24.

L'aménagement de la zone Souys Nord et ses travaux commenceront fin 2024, et les engagements / prospections sont en cours et se poursuivront en 2024.

3.3.3. Exploitation

Fin 2023, ce sont 30 sous-stations qui ont pu être raccordées au réseau de chaleur.

La chaleur a été produite à partir de la géothermie (62%), de l'électricité via les Pompes à chaleur (24%) et du gaz (14%).

La cogénération a fonctionné de manière ponctuelle en 2023 : 10 jours d'appel prononcés par EDF OA (Offre d'Achat) sur les mois de janvier, février, mars, novembre et décembre 2023 contre 35 en 2022.

La proportion de biométhane sur la cogénération en chaufferie centrale Grands Moulins est de 55%.

Le taux de couverture EnR est de 65% sur l'année 2023. En raison du coût élevé du contrat d'achat d'électricité, Plaine de Garonne Energies a décidé de ne pas acheter des garanties d'origine cette année : l'électricité des PAC ne peut donc être considérée comme de l'énergie renouvelable.

5 192 tonnes de CO₂ ont été évitées.

La quantité de chaleur livrée en 2023 s'élève à 35 528 MWh pour un prix moyen de 176,6 € TTC / MWh.

Ce prix élevé est la conséquence d'un prix d'achat de l'électricité élevé contractualisé à l'été 2022 et qui concernera également l'année 2024.

Fiche d'identité synthétique

<u>FICHE D'IDENTITÉ SYNTHÉTIQUE</u>			
Titulaire	Société dédiée Plaine de Garonne Énergies (PGE) - Engie/Storengy		
Statut	SAS au capital de 8 913 K€ détenu par Engie à 67% et Storengy à 33%		
Président	M. Albert Perez (20-09-2020)		
directeur général délégué	Acun - délégation de signature octroyée à M. Patrick Lalanne (directeur régional délégué)		
Objet	Conception, financement et exploitation d'un réseau de chaleur reposant sur la géothermie et commercialisation de la chaleur		
Périmètre Géographique et fonctionnel	Production, transport et distribution d'énergie calorifique sur le périmètre de la DSP Rive Droite – Projet urbain Brazza, Bastide Niel, Thiers Benauges et Garonne-Eiffel		
Durée	Du 09/01/2017 au 08/01/2047 (30 ans)		
Données financières réalisées : en K€	<i>2018 à 2023</i>	<i>Moyenne/an</i>	<i>2023</i>
produits d'exploitation	15 021	2 503	6 233
charges d'exploitation	16 786	2 798	5 095
Excédent brut d'exploitation	-1 765	-294	1 138
Résultat Courant avant impôt	-8 498	-1 416	-2 771
Résultat Net	-13 497	-2 250	-1 529
Données de gestion réalisées : en T ou MWh	<i>2023 (réel)</i>	<i>2030 (prévisionnel)</i>	<i>atteinte du prévisionnel 2030 à fin 2023</i>
GWh vendus (consommation)	81,1	129,4	63%
MW souscrits (puissance)	25,9	88,1	29%
longueur réseau (en km) posé/ mis en service	27,2 / 26,8	38,1	67%
Financements des investissements	37% subvention des financeurs ADEME et FEDER ; 32% de droits de raccordement ; 31% financement groupe par apport en capital social et prêt		
Equilibre économique	Facturation de la chaleur et eau chaude (R1 et R2) + droits de raccordement pour couvrir les charges		
Points de vigilance	<ul style="list-style-type: none"> - retard de déploiement des projets urbains par l'EPA qui engendre une commercialisation critique du réseau. Cette délégation porte principalement sur des logements neufs. - rentabilité de l'actif jugée fortement dégradée d'où constitution d'une provision pour dépréciation de l'actif. Cette provision est reprise sur le nombre d'années restant du contrat. 		

L'évolution de l'exécution du contrat en synthèse

L'exécution de ce contrat de création d'un réseau de chaleur sur la zone géographique en devenir de la plaine rive droite, entré en vigueur en 2017 pour une durée de 30 ans, se déroule en 2023 dans un contexte de développement des aménagements très ralenti et différent du prévisionnel. Tout d'abord, les préconisations (étude menée en 2014) d'utiliser la géothermie au moyen d'un double forage à l'aquifère des calcaires à filaments (jurassique 1700m de profondeur) s'est révélée un échec en 2019 ; c'est au crétacé (800 m de profondeur) qu'il sera finalement réalisé. Ensuite, il est constaté un décalage temporel des projets urbains. 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. Les raccordements dépendent de la programmation immobilière et de la temporalité de mise en service de ceux-ci. La fluctuation de ces paramètres est de l'ordre de 15 à 20 ans. Un garde-fou existe dans le mécanisme de réexamen du contrat dans l'hypothèse d'un impact significatif lié au décalage de volume de puissance souscrite.

L'exercice 2023 s'inscrit dans la continuité de 2021 et 2022, le chiffre d'affaires suit une courbe ascendante, l'EBE est positif mais le résultat net demeure négatif. Le réel continue de s'écarter de la prévision.

Le chiffre d'affaires s'accroît de 49% (comparé à 2022). Ceci s'explique par un effet volume pour 49% (hiver plus rigoureux ; accroissement des raccordés) et un effet prix à hauteur de 51% (changement de phase de tarification contractuellement prévue ; hausse du prix de l'énergie électrique).

Les charges d'exploitation (5,1 M€) augmentent de 13% Vs 2022, ce qui est principalement dû au poste « autres services extérieurs » qui regroupe notamment la mise à disposition de personnel et les frais de siège. Ces deux postes ont considérablement augmenté. La reprise en direct de l'astreinte et la volonté d'assurer la gestion du site en autonomie expliquent la hausse de la masse salariale en 2023. Quant aux frais de siège leur augmentation est liée au mode de calcul proportionnel à 6,5% maximum du chiffre d'affaires.

L'excédent brut d'exploitation (EBE) positif (+1,1 M€) à l'instar de 2022 (1,2 M€) ne permet pas de couvrir les dotations aux amortissements (4,9 M€). En effet, sur 2023 les immobilisations activées sont à hauteur de 56,8 M€ ce qui représente un amortissement global sur cet exercice de 4,9 M€. Ainsi, le résultat d'exploitation est négatif (1,1 M€) car grevé des amortissements. Les charges financières (intérêts des comptes courants) à hauteur de 1,6 M€ bien qu'atténuées par les produits exceptionnels (reprise de quote-part des subventions) pour 1,2 M€ amènent le résultat net à hauteur de -1,5 M€.

En cumul depuis 2017, le chiffre d'affaires réalisé est de 11,9 M€ vs 15,8 M€ dans le prévisionnel. L'EBE négatif s'élève à -1,8 M€, en deçà des dotations aux amortissements (4,9 M€) contre 6,6 M€ d'EBE pour 8,4 M€ de dotations aux amortissements dans le prévisionnel.

Le résultat net cumulé est de -13,5 M€ comparé à -6,6 M€ au prévisionnel. Le retard de développement est avéré au regard des résultats notamment au niveau de l'abonnement et des droits de raccordements. Seule la montée en puissance du réseau avec l'atteinte d'un nombre d'abonnés critique permettra d'amortir les coûts fixes et générer du résultat.

Le Bilan social, sa physionomie est modifiée de la prévision en ce que les résultats sont plus déficitaires, les capitaux propres sont inférieurs à la prévision. Par ailleurs, le financement des investissements est modifié car les subventions et les droits de raccordement sont moindres (valeur relative et absolue). Ainsi ce sont des apports en compte courant d'associé qui viennent combler le retard de développement des aménagements.

La variation de trésorerie de 6,4 M€ traduit le renflouement par compte courant de la situation critique de trésorerie.

Sur un plan opérationnel, la mise en service de la chaufferie biomasse initialement prévue fin 2023 a été repoussé à l'automne 2024 suite à un incident survenu lors des essais. La pose de linéaire de réseau s'est poursuivie et 30 nouvelles sous stations ont été raccordées. On constate un ralentissement du nombre de permis de construire délivrés en 2023 (7 contre 12 en 2022). Les puissances souscrites à fin 2023 sont à hauteur de 30,921 MW selon la facturation et à 32 MW selon les polices d'abonnement souscrites. Sur 2024 les discussions sont engagées pour apprécier la mise en œuvre de la révision du tarif selon les cas envisagés (art. 87 et 50.4).

Les perspectives : le développement du réseau est contraint par le ralentissement du nombre de permis de construire, respectivement 12 et 7 en 2022 et 2023 pour des constructions sur 2024-2025. La mise en service de la chaufferie biomasse sur 2024 permettra une tarification (phase 4) diminuant de 11% la part abonnement. Le prix de l'électricité dès 2025 sera renouvelé hors crise et devrait retrouver une normalité, d'où une probable baisse de tarif pour les abonnés.

3.5. Perspectives

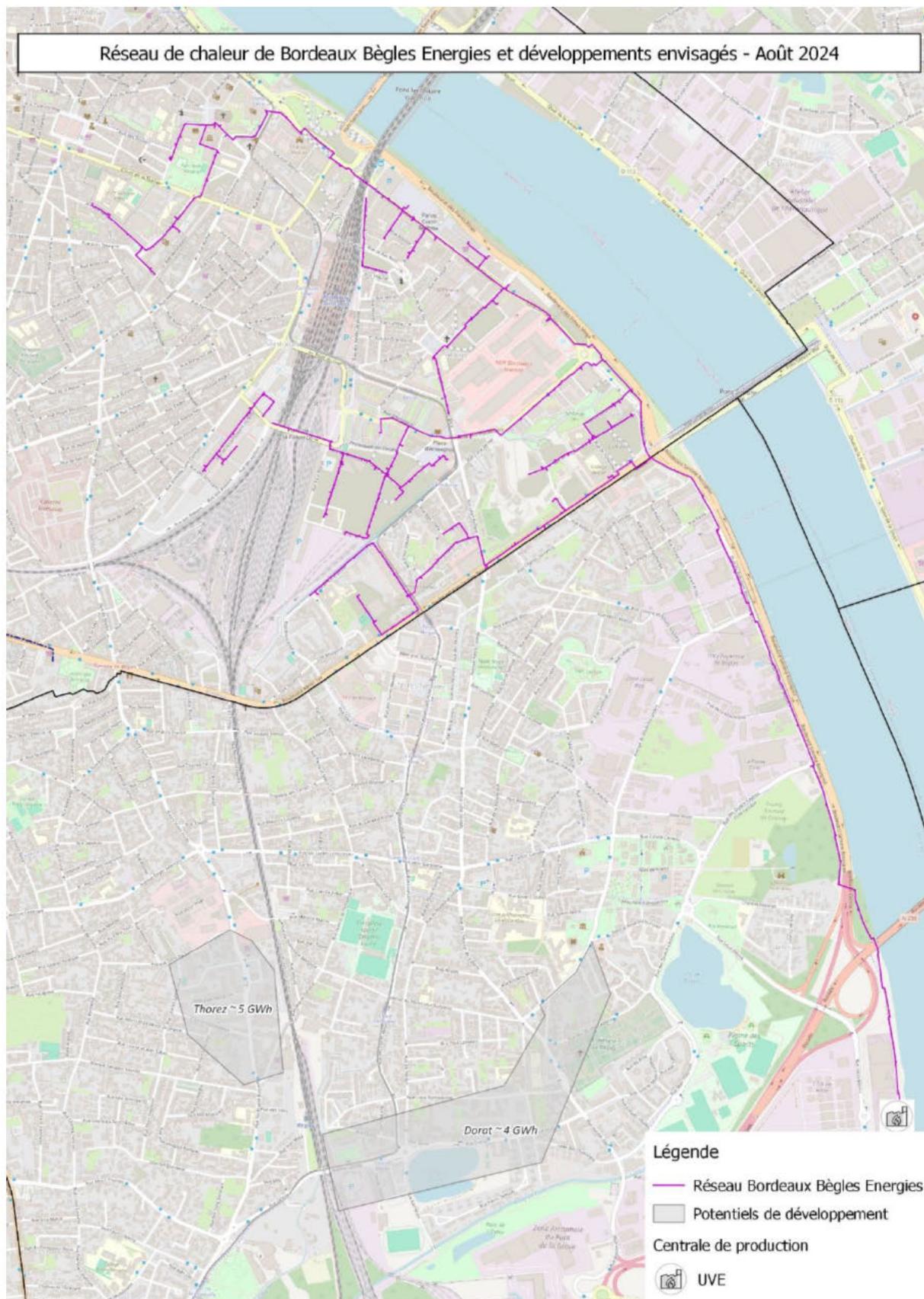
Le prix élevé de l'électricité va continuer à impacter le prix de la chaleur sur 2024. Cependant le tarif devrait connaître une baisse car on attend une baisse du prix de l'électricité par rapport à 2023.

Le déclenchement de la dernière phase tarifaire (phase 4) à la mise en service de la biomasse ainsi qu'une forte baisse du prix de l'électricité attendue en 2025 vont permettre de baisser de manière significative le tarif de chaleur qui devrait retrouver un niveau « classique ».

Les conclusions du schéma directeur lancé en 2023 sont attendues d'ici la fin d'année 2024.

Il est probable également qu'un avenant au contrat soit étudié au cours de l'année 2024 du fait de la non atteinte du « seuil bas » de puissance souscrite définie au contrat.

4. BBE - BORDEAUX BÈGLES ENERGIES (SAINT-JEAN BELCIER)



4.1. Les faits marquants de 2023

16 nouvelles stations ont été mises en service en 2023 pour une puissance souscrite totale de 24 648 kW (+ 38%). Parmi elles on compte notamment le lycée Gustave Eiffel et le théâtre Barbey.

Les ventes thermiques se sont élevées à 20,7GWh sur les 85 GWh prévisionnelles à l'horizon 2035, soit un développement à hauteur de 29% du prévisionnel. La montée en charge du réseau est corrélée à la programmation du projet Euratlantique rive gauche.

Le taux d'EnR a atteint un niveau de 97% avec un contenu carbone de la chaleur très faible (7 g CO₂/kWh).

4.2. 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, sur un périmètre de distribution qui 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 1^{er} juillet 2015. C'est par l'intermédiaire de la société dédiée « Energie des Quartiers » (renommée Bordeaux Bègles Energies par l'avenant 3), 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 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 à terme :

- la mise en place de moyens de production à hauteur d'une puissance installée prévisionnelle à terme de 78 MW. Actuellement, celle-ci s'élève à 23 MW répartis de la manière suivante :
 - ✓ 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 km 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 d'environ 150 sous-stations à terme (51 installées aujourd'hui).

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

A terme, en 2035, les ventes thermiques annuelles de chaleur sont estimées à 84 GWh pour une puissance souscrite de 86 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 87% d'énergies de récupération.

4.3. Bilan 2023

4.3.1. 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 2023.

La puissance installée est actuellement de 23 MW, soit environ 30% 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 2023 a été marqué par la poursuite du développement du réseau : 15,8 km de réseau à fin 2023, soit + 2,23 km par rapport à 2022, soit 76 % 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).

4.3.2. Commercialisation du réseau

Au 31/12/2023, les caractéristiques du réseau de chaleur sont les suivantes :

- **Nombre de sous stations raccordées** : 51 sur un prévisionnel total de 150 environ ; + 16 par rapport à 2022
- **Puissance souscrite totale** : 24,7 MW sur un prévisionnel total de 85,5 MW (avenant 5); + 38 % par rapport à 2022
- **Surface raccordée** : 475 035 m² ; +30 % par rapport à 2022
- **Nombre de logements raccordés** : 2706 ; +79 % par rapport à 2022

4.3.3. Bilan énergétique du réseau

En 2023, les caractéristiques du réseau de chaleur sont les suivantes :

- **Ventes de chaleur aux abonnés** : 20,77 GWh ; + 30% par rapport à 2022
- **Chaleur produite** : 22,79 GWh ; + 30% par rapport à 2022. Sur ces 22,79 GWh,
 - 22,07 GWh sont produits par l'UVE
 - 0,72 GWh sont produits par la chaufferie gaz

En conséquence :

- **le rendement de distribution** s'élève à 91% (20,77/22,79), ce qui constitue une performance supérieure à la moyenne prévisionnelle de 90% sur la durée du contrat
- **Le taux d'EnR** s'élève à 97% (22,07/22,79) ce qui constitue un excellent taux de couverture EnR ; les consommations gaz provenant des périodes d'arrêt technique prévues pour l'UVE.

4.3.4. Indicateurs production de chaleur et mix énergétique

➤ Tarif de la chaleur

Le prix moyen de la chaleur s'est élevé à 93,74 €TTC/MWh contre 83,4 €TTC/MWh en 2022 (+14%).

Le tarif R1 à fin 2023 (56,82 €HT/MWh) est en très légère baisse par rapport au tarif de décembre 2022. Alors que les prix du gaz ont bien reflué sur l'année (ce qui a permis une baisse importante du R1 Gaz), ce sont les prix de l'électricité qui ont fortement augmenté et impacté le R1u à la hausse. En moyenne, la hausse du R1 sur l'année a été de 18% par rapport à 2022. Le R2 a connu une croissance comparable à celle de l'inflation sur 2023 (+6% en moyenne mais +4% par rapport au 31/12/2022).

➤ Contenu en CO₂ du réseau

L'empreinte carbone du réseau est de 7 kgeqCO₂/MWh, ce qui correspond à 4 634 de tonnes CO₂ évitées dans l'année pour 153 tonnes de CO₂ émises en 2023.

➤ Taux EnR&R du réseau

Le taux EnR&R moyen s'est élevé à 97% en 2023.

4.3.5. Bilan social

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

■ [Redacted]

[Redacted]

■ [Redacted]

[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]

[Redacted]

4.4. Analyse économique et financière de l'exercice 2023

4.4.1. Résumé de l'exercice 2023

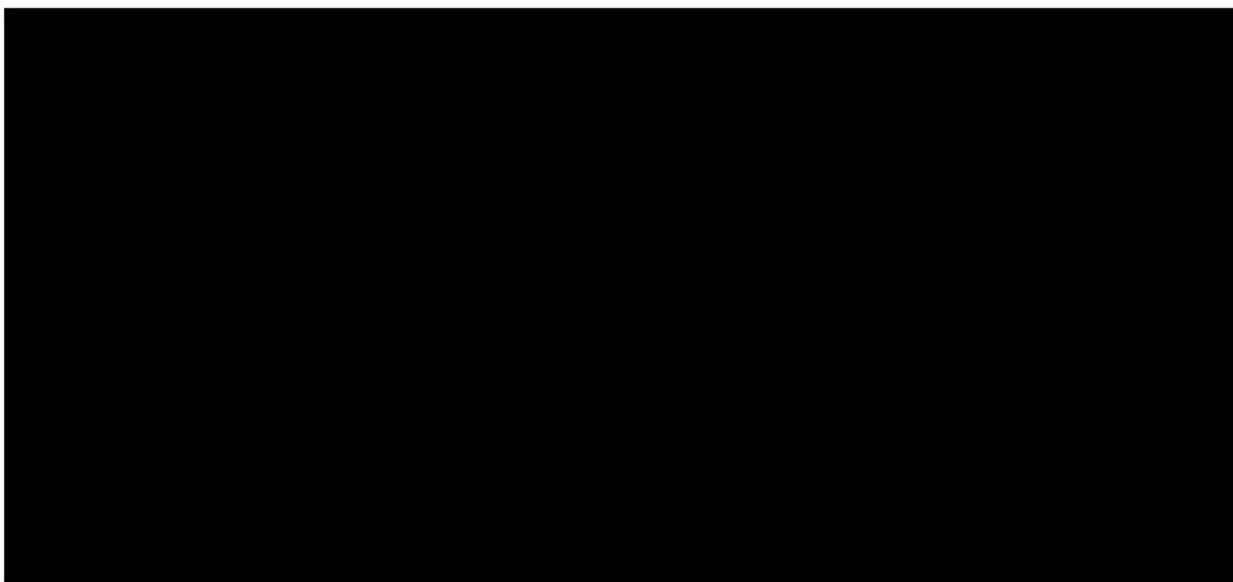
Le contrat de réseau de chaleur de Saint Jean Belcier a pris effet à compter de 2015, pour une durée de 26 ans. La société Bordeaux Bègles Energies – BBE (détenue à 100% par Mixéner, elle-même filiale à 51% de Bordeaux Métropole Energies et à 49% de Idex) a pour objectif de développer le réseau rive gauche sur les projets urbains de la ZAC de Saint-Jean Belcier et des secteurs de Bordeaux Sainte Croix, d'Amédée Saint Germain et de Bègles Garonne. La production de l'énergie (chauffage et eau chaude sanitaire – ECS) provient de la récupération de chaleur des installations de l'Unité de Valorisation Energétique (UVE) de Bègles à 90%, complétée par du gaz en appoint-secours. On notera une faible activité à date de production de froid renouvelable par absorption, qualifiée en autres usages. Le contexte actuel de retard des programmes d'aménagement pénalise le développement du réseau.

4.4.2. Synthèse

Procédure Arrêtés des comptes 2023	Instruction <ul style="list-style-type: none">• Fin mars 2024 : réception du rapport annuel du délégataire• Avril 2024 : envoi et réception de la liste de documents à communiquer	Contradictoire <ul style="list-style-type: none">• De mai à juillet 2024 : échanges sur les comptes et le rapport annuel du délégataire• Septembre 2024 : envoi du rapport annuel du délégant au 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. Suivi des immobilisations (mises en service, amortissements et provisions). Trésorerie faible. Echec du raccordement de la caserne de Nansouty.	
Données financières :		<i>Réalisé 2023</i>
Investissements (€)		14 363 892
Subventions (€)		7 700 000
Chiffre d'affaires (€)		3 648 731
EBE (€)		1 762 115
Résultat Net (€)		1 068 574
Taux de rentabilité (RN/CA)	29,3%	
Données de gestion :		<i>Réalisé 2023</i>
Longueur réseau de distribution (kml)		15,8
Abonnés (nbr)		53
Consommation (GWh/an)		21
Puissances souscrites (MW/an)		24,6
Tarif chaleur (€HT/MWh)		88,9
Tarif chaleur (€TTC/MWh)		93,7
Taux ENR&R (%)	97%	
<i>*Données issues de l'avenant 5</i>		



L'évolution de l'exécution du contrat en synthèse

L'année 2023 est le neuvième exercice du contrat de délégation de 26 ans du réseau de chaleur Saint Jean Belcier. Le réseau est toujours en phase de construction (+2,2 kml sur l'année soit 15,8 kml posés à fin 2023) et de raccordement (+16 nouveaux abonnés sur l'exercice soit 53 abonnés à fin 2023 pour une consommation totale sur le réseau à 20,8 GWh).

Le chiffre d'affaires de l'exercice s'établit à 3,6 M€ et affiche une croissance exponentielle de +63% (à comparer à +21% sur 2022 et +65% sur 2021) ; il dépasse pour la première fois les prévisions contractuelles grâce à un rattrapage de dynamique commerciale qui a permis le raccordement de 16 nouveaux abonnés et l'accord de raccordement de 15 autres. Cette croissance de chiffre d'affaires est portée d'une part par les facturations aux nouveaux abonnés de leurs consommations (pour 40%) mais aussi par leurs droits de raccordement (pour 60%), revus à la hausse depuis fin 2022 avec l'avenant 5⁷.

Les charges d'exploitation s'élevant à 2,6 M€, BBE est à nouveau bénéficiaire sur cet exercice, dans la lignée de 2022. Le déficit accumulé depuis le début du contrat diminue à -1,3 M€ et selon les dernières prévisions du délégataire, la totalité de ses pertes devrait être absorbée en 2025. En effet, la montée en puissance du réseau et l'atteinte d'un certain nombre d'abonnés permet d'amortir les coûts fixes et de pouvoir générer du résultat. A noter cependant que le retard d'EBE depuis le début du contrat [REDACTED]

Le planning des projets urbains desservi est le premier facteur de risque de cette concession. Un retard est pris depuis l'origine du contrat sur le développement du réseau en raison du décalage de livraisons des programmes immobiliers du projet urbain. A fin 2023, il était prévu dans l'avenant 5 une puissance souscrite de 27,1 GW contre 24,6 GW réalisé soit un retard de 9% (à comparer à un retard de 14% en 2022).

Le tarif moyen de la chaleur⁸ en 2023 s'élève à 93,7 €TTC/MWh contre 83,4 € TTC/MWh en 2022 et 65,4 €TTC/MWh en 2021 (soit +12% en 2023 après +28% en 2021). Cette hausse significative de tarif en 2023 résulte d'une augmentation à part égale du R1 (part consommation) et du R2 (part fonctionnement) ; sur la part consommation, la baisse moyenne du prix du gaz sur 2023 n'a pas suffi à compenser l'augmentation du prix de l'électricité, cette dernière constituant la base d'indexation pour 69%.

En 2024, le prix de la chaleur produite par le réseau devrait diminuer par une baisse des prix de l'électricité et du gaz. Le réseau étant toujours en développement, la trésorerie sera à surveiller, pour veiller à ce que les investissements soient couverts sans avoir trop recours au financement du groupe Bordeaux Métropole Energies⁹.

⁷ L'avenant 5 est entré en vigueur en septembre 2022. Depuis, les droits de raccordements s'élèvent à 285 €/kW de puissances souscrites + 15 000 €HT pour les bâtiments neufs et 72 €/kW pour les bâtiments existants.

⁸ Dont les autres usages, c'est-à-dire le froid par absorption.

⁹ Au 31 décembre 2023, BBE a une position d'emprunt de 2 M€ vis-à-vis de BME, à son plus haut niveau historique.

4.5 Perspectives

L'année 2024 verra un développement du réseau et densification de l'extension de la branche entre le lycée Eiffel et Cours de l'Yser essentiellement sur les bâtiments publics, groupes scolaires, lycées, après la place Dormoy.

La prospection continue avec ces services publics (Région, ville de Bordeaux...) pour les autres établissements, notamment le lycée Brémontier et les perspectives de raccordement autour de la caserne Nansouty.

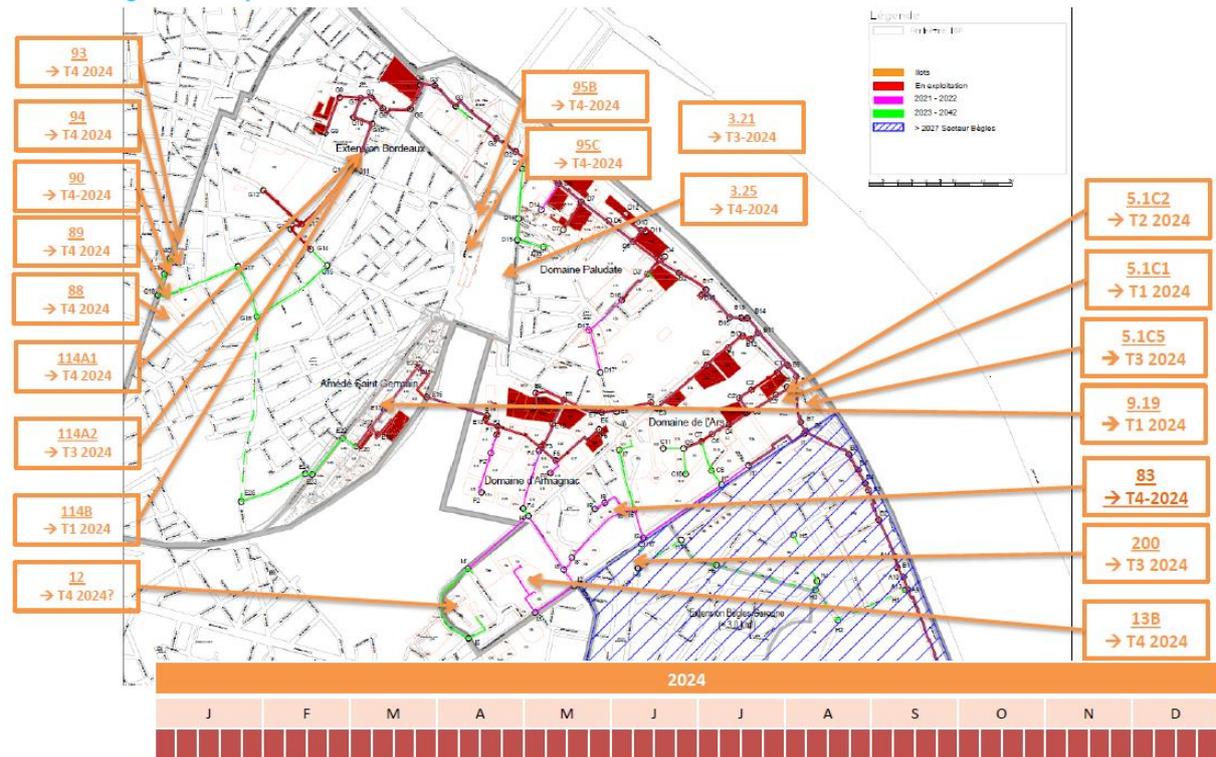
Les études techniques ont été engagées en 2023 et seront poursuivies sur 2024 pour :

- Le Conseil Régional : lycée Brémontier en étude technique en 2023 – signature 2024
- La résidence Europe
- Les bâtiments du bailleur social Clairsienne en réhabilitation (Treuil et Renard)
- Le site du MIN.
- Le raccordement des sites de la ville de Bègles avec un report des travaux après 2026.

Sur ce secteur, en 2024, le développement commercial se poursuit avec la contractualisation et mise en service à réaliser des sites suivants, avec un retard subi dans la programmation immobilière, qui retardent les mises en service prévisionnelles :

Numéro îlot	Site	Usage	Puissance estimée en kW	Estimations des consommations chauffage et ECS (MWh)	Décideur	Date mise en service recalée
9.12	Ilot 9.12 - ILOT B	191 logements	900	790 160	BOUYGUES	09/01/2024
9.19	Ilot 9.19 - ILOT D	Commerces	200	61 347	VILLE ENVIE	01/03/2024
5.1c2	Ilot 5.1c2 - Bâtiment 3B	52 logements	196	168 425	SCCV QUAI NEUF	01/06/2024
3.21	Ilot 3.21 - Art de Vivre	101 logements	266	486 916	AMETIS	01/06/2024
5.1c1	Ilot 5.1c1 - Bâtiment 3A	111 logements	253	360 270	SCCV QUAI NEUF	01/07/2024
5.1c5	Ilot 5.1c5 - BOUYGUES LOGTS 2 - QUAI NEUF ILOT 1 / Bâtiments 1B 1C 1E	89 logements	625	697 704	BOUYGUES IMMOBILIER	01/07/2024
13b	Ilot 13b - 13b SITE PARTEDIS	Bureaux	391	271 781	BOWFOND ET MARIGNAN	01/07/2024
83	Ilot 83 - CTRE SOCIAL BX SUD, 13 rue Professeur Devaux, 33800 Bx	Centre social	100	37 845	BORDEAUX METROPOLE	01/10/2024
114A1	Ilot 114A1 -	51 Logements	578	66 219	Domofrance	01/10/2024
95b	Ilot 95B - GARE SAINT JEAN - CHAUFFERIE NORD	Gare	592	390 405	SNCF Gares & Connexions	01/10/2024
95c	Ilot 95B - GARE SAINT JEAN - CHAUFFERIE CENTRALE	Gare	290	724 563	SNCF Gares & Connexions	01/10/2024
3.25	Ilot 3.25 - GARE SAINT JEAN - BELCIER	Gare	230	104 876	SNCF Gares & Connexions	01/10/2024
114A2	Ilot 114A2 - Art de ville, 20 rue de Lentillac, Bordeaux	80 logements	351	104 443	COGEDIM	01/10/2024
200	Ilot 200 - Naturenciel	Logements	280	304 835	PROMOGIM	01/10/2024
114B	PROJET NEUF LENTILLAC	80 logements	900	277 503	SAIC	01/03/2024
	TOTAL		5329	4847		

Programme prévisionnel 2024 - Travaux sous-stations: 19



5.GPE - GRAND PARC ENERGIES (BORDEAUX)

5.1 Les faits marquants de 2022 et 2023

Le contrat a pris effet le 1^{er} juillet 2022 pour une durée de 25 ans. L'année 2022 a été marquée par la phase réglementaire en vue de l'obtention du permis minier auprès de la DREAL et par le lancement des études préalables à la réalisation du réseau et des moyens de production EnR, géothermie et biomasse.

En parallèle, Bordeaux Métropole a fait l'acquisition du réseau existant auprès d'InCité et d'une partie du foncier rue du Professeur Vèzes sur lequel sera implantée la future chaufferie biomasse pour les mettre à disposition de son concessionnaire.

Bordeaux Métropole a classé le réseau en novembre 2022 (délibération du 25 novembre).

En 2023, GPE a posé 3,5 km de réseaux supplémentaires pour un total de 7,5 km au 31/12/2023.

En parallèle de cela, les travaux suivants ont été effectués :

- Travaux de démolition de l'ancienne Laiterie sur le terrain de la future chaufferie Biomasse,
- Début des travaux de la chaufferie Biomasse,
- Création de la plateforme pour accueillir les équipements de forage.

5.2 Rappel

5.2.1 Caractéristiques du projet

Sur ce quartier existait déjà un réseau de chaleur privé de 4 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 réseau de chaleur public, verdir son mix énergétique et l'étendre.

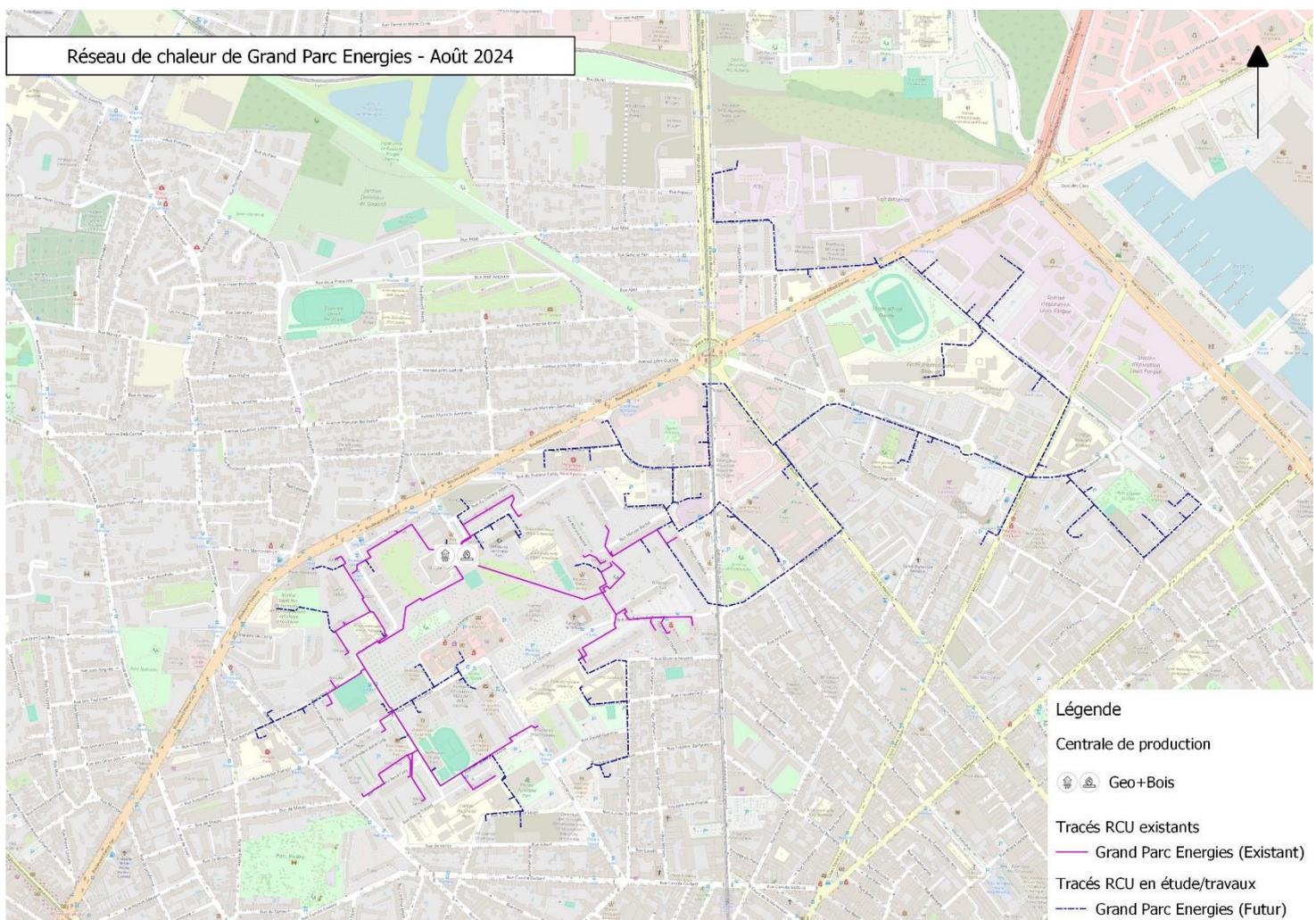
Les études ayant montré l'intérêt du projet (2,3 fois plus d'énergie livrable), la consultation pour la concession du réseau de chaleur de Grand Parc d'une durée de 25 ans a été lancée en octobre 2020. Le choix du lauréat, Engie Energies Services, a été approuvé par le conseil métropolitain le 26 novembre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

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 : 28 M€

5.2.2 Plan du réseau à terme



5.3 Bilan 2023

5.3.1 Résumé de l'exercice 2023

Les faits marquants ont été mentionnés ci-dessus. Comme la prise d'effet du contrat a eu lieu le 1^{er} juillet 2022, il a été convenu d'un commun accord qu'il n'y aurait pas de rapport annuel du délégataire en 2022 mais que celui de 2023 ferait état de l'année 2023 et des 6 mois de l'année 2022.

Le tarif moyen de la chaleur s'est élevé pour 2023 à 128,5 € TTC/MWh.

5.3.2 Bilan social

[REDACTED]

5.4 Analyse économique et financière de l'exercice 2023

5.4.1 Résumé de l'exercice 2023

Le contrat de réseau de chaleur de Grand Parc est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2022, pour une durée de 25 ans, et repose sur un réseau privé (racheté à la société d'économie mixte In'cité) et d'un puits de géothermie existants. La société dédiée Grand Parc Energies – GPE (détenue à 100% par Engie Energie Services) a pour objectif la reprise, le verdissement et le développement du réseau. L'exercice 2023 présente les 18 premiers mois pendant lesquels l'exploitation du réseau a été poursuivie à l'identique : alimentation des besoins des abonnés historiques en chauffage avec les chaufferies gaz actuelles comprenant une centrale de cogénération. La mise en service des moyens de production ENR (géothermie et biomasse), prévue initialement en 2024 sera décalée d'un an à la suite de problèmes administratifs et techniques mais n'entravera pas le développement commercial initialement prévu.

5.4.2 Synthèse

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2023	<ul style="list-style-type: none"> • Avril - juin 2024 : réception du rapport annuel du délégataire • Mai à septembre 2024 : envoi et réception de la liste de documents à communiquer 	<ul style="list-style-type: none"> • De juillet à octobre 2024 : échanges sur les comptes • Pas d'envoi du rapport annuel du délégant au délégataire

Fiche d'identité synthétique

Titulaire :	Grand Parc Energies, société dédiée à l'exploitation.	
Statut :	SASU au capital de 5 206 000 €, détenue à 100% par Engie Energie Services.	
Président :	Albert Pérez.	
Directeur Général :	Christophe Raymond	
Objet DSP :	La reprise, la construction et l'exploitation de l'ensemble des ouvrages destinés au service public de production, de distribution et de livraison de chaleur du réseau de chaleur du Grand Parc, avec une chaleur très majoritairement d'origine renouvelable : 68% de géothermie et 17% de biomasse à compter de la mise en service des installations.	
Périmètre Géographique :	Grand Parc ; Le périmètre de la délégation est limité à l'est par la Garonne, la rue Judaique au sud, les boulevards à l'ouest et le lac au nord.	
Durée :	25 ans, du 1er juillet 2022 au 30 juin 2047.	
Points de vigilance :	Evolution des prix de l'énergie. Suivi des immobilisations (mises en service, amortissements et provisions). Mise en service de moyens de production ENR : géothermie et chaufferie biomasse	
Données financières :	[REDACTED]	<i>Réalisé 2022 + 2023</i>
Investissements (€)		6 486 890
Subventions (€)		0
Chiffre d'affaires (€)		6 641 974
EBE (€)		-978 550
Résultat Net (€)		-1 115 448
Taux de profitabilité (RN/CA)		-16,8%
Données de gestion :	[REDACTED]	<i>Réalisé 2022 + 2023</i>
Longueur réseau de distribution (km)		7,5
Abonnés (nbr)		27
Consommation (GWh/an)		21,98
Puissances souscrites (MW/an)		13,88
Tarif chaleur (€/HT/MWh)		128,5
Tarif chaleur (€/TTC/MWh)		135,6
Taux ENR&R (%)	0%	
Autre :	Etude en cours des traités particuliers d'abonnement relatifs au bouclier tarifaire (de nov22 à avr23)	
<i>*Données issues du contrat initial</i>		

L'évolution de l'exécution du contrat en synthèse

L'exercice 2023 constitue la première clôture financière du contrat de délégation de 25 ans du réseau de chaleur de Grand Parc Energies, couvrant 18 mois d'activité. Cette période a permis la constitution de la société dédiée et de son cadre administratif.

L'exploitation du réseau historique et de ses 27 abonnés, alimentés en chauffage par des chaudières gaz a mené GPE à des résultats très déficitaires : en effet, alors que les abonnés ont pu bénéficier du tarif cible du contrat, basé sur 86% d'ENR et seulement 14% de gaz, GPE a dû réaliser 100% de ses approvisionnements en gaz, dans un contexte de très forte augmentation de prix comparé au contrat¹⁰. Cette situation conduit à un résultat net de -1,115 M€ alors que le contrat prévoyait un déficit à -0,148 M€¹¹.

Les travaux de premier établissement ont débuté mais ont pris du retard comparé au planning initial du délégataire, ambitieux, qui prévoyait une mise en service des ENR de géothermie et de biomasse en octobre 2024. Sur la géothermie, après un délai d'instruction allongé du permis minier, des études ont été lancées afin de réaliser en 2024 les travaux de construction d'une jambe supplémentaire au puits existants (appelée sidetrack) ainsi que la réalisation du puits de réinjection à l'Eocène ; sur la biomasse, les travaux de construction d'une chaufferie de 4MW ont été lancés aux risques du délégataire sans attendre la fin des études de géothermie afin de ne pas décaler davantage la mise en service.

La pose de 3,5 kml de réseau a été réalisée en 2023 afin de prévoir l'extension de celui-ci.

L'ensemble des demandes de Bordeaux Métropole

la prochaine clôture financière. Dans les sujets les plus importants : charges de Gros Entretien Grandes Visites et Renouvellement (GEGV&R)

, étude en cours des traités particuliers d'abonnement mis en place de novembre 2022 à avril 2023 relatifs au bouclier tarifaire, détail des immobilisations

. De façon globale,

■ Le contrat a été conclu sur la base d'indices en date de décembre 2020 ; ainsi, le cours du gaz, figé à une référence contractuelle PEG MA de 13,79 €, s'est envolé en moyenne sur la période à 75,63 €.

¹¹ Les estimations financières du contrat prévoient cette décorrélation entre la facturation aux abonnés et les moyens de production sur la période ; mais avec un prix du gaz bas dans les hypothèses, l'impact financier n'était pas aussi prégnant.

5.5 Perspectives

Grand Parc Energies est en train de déployer l'extension du réseau de chaleur depuis avril 2023 et ce, jusqu'à 2025 pour les derniers tronçons.

La construction d'une chaufferie biomasse de 4 MW a commencé à l'automne 2023 sur le foncier Vèzes (partie Bordeaux Métropole).

Grand Parc Energies a obtenu l'obtention du permis minier de la DREAL en vue de commencer les travaux sur le puits au premier trimestre 2024 et la réalisation du local PAC pour une mise en service en 2025.

Le réseau de chaleur GPE avec des moyens de production EnR (biomasse) aurait dû être opérationnel pour la saison de chauffe 2024 et intégralement opérationnel (géothermie/biomasse) en 2025. Malheureusement, des difficultés administratives et techniques ont retardé les travaux de géothermie et de la chaufferie biomasse. Les moyens de production ENR seront opérationnels pour la saison de chauffe 2025-2026.

6 MCE - MERIGNAC CENTRE ENERGIES (MERIGNAC)

6.1 Les faits marquants de 2023

L'année 2023 est marquée par les essais et mise en service de la chaufferie biomasse en octobre-novembre.

7 sous-stations ont été livrées et réceptionnées à fin 2023 (1 en 2022 et 6 en 2023) sur les 17 prévues au total sur la durée du contrat.

En avril 2023, un versement des subventions de l'ADEME a été perçu.

6.2 Rappel

Le contrat de concession a été attribué à la société Mixener par adoption en conseil métropolitain du 25 septembre 2020. Le contrat a pris effet à compter de sa notification le 19 octobre 2020.

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.

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.

6.2.1 Caractéristiques du projet

Sur le plan technique, une chaufferie (bois & appoint / secours gaz) jouxte le stade nautique pour une puissance de production en chaufferie de 3,7 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 % (à la signature du contrat).

A terme, 17 sous-stations seront desservies pour un volume de 18,8 GWh livrés annuellement.

Le taux d'ENR atteindra 80 %.

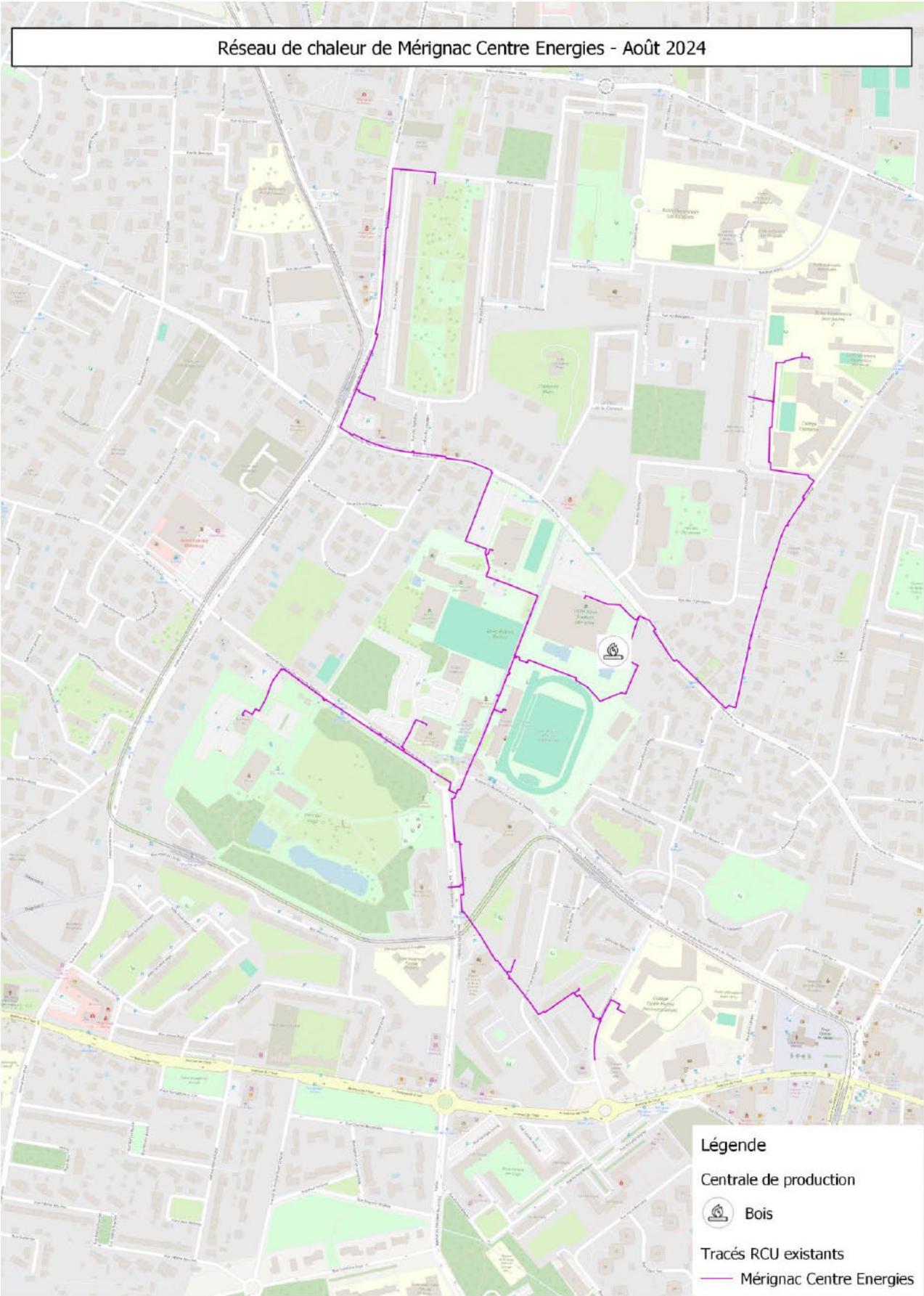
Avant révision, le prix moyen de la chaleur prévu au contrat est de 77,4€TTC/MWh. Les droits de raccordement s'élèvent à 240 € / kW pour les bâtiments neufs et sont nuls pour les bâtiments existants.

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 pouvait être activé dans la première année du contrat, pour revoir à la baisse le programme de travaux si les puissances souscrites cumulées s'élevaient à moins de 80% des puissances souscrites prévisionnelles. Ce repli prévoyait a minima la desserte de 5 GWh de chaleur dont le stade nautique. Le délégataire ayant réussi sa phase de commercialisation, notamment avec l'accord de raccordement de la copropriété de Capeyron, la solution de repli a été de fait abandonnée.

6.2.2 Plan du réseau



6.3 Bilan 2023

6.3.1 Résumé de l'exercice 2023

6.3.1.1 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.

Le second avenant du contrat, actant l'intégration de la clause relative au respect des principes de la République, a été voté, par délibération dn°2022-356 en date du 24 juin 2022.

Un avenant 3 a été notifié le 3 novembre 2023 (délibération n°2023-453 du 29 septembre 2023). Il concerne principalement la modification de la formule de révision du R1 Gaz et la clarification du mode de calcul de révision des taxes.

6.3.1.2 Faits marquants 2023

L'année 2023 a été marquée par la poursuite des travaux.

3152 ml de réseaux ont été réalisés, ce qui représente 82 % de l'engagement initial du programme de travaux au titre des travaux de premier établissement.

En cumul, 97% du linéaire prévu sur l'ensemble du programme de travaux de 1^{er} établissement (y compris tranche 2) a été réalisé.

Une partie des travaux de la 2^{ème} tranche (2029) ont été réalisés par anticipation (55%), à savoir le fonçage sous tram et l'antenne alimentant le collège Gisèle Halimi et la résidence Joliot Curie.

Les 6 sous-stations raccordées en 2023 sont :

- la résidence Parc de Capeyron en octobre 2023,
- la salle omnisport Robert Brettes en octobre 2023,
- le stade Robert Brettes en octobre 2023,
- la maison des associations en octobre 2023,
- l'Hôtel de Ville en octobre 2023,
- la collège Gisèle Halimi en novembre 2023.

La réalisation de la sous-station du Pin Galant a été reportée à 2024 à la demande de la Ville de Mérignac afin de procéder aux travaux de mise en conformité de l'accès en toiture avant les travaux de raccordement.

La réalisation de la sous-station de la résidence des Violettes a été stoppée suite au sinistre survenu lors des travaux de réseaux de chaleur urbain et les travaux de raccordement du collège Capeyron ont été reportés du fait d'un report des subventions allouées au Conseil Départemental de la Gironde.

L'année 2023 est également marquée par la réalisation de l'intégralité des travaux de la chaufferie biomasse et la mise en essais et production à partir de septembre 2023 (le décalage des travaux par rapport à ce qui était prévu au contrat DSP est dû à l'attente de l'atteinte des puissances nécessaires pour engager le réseau étendu avec la puissance de la chaufferie bois correspondante (disposition prévue au contrat)). La chaufferie mobile qui alimentait le stade nautique a été déposée en suivant.

L'exploitation du réseau dans sa configuration normale a démarré en septembre 2023 avec la mise en service de la chaufferie (en gaz) assurant l'alimentation dans un premier temps uniquement de la sous-station du stade nautique de Mérignac. La mise en service de la chaudière biomasse a pu être réalisée dès les mises en services des autres sous-stations pour stabiliser la charge, soit entre le 23 octobre et le 10 novembre 2023.

6.3.2 Bilan social

[Redacted text block]

[Redacted text block]

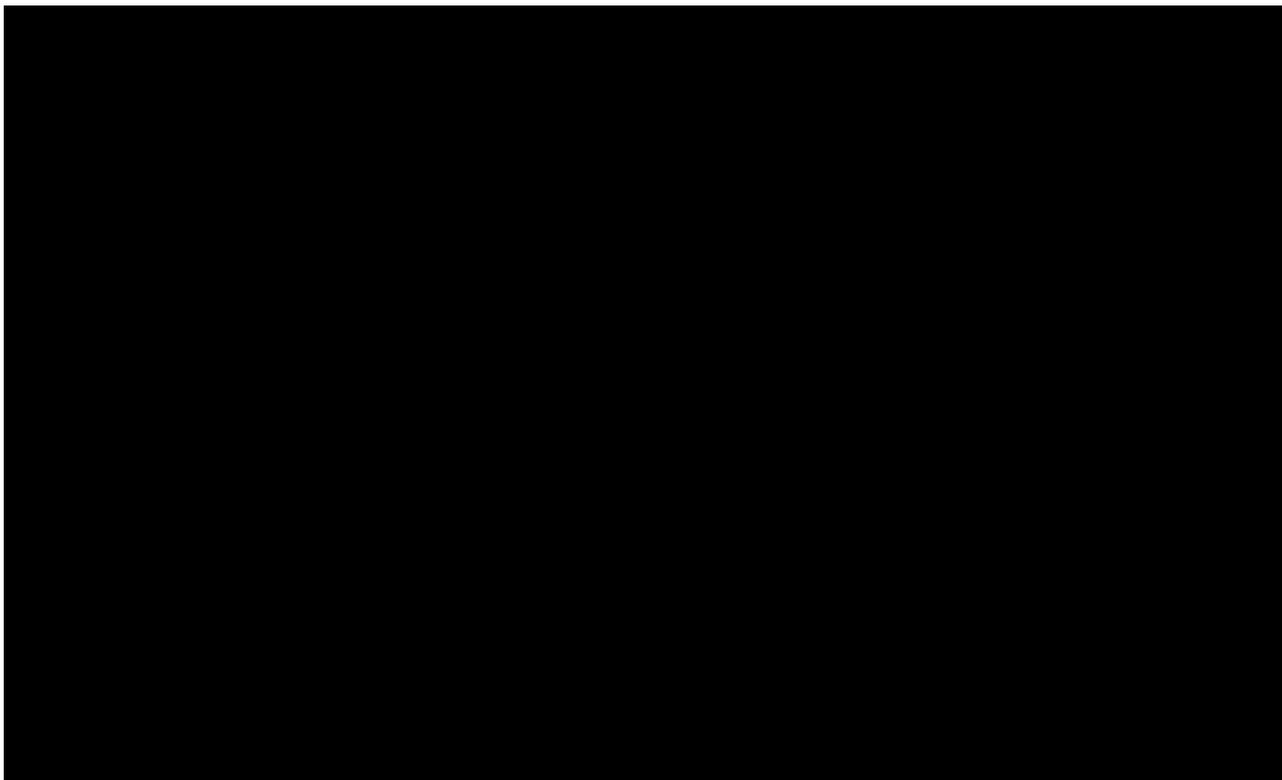
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

- [Redacted list item]
- [Redacted list item]

[Redacted text block]



6.4 Analyse économique et financière de l'exercice 2023

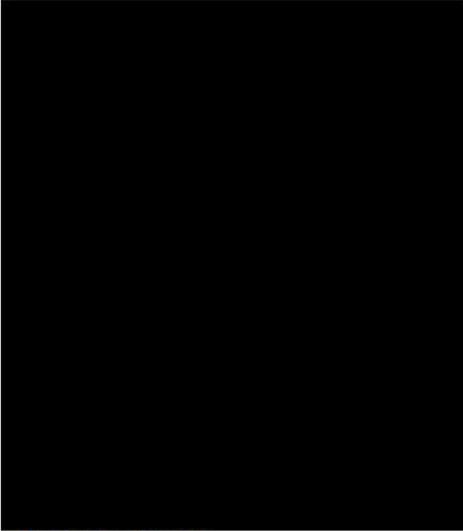
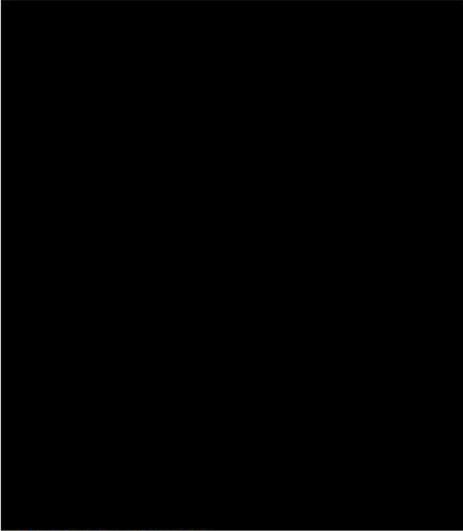
6.4.1 Résumé

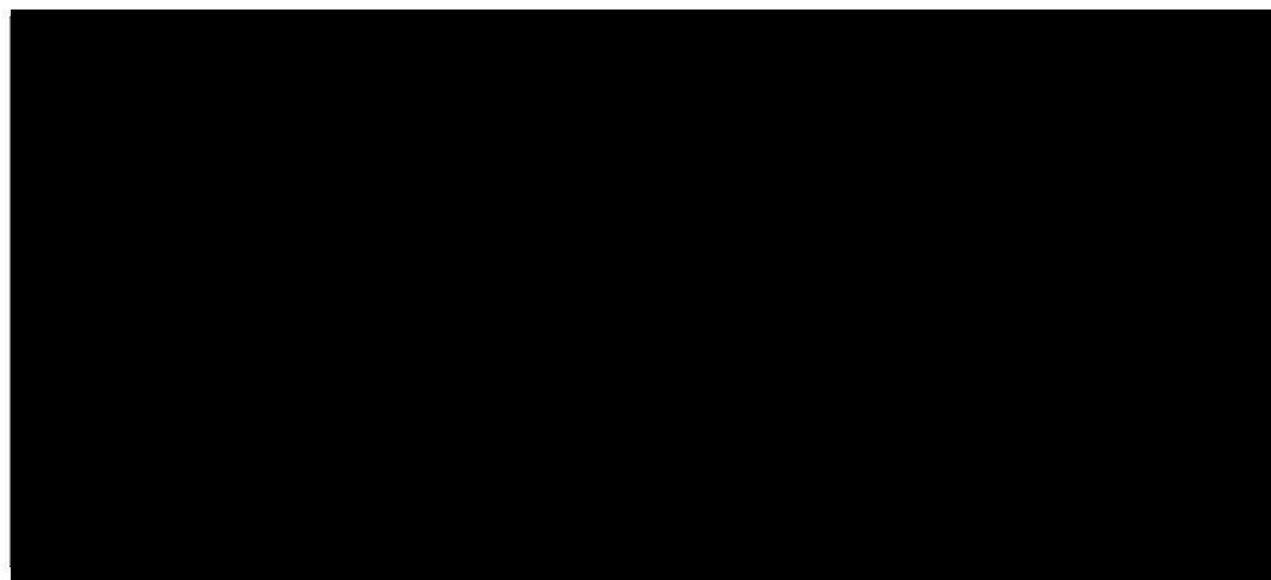
Le contrat de réseau de chaleur de Mérignac Centre a pris effet à compter du 19 octobre 2020, pour une durée de 22 ans. La société Mérignac Centre Energies – MCE (détenue à 100% par Mixéner, elle-même filiale à 51% de Bordeaux Métropole Energies et 49% de Idex) a pour objectif de développer le réseau sur le centre de Mérignac. Après avoir écarté en 2022 une solution de repli existante au contrat en cas de raccordements insuffisants, la production de l'énergie (chauffage et eau chaude sanitaire – ECS) a démarré avec un an de retard, via une chaufferie biomasse, mise en service fin 2023 avec une mixité énergétique cible au contrat de 82% biomasse et 18% gaz. La situation financière accuse en 2023 un retard comparé au contrat et le délégataire affiche de forts surcoûts de construction, qui seront à valider sur la fin de l'année 2024.

6.4.2 Synthèse

Procédure	Instruction	Contradictoire
Arrêtés des comptes 2023	<ul style="list-style-type: none">• Mi-mars 2024 : réception du rapport annuel du délégataire• Avril 2024 : envoi et réception de la liste de documents à communiquer	<ul style="list-style-type: none">• De mai à juillet 2024 : échanges sur les comptes et le rapport annuel du délégataire• Septembre 2024 : envoi du rapport annuel du délégant au 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 Hairaut.	
Objet DSP :	L'établissement et l'exploitation des ouvrages destinés au service public de production et de distribution de chaleur issue à plus de 80% de la biomasse (en moyenne sur la durée du contrat).	
Périmètre Géographique :	Commune de Mérignac.	
Durée :	22 ans, du 19 octobre 2020 au 18 octobre 2042.	
Points de vigilance :	Evolution des coûts de la construction. Evolution du prix de l'énergie.	
Données financières :		<i>Réalisé 2023</i>
Investissements (€)		8 563 174
Subventions (€)		4 400 000
Chiffre d'affaires (€)		496 637
EBE (€)		-208 501
Résultat Net (€)		-359 906
Taux de rentabilité (RN/CA)		-72,5%
Données de gestion :		<i>Réalisé 2023</i>
Longueur réseau de distribution (kml)		3,7
Abonnés (nbr)		7
Consommation (GWh/an)		5
Puissances souscrites (GW/an)		7
Tarif R1 Consommation (€HT/MWh)		48
Tarif R2 Abonnement (€HT/MWh) 		75
Tarif chaleur (€HT/MWh)		90,2
Tarif chaleur (€TTC/MWh)	95,2	
Taux ENR&R (%)	non calculé	
<i>*Données issues du cadre financier du contrat, données établies en € 2020.</i>		



L'évolution de l'exécution du contrat en synthèse

L'année 2023 constitue la troisième clôture financière du contrat de délégation de 22 ans du réseau de chaleur de Mérignac Centre. Le développement du réseau a été marqué cette année par la pose de 3,2 km linéaire de réseau, portant la totalité du réseau à 3,7 km.

Initialement prévue en deux phases de raccordement (12 abonnés dont le stade métropolitain en 2022 et 5 abonnés en 2029), l'exploitation a été retardée par de longues négociations avec la résidence Capeyron en 2022, le délégataire ayant choisi de ne pas activer la solution de repli prévue au contrat¹², impactant le développement du réseau de plus d'un an. Ainsi, si seul le stade métropolitain a été raccordé en septembre 2022, 6 abonnés ont rejoint le réseau à l'hiver 2023, alimentés en partie par la chaudière biomasse qui a été mise en service en automne 2023.

Les produits d'exploitation de l'exercice s'établissent à 496 k€, principalement composés des ventes de chaleur aux abonnés du réseau mais aussi d'une facturation de droit de raccordement au réseau du collège Gisèle Halimi. [REDACTED]

Les charges d'exploitation s'élevant à 829 k€, MCE est déficitaire en 2023. En effet, les coûts d'approvisionnements en énergie (gaz exclusivement via une chaudière mobile jusqu'à la mise en service progressive de la chaufferie biomasse en fin d'année) ont été très forts au regard de la facturation aux abonnés dans un contexte du prix du gaz élevé, et la seule chaufferie prévue pour l'ensemble du réseau a été mise en service avec un faible nombre d'abonnés.

Le tarif moyen de la chaleur en 2023 s'élève à 95,2 € TTC/MWh (cette donnée n'étant pas comparable avec 2022 où un seul abonné était raccordé). Il comprend l'application depuis le mois d'octobre 2023 des modalités de l'avenant 3, remplaçant le référencement de l'indice tarifaire de la molécule gaz (moyenne des 3 derniers indices mensuels plutôt qu'une valeur trimestrielle), dans l'objectif de lisser l'effet des fluctuations du marché sur le prix facturé aux abonnés.

La hausse des coûts de la construction aurait entraîné selon le délégataire une estimation de surcoût d'environ 1,9 M€. Des discussions sont à prévoir dans les prochains mois, une fois les commercialisations et les investissements bien aboutis, afin de faire le point sur cette première phase du contrat, ainsi que sur de potentiels projets de développement du réseau.

En 2024, le réseau étant toujours en développement, la trésorerie sera à surveiller, pour veiller à ce que les investissements soient couverts sans avoir trop recours au financement du groupe Bordeaux Métropole Energies (BME)¹³.

¹² Une solution de repli avait été définie contractuellement pour prévenir d'un échec de commercialisation du réseau. Ce repli pouvait éventuellement avoir lieu à l'issue d'un délai de 12 mois suivant la notification du contrat, pour revoir à la baisse le programme de travaux si les puissances souscrites cumulées s'élevaient à moins de 80% des puissances souscrites prévisionnelles. Ce repli prévoyait a minima la desserte de 5 GWh de chaleur dont le stade nautique. Le délégataire ayant réussi sa phase de commercialisation, notamment avec l'accord de raccordement de la copropriété de Capeyron, la solution de repli a de fait été abandonnée.

¹³ Au 31 décembre 2023, BBE a une position d'emprunt de 1,4 M€ vis-à-vis de BME, en dégradation comparé à 2022.

6.5 Perspectives

L'année 2024 sera marquée par la mise en place du premier comité des abonnés et par le lancement du Schéma Directeur du réseau afin d'étudier ses perspectives d'évolution. Le classement du réseau est également prévu.

7 MKE - MERIADECK ENERGIES (BORDEAUX)

7.1 Les faits marquants de 2023

Depuis le 1^{er} juillet 2021, ENGIE exploite, pour le compte de Bordeaux Métropole, le réseau de chaleur de Mériadeck pour une période de 5 ans via un marché d'exploitation (jusqu'au 30 juin 2026).

Le Musée des Beaux-Arts a été re-raccordé au réseau de chaleur à l'automne 2023 (au lancement de la saison de chauffe 2023-2024). Le bâtiment Tour Horizon (Adonis) a lui été débranché suite à sa demande (non-utilisation de la chaleur).

Une demande de renouvellement du permis d'exploitation du puits a été adressée aux services de l'Etat en août.

7.2 Caractéristiques du réseau

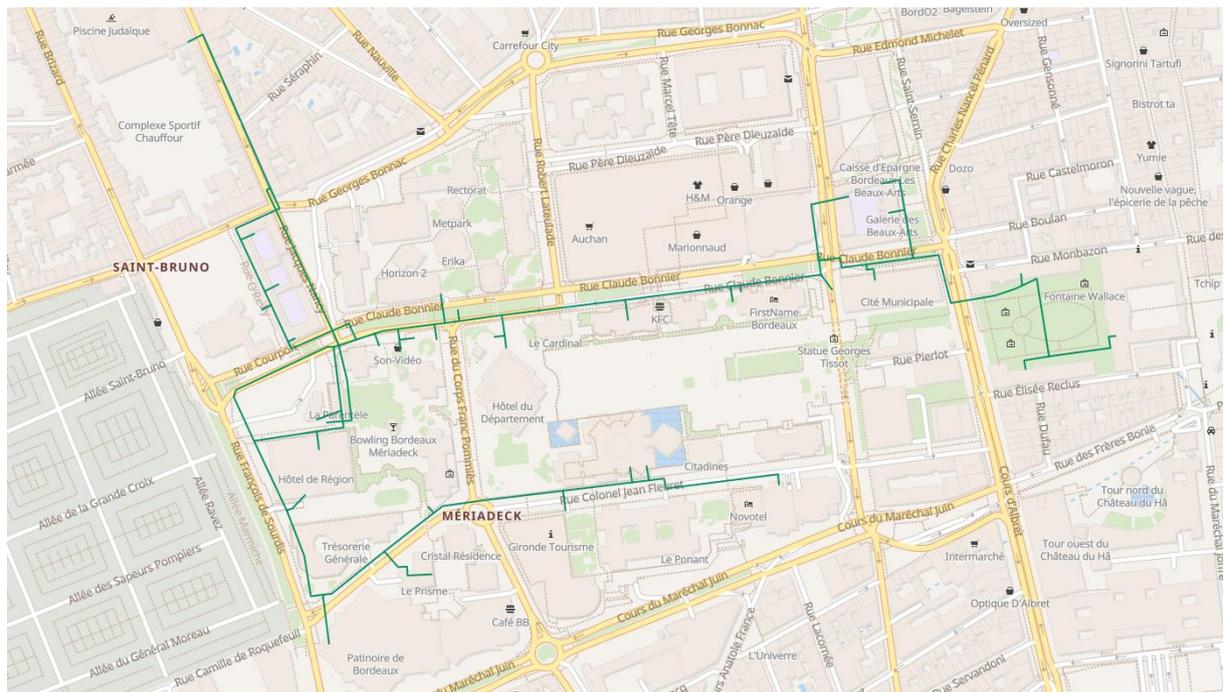
7.2.1 Chiffres clefs du réseau

Un forage géothermique au Céno-mano-turonien (1149 m de profondeur)
Puissance thermique maximale de 4 MW (échangeurs thermiques),
Energie produite : environ 4 à 5 GWh/an,
15 sites (13 sous-stations) desservis en 2023,
Longueur du réseau : 3 km,
Régime de température : 50-30°C actuellement,
Volume d'eau géothermique prélevé compris entre 100 000 et 200 000 m³ par an (max autorisé de 300 000 m³)

7.2.2 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 céno-mano-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 100 000 et 200 000 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 Judaique, lavage voiries), la majorité étant rejetée dans le réseau d'assainissement et s'écoule gravitairement vers la station d'épuration de Louis Fargues.

7.2.3 Les sous-stations raccordées



Plan général du réseau de Mériadeck (France Chaleur urbaine)

N°	Clients	N° poste	Bâtiments/Sites	Adresse	Date raccordement
1	Préfecture de la Gironde	1a	Hôtel du Département	Esplanade Charles de Gaulle	1986
2	Conseil Général de la Gironde	2	Immeuble Gironde	Esplanade Charles de Gaulle	2009
		3	Croix du Palais – Egalité	1, rue du Corps Franc Poggiès	10/2016
3	Trésorerie Générale de la Gironde	4	Trésorerie Générale de la Gironde	Rue François de Sourdis	1987
4	Ville de Bordeaux	5	Bibliothèque Municipale	Cours du Maréchal Juin	1987
		11	Piscine Judaïque	26, rue Brizard	2011
		13	Musée des Beaux-Arts	Cours d'Albret	2012
		14	Cité Municipale de Bordeaux	Rue Jean Fleuret	2014
5	Axel Vega	12b	Tennis Mériadeck	Rue Claude Bonnier	1982
		15	Patinoire de Bordeaux	Rue François de Sourdis	1987
6	Conseil Régional d'Aquitaine	16	Hôtel de région	Rue François de Sourdis	1986
		17	Croix des Fontaines	Rue Claude Bonnier	1982
7	CUB	18	Hôtel de la CUB	Rue Jean Fleuret	2009
		19	Laure Gatet	12, rue Jean Fleuret	2012
8	Auchan Mériadeck	20	Tour Cristal	Rue Claude Bonnier	1982
9	ADONIS	22	Tour Horizon 2	11, terrasse Front du Médoc	1986

Liste des sous-stations du RCU de Mériadeck

7.3 Bilan 2023

7.3.1 Mix énergétique et contenu CO₂

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. Ce taux ne reflète toutefois pas le taux d'EnR de la chaleur finale car une partie des abonnés sont équipés de pompe à chaleur en installations secondaires.

Comparativement à une production de type chaudière au gaz naturel, la centrale géothermique a permis en 2023 d'éviter l'émission d'environ 774 tonnes d'équivalent CO₂ (déclaration SNCU).

7.3.2 Production et distribution de chaleur

La chaleur produite (extraite du forage) a été d'environ 3 685 MWh pour l'année 2023.

L'eau distribuée annuellement sur le réseau a atteint, en 2023 un volume de 110 550 m³, en tenant compte de la valorisation géothermale de la piscine judaïque.

7.4 Analyse économique de l'exercice 2023

Pour l'année 2023, les principales données économiques sont les suivantes :

Les recettes totales issues de la vente de chaleur aux abonnés en 2023 sont de 218,7 k€ HT, avec :

Recettes R1 (consommation) : 56 k€ HT

Recettes R2 (abonnement) : 162 k€ HT

Les redevances (forfaitaires) issues de la fourniture d'eau chaude à la piscine judaïque sont d'environ 27,5 k€ sur l'année.

Les charges d'exploitation (P1 à P5) se sont élevées à 352,3 k€ sur 2023.

Cela conduit à une insuffisance brute d'exploitation de 106 k€.

7.5 Perspectives

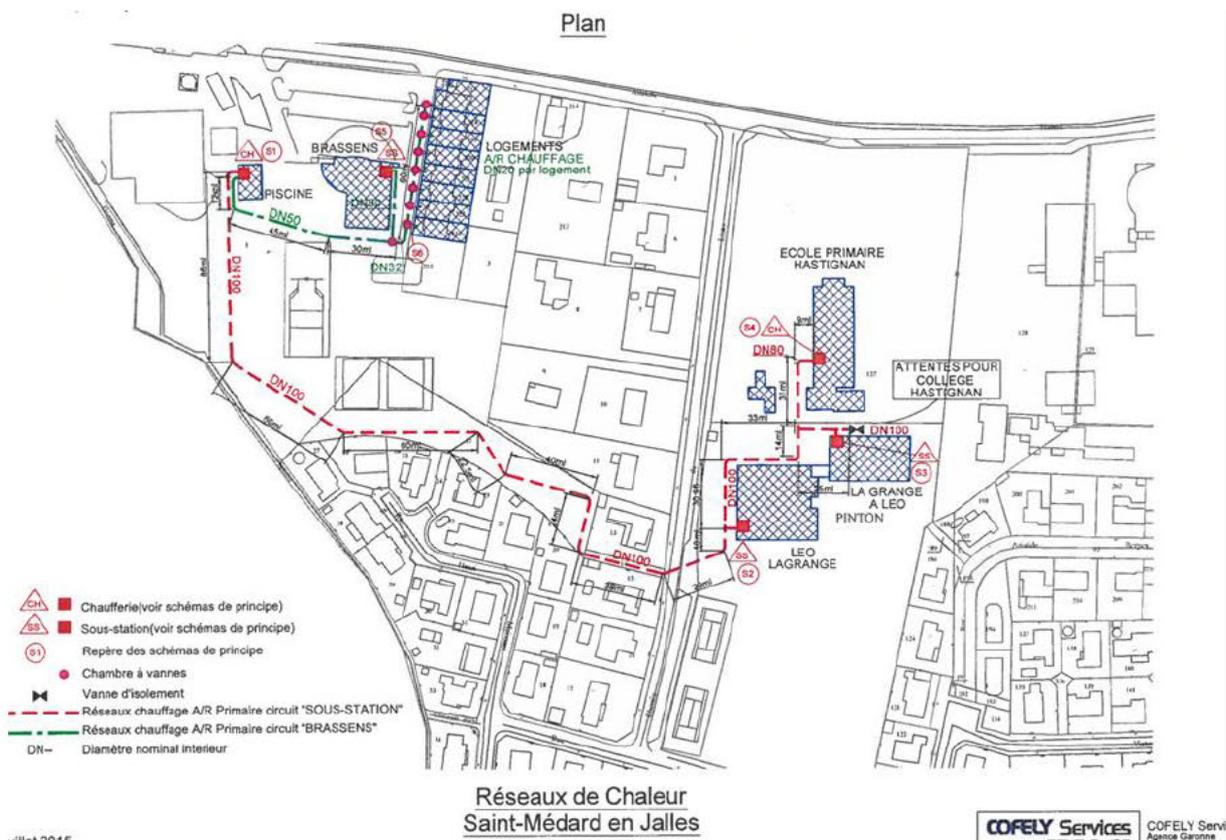
Le renouvellement du permis d'exploitation du puits devrait être obtenu en 2024.

Des travaux de rechemisage du puits seront effectués à l'été 2025 pour mettre celui-ci en conformité avec ce permis minier.

Des études seront réalisées pour répondre aux demandes de raccordement des écoles Saint-Bruno et Anatole France au réseau de chaleur, anciennement débranchées. Pareillement, la faisabilité de raccorder le Musée des Arts Décoratif et du Design sera étudiée.

La Musée des Beaux-Arts verra un changement de son échangeur pour répondre à une augmentation de puissance suite au souhait d'approvisionner également l'Hôtel de Ville en chaleur.

8 HASTIGNAN (SAINT-MEDARD-EN-JALLES)



8.1 Les faits marquants de 2023

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.

Le Taux d'ENR&R sur la saison de chauffe 2023 a été de 55% (pour rappel le taux de mixité attendu contractuellement est de 75 à 85%). Ce taux dégradé s'explique par les dysfonctionnements (de la chaudière biomasse) suivants :

- La chaudière biomasse a été arrêtée du 11 mai au 27 octobre en 2023. En effet la chaudière bois n'est utilisée que sur la période de chauffe. La piscine, qui a des besoins tout au long de l'année est uniquement alimentée par la chaudière au gaz (plus les panneaux photovoltaïques) hors période de chauffe.
- Un arrêt de 5 jours a eu lieu au mois de janvier 2023 à la suite d'un problème de la pompe de charge.
- Des dysfonctionnements ont eu lieu pendant plusieurs jours d'affilés au mois de novembre et au mois de décembre 2023 faisant suite à un problème sur le capteur fin de course de la grille du foyer. Le capteur a finalement été changé le 11/12/2023.

La chaudière bois ne tournant que sur la période d'allumage du chauffage, la moindre panne abaisse fortement le taux de couverture ENR.

8.2 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.

8.2.1 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 74% 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

8.2.2 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).

8.3 Bilan 2023

Le taux d'énergie renouvelable en 2023 est faible. Cela dit, avec le fonctionnement de ce réseau (la chaudière bois ne fonctionnant que lors de la période de chauffe et la piscine fonctionnant au gaz hors période de chauffe), la moindre interruption de la chaudière bois fait chuter le bilan ENR en dessous de 75%.

Le taux contractuel de 75 à 85% ne peut être atteint que lors d'une année sans dysfonctionnement.

Ce point sera à définir clairement lors du renouvellement de marché à venir (2026).

8.4 Analyse économique de l'exercice 2023

Pour l'année 2023

Recettes R1 : 92 953,51€

Recettes R2 : 64 451,56€

Les recettes se sont élevées à 166 062,35€ TTC (157 405,07€ HT)

Les dépenses se sont élevées à 181 355,50€ TTC

8.5 Perspectives

L'extension du réseau à l'école maternelle est abandonnée. La ville de Saint-Médard en Jalles envisage finalement un remplacement par une chaudière à pellets au vu des distances de raccordement.

La possibilité de raccordement du Collège sera, en revanche, étudiée au moment du renouvellement du contrat.

En 2024, les interventions suivantes sont prévues :

- Remplacement de la chaudière gaz, faisant suite à des défaillances
- Réparation des portes de la chaufferie (celles utilisées pour la livraison du bois sont endommagées)

9 PARC NEWTON (RESEAU PRIVE CLASSE)

Le réseau Parc Newton situé à Bègles est un réseau privé classé dont l'exploitant est Engie Cofély. Il fait l'objet d'un contrat signé en octobre 2016 pour une durée de 25 ans avec obligation pour l'Etablissement Public d'Aménagement Bordeaux Euratlantique de communiquer le contrat du réseau de chaleur à la vente des lots. L'alimentation en chaleur (et bientôt en froid) est assurée par un doublet géothermique à basse température avec un appoint/secours par PAC électrique et chaufferie au biométhane. L'eau est prélevée à environ 200 m à une température de 20°, ce qui, associé à des pompes à chaleur, permet d'assurer une production de chaleur et de froid à haute efficacité énergétique. L'eau est ensuite réinjectée dans un second puits éloigné du premier. Ce dispositif en doublet n'a donc aucun impact sur la ressource en eau du territoire.

Le réseau ne dessert que des bâtiments tertiaires : 30 000 m² de bureaux et services. Il produira à terme de la chaleur et du froid grâce à la géothermie. Pour cette première année de mise en service du réseau, le froid a été exclusivement produit à partir de groupes froids (0.28Wh de quantité de froid vendue) et une partie seulement de la chaleur a été produite grâce à la géothermie (0.164 GWh de chaleur EnR vendue sur 0.3 GWh de chaleur vendue totale), ce qui explique le taux d'ENR assez faible (52%). 4 sous-stations ont été raccordées dans l'année.

10 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 2023, par programmes (hors opérations d'ordre).

2023		Fonctionnement		Investissement		TOTAL
Programme		Dépenses	Recettes	Dépenses	Recettes	
71P001	RC Hauts de Garonne	85 951 €	400 796 €	6 300 €	0 €	
71P006	RC Plaine Rive Droite	-2 778 €	125 426 €	3 308 €	0 €	
71P007	RC Saint Jean Belcier	158 885 €	513 589 €	250 000 €	0 €	
71P008	RC Saint Médard	164 597 €	245 647 €	0 €	0 €	
71P009	RC Mériadeck	266 867 €	-245 647 €	134 350 €	0 €	
71P010	RC Le Haillan	4 620 €	0 €	95 303 €	0 €	
71P011	RC Mérignac Centre	11 040 €	22 518 €	0 €	0 €	
71P012	RC Grand Parc	15 600 €	254 975 €	37 166 €	0 €	
71P013	RC Métropole Sud	0 €	0 €	98 160 €	0 €	
71P004	Opérations budgétaires et patrimoniales	310 538 €	1 €	0 €	318 283 €	
71P005	Ressources humaines	227 850 €	0 €	0 €	0 €	
Total		1 243 170 €	1 317 305 €	624 586 €	318 283 €	
Solde			74 135 €		-306 303 €	-232 168 €
Reports N-1 (hors 1068)			1 750 167 €		173 955 €	1 924 122 €
Restes à réaliser					-470 618 €	-470 618 €
Solde global de clôture			1 824 302 €		-602 965 €	1 221 336 €

11 ZOOM SUR LES PROJETS ET ETUDES EN COURS

11.1 Réseau de chaleur « Métropole Sud »

Bordeaux Métropole a identifié un périmètre qui pourrait satisfaire aux conditions nécessaires au développement d'un réseau de chaleur important 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.

En juillet 2022 (délibération n°2022-424), Bordeaux Métropole a approuvé la décision de faire du réseau de chaleur dit « Met Sud ».

L'année 2022 a été mise à profit pour consolider les études et passer des accords avec plusieurs partenaires du projet, et notamment :

- Établissement d'un protocole d'accord avec l'Université de Bordeaux permettant à l'Université, si elle le souhaite, d'investir en propre dans la branche du réseau de chaleur qui dessert le campus
- Etablissement d'un bail de 50 ans relatif à la mise à disposition par l'Université de Bordeaux d'un terrain de 7000 m² sur la Plaine de Rocquencourt
- Recherche d'accord avec Domofrance pour raccorder le quartier de Saige Formanoir et pour mettre à disposition du réseau de chaleur le forage géothermique de Saige qui appartient à Domofrance. Ces accords n'ont pas abouti rapidement, conduisant à un retard de plusieurs mois dans le lancement de la consultation.
- Avancement sur la solution innovante de réinjection de l'eau géothermale dans le réseau d'adduction d'eau potable, bien que cette solution comporte des freins réglementaires pas encore levés. En effet, le code de la santé publique impose d'être pleinement propriétaire des périmètres de protection immédiate des forages destinés à l'eau potable, ce qui n'est à ce jour le cas, ni pour le forage géothermique envisagé à Rocquencourt, ni pour le terrain de Saige.
- Accord du CHU de Bordeaux pour intégrer dans le projet la réalisation d'un réseau de chaleur supplémentaire situé à Pessac extra-rocade, incluant le raccordement des hôpitaux Xavier Arnoz et Haut Lévêque. Ce réseau sera alimenté par une chaufferie biomasse située sur une parcelle mise à disposition par le CHU sur le site de Haut Lévêque.

Ces différents accords ont eu des conséquences sur la taille du projet qui est passé de 140 à 185 GWh, ainsi que sur l'élaboration du cahier des charges qui doit intégrer plusieurs choix restant en attente d'arbitrage au moment du lancement de la consultation.

La délibération de 2022 a été complétée en mars 2023 par la délibération n°2023-158 pour rajouter notamment les hôpitaux Sud au projet.

La consultation a été lancée en 2023 avec une remise des candidatures début novembre 2023 mais la procédure a été déclarée sans suite. Bordeaux Métropole a relancé la consultation fin décembre 2023. Les candidatures et offres sont attendues pour avril 2024 ce qui a pour conséquence de décaler l'attribution à mi 2025.

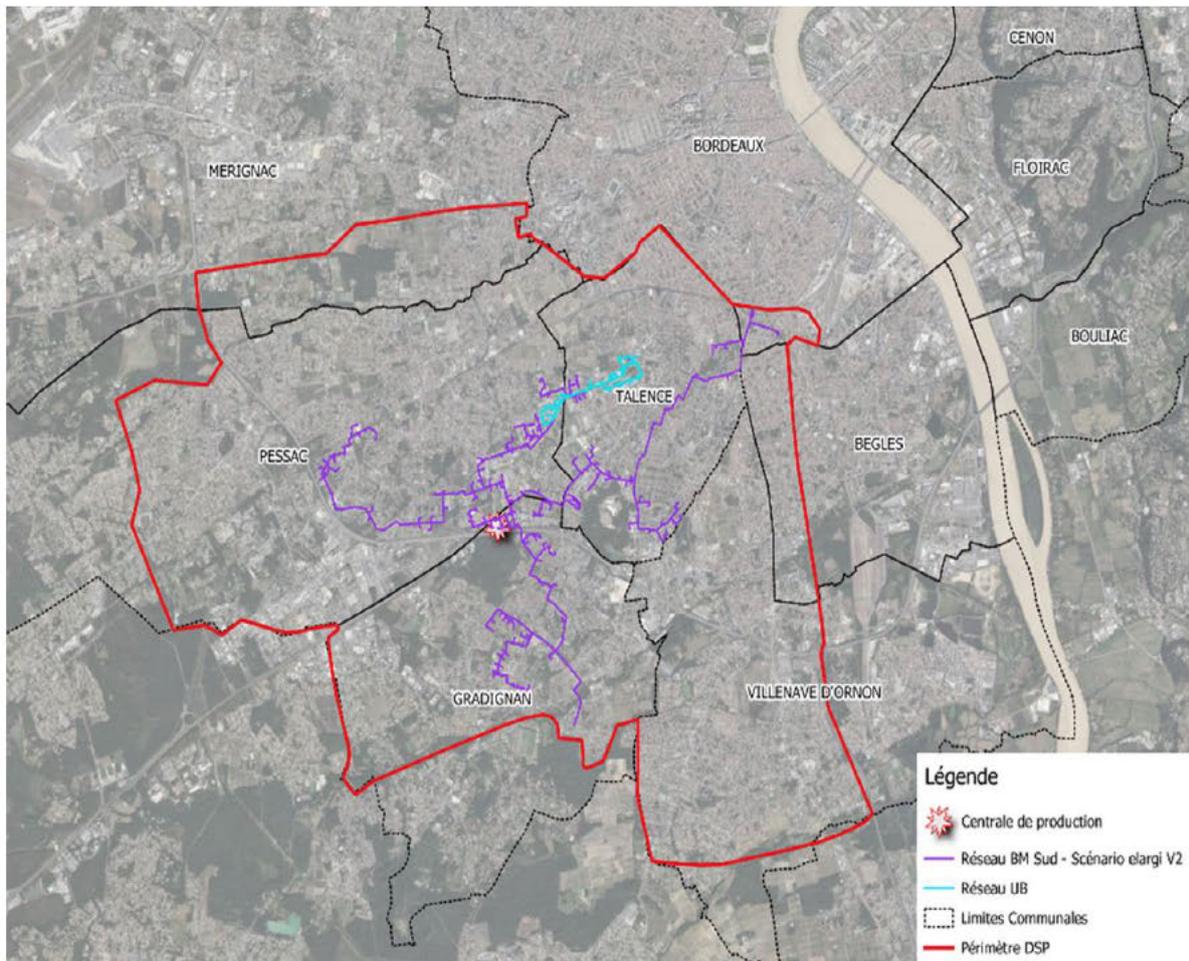


Schéma de principe du réseau de chaleur « intra-rocade »

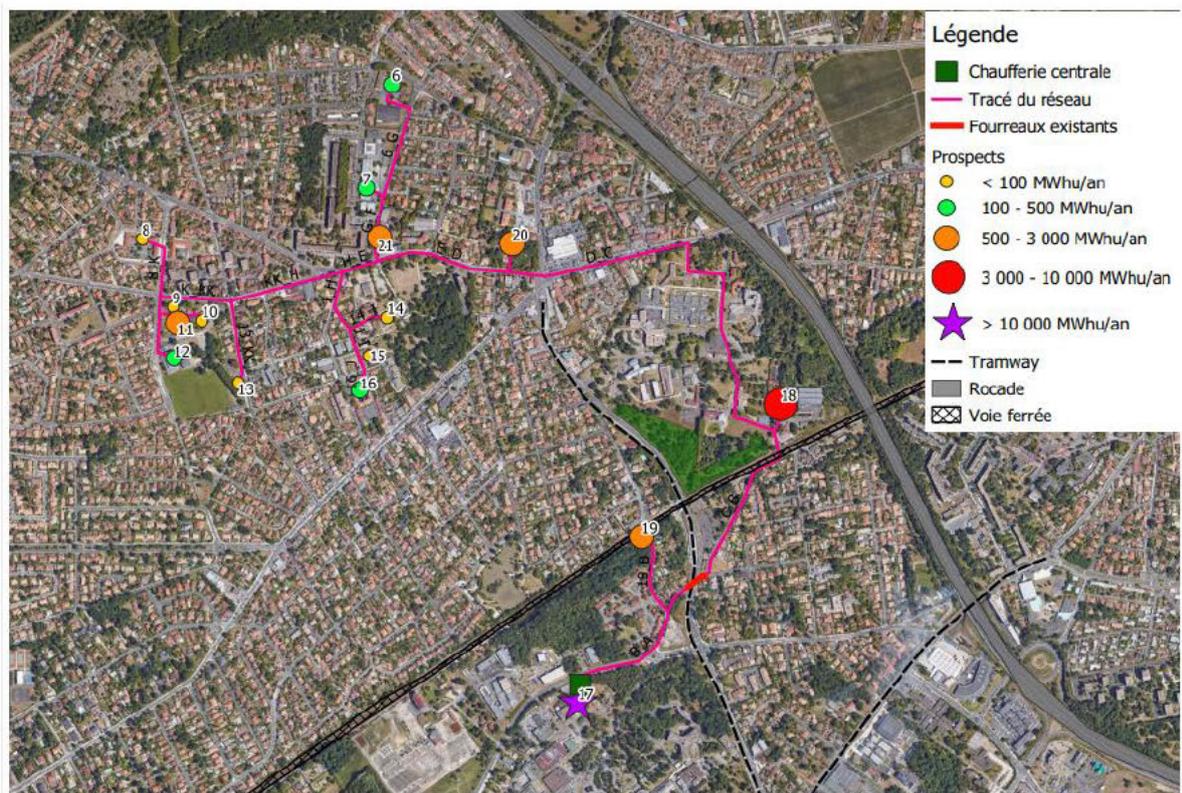
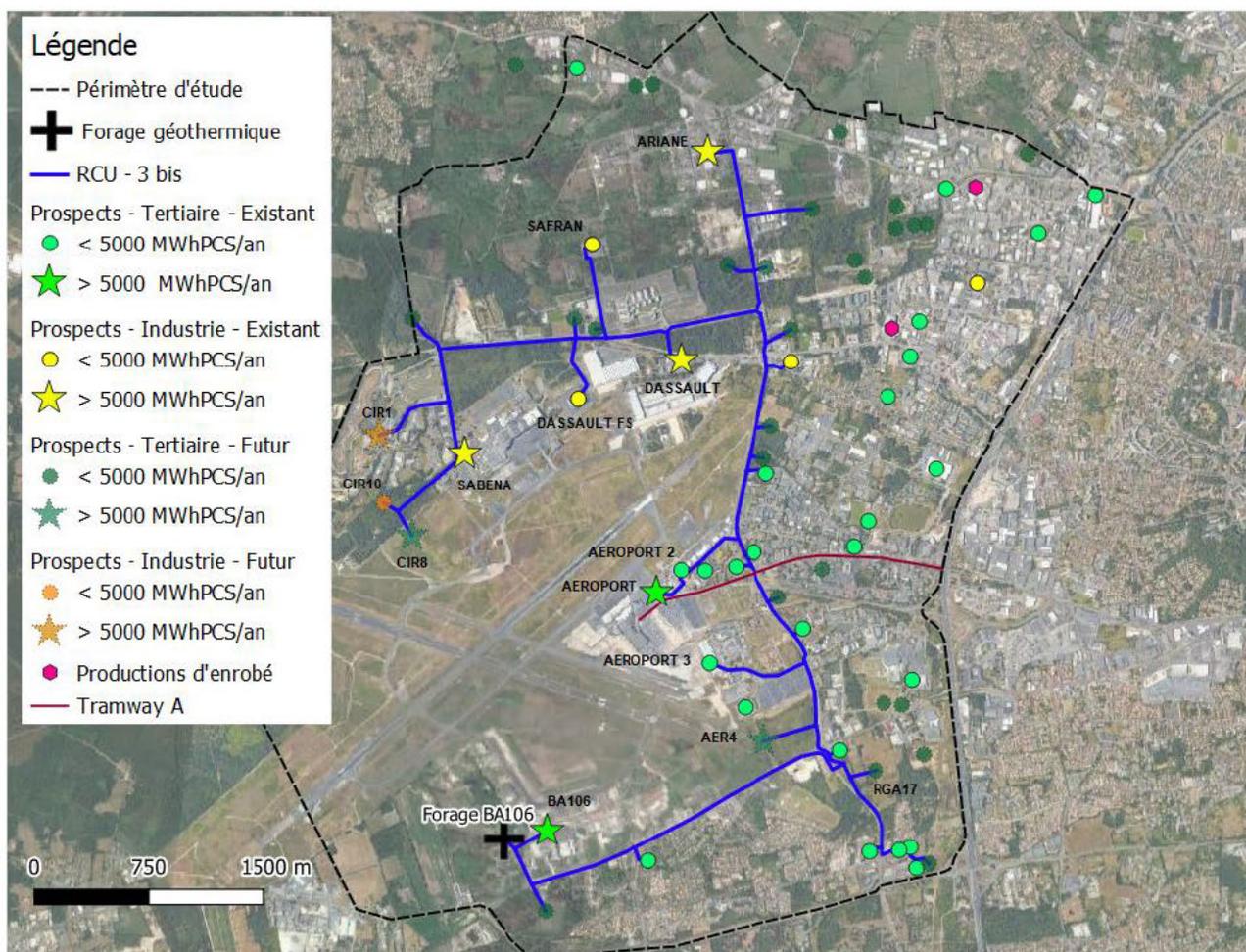


Schéma de principe du réseau de chaleur « extra-rocade » (groupes hospitaliers sud)

11.2 Réseau de chaleur Bordeaux Aéroport (MERIGNAC)

Le projet Aéroport marque une nouvelle étape : le développement d'un réseau de chaleur dans un secteur à vocation économique. Alors que les projets habituels consistent à chauffer très majoritairement des logements et des bâtiments publics, il s'agit là d'adresser le service à des acteurs économiques (notamment industriels) et de s'adapter à leurs besoins spécifiques.

Une étude de faisabilité a été conduite de janvier à avril 2023. 38 abonnés potentiels ont été identifiés (cf. carte ci-après). Les besoins de chaleur totaux s'élèvent à 87 GWh/an. Ils se répartissent de la façon suivante : 45% pour les 5 grands abonnés (BA 106, Dassault, Sabena, Ariane et l'aéroport), 10% pour de plus petits abonnés existants, 45% pour les projets neufs à venir. La distribution de cette chaleur suppose la construction d'un réseau de 19 km de long pour une très bonne densité de 4,7 MWhu/ml.



Les études technico-économiques des 2 scénarios énergétiques analysés (mix énergétique géothermie/biomasse et biomasse) ont montré que :

- Ces deux scénarios ont un bilan environnemental comparable et très favorable : plus de 80% de taux de couverture par des énergies renouvelables, évitant l'émission annuelle de plus de 17 000 tonnes de CO₂ ;
- Ces deux scénarios ont un bilan économique comparable, avec des tarifs moyens pour l'ensemble du réseau légèrement supérieur au tarif de référence gaz (+5%) et légèrement inférieur pour les grands abonnés ;
- Le portage par Bordeaux Métropole d'une part des investissements est nécessaire à la compétitivité économique du projet ;

Le scénario énergétique retenu est celui de la géothermie, complétée par de la biomasse. En raison des aléas que comporte cette solution, le scénario « tout biomasse » sera conservé en solution de repli dans la suite du projet.

La chaufferie bois et l'appoint/secours au gaz seront construits sur un terrain maîtrisé par Bordeaux Métropole sur le territoire de l'OIM Aéroport.

Par ailleurs, la BA 106 a accepté de mettre à disposition non seulement son puits de géothermie, mais également des terrains pour installer les puits de réinjection et des équipements techniques (local pompes à chaleur...). L'eau géothermale proviendra de la nappe du cénomaniens, à environ 1 000 m de profondeur, et elle sera réinjectée dans les nappes d'eau potable, entre 200 et 400 m de profondeur. Cette solution est à la fois économique pour le réseau de chaleur et bénéfique en termes de gestion de la ressource en eau, les nappes d'eau potable étant déficitaires.

La préservation des ressources en eau étant un objectif métropolitain, toute opportunité à venir en matière de valorisation de l'eau géothermale sera recherchée, par exemple par une réinjection dans le réseau d'eau potable ou pour un usage industriel, bien que ces solutions n'aient pas jugées pertinentes sur ce secteur à ce stade des études.

Un Comité de pilotage a eu lieu le 20 juillet 2023 en présence des communes de Mérignac et du Haillan, de l'ADEME et des 5 grands abonnés potentiels, et a permis de recueillir l'assentiment de ces derniers, indispensable à la réalisation de ce réseau de chaleur public en raison de leur poids dans le bilan économique du projet.

Ces échanges ont également permis de présenter la possibilité qui leur sera offerte dans le contrat du réseau de chaleur, de bénéficier d'un service de froid basé sur des énergies renouvelables (par exemple la géothermie très basse énergie ou le solaire thermique). Actuellement, seul l'Aéroport présente des besoins de froid qui pourraient être satisfaits par ce service, mais celui-ci porte déjà en propre un projet de géothermie très basse énergie pour satisfaire 70% de ces besoins en froid. Au vu de la durée de la concession (30 ans) et de l'aggravation des canicules, d'autres abonnés pourraient à moyen terme exprimer ce besoin.

Les chiffres clés de ce projet sont les suivants :

- Production annuelle de chaleur : plus de 80 GWh à horizon 2040
- Longueur de réseau : environ 20 km,
- Taux d'énergie renouvelable : plus de 80%
- Emissions de CO2 évitées : plus de 17 000 t/an
- Tarifs moyens estimés de la chaleur et compétitivité (date de valeur mai 2023) :

		Géothermie + Biomasse		Biomasse	
		Base	Investissements BM	Base	Investissements BM
R1 (€HT/MWh)		44	44	45	45
R2 (€HT/kW)		80	77	79	72
Tarif moyen pour l'ensemble du réseau (€HT/MWh)	RCU	105	100	104	99
	Référence	97			
	Ecart RCU/Référence	+8%	+3%	+7%	+2%
Tarif moyen pour les 5 sites structurants (€HT/MWh)	RCU	93	90	93	89
	Référence	95			
	Ecart RCU/Référence	-2%	-5%	-2%	-6%

Ces chiffres, issus des études de faisabilité conduites par Bordeaux Métropole, ont pour objectif de s'assurer de la pertinence et de la faisabilité d'un projet de réseau de chaleur et de décider d'engager le projet. S'agissant d'un service public à caractère industriel et commercial, ils sont susceptibles d'évoluer en fonction du projet technique qui sera étudié et réalisé par le concessionnaire retenu, ainsi qu'en fonction de la commercialisation qu'il fera du service et du développement réel des constructions neuves dans le secteur de projet. Bordeaux Métropole favorisera tout développement commercial permettant d'accroître la part d'énergie renouvelable délivrée, tant qu'il ne vient pas déséquilibrer l'économie du projet.

Lors du Conseil du 29 Septembre 2023, Bordeaux Métropole a approuvé le principe de la création du réseau de chaleur Aéroparc sur les communes de Mérignac, Le Haillan et Saint Médard en Jalles, les études de faisabilité ayant démontré toute la pertinence de ce projet.

Il a également approuvé le principe du recours à un contrat mixte (une partie en marché de conception/réalisation pour la construction de la chaufferie biomasse et une partie en concession pour le reste) portant délégation de service public avec travaux, pour la construction, le financement, l'exploitation, l'entretien et la maintenance du réseau de chaleur public de Bordeaux Aéroparc pour une durée de 30 ans.

La consultation sera lancée en mars 2024.

11.3 Réseau de chaleur LHE - LE HAILLAN ENERGIES

Le réseau de chaleur du Haillan, d'une longueur d'environ 4 km, était prévu pour desservir une vingtaine de bâtiments (serres horticoles, bâtiments communaux, lycée horticole, collège et une ZAC de 500 logements – cf. plan joint). La production annuelle de chaleur devait être assurée à 80% par une chaufferie biomasse, avec un appoint au gaz.

Ce réseau présentait une faible densité qui le rendait économiquement fragile.

Il devait être réalisé via un marché public global de performance, attribué à Engie en août 2022.

Ce montage "en régie" avait été choisi car un montage concessif est peu adapté à un projet de cette taille et Bordeaux Métropole souhaitait expérimenter sa capacité à développer des petits réseaux de chaleur en régie.

L'échec de la commercialisation sur une branche du réseau, ainsi que le décalage de 5 ans du planning de la ZAC « Cœur de ville » du Haillan ont fortement remis en cause le projet technique ainsi que l'équilibre économique du projet.

Après aval de la ville du Haillan, il a été acté le fait de résilier le marché et de lancer une nouvelle étude de faisabilité, portant sur un réseau plus recentré sur le centre-ville du Haillan, incluant la ZAC, avec une nouvelle implantation de la chaufferie biomasse.

Les conclusions de la nouvelle étude seront connues courant 2024.

11.4 Réseau de chaleur de Eysines/Bruges/Le Bouscat/Blanquefort (E3B)

Les principales conclusions de l'étude de faisabilité d'un réseau de chaleur sur les communes d'Eysines/Bruges/Le Bouscat/Blanquefort, rendues fin 2023, sont les suivantes :

- 46 abonnés potentiels pour un besoin de 36 GWh de chaleur (18 MW)
- 60% des besoins en chaleur proviennent de logements
- 3 grands abonnés potentiels (résidence Hauts de L'Hippodrome, résidence Grand Cailloux et la Tour de Gassies)
- 16 km de réseau et 27 sous-stations pour une densité faible de 2,2 MWhu/ml
- Nombreux points durs sur le tracé du réseau : rocade, tramway, voie ferrée
- la production de chaleur EnR sera assurée par de la géothermie pour une couverture EnR supérieure à 80% (appoint /secours gaz)
- Centrale de production qui serait située sur un terrain du site de la Tour de Gassies propriété de l'UGECAM
- Un tarif de la chaleur estimé tout juste compétitif par rapport à une référence gaz

Ci-dessous un plan de principe du réseau de chaleur :



Il est prévu en 2024 une négociation avec l'UGECAM pour l'acquisition d'un terrain de l'ordre de 4500 m² sur la parcelle de la Tour de Gassies.

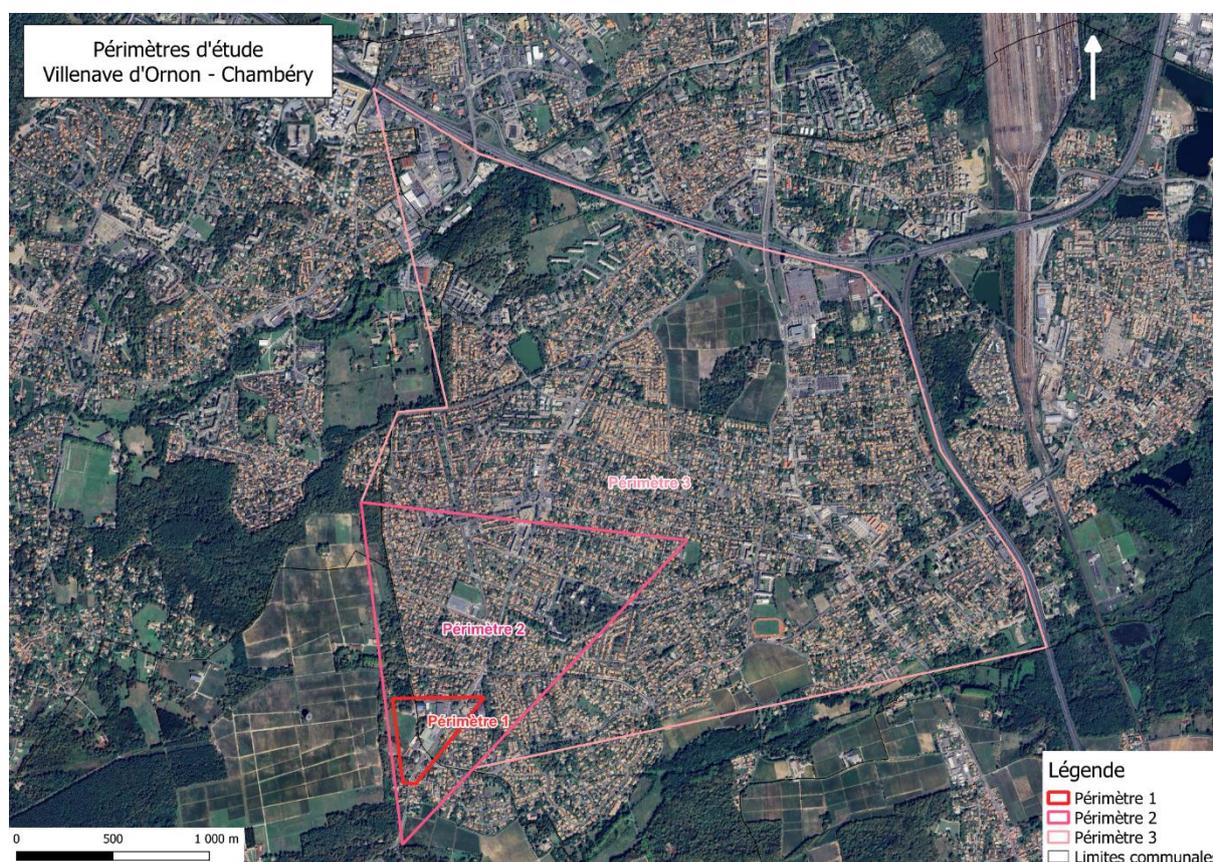
Le projet sera consolidé en 2024.

11.5 Réseau de chaleur VILLENAVE-D-ORNON/CHAMBERY

Une étude d'opportunité a été lancée en automne 2023 sur une zone centrée sur l'Espace d'Ornon et sa piscine, située au Sud-Ouest de la commune de Villenave d'Ornon, en limite du périmètre de concession du projet *Métropole Sud*.

Les données de consommation de gaz (potentiellement substituables en RCU) ont été étudiées sur trois périmètres de taille croissante, correspondant à un futur réseau de 850 mètres linéaires à 6,8 km linéaires (pour des consommations annuelles de 2,5 GWh à 7,8 GWh).

Après application de la méthodologie de l'ADEME "EnR-Choix", les ressources énergétiques retenues pour l'étude sont la géothermie sur nappe (éocène) et la biomasse (bois énergie), couplées à un appoint gaz. Elles permettraient d'atteindre des taux d'énergie renouvelable de 90% pour la biomasse et 76% pour la géothermie.



Périmètres d'étude sur Villenave d'Ornon - Chambéry

L'étape suivante sera de présenter les résultats de l'étude d'opportunité aux élus de Villenave d'Ornon. Si la ville confirme son intérêt, nous réaliserons l'étude de faisabilité, permettant l'approfondissement du dimensionnement technique et de l'évaluation économique.

12 ANNEXES ECONOMIQUES ET FINANCIERES

12.1 HGE

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le délégataire a envoyé son compte rendu annuel technique et financier le 15 mars 2024. Dès lors les premiers contrôles de complétude ont été effectués. Les contrôles de cohérence et d'analyse se sont déroulés jusqu'en août. L'instruction s'est correctement déroulée et le délégataire a été très réactif.

Le contexte de l'année

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

- la mise en service de 12 nouvelles sous stations ;
- la pose de panneaux photovoltaïques sur la chaufferie des Akènes ;
- la quasi-finalisation des travaux de rénovation ;
- la réalisation du dévoiement du réseau existant sur le site de l'EHPAD de Lormont ;
- faire profiter les abonnés éligibles (soit 80% du nombre total d'utilisateurs) du bouclier tarifaire.

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,
- le Compte-rendu annuel délégataire version provisoire puis définitive du 30 mai 2024.

Version provisoire :

- o Liasse fiscale, annexe des comptes sociaux et rapport des commissaires aux comptes (général et spécial) dans l'attente de la validation par l'assemblée générale.

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Compte rendu annuel du délégataire	15/03/2023 X			
Maquette Excel réunissant les points de contrôle	15/03/2023 X			
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	15/05/2024 X			

Les contrôles du délégué

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
- Contrôles de cohérence				
Passage BG vers compte de résultat analytique	X			████████████████████
Globalité-détail GEGV et R			X	████████████████████ ████████████████████ ████████████████████ ████████████████████
Validation du solde de GEGV-R	X			
Compte rénovation	X			
Détail R1- R2 avec CA	X			
- Inventaire d'immobilisation et investissements concessifs	X			████████████████████ ████████████████████ ████████████████████ ████████████████████

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

Ci-dessous les différents tableaux des comptes ayant permis de mener l'analyse financière de l'exercice 2023.

- **Le compte d'exploitation : une marge nette en régression de 20 points de base du fait des ventes d'électricité en forte baisse et de charges calculées en hausse**

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, mais une redevance de performance basée sur le chiffre d'affaires.

	REEL				ECARTS N/N-1	
	2021	2022	2023	CUMULÉ	Δ€	Δ%
En K Euros						
Total produits d'exploitation	10 689,24	13 342,15	11 220,76	35 252,15	-2 121,40	-16%
Chiffre d'affaires	8 510,16	10 066,65	9 866,63	28 443,44	-200,01	-2%
R1	4 111,48	5 678,16	4 800,25	14 589,89	-877,91	-15%
R2	4 398,68	4 388,49	5 066,39	13 853,56	677,90	15%
Droits de raccordement	327,49	637,18	384,86	1 349,53	-252,32	-40%
lissage Droit de raccordement	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Ventes d'électricité	1 558,86	2 380,75	893,83	4 833,44	-1 486,92	-62%
autres produits	292,73	257,58	75,44	625,74	-182,14	-71%
Produits excédents quotas CO2				0,00	0,00	0%
Charges d'exploitation :	8 351,73	9 163,53	7 298,96	24 814,22	-1 864,57	-20%
- P1 Approvisionnements	5 146,54	6 190,07	4 392,33	15 728,94	-1 797,74	-29%
dont gaz	2 920,15	3 510,29	1 636,56	8 067,00	-1 873,73	-53%
dont chaleur de récupération UVE	1 880,03	1 962,91	1 983,77	5 826,72	20,86	1%
- P2 exploitation	2 562,02	2 404,07	2 473,33	7 439,41	69,26	3%
- P3 GEGV et Renouvellement	643,18	569,39	433,30	1 645,87	-136,10	-24%
EBE	2 337,51	4 178,63	3 921,80	10 437,93	-256,83	-6%
Dotations aux amortissements et provisions (R2.4)	313,45	1 343,37	3 650,68	5 307,50	2 307,31	172%
Reprises de provisions et de subventions	174,90	123,79	119,87	418,57	-3,92	-3%
Transfert de charges	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Résultat d'exploitation	2 198,97	2 959,05	391,00	5 549,01	-2 568,05	-87%
Résultat financier	-20,56	-145,26	-327,20	-493,02	-181,94	125%
Résultat courant avant impôt	2 178,41	2 813,79	63,80	5 055,99	-2 749,99	-98%
Résultat exceptionnel	0,00	0,00	-15,06	-15,06	-15,06	0%
Participation des salariés	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0%
Impôts sur les sociétés	577,28	727,95	15,95	1 321,18	-712,01	-98%
Résultat net	1 601,13	2 085,83	32,78	3 719,75	-2 053,05	-98%
% frais de siège / CA (R1+R2+DR)	3,0%	2,5%	2,6%			
Taux de marge nette (RN/CA)	18,8%	20,7%	0,3%	13,1%		

Le chiffre d'affaires 2023 (9,9 M€ soit 88% des produits d'exploitation) doit sa décroissance (-16% Vs 2022) :

- d'une part, aux ventes d'électricité issues de la cogénération moins importantes que l'année précédente. Le nombre de jour d'appel de la cogénération a été de seulement 3 jours contre 43 en 2022. Le chiffre d'affaires généré par cette vente n'a été que de 0,9 M€ contre 2,4 Me en 2022 ;
- d'autre part, au nombre de nouveaux raccordements effectués correspondant au développement du réseau. Les droits de raccordements ont été diminués de 40% en comparaison à 2022.

La recette de vente de chaleur aux abonnés (R1 + R2)¹⁴ a diminué (hors effet d'écriture de rattachement à l'exercice) d'environ 5% Vs 2022 pour revenir à un niveau proche de celui de 2021.

Sur la **consommation (R1)** c'est une baisse de 17% qui a été observée. Le prix (PEG Month Ahead)¹⁵ de la molécule de gaz sur le marché en 2023 a évolué de 111 € à 43€ avec une moyenne annuelle de 46 €/Mwh, contre un prix autour de 112€ en moyenne en 2022.

Pour mémoire, la part du gaz constitue 15% du mix énergétique dans la formule paramétrique du contrat (55€ x 15% = 8,25€/MWh prix de base du R1gaz) et joue un rôle d'amortisseur. Le prix du R1 a varié dans une fourchette descendante de 60 à 36 €/Mwh.

Enfin, l'effet prix a été légèrement influencé par les volumes qui ont augmenté de presque 4% du fait d'un hiver un peu plus rigoureux que l'année précédente.

Quant à la **part fixe** constituée de **l'abonnement (R2)** c'est une légère augmentation (10%) qui est matérialisée en 2023. Dans la tarification 58% n'est pas soumis à indexation de révision conférant une relative stabilité du prix du réseau de chaleur. Ainsi le tarif (€/kW) a augmenté de 3,9% pour une croissance de volume (puissance souscrite) de 5,8%.

¹⁴ Le produit de la vente de chaleur est constitué :

(R1) d'une part variable basée sur les consommations et sujette aux aléas climatiques,
(R2) d'une part fixe correspondant à l'abonnement calibré sur les puissances souscrites.

¹⁵ PEG Month Ahead est un indice du prix du gaz

Le prix de vente global à l'abonné hors bouclier tarifaire (BT) s'est établi à 96,7 € TTC, soit une baisse de l'ordre de 5,5% comparé à 2022. Le bouclier tarifaire (pris en charge par l'État) mis en œuvre par le délégataire sur la seule période de janvier à juin 2023 (137 600 €) a permis de baisser le tarif de 1,4% pour l'amener à 95€ TTC.

Au niveau national selon l'enquête des prix Amorce réalisée en 2023 sur l'année 2022, le prix de vente moyen était de 109,7€ TTC/MWh. HGE en 2022 facturait un prix moyen de 103,20.

Les charges d'exploitation (hors charges calculées) montrent **une tendance à la baisse** Elles s'établissent à 7,3 M€ (-20%Vs 2022) et représentent 2/3 des produits d'exploitation.

La principale charge (**4,4 M€** soit 60% du total des charges) est constituée des **approvisionnements (P1)**, notamment en gaz et en chaleur de récupération de l'UVE. Du fait de la diminution drastique des prix du gaz ce poste a diminué de 29% comparativement à 2022.

Les charges (P2) dites d'exploitation du réseau de chaleur (2,4 M€) représentent 1/3 du total des charges et demeurent stables depuis le début du contrat. Les trois facteurs qui agissent sur le niveau des charges P2 sont la variation du prix de l'électricité qui pèse lourdement dans les charges (+70% Vs 2022), les redevances versées à la collectivité dont l'une dite de performance est basée sur le chiffre d'affaires et enfin les fonds de précarité et d'accompagnement dont la dotation arrive à échéance. La très légère augmentation de ces charges (+3%) est due au prix de l'électron (+40%) pesant 11,4% dans les charges.

Enfin les **charges (P3) de gros entretien et renouvellement (0,4 M€)** représentent 6% des charges totales et ont une tendance baissière par rapport à 2022 de 24%. Les outils de production (les chaufferies), le réseau et les sous stations ont fait l'objet de renouvellement / entretien accru, depuis la prise du contrat. Ils sont inclus dans les travaux de premier établissement, positionnés en immobilisation.

Le résultat d'exploitation s'élève à 0,4 M€, il inclut les charges calculées qui sont plus conséquentes que celles enregistrées en 2022 du fait de la prise en compte d'immobilisations activées en début d'année et comptant pour une année pleine, contrairement aux immobilisations de 2022 activées sur le dernier trimestre.

Le résultat net dégagé par HGE est tout juste **positif pour 0,032 M€** ce qui marque une rupture significative (-98% ou 2M€) comparativement à 2022.

En conclusion, l'exercice 2023 affiche une baisse des produits d'exploitation qui est compensée par la baisse des charges d'exploitation. Cependant, l'accroissement supérieur aux prévisions des charges calculées et intérêts d'emprunt conduit à un résultat net quasi nul et en retrait par rapport à 2022 de 2 M€. Les résultats 2023 et en cumulé ne sont pas au niveau de la prévision. Les explications se trouvent principalement dans des coûts erratiques du prix de l'énergie (vente et approvisionnement), un surenchérissement des investissements entraînant une hausse des charges calculées et des charges financières. Un travail d'identification et de contrôle des coûts a été entrepris sur le dernier trimestre 2023 pour répondre à la demande indemnitaire du délégataire.

• Le bilan financier reflète les lourds investissements de rénovation du réseau

	BILAN REEL			ECART N/N-1		BILAN PREVISIONNEL	ECARTS
	2021	2022	2023	En €	En %		
<i>en Euros</i>							
Capital souscrit non appelé	1 854 084	0	0	0,00			
Immobilisations brutes	5 456 623	23 669 956	35 627 944	11 957 987,98	51%		
<i>dont immo en cours</i>	<i>5 456 623</i>	<i>7 748 519</i>	<i>9 591 438</i>	1 842 919,09	24%		
Amortissements		1 024 637	4 531 034	3 506 397,42	342%		
Immobilisations nettes	5 456 623	22 645 319	31 096 910	8 451 590,56	37%		
Total actif immobilisé net	7 310 707	22 645 319	31 096 910	8 451 590,56	37%		
Stocks	89 619	35 865	44 745	8 880,00	25%		
Créances d'exploitation	5 638 637	7 841 905	4 344 273	-3 497 631,85	-45%		
Trésorerie	339 149	476 303	456 424	-19 879,85	-4%		
Total actif circulant	6 067 405	8 354 073	4 845 442	-3 508 631,70	-42%		
Charges constatées d'avance	82 936	62 201	41 467	-20 734,00	-33%		
Total Actif	13 461 047	31 061 594	35 983 818	4 922 224,86	16%		
Capital social	3 708 168	3 708 168	3 708 168	0,00	0%		
Réserves et Report à nouveau	0	1 601 132	3 685 332	2 084 200,01	130%		
Résultat de l'exercice	1 601 132	2 084 200	32 784	-2 051 416,44	-98%		
Subventions d'investissement (nettes)			782 780	782 779,68			
Capitaux propres	5 309 300	7 393 500	8 209 063	815 563,25	11%		
Provisions pour R&C (y compris GER)	138 541	333 483	369 111	35 628,00	11%		
Dettes financières long terme	322 729	13 530 297	21 426 815	7 896 518,30	58%		
Dettes long terme	461 270	13 863 780	21 795 926	7 932 146,30	57%		
Dettes d'exploitation	7 690 477	9 804 313	5 978 829	-3 825 484,69	-39%		
Convention de trésorerie groupe				0,00			
Trésorerie court terme				0,00			
Dettes court terme	7 690 477	9 804 313	5 978 829	-3 825 484,69	-39%		
Total Passif	13 461 047	31 061 594	35 983 818	4 922 224,86	16%		

Le bilan s'est accru de 16% par rapport à 2022 en passant de 31 M€ à 36 M€.

Il se compose essentiellement de :

- 31 M€ d'**immobilisations** dont 9,6 M€ en cours relatives à la rénovation du réseau et à son développement.
- 4,3 M€ de créances d'exploitation dont 2,4 M€ clients hors groupe. Il est constaté une diminution des créances Vs 2022 d'une part pour 1,8 M€ qui constituait une demande de remboursement de TVA effectuée en 2022 et d'autre part une baisse de chiffre d'affaires. Le délai de paiement s'est accru du fait de l'augmentation du prix de l'énergie (les syndicats payent avec retard).
- 8,2 M€ de capitaux propres dont 3,7 M€ de résultat affecté en report à nouveau.
- 0,8 M€ de subventions reçues sur l'exercice
- [REDACTED] une nouvelle tranche pour 10 M€ afin de financer les investissements.
- [REDACTED] Le poste diminue de [REDACTED] car les grosses dépenses d'investissements pour les travaux de premier établissement ont été effectuées

Le ratio d'indépendance financière (capitaux propres sur capitaux permanents) passe de 35% en 2022 à 27,4% du fait de l'accroissement de l'endettement (interne) à fin 2023. Ce ratio dénote une fragilité financière les capitaux propres ne couvrent pas les dettes.

La trésorerie (456 K€) permet de couvrir 22 jours de charges, ce qui est en amélioration comparée à 2021 et 2022.

Les travaux de récupération d'énergie sur les fumées de l'UVE (Valbom) visant l'augmentation de la fourniture d'énergie renouvelable complémentaire sur le réseau de chaleur peu concluants en 2023 seront à nouveau mis en service en 2024.

Pour le financement, une subvention signée en juillet 2022 de l'ordre de 3,9 M€ a été versée à hauteur de 10% par l'Ademe¹⁶ sur l'exercice 2023 et 50% à fin 2024. Les 50% restant seront perçus à la terminaison des travaux. Le financement par le Feder¹⁷ est instruit (6,7 M€ escomptés) mais n'a donné lieu à aucun versement à ce jour.

Le délégataire avait estimé dès 2022 la hausse des coûts d'investissement à plus de 30% et souhaitait que des discussions soient menées sur le financement de ces coûts afin de préserver l'équilibre économique du contrat. Une prise en compte partielle de la demande indemnitaire du délégataire a abouti sur 2024 à la conclusion d'un avenant n°6 au contrat.

¹⁶ Ademe = Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

¹⁷ Feder = Fonds européen de développement régional

ANNEXE : LES ELEMENTS 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, comme attributaire du contrat de délégation de 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

Les membres du groupement attributaire du contrat, qui demeurent chacun garants solidaires de sa bonne exécution, ont 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 soultte selon les modalités prévues au contrat (maximum 5 M€).

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.

- c) **Avenant 3** adopté par délibération N°2022-356 en date du 24 juin 2022 et signé le 27 juillet 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.
- d) **Avenant 4** adopté par délibération N°2023-70 en date du 27 janvier 2023, signé et notifié le 23 février 2023 a eu pour objet de constater les adaptations contractuelles exigées par l'ADEME et le FEDER pour respecter les prérequis nécessaires à l'instruction des dossiers de demande de subvention. En outre, l'avenant a consacré le renforcement de l'extension particulière dite de « Beausite ». Enfin, l'avenant comporte plusieurs corrections de forme, rectifications matérielles et précisions rédactionnelles.
- e) **Avenant 5** adopté par délibération N°2023-325 en date du 30 juin 2023, notifié le 26 juillet 2023 a eu pour objet de constater l'évolution du cadre normatif de la cogénération et d'acter le devenir de cette dernière au regard de l'échéance du contrat d'obligation d'achat de l'unité de cogénération de la chaufferie de Cenon au 22 décembre 2023.
- f) Un **avenant 6** a fait l'objet d'une rédaction pour signature en 2024 concernant les surcoûts d'investissements liés à la survenance d'évènements à caractère imprévisible.

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 maîtrise 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€
dette 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.

12.2 BBE

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le contexte de l'année

L'exercice 2023 est principalement axé sur la poursuite du développement du réseau :

- 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'Armagnac Sud et le domaine Paludate Nord. Fin 2023, 51 sous-stations sont en service¹⁸ (dont 16 nouvelles sur l'année), alimentant en chaleur 2 868 logements (+1 369 raccordés sur 2023) et du tertiaire.
- Sur le **volet commercial** 19 nouvelles polices d'abonnement ont été signées (dont 16 ont déjà été mises en service).

Conformément aux dispositions contractuelles de l'avenant 5, BBE et Bordeaux Métropole ont accepté en décembre 2023 de proroger le délai de **raccordement de la caserne de Nansouty**, prévu initialement en janvier 2024 pour 18 mois, soit jusqu'à juillet 2025. Cet avenant 5, adopté en septembre 2022, revoyait à la hausse les droits de raccordement pour les nouveaux abonnés (+23 € HT / kW souscrit ainsi que l'instauration d'un montant forfaitaire de 15 k€ pour les bâtiments neufs) et précisait qu'un non raccordement de la caserne entraînerait un remboursement par BBE aux abonnés concernés.

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			

¹⁸ 51 sous-stations desservent 53 abonnés.

Les contrôles du délégant

BORDEAUX BEGLES ENERGIES	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			
Revue analytique du compte d'exploitation et du bilan	X			[REDACTED]
Méthodes appliquées dans le suivi des immobilisations	X			[REDACTED]
Personnel		X		[REDACTED]
Frais de siège et prestations afférentes			X	[REDACTED]
Redevances	X			
Immobilisations apportées par Bordeaux Métropole en début de concession			X	[REDACTED]
Exhaustivité des droits de raccordement			X	[REDACTED]

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

- **L'activité : croissance des ventes de chaleur par l'agrandissement du réseau et effet moteur des droits de raccordement**

	RÉEL 2021	RÉEL 2022	RÉEL 2023	Écart N/N-1	
	en €	en €	en €	en €	en %
Chaleur	812 758	1 253 356	1 825 901	572 544	46%
Recettes R1 chaud (consommation)	528 425	833 481	1 206 836	373 354	45%
Recettes R2 chaud (abonnement)	284 333	419 875	619 065	199 190	47%
Chaleur autres usages	958	8 016	19 982	11 967	149%
Droits de raccordement	973 233	943 996	1 802 848	858 852	91%
Autres ventes	63 627	27 027	0	-27 027	-100%
Chiffre d'affaires	1 850 576	2 232 395	3 648 731	1 416 336	63%
Autres produits	0	0	0	0	0%
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	1 850 576	2 232 395	3 648 731	1 416 336	63%

Le chiffre d'affaires 2023 est en très forte augmentation, à 3 649 k€, soit +63% par rapport à 2022 (+1 416 k€) et se décompose essentiellement :

- **Des ventes de chaleur et autres usages en hausse de 585 k€ :**
 - +381 k€ d'effet volume via une augmentation des consommations en année pleine issue des usagers des raccordements intervenus en 2022 et des nouveaux raccordements au cours de 2023, combinée à un effet climatique favorable pour tous les abonnés d'augmentation des degrés jours unifiés¹⁹ de +5% ;
 - +203 k€ d'effet prix des tarifs R1²⁰ et R2²¹ respectivement en augmentation, en moyenne sur l'année, de +6,3 € HT/MWh (+12%) et de +2,5 € HT/kW (+9%). 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 charges, 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 sur cette phase de développement du réseau*). Le R1 est notamment indexé à hauteur de 69% sur l'électricité et de 5% sur la molécule gaz²², il est donc ainsi grandement impacté par la crise énergétique.

¹⁹ L'hiver 2023 a été plus rigoureux que celui de 2022.

²⁰ Part du tarif correspondant à la consommation de chaleur provenant de l'UVE et de la chaufferie gaz.

²¹ Part du tarif correspondant à l'abonnement (coûts d'exploitation, de maintenance, de construction et de financement des installations), déterminé en fonction des puissances souscrites.

²² Indexation sur l'indice PEG (prix d'échange gaz) mensuel, soit la moyenne des prix de règlements quotidiens des contrats à terme sur le gaz naturel du mois en cours, reflétant sa valeur de marché.

- Des **droits de raccordement**²³, montant dont un abonné doit s'acquitter pour pouvoir se raccorder au réseau, **en augmentation de 859 k€ en lien avec les nouveaux raccordements et l'application de l'avenant 5**. Les contrôles effectués montrent qu'il manque une facturation de l'ordre de 140 k€ auprès d'un abonné raccordé en 2023 (la facturation a été établie en 2024).

	RÉEL 2021	RÉEL 2022	RÉEL 2023	Écart N/N-1	
	en €	en €	en €	en €	en %
Energie Primaire	521 806	602 721	883 109	280 388	47%
<i>UVE R1i (consommation)</i>	244 914	306 588	497 091	190 503	62%
<i>UVE R2i (abonnement)</i>	253 911	267 660	289 747	22 087	8%
<i>Gaz</i>	22 981	28 473	96 271	67 798	238%
Autres achats	7 766	10 889	12 790	1 901	17%
Services extérieurs	392 247	369 564	310 825	-58 739	-16%
Autres Services Extérieurs	96 801	128 277	141 030	12 753	10%
Impôts et taxes	20 897	19 654	22 873	3 219	16%
Charges de personnel	0	0	0	0	0%
Autres charges de gestion courante	489 868	516 487	515 989	-498	-64%
Dotation aux amort. Et provisions	347 209	456 019	683 823	227 804	50%
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	1 876 594	2 103 611	2 570 439	466 828	22%

Les charges d'exploitation sont également en croissance entre les deux exercices mais dans une bien moindre mesure (+467 k€ soit +22%) ; les principales variations concernent les postes suivants :

- **L'énergie primaire** pour +280 k€, en lien avec la consommation des abonnés du réseau, qui correspond essentiellement aux achats de chaleur auprès de l'UVE de Bègles (97% de génération de chaleur pour un coût total de 787 k€) :
 - +190k€ de partie UVE variable R1, en augmentation de +62% depuis l'exercice précédent, liée pour moitié à la croissance des consommations (nécessitant 22,4 GWh d'approvisionnement en 2023) et pour l'autre moitié à la hausse coûts de l'énergie unitaire sortie de l'UVE (22,2 €/MWh contre 17,9 €/MWh en 2022²⁴).
 - +22 k€ de partie UVE fixe R2, correspondant au coût du fonctionnement de l'UVE, en augmentation de 8% par rapport à 2022²⁵.
 - +68 k€ de complément gaz (soit 3% de la chaleur) afin d'alimenter la chaudière MIN en secours et complément pour le réseau grandissant.

²³ Ils sont perçus en deux fois par le délégataire : un acompte de 50% pour chaque demande d'abonnement, puis le solde à la mise en service de la sous-station (et ce depuis l'entrée en vigueur de l'avenant 5).

²⁴ Evolution du coût dépendant à 50% de celui l'indice électrique *Électricité vendue aux entreprises ayant souscrit un contrat pour capacité > 36kVA*.

²⁵ Coût dépendant principalement de l'évolution des indices ICHT-IME *Horaire du Travail Tous salariés industries mécaniques et électriques* et FSD2 *Frais et Services Divers catégorie 2*.

- Les **dotations aux amortissements et provisions**, pour +228 k€ :
 - +153 k€ de dotations aux amortissements, relatives au réseau et sous-stations mis en service, cohérentes avec la montée en puissance des immobilisations mises en service²⁶ ;
 - +37 k€ de dotations pour provisions pour gros entretien et renouvellement. La dotation 2023 (81 k€) est limitée au chiffre d'affaires du R23 *Gros entretien et renouvellement des exploitations* par le délégataire pour des raisons fiscales. Le délégataire ne provisionne plus la remise en état car non demandée contractuellement ;
 - +35 k€ de provision de partage des gains de productivité en application du contrat signé avec Bordeaux Métropole car la rentabilité est meilleure que prévue à l'avenant 5²⁷.

- La **sous-traitance P2**, confiée à Idex jusqu'en 2022 et internalisée en 2023 pour une économie de 63k€

Les **autres charges de gestion courante** se composent des redevances dont le délégataire doit s'acquitter chaque année auprès de Bordeaux Métropole (516 k€ - stable par rapport à 2022), à savoir les redevances pour :

- mise à disposition des équipements de production (457 k€) ;
- frais de contrôle (57 k€) ;
- occupation du domaine public (2 k€).

Les **frais de siège et charges apparentées** s'élèvent en 2023 à 226 k€, à comparer à 204 k€ en 2022 et se composent :

- 

- 

- au total, cela représente un taux de 6% de frais de siège sur chiffre d'affaires en 2023, à suivre une fois que l'activité aura atteint son rythme de croisière. Le chiffre d'affaires étant amené à croître, le taux de frais de siège, mécaniquement, diminuera.

²⁶ 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.

²⁷ Et ce, après retraitement des frais de structure et des charges GER.

- La marge R1³⁰ est calculée à +340 k€, portée par une envolée des coûts de l'électricité et un retour à des valeurs plus basses que 2022 pour le gaz, permettant un accroissement de marge pour le délégataire. Il est à noter que le mix énergétique actuel est en faveur du délégataire : la facturation aux abonnés est basée sur un achat prévisionnel de 92% UVE et 8% gaz alors que les coûts réels à date sont de 97% UVE et 3% gaz.
- La marge R2³¹ est impactée positivement par les droits de raccordement 2023 des nouveaux abonnés du réseau.

Résultat par rapport au prévisionnel :

	RÉEL 2023	
	en €	
Chaleur	1 825 901	
Chaleur autres usages	19 982	
Droits de raccordement	1 802 848	
Autres ventes	0	
Chiffre d'affaires	3 648 731	
Autres produits	0	
TOTAL PRODUITS D'EXPLOITATION	3 648 731	
Energie Primaire	883 109	
Autres achats	12 790	✓
Services extérieurs	310 825	✓
Autres Services Extérieurs	141 030	✓
Impôts et taxes	22 873	✓
Charges de personnel	0	✓
Autres charges de gestion courante	515 989	✓
Dotations aux amort. Et provisions	683 823	✓
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	2 570 439	
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION	1 762 115	
RESULTAT D'EXPLOITATION	1 078 292	
Résultat Financier	-270 593	
Résultat Exceptionnel	270 672	✓
Résultat Avant IS	1 078 371	✓
RESULTAT NET	1 068 574	

Les colonnes prévisionnelles correspondent au dernier plan d'affaires en vigueur (avenant 5, signé en oct 22).

Comparativement au prévisionnel, on notera un chiffre d'affaires presque conforme mais de moindres charges.

³⁰ La marge R1 correspond au chiffre d'affaires de consommation facturé aux abonnés dont on retire les coûts d'approvisionnements énergétiques.

³¹ La marge R2 correspond aux autres lignes de produits et de dépenses que le R1.

- **Le bilan financier : accroissement du réseau et du financement nécessaire**

	Réel			Var. N/N-1	
	2021	2022	2023	En €	En %
Immobilisations brutes	9 053 124	11 910 423	14 363 892	2 453 469	21%
<i>dont immobilisations en cours</i>	2 124 598	3 838 787	1 424 431	-2 414 357	-63%
Amortissements cumulés	-297 566	-490 528	-749 169	-258 642	53%
Immobilisations nettes	8 755 558	11 419 895	13 614 723	2 194 828	19%
Stocks	-	-	-	-	-
Créances (<i>dont subv. à recevoir</i>)	2 456 732	6 259 975	5 459 992	-799 983	-13%
Trésorerie (<i>dont centralisation de trésorerie</i>)	2 372 271	703 765	2 193 662	1 489 897	212%
Charges constatés d'avance et à répartir	310 683	300 179	283 461	-16 718	-6%
Total Actif	13 895 245	18 683 814	21 551 838	2 868 024	15%
Capital social	2 230 000	2 230 000	2 230 000	-	-
Réserves, RAN, résultat net	-2 493 759	-2 400 767	-1 332 193	1 068 575	-45%
Subventions nettes	3 731 068	7 258 785	6 988 186	-270 600	-4%
Autres fonds propres (<i>amort. caducité</i>)	292 133	468 578	761 765	293 187	63%
Provisions R&C (<i>dont GEGV</i>)	119 236	187 228	295 842	108 614	58%
Dettes financières (<i>dont C/C d'associé</i>)	9 356 272	10 054 322	9 553 537	-500 785	-5%
Dettes fournisseurs	610 384	701 027	917 789	216 761	31%
Autres dettes	49 910	69 526	105 604	36 079	52%
Trésorerie passive	-	115 115	2 031 308	1 916 193	1665%
Produits constatés d'avance	-	-	-	-	-
Total Passif	13 895 245	18 683 814	21 551 838	2 868 024	15%

³² Les DJU de 2023 s'élèvent à 1606 alors que les prévisions sont basées sur des DJU de 1856.

³³ Correspond au résultat d'exploitation duquel sont neutralisés les autres produits d'exploitation (8 k€) et les dotations aux amortissements et provisions (692 k€).

Le total du bilan s'établit à 21,6 M€ en 2023, contre 18,7 M€ en 2022 :

Les **immobilisations brutes** augmentent de +2,5 M€ par rapport à 2022 en s'élevant à 14,4 M€ au 31/12/2023³⁴. Cet accroissement résulte de la poursuite du développement du réseau (sous-stations, branchements et canalisations). Sur l'exercice, 4,9 M€ 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), générant alors des amortissements (+259 k€ constatés au total sur l'année).

Les **créances** s'établissent à 5,5 M€ (-0,8 M€ comparé à N-1) avec :

- 4,2 M€ de subventions à recevoir, en baisse suite au versement en 2023 de 925 k€ par l'ADEME pour la tranche 2 des travaux ;
- 0,9 M€ de créances clients (+0,3 M€ lié à l'augmentation du nombre d'abonnés car les délais de rotation des créances clients sont relativement stables) ; on notera que le retard de paiement de droits de raccordement de certains promoteurs, pesant sur la trésorerie ;
- 0,3 M€ d'autres créances (globalement stable par rapport à l'exercice précédent).

Les **subventions** nettes diminuent de 0,3 M€ par l'amortissement des subventions octroyées.

The table content is completely redacted with black bars.

Le total du bilan s'établit à 21,6 M€ en 2023, contre 17,8 M€ au prévisionnel.

Comparativement au bilan issu de l'avenant 5, trois variations sont à noter :

- Les créances (+2,3 M€) qui par oubli dans le prévisionnel ne comprenaient pas de nouvelles subventions à recevoir ;
- 
- Les immobilisations dont le niveau est proche du prévisionnel malgré un retard de développement, traduisant un effet prix supérieur.

³⁴ Les immobilisations se composent essentiellement du réseau et des sous-stations.

³⁵ 10 M€ souscrits en février 2020 auprès de la Caisse d'Epargne et du Crédit Coopératif (Natixis en complément pour la couverture). Le premier remboursement a démarré en septembre 2022 et se terminera le 31 décembre 2038.

D'un point de vue tarifaire, des incertitudes sur l'évolution des prix de l'énergie demeurent mais le prix du gaz et de l'électricité devrait baisser en 2024.

[REDACTED]

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 1³⁶ 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 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.

³⁶ 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.

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-Idex 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 Idex 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°2³⁷ 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.

³⁷ 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 :
 - au **changement de dénomination sociale** de la société dédiée par la marque commerciale « Bordeaux Bègles Energies », afin de simplifier la communication auprès des abonnés ;
 - à 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 :
 - 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) ;
 - 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 ;
 - la modification des pénalités en cas de non-respect des disponibilités afin de proportionner leur montant au surcoût observé par le « Distributeur » ;
 - la modification du tarif de rachat R2.4, liée à la perception par le délégataire Astria, des montants réels de subvention ;
 - la modification de l'indexation des tarifs dans un souci de lissage et de simplification ;
 - 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**³⁸ 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°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.

³⁸ 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.

- L'avenant N°5 adopté par délibération N°2022-480 en date du 30 septembre 2022 a porté principalement sur la modification du programme de travaux du délégataire 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 délégant, n'étant pas rentables, les droits de raccordement se voient, en contrepartie, portés de 262 € HT/kW (en valeur du 1er janvier 2022) pour les bâtiments neufs à 285 € HT/kW auxquels s'ajoutent 15 000 € HT/sous-station.

ANNEXE 2 : LISTE DES DOCUMENTS TRANSMIS PAR LE DELEGATAIRE

- 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 intragroupes
- Le tableau de flux de trésorerie
- Les informations de bouclier tarifaire

12.3 PGE

I. LES CONTROLES EFFECTUES

Le contexte de l'année

L'exercice 2023 s'inscrit dans la continuité du développement des outils de production et de l'adaptation de l'organisation commerciale en rapport avec la montée en puissance des besoins. Les différentes démarches techniques entreprises par PGE sur 2023 ont consisté notamment à :

- l'exploitation de la géothermie mise en service en mars 2022,
- la finalisation des travaux de la chaufferie biomasse en décembre dont la livraison est prévue en 2024.

Sur le volet commercial, 29 nouvelles polices d'abonnement ont été signées correspondant à une puissance souscrite de 11 GW.

Les 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 :

- o Compte-rendu annuel délégataire V3 finalisé.
- 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	02/04/2024 X			[REDACTED]
Maquette Excel réunissant les points de contrôle	02/04/2024 X			
Rapport du commissaire aux comptes et plaquette des comptes sociaux	X			[REDACTED]

Les contrôles du délégué

Pièce	Satisfaisant	Non satisfaisant	Réserves	Commentaires
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			[REDACTED]
Passage balance générale vers compte de résultat	X			
Décomposition des charges affectées en production immobilisée			X	[REDACTED]
- Inventaire d'immobilisation et investissements concessifs	X			
Dotation aux provisions pour dépréciation de l'actif (test d'impairment)	X			
Droits de raccordement lissés Vs balance générale	X			
Comparatif Réel / Budget Référentiel de prévisionnel		X		[REDACTED]

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

L'activité : belle envolée du chiffre d'affaires (+1,9 M€) grâce à la rigueur climatique plus intense et à l'application du prix de la phase 3

	REEL					ECARTS N/N-1	
	2020	2021	2022	2023	CUMULÉ	Δ€	Δ%
En K Euros							
Total produits d'exploitation	562	2 485	5 692	6 233	15 021	540,78	10%
Chiffre d'affaires	374	1 603	3 957	5 901	11 884	1 944,33	49%
R1	350	1 427	2 774	3 718	8 307	943,94	34%
R2	24	177	1 183	2 184	3 577	1 000,39	85%
Autres produits	150	1	0	28	179	28,04	0%
Recettes SETHELEC cogénération	38	822	1 648	143	2 652	-1 505,21	-91%
Subventions d'exploitation	0	0	0	0	0	0,00	0%
Droits de raccordement	0	59	86	160	306	73,61	85%

Le chiffre d'affaires 2023 décolle de presque +50% comparativement à 2022 s'établissant à hauteur de 6 M€.

Cette envolée (+1,9 M€) est essentiellement due à deux facteurs :

- 1- La consommation d'énergie plus conséquente face à un hiver plus rigoureux (+ 12 Mwh) alliée à une envolée du prix de l'énergie électrique procurant une hausse de la part variable (R1) de +0,9 M€
- 2- Le nombre de nouveaux raccordés qui génère 7,3 MW de puissance souscrite supplémentaire allié au prix de vente de la phase 3 (+25%) pour l'ensemble des abonnés entraînant une part fixe (R2) de +1 M€.

En revanche, les recettes de cogénération s'écroulent de 1,5 M€ du fait de 10 jours d'appel par EDF en 2023 contre 35 en 2022 (la crise énergétique a été maîtrisée) ce qui nuance la hausse de chiffre d'affaires.

En K Euros	REEL					ECARTS N/N-1		Poids/ Total chges en %
	2020	2021	2022	2023	CUMULÉ	Δ€	Δ%	
Total produits d'exploitation	562	2 485	5 692	6 233	15 021	540,78	10%	
Chiffre d'affaires	374	1 603	3 957	5 901	11 884	1 944,33	49%	
R1	350	1 427	2 774	3 718	8 307	943,94	34%	
R2	24	177	1 183	2 184	3 577	1 000,39	85%	
Autres produits	150	1	0	28	179	28,04	0%	
Recettes SETHLEEC cogénération	38	822	1 648	143	2 652	-1 505,21	-91%	
Subventions d'exploitation	0	0	0	0	0	0,00	0%	
Droits de raccordement	0	59	86	160	306	73,61	85%	
Charges d'exploitation :	629	6 262	4 496	5 095	16 786	598,92	13%	100%
- Energie primaire	300	2 389	3 562	3 716	10 034	154,07	4%	73%
- Achat de fournitures	18	161	148	196	532	48,43	33%	4%
<i>Dont électricité force motrice (PAC)</i>	0	106	38	8	152	-29,33	-78%	
- Services extérieurs	250	3 392	278	153	4 164	-124,22	-45%	3%
<i>Dont Charges GER</i>	0	0	0	0	0	0,00	0%	
- Autres services extérieurs	61	318	455	852	1 822	397,79	87%	17%
<i>Dont Mise à disposition</i>	0	0	184	376	560	192,46	105%	7%
<i>Dont Frais de siège</i>	54	162	209	405	938	196,01	94%	8%
- Impôts et Taxes	0	2	54	177	234	122,86	226%	3%
- Personnel	0	0	0	0	0	0,00	0%	0%

Les charges d'exploitation sont également en croissance en 2023 comparativement à 2022 de 13% soit +0,6 M€. Les principales augmentations ont porté sur :

- Les autres services extérieurs (+87%) représentant 17% du total des charges. Ils se composent notamment de la mise à disposition de personnel (+105% vs 2022). L'augmentation du poste est due au fait que PGE a cessé la sous-traitance de l'astreinte pour une reprise en direct. De plus, PGE s'est doté de personnel pour assurer l'exploitation et la gestion du site, notamment avec la mise en service de la chaufferie biomasse qui, bien que décalée dans les faits à l'automne 2024, était prévue sur 2023. La diminution de la sous-traitance est comprise dans le poste services extérieurs à hauteur de 32%.
- L'achat d'énergie primaire (+ 4% Vs 2022) pèse pour 73% dans le total des charges. L'augmentation du poste est due à une consommation d'électricité (3 Mwh soit +47%) correspondant à la mise en service de la géothermie à un prix de l'électron encore très élevé en 2023 (300 € HT en moyenne prix multiplié par 2,6 Vs 2022) peu compensée par la consommation de gaz qui a diminué de 8,9 MWh (-55%) pour un prix autour de 45 € HT (-68%). Le contrat d'électricité a dû être renouvelé au pire moment ne permettant pas à PGE de bénéficier d'un prix raisonnable.
- Les impôts et taxes augmentent de 123 K€ du fait d'un rattrapage de la provision de charges pour non-assujettissement à la taxe foncière du service des impôts depuis la déclaration de construction de la chaufferie. Le montant annuel sera de l'ordre de 50 K€ (d'où 3 ans pour environ 150 K€).

Le prix de vente moyen 2023 est de 176,6 € TTC/MWh, prix stable comparé à 2022 (176,11 €). Pour la même période, le tarif de vente au niveau national (Étude Amorçe données 2022) était de 109,7€ (+60%).

L'activité par rapport au plan d'affaires de l'avenant 1 :

Les consommations facturées aux clients du réseau de chaleur (R1) sont nettement inférieures à celles qui étaient prévues au plan d'affaires de l'avenant 1 en date de 2021 (voir tableau infra). La géothermie a été mise en place en mars 2022 contre une prévision dès novembre 2020. Jusqu'à la mise en service de la géothermie, en mars 2022, c'est donc une facturation de gaz qui s'est substituée à la facturation d'électricité projetée (pour assurer le fonctionnement des pompes à chaleur). Sur 2023, la consommation d'électricité correspond à l'utilisation en année pleine de la géothermie mais se trouve inférieure à la prévision car le nombre d'abonnés desservis est moindre (retard des développements de raccordements).

Consommation MWh	Réal				CUMUL
	2020	2021	2022	2023	
géothermie (élec PAC)			16 397,08	35 246,59	51 643,67
biométhane					0,00
Electricité					94,00
Gaz	6 605,52	14 802,41	7 307,70	0,00	29 359,24
Consommation totale	6 605,52	14 802,41	23 704,78	35 246,59	81 096,91

source Compte rendu annuel délégataire

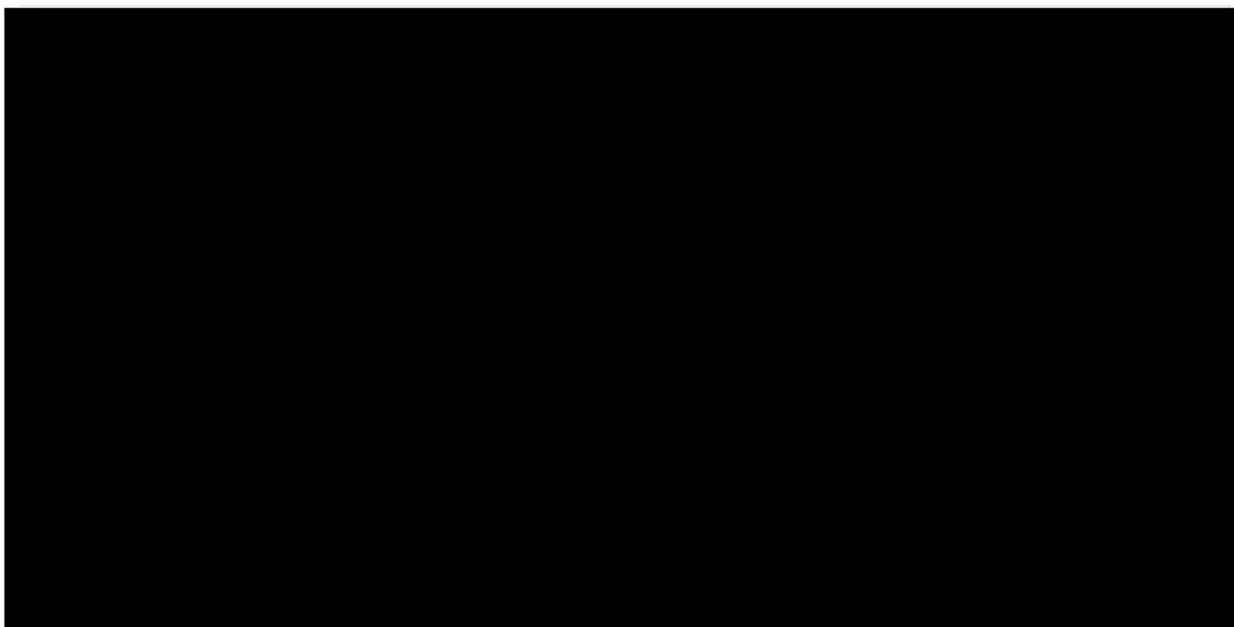
La puissance souscrite est également bien en deçà des prévisions bien que l'avenant 1 ait prévu de recalculer le décalage temporel des projets urbains desservis. Ce décrochage au plan d'affaires avenant 1 s'explique par :

- 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 opérationnelles pour capter la chaleur du réseau.

Puissance souscrite KW	Réal			
	2020	2021	2022	2023
	7 461,00	11 375,00	17 650,00	25 936,80
Puissance totale	7 461,00	11 375,00	17 650,00	25 936,80

source Compte rendu annuel délégataire

Le retard évoqué en synthèse est représenté sous forme de courbe d'atteinte de la puissance souscrite. Cette dernière est fixée à fin 2023 à [REDACTED] au prévisionnel et atteint en réel **36 MW**, comme en atteste le graphique élaboré par le délégataire ci-dessous (mise à jour avril 2024 valeur 1^{er} janvier).



Le planning des projets urbains desservis est le premier facteur de risque de cette concession basée majoritairement sur le développement de projets et dans une moindre mesure sur le raccordement de bâtiments existants. Tant que les raccordements, générateurs de chiffre d'affaires, ne sont pas effectifs, les investissements massifs (67 M€) effectués ne peuvent être rentabilisés.

Le retard pris (6 ans par rapport à la programmation initiale des projets neufs) a peu de chance d'être rattrapé au vu de l'évolution des programmes d'aménagement. L'avenant 1 (prise en compte d'une extension sur les bâtiments existants en plus du neuf) prévoyait un seuil de puissances souscrites (bas et haut) qui détermine la revoyure dès 2024 puis tous les 3 ans si les puissances souscrites sont en deçà du minimum. Pour information, des discussions sont en cours sur l'année 2024.

Les résultats : encore déficitaires car l'exploitation est amputée des charges d'amortissement calculées sur des investissements déployés sans engranger de recettes

Résultat par rapport à l'exercice précédent :

En K Euros	REEL					ECARTS N/N-1	
	2020	2021	2022	2023	CUMULÉ	Δ€	Δ%
Total produits d'exploitation	562	2 485	5 692	6 233	15 021	540,78	10%
Charges d'exploitation :	629	6 262	4 496	5 095	16 786	598,92	13%
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	-67	-3 776	1 196	1 138	-1 765	-58,15	-5%
<i>Frais de siège</i>	54	162	209	405	938	196,01	94%
<i>Charges de GER</i>	0	0	0	0	0	0,00	0%
EBE Retraité (hors frais de siège et GER)	-13	-3 615	1 405	1 543	-827	137,87	10%
- Redevances	108	36	130	125	559	-4,42	-3%
<i>Occupation domaine public</i>	0	0	2	3	5	0,74	32%
<i>Frais de contrôle</i>	70	3	70	73	309	2,61	4%
<i>Mise à disposition</i>	38	33	58	50	245	-7,76	-13%
- Autres charges d'exploitation	0	0	0	0	0	0,00	-53%
Dotations aux amortissements	0	832	1 952	2 128	4 912	176,35	9%
Reprises de provisions GER	0	0	0	0	0	0,00	0%
Transfert de charges Rbt sinistre	0	2 110	0	0	2 110	0,00	0%
Autres produits	0	0	0	9	9	8,94	242818%
Résultat d'exploitation	-175	-2 535	-885	-1 107	-5 118	-221,14	25%
Produits financiers	0	0	0	0	0	0,07	0%
Charges financières	400	608	643	1 664	3 380	1 021,36	159%
Résultat financier	-400	-608	-643	-1 664	-3 380	-1 021,29	159%
Résultat courant avant impôt	-575	-3 143	-1 528	-2 771	-8 498	-1 242,43	81%
Produits exceptionnels	0	307	816	1 242	2 366	425,55	52%
Charges exceptionnelles	0	6 979	342		7 321	-341,90	-100%
Résultat exceptionnel	0	-6 672	474	1 242	-4 955	767,45	162%
Impôts sur les sociétés	0	0	0		44	0,00	0%
Résultat net	-575	-9 815	-1 054	-1 529	-13 497	-474,98	45%

L'Excédent brut d'exploitation (EBE) demeure positif en 2023 à l'instar de 2022 mais se trouve grevé de charges calculées (dotation aux amortissements) conséquentes (2 M€). Le décalage entre les investissements réalisés donc à amortir annuellement et les branchements non encore opérés du fait du retard d'aménagement (procurant des recettes) impacte lourdement le résultat d'exploitation (négatif à hauteur de 1 M€).

La charge de financement du prêt intragroupe associée aux intérêts de compte courant pèse pour 1,7 M€.

Les produits exceptionnels sont constitués de la quote-part de subvention pour 0,9 M€ et de la reprise de dépréciation (test d'impairment) correspondant à l'étalement sur la durée restante du contrat pour 0,3 M€.

Ainsi le résultat net est négatif à hauteur de 1,5 M€, soit 45% de plus que 2022.

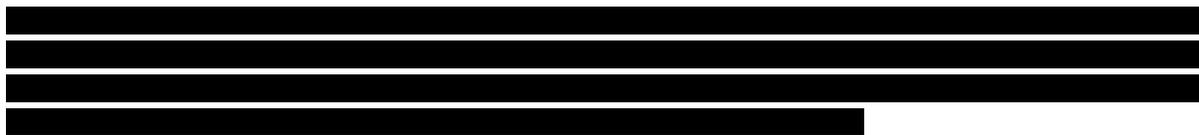
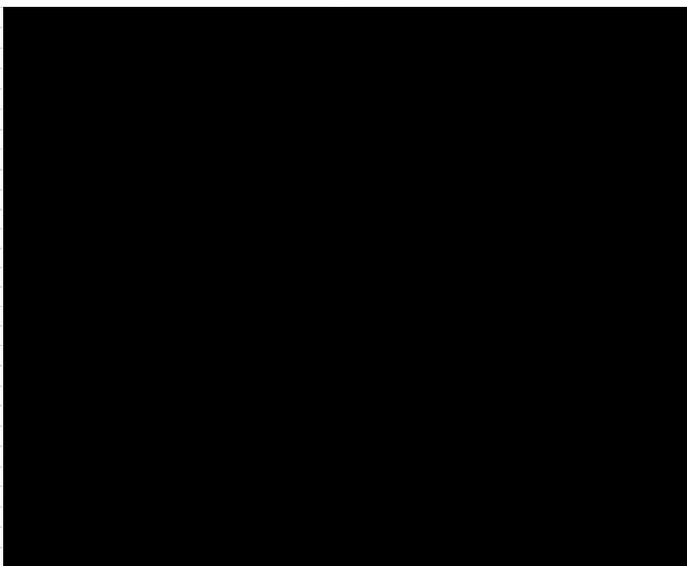
Résultat par rapport au plan d'affaires de l'avenant 1 :

Le compte d'exploitation comparé au Plan d'affaires de l'avenant 1 pour les exercices 2021 à 2023 et le cumulé depuis 2020 :

Du fait des retards de la programmation des aménageurs, l'activité dynamisée par la mise en service de la géothermie reste insuffisante au regard de la prévision.

En K Euros	REEL			
	2021	2022	2023	CUMULÉ
Total produits d'exploitation	2 485	5 692	6 233	15 021
Charges d'exploitation :	6 262	4 496	5 095	16 786
EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	-3 776	1 196	1 138	-1 765
Frais de siège	162	209	405	938
Charges de GER	0	0	0	0
EBE Retraité (hors frais de siège et GER)	-3 615	1 405	1 543	-827
- Redevances	36	130	125	559
Occupation domaine public	0	2	3	5
Frais de contrôle	3	70	73	309
Mise à disposition	33	58	50	245
- Autres charges d'exploitation	0	0	0	0
Dotations aux amortissements	832	1 952	2 128	4 912
Reprises de provisions GER	0	0	0	0
Transfert de charges Rbt sinistre	2 110	0	0	2 110
Autres produits	0	0	9	9
Résultat d'exploitation	-2 535	-885	-1 107	-5 118
Produits financiers	0	0	0	0
Charges financières	608	643	1 664	3 380
Résultat financier	-608	-643	-1 664	-3 380
Résultat courant avant impôt	-3 143	-1 528	-2 771	-8 498
Produits exceptionnels	307	816	1 242	2 366
Charges exceptionnelles	6 979	342	0	7 321
Résultat exceptionnel	-6 672	474	1 242	-4 955
Impôts sur les sociétés	0	0	0	44
Résultat net	-9 815	-1 054	-1 529	-13 497

source Compte rendu annuel délégataire



Le bilan financier : peu d'amélioration de la rentabilité tant des actifs que des capitaux propres en lien avec les retards d'aménagement

		BILAN REEL			
source liasse fiscale					
en K Euros		2020	2021	2022	2023
ACTIF	Immobilisations brutes	40 968	50 981	58 381	67 090
	dont immo en cours	41	29 344	8 679	10 282
	Amortissements cumulés	0	832	1 666	2 499
	provision pour dépréciation	0	6 979	7 042	6 748
	Immobilisations nettes	40 968	43 170	49 674	57 842
	Stocks	0	0	57	214
	Créances (dont créances clients)	1 964	5 204	4 000	4 264
	Charges constatées d'avance	259	265	261	269
	Trésorerie	89	157	8	6 405
	Total Actif	43 281	48 796	54 001	68 994
PASSIF	Capital social	8 913	8 913	8 913	8 913
	Report à nouveau	-525	-1 100	-10 915	-11 968
	Résultat de l'exercice	-575	-9 815	-1 054	-1 529
	Autres capitaux propres	0	0	0	0
	Subventions (brutes)	0	7 994	10 980	17 574
	Subventions (amortissement)	0	307	845	1 793
	Subventions (nettes)	0	7 687	10 135	15 781
	Capitaux propres	7 813	5 685	7 080	11 197
	FCA (= Droits de raccordements)	976	2 271	3 506	4 731
	Provisions (y compris GER)	0	0	0	0
	Autres provisions (caducité)	0	0	1 118	2 413
	Apports en comptes courants	18 771	23 874	25 827	33 371
	Dettes financières long terme	13 234	12 779	12 337	11 807
	Dettes Fournisseurs et autres	2 412	3 975	3 824	5 035
	Dettes fiscales et sociales (IS)	76	212	309	440
Trésorerie court terme		0	0	0	
Total Passif	43 281	48 796	54 001	68 994	
rentabilité des actifs (ROA)					
Rnet/ Total actifs immobilisés		-1%	-23%	-2%	
Rentabilité des Kx Pr (ROE)					
RNet/ Kx Pr		-7%	-173%	-15%	

Les pertes antérieures (-15,6 M€) et le résultat de l'exercice (-1,5 M€) pèsent sur l'équilibre du bilan.

Les créances d'exploitation court terme sont stables, en revanche les dettes d'exploitation s'accroissent ce qui est dû aux investissements pour la chaufferie biomasse. Des avoirs à établir (1,2 M€) sont émis en raison d'une facturation basée sur le prix de l'année précédente régularisée lors de la connaissance du prix de l'énergie achetée (réel). Les principales évolutions portent sur :

- les immobilisations qui se sont accrues de 8,7 M€ correspondant au développement du réseau et sous stations ainsi que la chaudière biomasse, dernier gros investissement de structuration de l'outil productif de chaleur. Ce sont 67 M€ qui ont été investis dont 10 M€ d'immobilisation en cours et une dépréciation de 6,7M€.

-

Focus sur les investissements :

En K euros	REEL	
	2023	TOTAL
Nature des ouvrages et équipements		
Doublet géothermique (2 forages au Jurassique)		
1- Sous-total doublet géothermique	10,36	13 329,61
Centrale géothermique		
2- Sous-total centrale géothermique	83,56	6 589,08
Chaufferie gaz d'appoint/secours		
3- Sous-total chaufferie gaz d'appoint/secours	4 417,77	9 208,69
Réseau et sous-stations		
4- Sous-total réseau et sous-stations	2 754,90	25 599,90
Etudes, maîtrise d'œuvre (y compris contrôle technique), assurance et divers		
5- Etudes, maîtrise d'œuvre (y compris contrôle technique), assurance et divers	1 441,67	12 362,48
TOTAL INVESTISSEMENT	8 708,26	67 089,75

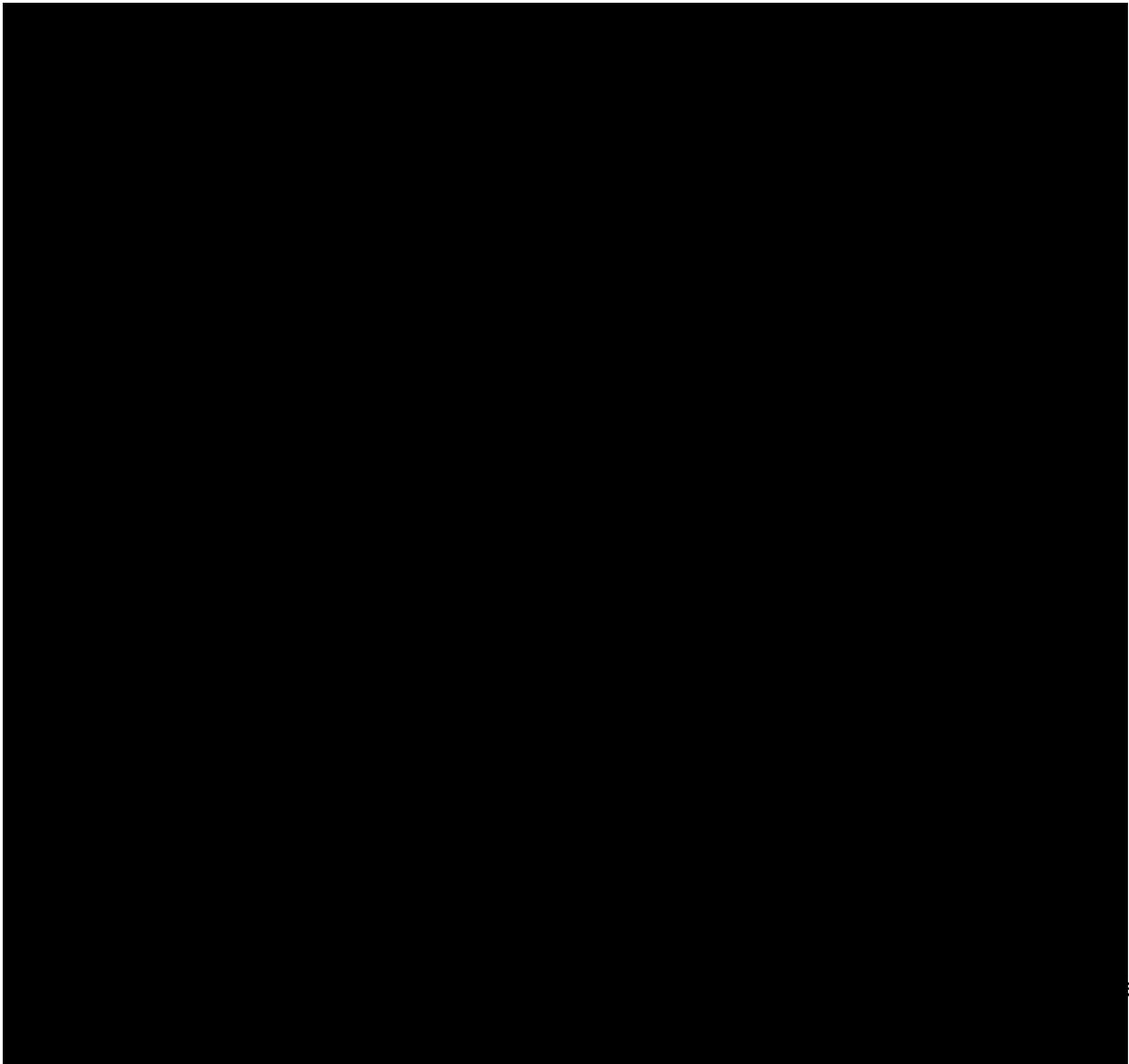
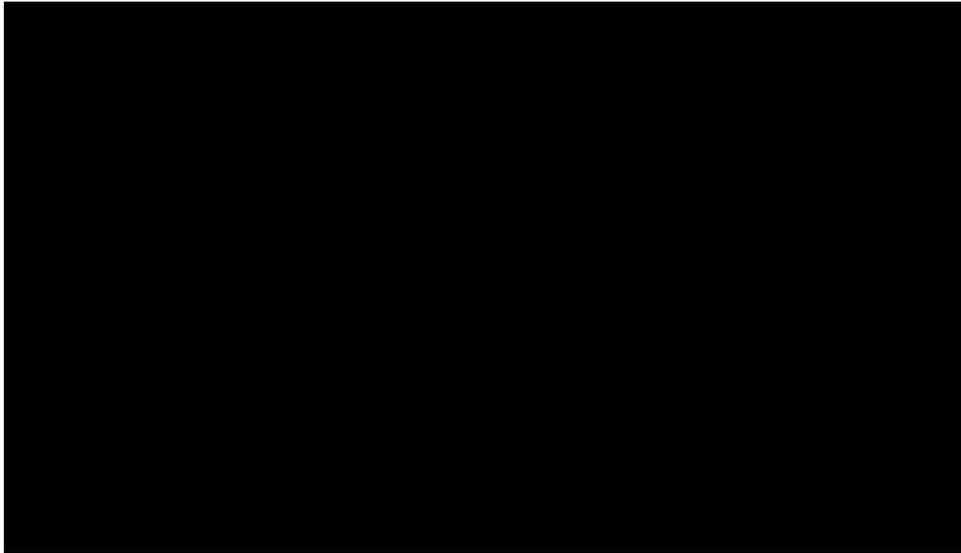
Le niveau d'investissement réalisé est donc supérieur au prévisionnel de l'ordre de [REDACTED]. Ce surcroît s'explique en partie par l'inflation non prise en compte dans le prévisionnel et selon le délégataire par :

- 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).

Sur la seule année 2023 l'écart d'investissements supplémentaires au plan d'affaires est de [REDACTED]. Ce qui s'explique par l'investissement réalisé sur la chaudière biomasse pour 2 fois son prix prévisionnel ainsi qu'un coût plus élevé de réseau et sous station.

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 s'expliquent par le fait que la courbe des investissements croît plus vite que les raccordements et la puissance souscrite (PS). A l'avenant 1, à ce stade du développement il était attendu 62 GW de PS pour 65,4 M€ d'investissements. Au réel, l'exécution du contrat montre 27,9 GW de PS mis en service pour 64 M€ d'investissements, comme l'illustre le graphique ci-dessous.

³⁹ Il n'y a pas de date de valeur précise pour l'avenant 1 car dépend des dates de consultations faites par PGE. Elles se sont étalées de fin 2020 à début 2021.



es

[Redacted]

- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

- | [Redacted]
- | [Redacted]
- | [Redacted]

[Redacted]

Perspectives 2024 : développement commercial et mise en service de la chaudière biomasse

Le décalage temporel des programmes d'aménagements, aggravé du fait de coûts trop élevés du mètre carré, incite le délégataire à s'adapter pour commercialiser le réseau. Pour cela il priorise les zones classées, traque les délivrances de permis de construire pour évaluer les besoins de chaleur et développe également la commercialisation sur les bâtiments existants. Ce sont les 12 demandes de permis de construire de 2022 qui porteront leurs fruits en termes de raccordement sur 2024. En revanche, une forte chute est attendue pour 2025, seuls 7 permis de construire ont été déposés sur 2023.

Les difficultés sur le secteur de Brazza rencontrées en 2023 ont été en partie résolues. Pour mémoire, la fissure sur le micro-tunnelier (évacuation des eaux usées) sous la Garonne reliant la rive droite à la rive gauche (Station d'épuration Louis Fargues) avait fait l'objet d'un contentieux pour rupture de canalisation (sans cette liaison aucun nouveau bâtiment ne peut être construit), une solution temporaire a été trouvée permettant de contourner l'absence du micro-tunnelier. En revanche, viennent s'ajouter des acquisitions foncières par la Métropole plus lentes que prévu. Le projet Brazza représente 18,6 GW de puissance souscrite pour un global de 89,6 GW sur l'ensemble du projet PGE soit 21%.

Par ailleurs, les travaux de chaufferie biomasse finalisés vont permettre une mise en service de cet outil de production de chaleur à l'automne 2024.

Financièrement, la rentabilité des investissements continuera d'être examinée pour doter ou reprendre la provision sur la dépréciation des actifs immobilisés, les investissements demeurent conséquents face aux puissances souscrites.

Coté tarif, depuis mars 2022 la mise en service de la géothermie a permis de délivrer la chaleur selon la tarification de la phase 3. Le délégataire s'était prémuni contre la hausse des énergies gaz et électrique jusqu'à fin 2022, mais il n'a pu échapper à la hausse de l'électron sur 2023, qui va perdurer en 2024. Le tarif dès 2025 devrait retrouver un niveau normal du fait du renouvellement du contrat d'achat de l'électricité hors crise et par l'application du prix phase 4 (en année pleine) prévu à la mise en service de la chaufferie biomasse.

Les puissances souscrites facturées à fin 2023 sont à 30,921 MW et à 32 MW selon les polices d'abonnement souscrites

ANNEXE : LES ELEMENTS PERMANENTS DU CONTRAT

1. Le Contrat

a) 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'Engie⁴⁰, délégataire de service public. Ce contrat notifié le 09 janvier 2017 pour une durée de 30 ans a pris effet à cette même date.

b) 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.

c) 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 cénomaniens (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 cénomaniens 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.

⁴⁰ 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.

d) 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.

2. Les avenants au contrat

a) **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)

b) **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.

3. L'économie générale du contrat

L'avenant 1 a mis fin au réseau de froid ainsi qu'à la solution de repli au crétaqué. 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.

a) Les investissements cible

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

réseaux et sous stations	30,1 M€
doulet géothermique	14,6 M€
chaufferie gaz appoint secours ...	6,6 M€
centrale géothermique	7,4 M€
assurance, aléas et divers	10,0 M€

b) 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 (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.

12.4 MCE

I LES CONTRÔLES EFFECTUES

Le contexte de l'année

L'année 2023 représente la première année d'exercice plein du contrat⁴¹ avec des avancées notables dans l'exploitation :

- 6 nouveaux abonnés ont été raccordés sur l'année : 5 sur la phase de travaux prévue en 2022 (soit un retard de 6 abonnés comparé aux prévisions contractuelles) et 1 en avance de phase sur les travaux initialement prévus en 2029 ;
- les installations de production d'énergie ont été mises en service sur l'année 2023 : en septembre / octobre pour la chaufferie gaz d'appoint-secours et en octobre / décembre pour la chaufferie biomasse ; la chaufferie mobile gaz temporaire utilisée jusque-là a alors été déposée en octobre ;
- 3,152 km linéaire de réseau ont été posés, soit une avance de 0,7 km comparé au contrat.

Afin de couvrir en partie les investissements conséquents engagés cette année, et sans bénéfice d'exploitation, les financements disponibles ont été largement utilisés : encaissement de subventions ADEME pour 1,4 M€, contractualisation d'un deuxième emprunt solidaire de 150 k€, tirage de l'intégralité de sa ligne de crédit négociée en 2022 pour 1,9 M€ sur 2023, apport en compte courant d'associés de Mixéner pour 1,2 M€. Malgré tous ces tirages, la situation de trésorerie est négative à fin décembre 2023, avec un compte de trésorerie centralisée avec le groupe BME à -1,35 M€ (soit -2,3M€ comparé à 2022).

Un 3^{ème} avenant a été signé sur l'exercice, en novembre 2023, afin de modifier l'indice de révision du gaz, auparavant sur une valeur de marché au dernier jour du trimestre, trop volatile, en une moyenne des trois derniers indices mensuels.

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.

⁴¹ L'exploitation a démarré en septembre 2022 avec pour seul abonné le stade nautique de Mérignac.

II L'ANALYSE FINANCIÈRE DES COMPTES SOCIAUX

L'activité : un premier exercice plein à faible régime, impacté par des hausses de coûts

	RÉEL 2022	RÉEL 2023	Écart N/N-1	
	en €	en €	en €	en %
R1 - Part consommation	8 299	230 191	221 892	2674%
Livraisons	109	4 830	4 721	4331%
Tarif R1 (€/MWh)	76,1	47,7	-28	-37%
R2 - Part abonnement	27 231	205 604	178 373	655%
Puissances souscrites (kW)	1 700	6 885	5 185	305%
Puissances facturées (kW)	379	2 747	2 368	624%
Tarif R2 (€/kW)	71,8	74,8	3	4%
Chiffre d'affaires	35 530	435 795	400 265	1127%
Droits de raccordement	468 567	60 843	-407 724	-87%
Autres ventes	-	-	-	0%
Total des produits d'exploitation	504 097	496 637	-7 460	-1%

Les **produits d'exploitation** 2023 s'élèvent à 497 k€, en légère décroissance (-1%) comparé à 2022 et sont composés de :

- Ventes de chaleur pour 436 k€ dont 59% pour le stade nautique de Mérignac, raccordé en septembre 2022 et 41% répartis sur les 6 nouveaux abonnés raccordés sur octobre et novembre 2023 ;
 - o Pour l'ensemble des abonnés, le tarif R1 2023 (part consommation) est de 47,7 €/MWh, en baisse de 37% comparé à 2022, sous l'effet de l'évolution du prix du gaz⁴². Le tarif R2 2023 (part abonnement⁴³) est de 74,8 €/kW, en augmentation de 4%, sous l'effet de l'évolution de l'indice Electricité⁴⁴.
- Droits de raccordement pour 61 k€, représentant le solde de facturation du collègue Halimi, raccordé en 2023⁴⁵.

⁴² La baisse de l'indice du gaz est double sur 2023 car elle comprend une baisse de l'indice PEG Q+1 prévu initialement dans le contrat, passé de 133,66 en juillet 2022 à 47,53 en juillet 2023 mais également un changement d'indice de référence en octobre 2023 (induit par l'avenant 3) avec une valeur basse en octobre 2023, à 33,4.

⁴³ Calculé sur les puissances souscrites.

⁴⁴ L'indice de référence est 010534766 « Electricité vendue aux entreprises ayant souscrit un Contrat de capacité >36kVA », publié au Moniteur des Travaux Publics et du Bâtiment.

⁴⁵ Dans le plan d'affaires initial, seul le stade nautique de Mérignac est un bâtiment neuf, éligible aux droits de raccordement. Des frais de branchements ont été facturés pour le collègue Halimi dont la localisation est éloignée du tracé du réseau, avec une facturation de 30% à la signature de la demande d'abonnement (ici, en 2022) et de 70% à la mise en service (ici, en 2023).

⁴⁶ En raison de la possibilité de repli prévu au Contrat, le délégataire a attendu l'accord définitif du raccordement de la résidence Capeyron au réseau de chaleur (en novembre 2022) avant de lancer des commandes aux entreprises, cette résidence pouvant fortement impacter la taille du réseau et ainsi le dimensionnement des équipements.

	RÉEL 2021	RÉEL 2022	RÉEL 2023	Écart N/N-1	
	en €	en €	en €	en €	en %
Approvisionnements - P1	-	56 656	439 067	382 411	675%
Achat de gaz (part fixe et variable)	-	56 656	384 834	328 178	579%
Achat de biomasse	-	-	54 233	54 233	0%
Traitement des cendres	-	-	-	-	0%
Prestations - P2	69 227	175 357	263 137	87 780	50%
Autres achats	64	7 728	51 356	43 628	565%
Services extérieurs	6 512	8 327	57 990	49 663	596%
Autres frais de gestion	55 925	88 455	91 780	3 325	4%
Autres services extérieurs	6 726	70 802	61 749	-9 053	-13%
Impôts, taxes et versements assimilés	-	45	263	218	484%
Gros Entretien Grandes Visites - P3	-	-	2 934	2 934	0%
Dotations aux amort et expl - R24	-	2 959	124 096	121 137	4094%
Total des charges d'exploitation	69 227	234 972	829 234	594 262	253%

Les **charges d'exploitation** s'établissent à 829 k€ et se composent principalement de :

- 439 k€ d'approvisionnements en énergie primaire, principalement en gaz, afin d'alimenter le réseau de chaleur via la chaufferie mobile gaz en début d'année puis via la chaufferie biomasse et de secours gaz mise en service en fin d'année. Avec un rendement global du réseau calculé par le délégataire à 74% et une part de consommation facturée aux abonnés selon la mixité cible du contrat⁴⁷, la marge R1, qui se définit comme le chiffre d'affaires R1 moins les charges d'approvisionnements P1 en énergie du réseau, est très négative, à -209 k€.
- 110 k€ de dotations aux amortissements dont 99 k€ liées à la mise en service de la chaufferie en octobre ;
- 80 k€ de charges avec le groupe : 69 k€ de frais de siège (en autres frais de gestion) ainsi que 21 k€ de charges de personnel mis à disposition (en services extérieurs) ;
- 49 k€ de frais d'électricité de fonctionnement et de carburant de la chaudière gaz (en autres achats) ;
- 39 k€ de locations d'une chaudière gaz mobile et d'un groupe électrogène (en autres services extérieurs) ;
- 22 K€ de redevances de frais de gestion et de contrôle dues à Bordeaux Métropole ;
- 17 k€ de provision Gros Entretien et Grandes Visites (GEGV) dont le montant n'est pas celui défini au contrat mais plafonné au montant des recettes correspondantes facturées aux abonnés⁴⁸.

⁴⁷ La part consommation est facturée à 82% sur le coût du bois et à 18% sur celui du gaz (représentant la mixité cible de source énergétique du réseau).

⁴⁸ Dans la part abonnement facturée aux abonnés selon la puissance souscrite, la composante R23 représente le coût des prestations de renouvellement et de modernisation des installations.

[Redacted text]

- [Redacted text]
- [Redacted text]
- [Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

[Redacted text]

Les résultats : une année déficitaire

	RÉEL 2021	RÉEL 2022	RÉEL 2023	écart N/N-1	
	en €	en €	en €	en €	en %
Total des produits d'exploitation	-	504 097	496 637	-7 460	-1%
Total des charges d'exploitation	69 227	234 972	829 234	594 262	253%
Excédent brut d'exploitation	-69 227	272 084	-208 501	-480 585	-177%
Résultat d'exploitation	-69 227	269 125	-332 597	-601 722	-224%
Résultat financier	82	2 298	-84 534	-86 832	-3779%
Résultat exceptionnel	-	1 123	57 225	56 102	4996%
Résultat avant impôts	-69 146	272 546	-359 906	-632 452	-232%
Impôt sur les sociétés	-	50 850	-	-50 850	-100%
Résultat net	-69 146	221 696	-359 906	-581 602	-262%

Le **résultat d'exploitation** s'établit à -333 k€, en dégradation par rapport à l'année précédente et au prévisionnel du fait des faibles produits générés par l'activité, en lien avec le retard pris dans les raccordements, lesquels ne sont pas compensés par la baisse des charges d'exploitation.

Le **résultat financier** de -84 k€, correspond aux intérêts relatifs au différents modes de financement de MCE : prêt bancaire, financement participatif, centralisation de trésorerie du groupe BME et compte courant d'associé avec Mixéner⁴⁹.

Le **résultat exceptionnel** de +58 k€ est composé de la quote-part des subventions d'investissement virée au compte de résultat. Les subventions d'investissement s'amortissent au même rythme que les immobilisations qu'elles subventionnent et présentent donc un retard comparé au prévisionnel.

Le résultat net 2023 présente une situation déficitaire à -360 k€ alors que le prévisionnel présentait une situation à l'équilibre.

⁴⁹ Les taux d'intérêts de prêts en vigueur sont les suivants : 1,2% pour le prêt bancaire, de 4,5% à 5,5% pour le financement participatif selon le lieu de résidence des prêteurs, environ 4,3% pour la centralisation de trésorerie du groupe (calcul quotidien d'EURIBOR 3mois + 0,45%) et environ 4% pour le compte courant d'associé avec Mixéner (taux maximum fiscalement déductible).

Le bilan : des travaux à financer

	Réel			Var. N/N-1	
	2021	2022	2023	En €	En %
<i>Immobilisations brutes</i>	171 913	3 036 623	8 563 174	5 526 551	182%
<i>dont immobilisations en cours</i>	171 913	2 902 552	931 557	-1 970 995	-68%
<i>Amortissements cumulés</i>	0	-1 935	-70 130	-68 195	3524%
Immobilisations nettes	171 913	3 034 688	8 493 044	5 458 356	180%
Stocks	0	0	0	0	0%
Créances (<i>dont subv. à recevoir</i>)	3 544 022	4 028 680	2 774 807	-1 253 873	-31%
Trésorerie (<i>dont centralisation de trésorerie</i>)	753 562	1 037 655	14 327	-1 023 328	-99%
Charges constatés d'avance et à répartir	4 862	5 295	17 580	12 285	232%
Total Actif	4 474 359	8 106 317	11 299 757	3 193 440	39%
Capital social	100 000	100 000	100 000	0	0%
Réserves, RAN, résultat net	-69 146	152 549	-207 359	-359 908	-236%
Subventions nettes	4 400 000	4 398 877	4 341 652	-57 225	-1%
Autres fonds propres (<i>amort. caducité</i>)	0	1 023	43 001	41 977	4102%
Provisions R&C (<i>dont GEGV</i>)	0	0	13 923	13 923	0%
Dettes financières (<i>dont C/C d'associé</i>)	0	2 100 000	5 303 000	3 203 000	153%
Dettes fournisseurs	43 505	1 293 231	316 227	-977 003	-76%
Autres dettes	0	59 544	32 271	-27 272	-46%
Trésorerie passive	0	1 094	1 357 041	1 355 948	123968%
Produits constatés d'avance	0	0	0	0	0%
Total Passif	4 474 359	8 106 317	11 299 757	3 193 440	39%

Au 31 décembre 2023, le bilan s'établit à 11,3 M€⁵⁰, soit +3,2 M€ comparé à l'année 2022.

Les **immobilisations brutes** augmentent de 5,5 M€, preuve des forts investissements sur l'année (mise en service de la chaufferie et des sous-stations desservies) mais également d'une augmentation du coût des travaux : sur l'exercice 2023 on notera un dépassement d'1,8 M€ comparé aux immobilisations prévisionnelles ; sur l'ensemble de la première phase de travaux, MCE estime que le surcoût est de 1,9 M€.

Les **créances** s'établissent à 2,8 M€, en amélioration de 1,3 M€ sur l'année :

- 2,1 M€ de subventions restant à recevoir après le versement en 2023 de 1,4 M€ ;
- 0,3 M€ de créances clients en augmentation ponctuelle sur l'exercice suite à un impayé, résolu sur les premiers mois de 2024 ;
- 0,4 M€ de créances fiscales (TVA, Impôts sur les sociétés), stables.

La **trésorerie** à l'actif (solde du compte bancaire) est quasi nulle et diminue de 1,0 M€ comparé à l'année dernière. Les mouvements expliquant cette diminution de trésorerie sont explicités ci-dessous au D.

⁵⁰ Par mesure de simplification et de présentation analytique, un reclassement technique de 0,4 M€ a été effectué sur 2023 pour reclasser des comptes fournisseurs au passif.

En conséquence, les **dettes financières** et la **trésorerie passive** augmentent de 4,6 M€ :

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

La trésorerie : une position négative à fin décembre malgré une forte structuration du financement

<i>En €</i>	Exercice 2021	Exercice 2022	Exercice 2023
RÉSULTAT NET	-69 146	221 696	-359 906
Dotations aux amortissements et provisions	0	2 959	127 030
Reprises des amortissements et provisions	0	0	-2 934
Subventions virées au résultat	0	-1 123	-57 225
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT	-69 146	223 532	-293 035
Variation des créances clients	-308	-73 562	-192 878
Variation des dettes fournisseurs	43 505	1 249 726	-977 003
Variation des autres créances	-28 576	-406 505	24 927
Variation des autres dettes	0	59 816	-31 539
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	14 620	829 475	-1 176 494

[REDACTED]

⁵¹ Un cashpooling est une centralisation de trésorerie pour les filiales d'un groupe.

Les perspectives 2024 : poursuite des travaux et des démarches commerciales

Le raccordement de 5 nouveaux abonnés est d'ores et déjà prévu pour l'hiver 2024 : les Résidences les Bruyères, les Violettes, Jean Mermoz, Joliot Curie ainsi que le Pin Galant. Cela permettra d'avoir en fin d'année les puissances souscrites attendues contractuellement.

[REDACTED]

La situation de trésorerie sera à surveiller en 2024 car elle a été très dégradée en 2023 ; on notera tout de même un appel d'air avec 924 k€ de subventions ADEME reçues en mars 2024, dont une partie sera amputée par le démarrage du remboursement de prêt bancaire ([REDACTED])

Enfin, des discussions sont attendues avec le délégataire sur la fin de l'année 2024 afin de faire le point sur cette première phase du Contrat. Il devrait être en particulier abordé : la hausse des coûts de la construction (un surcoût de 1,9 M€, à réestimer par le délégataire), le développement commercial, ainsi que de potentielles extensions qui seront étudiées avec un schéma directeur réalisé par la métropole en 2024.

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.

L'avenant N°3 adopté par délibération N°2023-453 en date du 29 septembre 2023 a modifié la formule d'indexation trimestrielle du R1 gaz, initialement ajusté selon la dernière valeur journalière de vente du trimestre, en un ajustement sur la moyenne de vente des trois derniers indices mensuels, tout en conservant le principe de révision trimestrielles ; l'avenant 3 corrige également une erreur sur la dotation de GEGV et renouvellement.

Annexe 2 : Liste des documents financiers transmis par le délégataire

- Le rapport annuel
- La balance générale
- Le compte d'exploitation
- Le grand-livre
- L'état des immobilisations et des amortissements
- Le fichier de suivi des indices
- Le fichier de suivi des frais de raccordements
- La liasse fiscale
- L'emprunt bancaire
- Des conventions avec le Groupe
- Des factures intragroupes
- Le tableau de flux de trésorerie

12.5 GPE

I LES CONTRÔLES EFFECTUES

Le contexte depuis le début du contrat (juillet 2022)

Le contrat de concession a été notifié en décembre 2021, pour une entrée en vigueur en juillet 2022. L'exercice clos à fin décembre 2023 représente la première clôture financière du contrat, soit 18 mois d'activité. Ces premiers mois ont permis des avancées :

Sur les volets administratif et opérationnel :

- La création de la structure dédiée avec un capital de 5 M€ prévu contractuellement, assortie des garanties et conventions attendues (statuts, garanties maison-mère et exploitation, signature des conventions de frais de siège et trésorerie), et dont le financement est assuré par la maison-mère ;
- L'exploitation sur la base du réseau existant de Grand Parc et de ses abonnés (27 abonnés, alimentés uniquement en chauffage via les deux chaufferies gaz historiques) ;
- La mise en place d'un traité particulier d'abonnement⁵² sur la saison de chauffe 2022 et jusqu'en juin 2023 : ce traité a permis, dans un contexte de prix de gaz haut, de continuer à faire bénéficier les abonnés du tarif cible contractuel (comprenant 86% d'ENR) en compensant en partie les surcoûts de GPE (dont 100% des alimentations en énergie se font en gaz).

Sur le volet travaux :

- Le lancement de travaux de premier établissement de géothermie : suite à l'obtention du permis minier en septembre 2023 par la DREAL (le délai d'instruction ayant été allongé de 6 mois comparativement aux prévisions), les travaux de forage d'une nouvelle jambe sur le puits existant, appelée sidetrack, ont pu démarrer mais ont été retardés par un hiver très pluvieux⁵³ ;
- Le lancement anticipé, aux risques du délégataire, de travaux de premier établissement de chaufferie biomasse de 4 MW dès 2023, avant validation des résultats de la géothermie alors qu'ils étaient prévus initialement à partir de 2024 ;
- En parallèle des travaux sur les moyens de production d'énergie renouvelable (ENR), GPE a déjà procédé en 2023 à la pose anticipée de canalisations afin d'étendre le réseau au maximum.

Un premier avenant au contrat initial notifié le 12 août 2022 a pris acte des obligations du concessionnaire en matière de respect des principes de la République conformément à l'évolution législative.

⁵² Ce traité prévoit pour l'ensemble des abonnés historiques, une facturation intermédiaire, indexée à 100% sur le gaz, permettant d'obtenir une aide « bouclier tarifaire » sur la totalité des consommations et non pas sur la mixité cible à 14%. Des facturations de régularisation interviennent ensuite pour recadrer le prix de vente au contrat, permettant aux abonnés de conserver leurs dépenses d'énergie initiales et à GPE de conserver 86% du bouclier tarifaire perçu en marge, en compensation des surcoûts d'approvisionnement. L'application de ce traité est prévue de juillet 2022 à la fin du bouclier tarifaire, en juin 2023.

⁵³ Ces délais n'activent pas les trois solutions de repli prévues contractuellement : le repli post études techniques et réglementaires a été écarté, il subsiste un repli possible selon le débit des puits producteur et injecteur (les premiers essais réalisés en 2024 semblent toutefois rassurants).

Les informations financières

GPE	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapport annuel du délégataire			X	[REDACTED]
Comptes d'exploitation	X			
Rapport du Commissaire aux comptes (CAC)	X			[REDACTED]

Les contrôles du délégant

GPE	SATISFAISANT	NON SATISFAISANT	RESERVES	COMMENTAIRES
Rapprochement comptes annuels / comptes analytiques / liasse fiscale	X			[REDACTED]
Revue analytique du compte d'exploitation et du bilan	X			
Traités particuliers d'abonnement			X	[REDACTED]
Redevances			X	[REDACTED]
Exhaustivité des droits de raccordements			X	[REDACTED]
Frais de siège			X	[REDACTED]
Personnel		X		[REDACTED]
Solde GEGV		X		[REDACTED]
Immobilisations			X	[REDACTED]

II L'ANALYSE FINANCIÈRE DES COMPTES SOCIAUX

L'activité : une première période d'exploitation marquée par la hausse des coûts du gaz

	REEL 2022 / 2023 en €
Chaleur	2 824 133
R1 chaud (consommation)	1 317 693
<i>Livraisons</i>	21 980
<i>Tarif R1 € / MWh</i>	59,9
R2 chaud (abonnement)	1 506 440
<i>Puissances totales souscrites (kW)</i>	20 813
<i>Tarif R2 € / kW</i>	72,4
Droits de raccordement	0
Recettes de cogénération	3 817 842
Autres ventes	0
Chiffre d'affaires	6 641 974

Le chiffre d'affaires des 18 premiers mois s'établit à 6 642 k€,

⁵⁴ Le prévisionnel de référence est défini comme le cumul des années 2022 (S2 uniquement) et 2023.

Les ventes de chaleur ont totalisé 2 824 k€, [REDACTED]. Les 27 abonnés historiques ont été alimentés en chauffage uniquement⁵⁵ sur la saison de chauffe⁵⁶ :

- Le chiffre d'affaires R1 (part consommation) est de 1 318 k€ sur les 18 mois⁵⁷, [REDACTED]
[REDACTED]
 - o La consommation des abonnés a été plus faible que prévue, à -27% en lien avec une moindre rigueur climatique⁵⁸.
 - o Le tarif facturé aux abonnés reprend la mixité énergétique cible du contrat mais a été impacté à la hausse par les mécanismes d'indexation des tarifs initiaux du contrat, convenus en décembre 2020 avant la crise énergétique, sur les modalités bois et gaz (le tarif géothermie étant fixe avant sa mise en service comme prévu contractuellement)⁵⁹. Ainsi, le R1 était prévu à 28,2 € HT /MWh au contrat et il a été réévalué à 48,2 € en 2022 et à 39,9 € en 2023.
 - o Par ailleurs, le tarif R1 a également été impacté à la hausse par la mise en place des traités particuliers d'abonnement qui réhaussent le tarif de vente aux abonnés de 86% du bouclier tarifaire perçu⁶⁰ soit +74,0 €/MWh sur les consommations de 2022 (ou +18 € rapporté au R1 sur les 18 mois).
 - o L'application des traités particuliers d'abonnement sur les consommations de janvier à avril 2023 ne semble pas valorisée dans les comptes, le délégataire devant préciser ce point (estimation à 180 k€ de chiffre d'affaires manquant).

- Le chiffre d'affaires R2 (part abonnement) est de 1 506 k€ sur les 18 mois, [REDACTED]
[REDACTED] de plus que prévu contractuellement, principalement sous l'effet de l'indexation des tarifs.
 - o Les souscriptions de puissance des abonnés historiques, estimées lors de la phase contractuelle, ont été un peu plus faibles que prévu (13,87 GW souscrits comparé à [REDACTED] estimés en prévisionnel).
 - o Le tarif R2 moyen sur les 18 mois est de 72,4 € HT/kW, à comparer à un prévisionnel de [REDACTED] basé sur le contrat. L'augmentation est imputable principalement (pour 60%) à la composante R21, représentant le coût de l'énergie électrique de fonctionnement des installations de production, sous l'effet de la hausse du prix de l'électricité constaté sur 2022 et 2023⁶¹.

⁵⁵ Les abonnés historiques disposent de leurs propres moyens de fourniture en eau chaude sanitaire.

⁵⁶ La saison de chauffe est prévue contractuellement du 1^{er} octobre au 31 mai.

⁵⁷ Pour des contraintes de calendrier de clôture groupe, les consommations des abonnés du mois de décembre sont estimées par GPE. Ainsi, sur le mois de décembre 2023, les consommations ont été légèrement surestimées comparativement à la réalité, de 8% ; l'impact sera fait sur les comptes 2024.

⁵⁸ Le contrat est basé sur un nombre de degrés jour unifié (DJU) de 1 800 alors que l'année 2023 a été plus douce (1 514 DJU).

⁵⁹ Le R1 a été calculé selon 68% de géothermie (au prix contractuel), 17% de biomasse (dont le prix de base a été revu à la hausse par l'augmentation des prix de matières premières bois et de transport) et 14 % de gaz (dont le prix indexé sur le PEG MA gaz a connu de fortes hausses sur 2022 et 2023).

⁶⁰ Le fournisseur d'énergie étant dans l'obligation de reverser l'intégralité du bouclier tarifaire perçu à ses abonnés, l'augmentation du prix de vente de chaleur est neutre pour la trésorerie de ses abonnés (mais génère bien de la marge supplémentaire pour GPE).

⁶¹ L'indice Electricité dans le contrat est basé sur la consommation électrique réelle des chaudières, il est donc estimé en cours d'année et fait l'objet d'une facture de régularisation une fois les données réelles connues. La régularisation de l'estimation 2023 impactera l'année 2024 avec des avoirs aux abonnés pour 42 k€.

Les **droits de raccordement** prévus initialement en 2023 pour [REDACTED] sont nuls et devraient être décalés sur 2024. On peut d'ores et déjà noter que la pratique comptable de constatation des droits de raccordement, sur une base de lissage jusqu'à la fin du contrat, semble incohérente avec le compte d'exploitation prévisionnel du contrat et les stipulations prévues.

Les **recettes de cogénération** en lien avec le contrat d'obligation d'achat d'électricité d'EDF⁶² s'établissent à 3 818 k€. Elles se décomposent en une part fixe et une part variable selon les MWh⁶³ vendus à EDF. Ces recettes sont en amélioration de [REDACTED] comparé au prévisionnel dont, selon le délégataire⁶⁴, [REDACTED] sur la part fixe suite à la révision des indices de facturation et [REDACTED] sur la part variable : la forte augmentation du prix au MWh (189 € au réel comparé à [REDACTED] au prévisionnel) a compensé la moindre vente [REDACTED] des MWh⁶⁵.

Les autres ventes sont nulles sur la période. Elles se comparent à une prévision [REDACTED] de recettes de Certificats d'économie d'énergie (CEE) prévus pour la réhabilitation des postes de livraison de chaleur des bâtiments résidentiels historiques ; les travaux de réhabilitation ont été réalisés par un autre prestataire donc le chiffre d'affaires prévu initialement n'a pas été réalisé. Le délégataire doit vérifier les impacts économiques prévus dans le contrat pour ajuster les prévisions en conséquence.

	REEL 2022 / 2023 en €
Approvisionnements - P1	5 523 084
Achats de gaz - Cogénération GP1	4 185 974
Achats de gaz - GP2	1 188 316
Quotas de CO2	148 794
Prestations - P2	2 097 440
Autres achats	171 771
Services extérieurs	651 202
Autres Services Extérieurs	878 181
Impôts et taxes	15 009
Charges de personnel	0
Autres charges de gestion courante	381 277
Gros Entretien Renouvellement - P3	172 644
Dotations aux amort. et provisions - P4	0
<i>Dotations aux amort. Immobilisations</i>	0
<i>Dotations aux amort. charges d'exploitat</i>	0
<i>Dotations aux provisions pour dépréciati</i>	0
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	7 793 168

⁶² Ce contrat, repris dans le cadre de la concession, permet la vente d'électricité à EDF selon une cogénération continue du 1^{er} novembre au 31 mars jusqu'au 25 janvier 2016 (tant que la chaudière biomasse n'est pas en service, il est ensuite prévu que la cogénération intervienne uniquement en appel de pointe d'EDF). La cogénération est alimentée en biogaz dans le local GP1 (avec des garanties d'origine).

⁶³ MWh électrique

⁶⁴ Le chiffre d'affaires de la cogénération n'a pas été contrôlé en 2023 à ce stade et fera l'objet d'un contrôle d'ici la prochaine clôture financière.

⁶⁵ Selon le délégataire, le fonctionnement continu prévu contractuellement du 1^{er} novembre au 31 mars n'a pas pu être réalisé en raison d'un hiver doux : en effet, le contrat prévoit le respect d'un coefficient d'énergie primaire entre ventes de chaleur au réseau et ventes d'électricité à EDF ; pour respecter ce coefficient, GPE réduit la période de ventes à EDF.

Les **charges d'exploitation** s'établissent à 7 793 k€, soit [REDACTED] de plus que prévu au contrat.

- Le premier poste de dépenses est celui des approvisionnements en énergie primaire (charges P1), à 5 523 k€.
 - o Les achats de gaz alimentant les chaudières gaz historiques ont été moindres que prévu en quantité [REDACTED] mais pour un prix multiplié par 4⁶⁶, générant un surcoût comparé au prévisionnel de [REDACTED]
 - o Les quotas de CO2⁶⁷ achetés ont été supérieurs au prévisionnel en prix unitaire pour un surcoût de 90 k€.
- Les prestations P2 s'élèvent à 2 097 k€ et sont globalement en ligne avec le prévisionnel ; les principales variations sont les suivantes :
 - o [REDACTED] d'autres achats dont plus de la moitié sur le surcoût de l'électricité de fonctionnement des installations ;
 - o [REDACTED] de frais de structure car le compte d'exploitation prévisionnel 2022 semble prévoir par erreur des charges d'une année pleine et non sur 6 mois ;
 - o [REDACTED] d'impôts et taxes suite aux retards pris dans l'exploitation.
- Les charges P3 sont affichées par le délégataire à 173 k€ dans un reclassement comptable non justifié à ce stade.
 - o Elles semblent incohérentes avec le contrat qui indique une méthodologie de provisionnement spécifique, qui n'a pas été respectée puisque les 173 k€ sont constitués uniquement de charges et non de provisions.
 - o La prévision sur le cumul 2022 et 2023 était de [REDACTED] dans le compte d'exploitation prévisionnel du contrat soit une provision annuelle de [REDACTED]
- En l'absence de mise en service, les charges P4, d'amortissement, sont nulles.

Les **redevances** dues à Bordeaux Métropole sont comptabilisées en autres charges de gestion courante pour 367 k€ sur les 18 mois d'activité et comprennent :

- une redevance de mise à disposition des ouvrages existants (réseau historique, chaufferies et puits existants),
- une redevance d'occupation du sol pour la chaufferie biomasse
- une redevance de gestion et de contrôle.

Les montants semblent cohérents au global mais devront être revus finement avec le délégataire pour un détail entre les années 2022 et 2023 et par typologie de redevance (il semblerait que les redevances 2022 n'aient pas été envoyées au délégataire par les services de BM).

⁶⁶ Prévû en achat à 30 €/MWh, le gaz a été acheté sur la période en moyenne à 127 € sous l'effet de la crise énergétique.

⁶⁷ D'un commun accord avec le délégataire et par simplification de présentation, les charges de quotas CO2 de 2023 correspondent au net entre les charges comptables (des années civiles 2022 et 2023) et la refacturation faite du S1 2022 à l'ancien gestionnaire (ENGIE), présentant ainsi une vision plus économique que comptable.

Le bilan : une première constitution avec des immobilisations à financer

	Réel
	2023
<i>Capital social non appelé</i>	2 513 000
Immobilisations brutes	6 486 890
<i>dont immobilisations en cours</i>	6 486 890
<i>Amortissements cumulés</i>	-
Immobilisations nettes	6 486 890
Stocks	15 180
Créances (<i>dont subv. à recevoir</i>)	1 851 512
Trésorerie	757 894
Charges constatés d'avance et à répartir	125
Total Actif	11 624 601
Capital social	5 026 000
Réserves, RAN, résultat net	-1 115 448
Subventions nettes	-
Autres fonds propres (<i>amort. caducité</i>)	-
Provisions R&C (<i>dont GEGV</i>)	-
Dettes financières (<i>dont C/C d'associé</i>)	3 874 992
Dettes fournisseurs	2 621 356
Autres dettes	1 192 079
Trésorerie passive	-
Produits constatés d'avance	25 623
Total Passif	11 624 601

Au 31 décembre 2023, le bilan s'établit à 11,6 M€⁶⁹, soit [REDACTED] comparé au prévisionnel 2023.

Le capital social de la société dédiée est de 5,026 M€, conformément aux dispositions contractuelles, dont 50% a été libéré (versé) à fin décembre 2023, ce qui représente un écart de [REDACTED] avec le prévisionnel. Cette libération partielle du capital n'est toutefois pas contraire aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur⁷⁰.

Les **immobilisations** (6,5 M€) sont constituées uniquement de travaux en cours⁷¹ dont 5,4 M€ sur le réseau, 0,6 M€ sur la chaufferie biomasse et 0,4 M€ sur la géothermie. Cela représente un dépassement de [REDACTED] comparé au prévisionnel.

Il est à noter que le bilan du délégataire ne contient à date aucune immobilisation mise en concession par le délégant, à savoir le réseau historique In'Cité et le puits de géothermie existant.

⁶⁹ Par mesure de simplification et de présentation analytique, un reclassement technique de 0,75 M€ a été effectué sur 2023 pour reclasser des comptes fournisseurs au passif et des comptes clients à l'actif, le bilan officiel de GPE audité par les Commissaires aux Comptes totalisant 12,4 M€.

⁷⁰ La libération de la moitié du capital social doit être réalisée pour une structure en SAS lors de l'inscription au greffe, le capital restant devant être versé dans les 5 ans, soit ici au plus tard le 25 février 2027.

⁷¹ Aucune mise en service n'ayant été réalisée, les immobilisations sont considérées en immobilisations en cours et l'amortissement comptable de ces investissements n'est pas démarré.

Les **créances** s'établissent à 1,9 M€, en augmentation de [REDACTED] comparé au prévisionnel :

- 1,0 M€ de créances clients principalement constituées de factures à émettre (0,9 M€) : les dernières factures émises aux abonnés datant d'avril 2023, peu restent encore à régler à fin décembre ; les factures à émettre semblent cohérentes (R1 des mois de novembre et décembre 2023, R2 de décembre 2023 et activité de cogénération de décembre 2023)
- 0,9 M€ d'autres créances principalement composées de créances fiscales (TVA)
- Aucune subvention restant à recevoir n'est comptabilisée à ce stade car aucune subvention n'est attendue.

La **trésorerie** à l'actif (solde du compte bancaire) est de 0,8 M€ à la date du 31 décembre 2023, soit [REDACTED] de moins que prévu. Les variations de trésorerie sont exposées en partie D.

Le résultat du premier exercice fiscal, déficitaire, est présenté au passif.

[REDACTED]	[REDACTED]

Le **ratio d'autonomie financière** (capitaux propres / total du bilan) s'élève ainsi à 101%, conformément aux dispositions contractuelles qui prévoient un minimum de 20%.

Les perspectives 2024 : poursuite des travaux et des démarches commerciales

Les travaux de premier établissement des moyens de production d'énergie renouvelable se poursuivent en 2024.

- Le forage géothermique du puits producteur est terminé, les premiers essais de débit sont lancés et semblent être favorables (confirmation attendue en novembre 2024) ; le forage du puits injecteur est en cours fin 2024. En revanche, le retard pris sur le planning initial ne permettra pas une mise en service avec une date butoir au 2 octobre 2024 comme prévu dans le contrat (l'estimation porte à ce stade sur une mise en service fin 2025).
 - o Il a été acté que le contrat de cogénération avec obligation d'achat avec EDF jusqu'en janvier 2026 ne sera pas renouvelé et les installations seront démantelées en mars 2025 afin de libérer le local actuel pour y installer les pompes à chaleur nécessaires au bon fonctionnement de la géothermie.
- La construction de la chaufferie biomasse a été stoppée en avril 2024 suite à l'apparition d'une fissure sur la dalle de la chaufferie. L'expertise de l'assurance est attendue pour une reprise adaptée des travaux sur le dernier trimestre 2024. Ainsi, la mise en service commerciale de la biomasse, prévue contractuellement au plus tard le 2 octobre 2024 ne pourra pas être réalisée (estimation de mise en service en octobre 2025).
- On notera que le non-respect des dates butoirs de mises en service commerciales de la géothermie et de la biomasse pourrait générer une pénalité de 5 000 € HT par jour ouvré.

GPE estime que les investissements prévus initialement à 23 M€ dans la concession devraient en réalité être portés à 38 M€ mais ne fournit pas à ce stade de justification pertinente pour l'établir. Une sollicitation de Bordeaux Métropole début 2025 a été annoncée, après les résultats finaux de géothermie et biomasse.

Par ailleurs, dans le cadre de ses démarches commerciales, GPE a été amené à réaliser des travaux sur certaines installations secondaires du réseau, appartenant aux abonnés et ne faisant normalement pas partie du périmètre de la concession. Afin de compenser ces surcoûts, les abonnés historiques concernés (4 sous-stations In'Cité) ont signé un nouveau traité particulier d'abonnement qui instaure, à partir de juillet 2024 et pour 8 ans, un nouveau terme tarifaire : R26, permettant de refacturer l'amortissement des investissements de travaux d'adaptation du réseau de chaleur.

Enfin, de nouveaux abonnés seront raccordés au réseau à partir d'octobre 2024 (par exemple la Polyclinique Bordeaux Nord ou la résidence des Noisetiers) permettant au réseau de prendre de l'ampleur grâce aux canalisations posées. Contrairement aux abonnés historiques, ces nouveaux abonnés seront alimentés en chauffage mais également en eau chaude sanitaire. En complément, des études sont également en cours pour envisager d'autres futurs secteurs à raccorder.

Annexe 1 : Rappel historique sur le contrat et les particularités

1- Le contrat initial

Le contrat repose sur la volonté de verdir et d'étendre le réseau de chaleur existant situé au Grand Parc (constitué de 4 km). Initialement détenus par In'Cité, le réseau et ses deux chaufferies mobiles ont été rachetés par Bordeaux Métropole pour en externaliser l'exploitation en concession ; à noter, la présence d'un puits de géothermie existant sur site, mais qui n'a jamais été exploité.

Ainsi, Bordeaux Métropole a décidé par délibération N°2021-677 en date du 25 novembre 2021 de confier la délégation de service public à ENGIE. Après l'acquisition du réseau de chaleur existant à In'Cité et du foncier nécessaire, le contrat de réseau de chaleur a pris effet comme prévu au contrat en juillet 2022, pour une durée de 25 ans.

L'objet de la délégation porte sur l'exploitation du réseau de chaleur existant, son verdissement et son extension. L'ensemble du réseau sera alimenté par de la géothermie (réalisation de sidetrack dans le puits de géothermie existant et d'un puits de réinjection à l'Eocène) et par de la biomasse dont la chaufferie est à construire.

2- Les évolutions du contrat

L'avenant N°1 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.

Annexe 2 : Liste des documents financiers transmis par le délégataire

- Le rapport annuel
- Le rapport du CAC
- Le rapport de gestion
- La balance générale
- Le compte d'exploitation
- Le fichier de suivi des indices
- Les statuts de la société dédiée
- Des conventions avec le Groupe : frais de siège, garantie bancaire, garantie à première demande, convention de trésorerie

12.6 ANNEXE – 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.

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.

Police d'abonnement : contrat de fourniture de chaleur à l'Abonné dont le fonctionnement et le modèle sont fixés contractuellement. Il définit les conditions techniques de livraison et est adossé au Règlement de service qui fixe notamment les modalités administratives.

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 avec objet de modifier des installations ou de prolonger leur durée de vie.

Sous-station (SST) : 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

$R (\text{€}) = R1 \times \text{Consommation de l'Abonné (en MWh)} + R2 \times \text{Puissance souscrite par l'Abonné (kW)}$

- Terme R1 (€/MWh) : 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'ECS ou au réchauffage d'eau.

- Terme R2 (€/kW) : 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 modernisation des installations.
- R24 : coût d'amortissement et de financement des investissements des travaux de premier établissement.
- R25 : impact du montant des subventions obtenues.
- R26 : terme spécifique à ce contrat permettant à certains abonnés d'être refacturés des travaux sur les installations secondaires réalisés par GPE

Traité particulier d'abonnement : possibilité dérogatoire prévue par le Contrat d'établir une police d'abonnement *ad hoc* avec un abonné spécifique si sa situation particulière le justifie.

12.7 ANNEXE – Carte des réseaux de chaleur existants et en projet

Carte des réseaux de chaleur existants et en projet sur Bordeaux Métropole - Août 2024

