



DOSSIER DE DEMANDE D'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE

PIPA-DC1 – BLYES (01)

ANALYSE COÛTS-AVANTAGES

ÉTAPE 7 DU DÉPÔT DÉMATÉRIALISÉ

D. 181-15-2 I.-16°) DU CODE DE L'ENVIRONNEMENT

17 mars 2026

Informations relatives au document

INFORMATIONS GÉNÉRALES

Auteur(s)	Gaëlle YVER-MARY
Version	A
Référence	BIL-1004212
Numéro CRM	BAUK107902
Nom du fichier	BIL-1004212_PIPA-DC1_DDAE_E7.7_ACA_A.docx

HISTORIQUE DES MODIFICATIONS

Version	Date	Rédigé par	Visé par	Modifications
A	17/03/2026	Gaëlle YVER-MARY	Audrey ALLONCLE	Première émission

DESTINATAIRES

Nom	Entité
Charles-Édouard OLIVETTI	H&DC

SOMMAIRE

1 - INTRODUCTION.....4

**2 - NOTE DE PRINCIPE SUR LES POSSIBILITÉS DE RÉCUPÉRATION DE CHALEUR
FATALE5**

3 - ANALYSE COÛTS-AVANTAGES6

1 - INTRODUCTION

Le présent dossier de demande d'autorisation environnementale est réalisé conformément à la section 2 du chapitre unique du titre VIII du livre 1er de la partie réglementaire du Code de l'environnement.

Il comporte les informations requises réparties selon les différentes étapes de la procédure de dépôt dématérialisée, conformément au *Guide de préparation de la téléprocédure de demande d'autorisation environnementale, version 1.04 du 1^{er} juillet 2023* :

- Étape 1 : Type de demande ;
- Étape 2 : Identification du pétitionnaire ;
- Étape 3 : Description du projet ;
- Étape 4 : Localisation ;
- Étape 5 : Activités ;
- Étape 6 : Étude d'impact / d'incidence ;
- **Étape 7 : Autres pièces/études ;**
- Étape 8 : Plans ;
- Étape 9 : Récapitulatif.

Le présent document présente l'analyse coûts-avantages requise au 16° de l'article D-181-15-2 du Code de l'environnement et sera déposé lors de la réalisation de l'étape 7 de la téléprocédure.

16° du I de l'article D. 181-15-2 du Code de l'environnement

L'analyse coûts-avantages prévue à l'article L. 233-5 du code de l'énergie, lorsqu'une installation classée pour la protection de l'environnement est soumise à l'obligation d'élaboration d'une telle analyse en application du même article, ou le justificatif d'exemption à cette obligation mentionné au V de l'article R. 237-1 du code de l'énergie ;

2 - NOTE DE PRINCIPE SUR LES POSSIBILITÉS DE RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE

Note technique – récupération de chaleur fatale

Egis, novembre 2025



DOSSIER PERMIS DE CONSTRUIRE

NOTE TECHNIQUE – RECUPERATION DE CHALEUR FATALE

28 novembre 2025

Préambule

Cette note définit les possibilités de récupération de chaleur fatale inhérent à un data center.

SOMMAIRE

Table des matières

- 1 RECUPERATION DE CHALEUR FATALE.....3**
- 1.1 Données réseaux hydrauliques3**
- 1.2 Principe de raccordement et limite de prestation3**
- 1.3 A l'échelle de la parcelle4**
- 1.4 A l'échelle du territoire.....4**

1 RECUPERATION DE CHALEUR FATALE

Un data center est un bâtiment abritant divers équipements électroniques tels que des serveurs informatiques, des ordinateurs, des systèmes de stockage et des équipements de télécommunications.

Ces appareils génèrent de la chaleur et doivent être maintenus à une température contrôlée afin d'éviter une surchauffe des composants. Pour maintenir une température optimale dans les salles, un système de refroidissement est donc nécessaire.

PIPA DC1 entend mettre à disposition gracieusement une partie de la puissance générée par les serveurs informatiques du futur Data Center = chaleur fatale.

La puissance calorifique sera transférée via « l'ouverture » de la boucle de refroidissement d'eau glacée vers un système de type Pompe à Chaleur pour réchauffer la température et distribuer un réseau de chaleur.

1.1 Données réseaux hydrauliques

Les groupes frigorifiques du data center sont connectés sur une boucle d'eau glacée desservant des colonnes alimentant les fanwalls et armoires de climatisation avec 54 GF pour 18 descentes/colonnes principales.

L'ouverture de la boucle en 1 point et le débit transitant dans la portion correspond à une puissance eau glacée de $\sim 4500 \text{ kW}$ ($54/18 = 3 \text{ GF de } 1500 \text{ kW}$) pour 1 bâtiment.

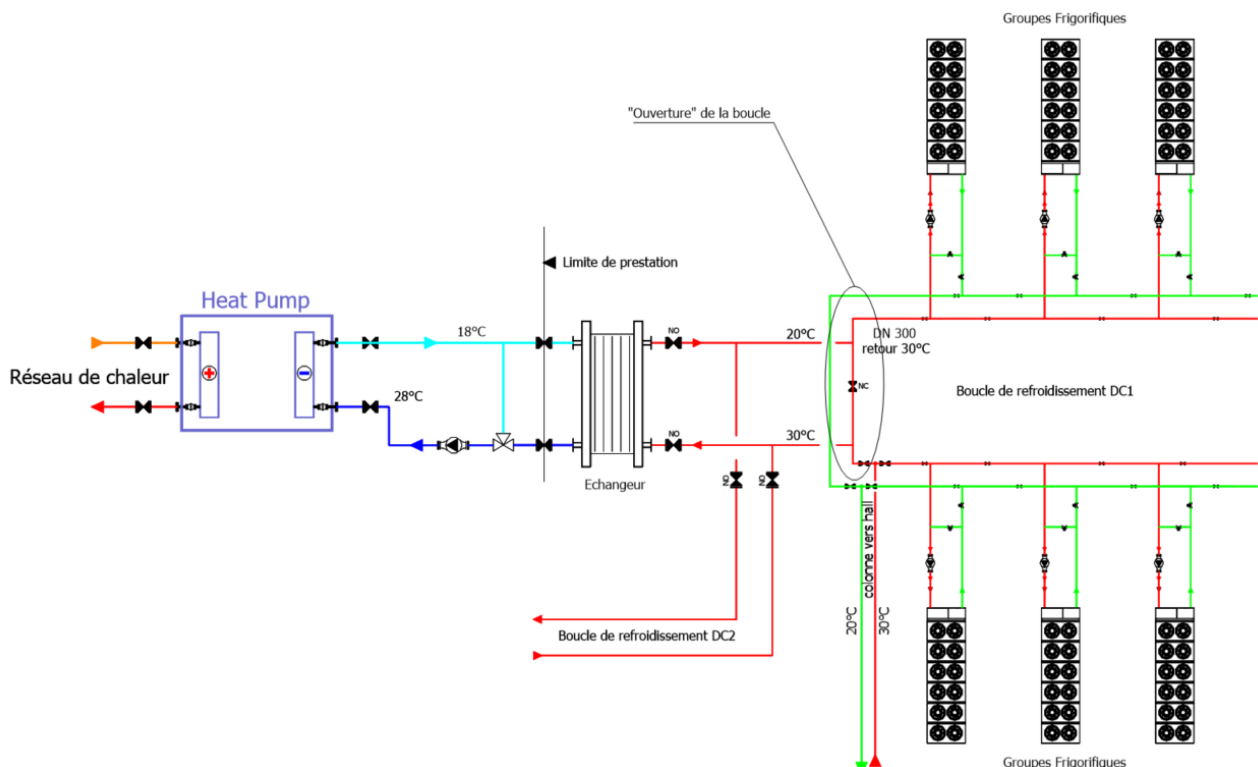
Pour les 2 bâtiments, on peut estimer avec une hypothèse de COP (coefficient de performance) des PAC entre 3 et 4, une puissance distribuable au secondaire des PAC de l'ordre de 12 MW.

Les caractéristiques du réseau de refroidissement mis à disposition sont les suivantes :

- Températures minimales du réseau de refroidissement du Data Center (réseau primaire) : 20/30°C,
- Températures minimales du réseau après échangeur (réseau secondaire) : 18/28°C.

La puissance récupérable pourrait être augmentée en créant d'autres coupures dans la boucle.

1.2 Principe de raccordement et limite de prestation



1.3 A l'échelle de la parcelle

La récupération de la chaleur fatale sera valorisée de plusieurs manières au sein même de la parcelle. En utilisant une pompe à chaleur pour assurer la réhausse de température, il sera possible de satisfaire les besoins de chauffage propres au site à savoir :

- Chauffage du bâtiment de bureau (terminaux de chauffage dans les locaux),
- Fourniture d'eau chaude pour l'alimentation des batteries chaudes des Centrales de Traitement d'air,
- Préchauffage des groupes électrogènes en lieu et place des épingles électriques.

1.4 A l'échelle du territoire

La mise à disposition gracieuse de la chaleur perdue générée par le Data center est proposée et encadrée à travers des courriers engageants de la part des concessionnaires ou partenaires intéressés.

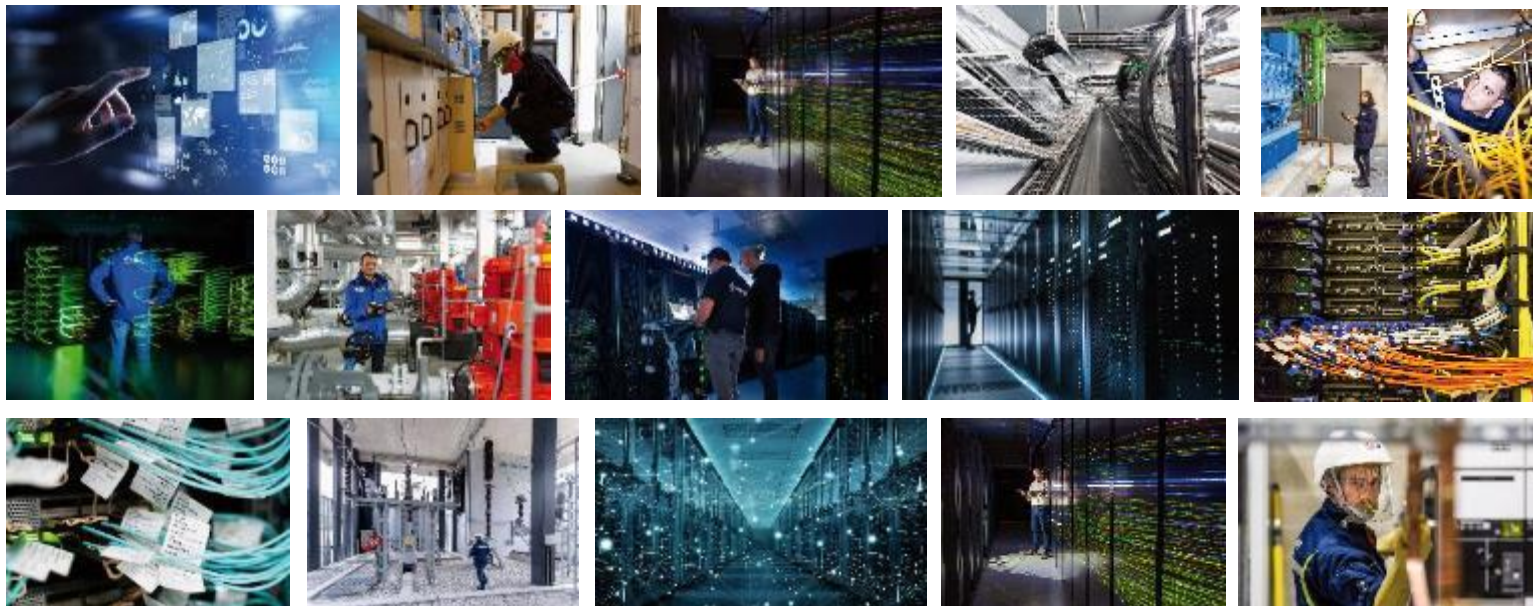
Sous réserve d'obtention d'un permis de construire et d'une autorisation ICPE pour ce Data Center, PIPA DC1 s'engage sur les points suivants auprès d'un potentiel concessionnaire qui serait désigné :

- Fourniture, installation et raccordement des échangeurs de chaleur assurant la séparation hydraulique entre le réseau primaire (réseau data center) et le réseau secondaire (réseau récupération de chaleur).
- Le local technique échangeur sera mitoyen avec le terrain sur lequel sera construit la sous-station de chaleur.
- Mise à disposition gracieuse de la chaleur du data center à hauteur de 12 MW à une température minimale de 28°C,
- Mesures conservatoires mises en place par PIPA DC1 pour accroître la récupération.

3 - ANALYSE COÛTS-AVANTAGES

Analyse d'opportunité de la valorisation de la chaleur de récupération

EDF, janvier 2026



Analyse d'opportunité de la valorisation de la chaleur de récupération

Client : SAS PIPA DC1

Opération : Parc Industriel de la Plaine de l'AIN (PIPA)



DCR IDF
Direction Territoire et Services
4 rue Floréal
75017 Paris

29 janvier 2026 Rév : A

Contact : Théo DROCOURT
Tél : 06 99 54 45 06
Courriel : theo.drocourt@edf.fr

SOMMAIRE

1	Contexte et Enjeux	7
2	Contexte et obligations réglementaires à date.....	7
3	Contexte territorial.....	8
4	Analyse du territoire : infrastructures existantes et potentiels.....	9
4.1	Description du territoire.....	9
4.2	Concurrence entre ressources locales pour l'approvisionnement des RCU.....	10
4.2.1	Réseau de chaleur « Plateau Nord »	11
4.2.2	Réseau de chaleur de Vaulx-en-Velin.....	11
4.2.3	Réseau de chaleur de Lyon	12
4.2.4	Réseau de chaleur ASSURC à Bourg-en-Bresse	13
4.3	Potentiels locaux en énergies renouvelables et de récupération (EnR&R).....	14
4.3.1	La géothermie.....	14
4.3.2	La récupération de chaleur sur les process industriels.....	14
4.3.3	Chaudière Biomasse.....	14
5	Analyse du territoire : capacité du territoire et ses débouchés potentiels.....	14
5.1	Potentiel global et principaux débouchés.....	16
5.2	Autres débouchés.....	16
5.2.1	Débouchés secondaire	16
5.2.2	PIPA.....	17
5.3	Constat de l'analyse du potentiel de débouchés de chaleur.....	18
6	Présentation des scénarios	18
7	Descriptif technique des réseaux	21
7.1	Production d'énergie et potentiel d'énergie récupérable.....	21
7.2	Schéma de principe	21
7.3	Les modèles juridiques des réseaux de chaleurs urbains.....	22
7.3.1	Cadre général des réseaux de chaleur urbains	22
7.4	Plan général des réseaux	24
7.4.1	Scénario 1	24
7.4.2	Scénario 2.....	25
7.4.3	Scénario 3.....	25
7.4.4	Scénario 4.....	26
7.4.5	Scénario 5.....	27

7.4.6	Scénario 6.....	28
8	Analyse énergétique.....	30
8.1	Scénario 1 : Ensemble des besoins du territoires.....	30
8.1.1	Besoins.....	30
8.1.2	Mix énergétique.....	31
8.1.3	Taux ERF.....	32
8.1.4	Densité énergétique.....	32
8.1.5	Taux d'EnR et CO ₂	33
8.1.6	Conclusion.....	33
8.2	Scénario 2 : Ambérieu / Lagnieu.....	33
8.2.1	Besoins.....	34
8.2.2	Mix énergétique.....	35
8.2.3	Taux ERF.....	36
8.2.4	Densité énergétique.....	36
8.2.5	Taux d'EnR et CO ₂	37
8.2.6	Conclusion.....	37
8.3	Scénario 3 : Pont-de-Chérucy.....	37
8.3.1	Besoins.....	38
8.3.2	Mix énergétique.....	39
8.3.3	Taux ERF.....	40
8.3.4	Densité énergétique.....	40
8.3.5	Taux d'EnR et CO ₂	41
8.3.6	Conclusion.....	41
8.4	Scénario 4 : Décines / Charvieu.....	41
8.4.1	Besoins.....	42
8.4.2	Mix énergétique.....	43
8.4.3	Taux ERF.....	44
8.4.4	Densité énergétique.....	44
8.4.5	Taux d'EnR et CO ₂	45
8.4.6	Conclusion.....	45
8.5	Scénario 5 : Décines / Meyzieu passant par Pont-de-Chérucy.....	45
8.5.1	Besoins.....	46
8.5.2	Mix énergétique.....	47

8.5.3	Taux ERF.....	48
8.5.4	Densité énergétique.....	48
8.5.5	Taux d'EnR et CO2.....	49
8.5.6	Conclusion.....	49
8.5.7	Scénario 5bis.....	49
8.6	Scénario 6 : Décines / Meyzieu / Pont-de-Chérucy + Vente de chaleur au RCU de Lyon 50	
8.6.1	Besoins.....	50
8.6.2	Mix énergétique.....	52
8.6.3	Taux ERF.....	54
8.6.4	Densité énergétique.....	54
8.6.5	Taux d'EnR et CO2.....	54
8.6.6	Conclusion.....	55
8.6.7	Scénario 6bis.....	55
9	Analyse économique.....	56
9.1	Investissements.....	56
9.1.1	Investissements.....	56
9.1.2	Subventions et financements.....	56
9.1.3	Scénario 1.....	57
9.1.4	Scénario 2.....	57
9.1.5	Scénario 3.....	57
9.1.6	Scénario 4.....	58
9.1.7	Scénario 5.....	58
9.1.8	Scénario 5b.....	58
9.1.9	Scénario 6.....	59
9.1.10	Scénario 6b.....	59
9.2	Evaluations des coûts opérationnels.....	59
9.2.1	Scénario 1.....	60
9.2.2	Scénario 2.....	60
9.2.3	Scénario 3.....	60
9.2.4	Scénario 4.....	60
9.2.5	Scénario 5.....	61
9.2.6	Scénario 5b.....	61
9.2.7	Scénario 6.....	61

9.2.8	Scénario 6b	61
9.3	Recettes / Ventes de chaleur	62
9.3.1	Scénario 1	62
9.3.2	Scénario 2	62
9.3.3	Scénario 3	63
9.3.4	Scénario 4	63
9.3.5	Scénario 5	64
9.3.6	Scénario 5b	64
9.3.7	Scénario 6	64
9.3.8	Scénario 6b	65
9.4	Prix moyen de la chaleur	65
9.4.1	Prix de la chaleur exportée au RCU de Lyon	66
9.5	Comparaison de l'étude économique des scénarios	66
9.6	Subventions nécessaires pour un prix de 120€ MWh HT	66
9.6.1	Scénario 5	67
9.6.2	Scénario 6	67
9.6.3	Récapitulatif	68
10	Conclusion	69

Avant-propos :

Ce document constitue le rapport d'Analyse Coût-Avantage pour la mise en place d'un Data Centre au PIPA (01), désormais obligatoire depuis le 1er octobre 2025, dont les conditions ont été mises à jour le 29 décembre 2025, et constitue une référence essentielle aux échanges avec les services instructeurs de l'Etat, les collectivités territoriales et les autres parties prenantes.

Cette étape amont de la réalisation projet, vise à évaluer le potentiel réel du territoire et à , simuler des solutions pertinentes de valorisation de la chaleur de récupération sur le territoire au travers de l'étude de scénarios et d'évaluer la pertinence technico-economiques desdits scénarios notamment au travers du prix de sortie de la chaleur pour des consommateurs

1 Contexte et Enjeux

Le projet ambitieux de construction d'un Data Centre sur le Parc Industriel de la Plaine de l'AIN (PIPA) situé à Blyes (01), permettra à la société SAS PIPA DC1 de développer à terme un projet d'une puissance électrique de 195 MW .

Un tel projet a un impact majeur sur le territoire. De nombreuses thématiques seront abordées, notamment celle de l'énergie, qui joue un rôle central dans la conception du Data Centre: raccordement aux réseaux, alimentation en énergie décarbonée, et optimisation de l'usage de l'électricité.

La récupération et la valorisation de la chaleur issue des infrastructures bâtementaires spécifiques et ou issue directement des matériels informatiques constituent un levier essentiel. la valorisation de la chaleur de récupération ou dite « fatale » contribue à améliorer l'efficacité énergétique globale du Data Center, à renforcer l'acceptabilité du projet par les acteurs publics locaux, et à accélérer la transition vers des usages décarbonés sur le territoire.

L'objectif de cette étude est de réaliser une analyse coûts-avantages en étudiant les débouchés de chaleur potentiel du territoire, en étudiant des scénarios de valorisation révélant le prix de sortie de la chaleur de récupération pour des consommateurs raccordés à un système de distribution énergétique.

2 Contexte et obligations réglementaires à date

L'obligation de valoriser la chaleur de récupération issue des centres de données (Data Centres) découle de la **Directive européenne 2023/1791/UE** relative à l'efficacité énergétique, entrée en vigueur en octobre 2023. Cette directive impose, sauf impossibilité technique ou économique, la valorisation de la chaleur fatale pour tout nouveau Data Centre dont la puissance électrique installée dépasse 1 MW.

La France a transposé cette directive via **la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025**, dite **loi DDADUE** (Dispositions d'Adaptation au Droit de l'Union Européenne). Cette loi modifie le Code de l'énergie en y ajoutant un chapitre VI intitulé « Performance énergétique des centres de données », introduisant notamment l'article L.236-2.

Selon cet article, les Data Centres **de plus de 1 MW** doivent **valoriser la chaleur fatale** qu'ils produisent, sauf dérogation prévue par décret. Le décret Décret n° 2025-1382 du 29 décembre 2025 précise les modalités d'application, les exigences techniques de valorisation, ainsi que les cas de dérogation, notamment ceux prévus au paragraphe 6 de l'article 26 de la directive européenne.

Par ailleurs, **l'article 25 de la loi DDADUE** impose aux opérateurs qui développent un nouveau projet ou réalisent une modification substantielle d'un Data Centre **de plus de 1 MW de réaliser une analyse coûts-avantages (ACA)**. L'objectif de cette étude est d'évaluer si des solutions améliorant l'efficacité énergétique du Data Centre doivent être mises en œuvre, et notamment la possibilité de récupérer et valoriser la chaleur fatale produite. Un Data Centre est réputé valoriser la chaleur fatale qu'il produit si son facteur d'efficacité de réutilisation de

la chaleur fatale (ERF au sens de l'annexe III du règlement délégué (UE) 2024/1364 de la Commission du 14 mars 2024) est supérieur ou égal à 0,20. Un Data Centre peut ainsi déroger à l'obligation de valorisation de chaleur fatale lorsque les conditions technico-économiques ne permettent pas d'atteindre la valeur seuil de l'ERF de 0,20.

Ces deux obligations entrent en vigueur à compter du **1er Janvier 2026**. En cas de non-respect, les exploitants s'exposent à des sanctions pouvant aller jusqu'à **50 000 € d'amende**. Les modalités précises seront définies dans un décret d'application en cours de finalisation.

3 Contexte territorial

Le site du projet de centre de données est porté par la société de projet PIPA-DC1 dont l'investisseur est la société FREO et le développeur la société H&DC. Il est situé sur le Parc Industriel de la Plaine de l'Ain (PIPA), à Blyes (01).

Situé à l'est de la métropole Lyonnaise, près de la rivière d'Ain, et à proximité du parc industriel de la Plaine de l'Ain. Blyes se trouve à 12 km de Lagnieu (son chef-lieu cantonal), 5 km de l'autoroute A42 et 11 km de Meximieux.

Ces communes, à faible densité urbaine, peuvent être assimilées à de petites villes. De ce fait, la densité thermique des besoins locaux est relativement faible, ce qui limite les débouchés potentiels pour la valorisation de chaleur fatale.

Aucun réseau de chaleur n'existe actuellement sur le territoire de Blyes ou dans les communes à proximité, le premier réseau de chaleur étant situé à une distance d'environ 30km (Vaulx-en-Velin, en direction de Lyon).

Le Parc Industriel de la Plaine de l'Ain présente un nombre important d'industries. En effet, une vingtaine d'usines se trouvent dans l'environnement direct du futur Data Center, avec pour certaines des potentiels de récupération de chaleur fatale importants.

Par ailleurs, la distance entre le centre de données et les débouchés potentiels est à minima d'une dizaine de km, ce qui représente un frein technique et économique à la mise en œuvre d'un réseau de chaleur.

Dans ce contexte, il est indispensable de mener une analyse fine des débouchés de chaleur. En effet, la faisabilité d'un projet de valorisation via un réseau de chaleur n'est pas évidente, et pourrait nécessiter des solutions alternatives ou innovantes.

4 Analyse du territoire : infrastructures existantes et potentiels

4.1 Description du territoire

Comme énoncé plus haut, le territoire environnant de la commune de Blyes est peu dense. Dans un rayon de 10km, on retrouve les communes de Lagnieu et de Meximieux avec respectivement une population de 7 000 et 8 000 habitants.

Aucun réseau de chaleur n'est présent dans l'environnement du futur Data Center. En effet, les réseaux les plus proches sont les suivants :

- Le réseau « Plateau Nord » à Rillieux-la-Pape, situé à 27km. Il s'agit d'un réseau de la métropole de Lyon, exploité dans le cadre d'une délégation de service public (DSP) par Engie Solutions. Ce réseau est déjà fortement décarboné (92.2%), avec une part importante d'énergies renouvelables.
- Le réseau de Vaulx-en-Velin, situé à 28km, appartenant également à la métropole de Lyon et exploité par Dalkia dans le cadre d'une DSP. Ce réseau est peu carbonné, le mix énergétique étant principalement constitué de biomasse (pour 70%).
- Le réseau de Lyon, situé à 28km, appartenant également à la métropole de Lyon et exploité par Dalkia dans le cadre d'une DSP. Ce réseau est peu carbonné, le mix énergétique étant principalement constitué de récupération de chaleur sur UVE et de biomasse (pour 66,7%).
- Le réseau ASSURC à Bourg-en-Bresse, situé à 40km. Il s'agit d'un réseau exploité dans le cadre d'une DSP par Engie Solutions pour la ville de Bourg-en-Bresse. Son taux d'EnR&R est élevé (75,4%), il produit sa chaleur principalement via des centrales biomasses.

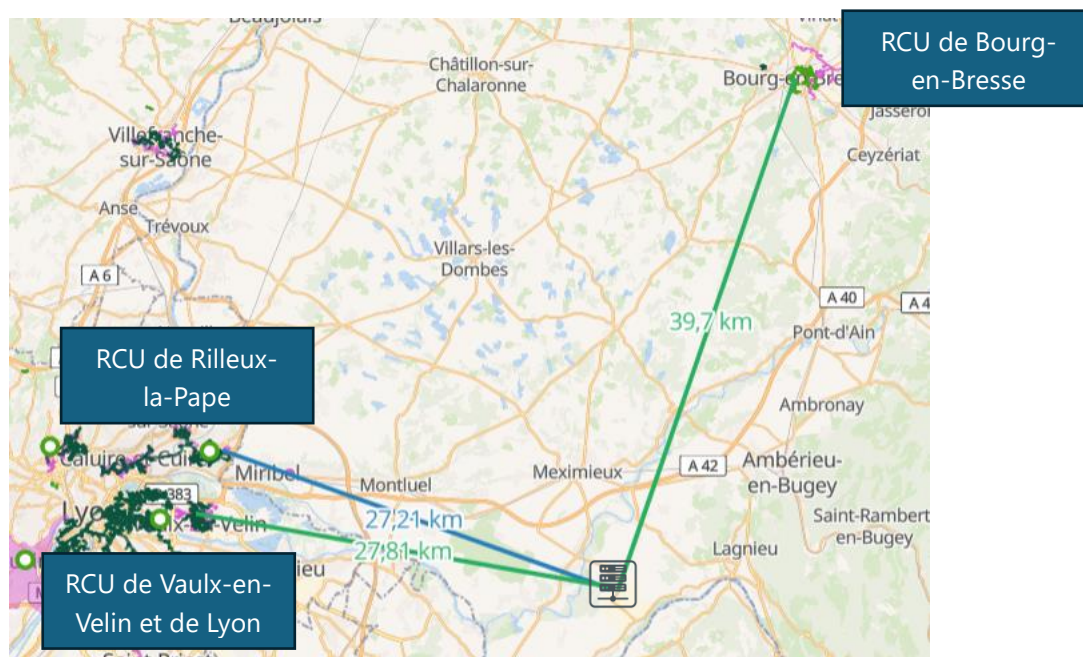


Figure 1 : Emplacement des RCU sur le territoire de Blyes

Ces quatre réseaux constituent des infrastructures existantes potentiellement mobilisables pour la valorisation de la chaleur fatale du futur Data Center. Toutefois, leur éloignement géographique nécessitent une analyse approfondie de la faisabilité technique et économique d'un raccordement.

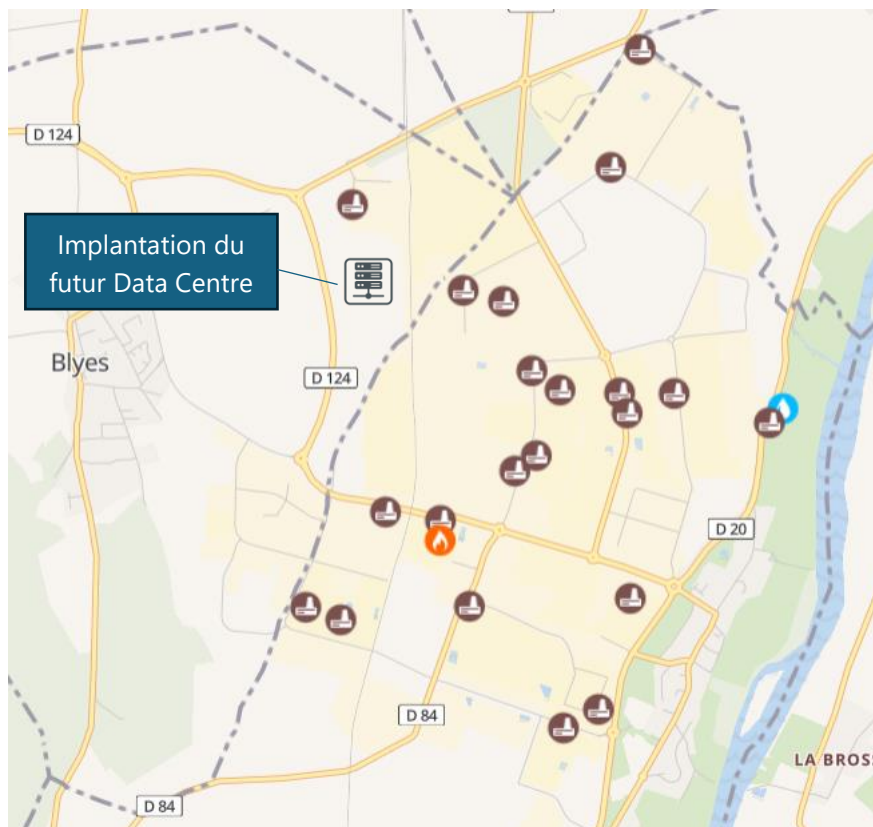


Figure 2 : Implantation du DC au cœur du PIPA

Au sein du PIPA, on dénombre une vingtaine d'industries, dont certaines présentent un potentiel important de chaleur fatale valorisable. Il est nécessaire d'analyser ces ressources pour avoir une vision globale de la pertinence ou non de récupérer la chaleur du futur Data Center.

4.2 Concurrence entre ressources locales pour l'approvisionnement des RCU

Le déploiement d'un réseau de chaleur utilisant la récupération de chaleur d'un centre de données peut se heurter à la concurrence d'autres ressources locales en énergies renouvelables et de récupération (EnR&R). Certaines de ces ressources peuvent être plus facilement mobilisables, avec des coûts d'exploitation et d'investissement plus faibles, permettant ainsi un prix de sortie de chaleur plus compétitif pour les consommateurs.

Dans ce contexte, il est essentiel de réaliser une analyse approfondie des équipements existants et des ressources énergétiques disponibles sur le territoire. Cette étude permettra d'évaluer la

pertinence et la compétitivité de la valorisation de chaleur fatale issue du Data Center par rapport aux autres solutions énergétiques locales.

4.2.1 Réseau de chaleur « Plateau Nord »

Le réseau de Chaleur de « Plateau Nord » de Rillieux-la-Pape est situé à 27km du futur Data Centre et possède les caractéristiques suivantes :

- Puissance installée de 102 MW et produit 123 GWh à l'année
- 238 points de livraison
- 27km de longueur
- 92% d'EnR issus d'une unité de valorisation énergétique d'un site de traitement de déchets par incinération, d'une chaufferie bois et d'une chaufferie gaz ;
- Contenu CO₂ ACV de 30 gr de CO₂/kWh

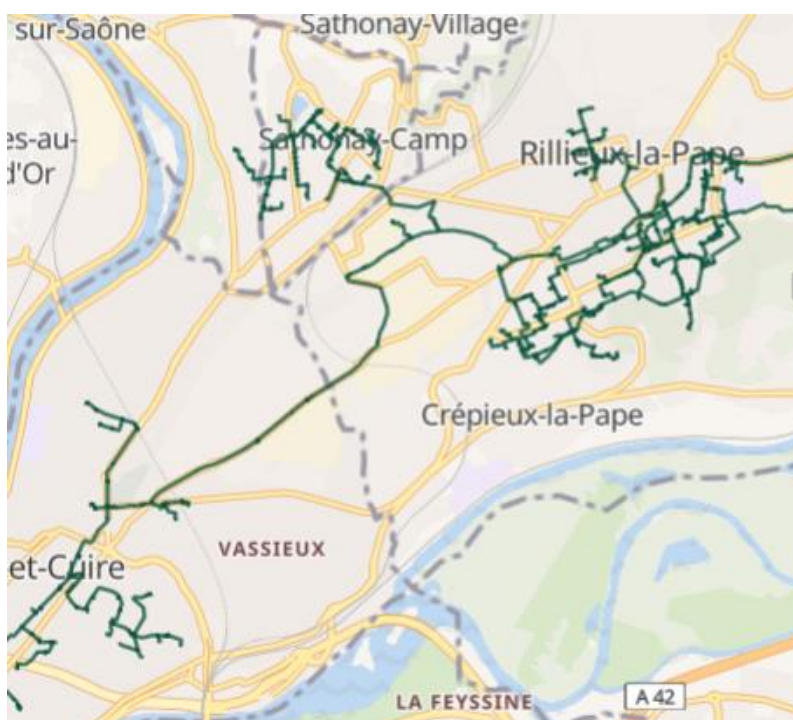


Figure 3 : Carte du réseau de chaleur "Plateau Nord"

4.2.2 Réseau de chaleur de Vaulx-en-Velin

Le réseau de Chaleur de Vaulx-en-Velin possède les caractéristiques suivantes :

- Puissance installée de 71 MW et produit 94 GWh à l'année
- 153 points de livraison
- 20km de longueur
- 69% Biomasse, 30% gaz, 1% PAC
- Contenu CO₂ ACV de 100 gr de CO₂/kWh

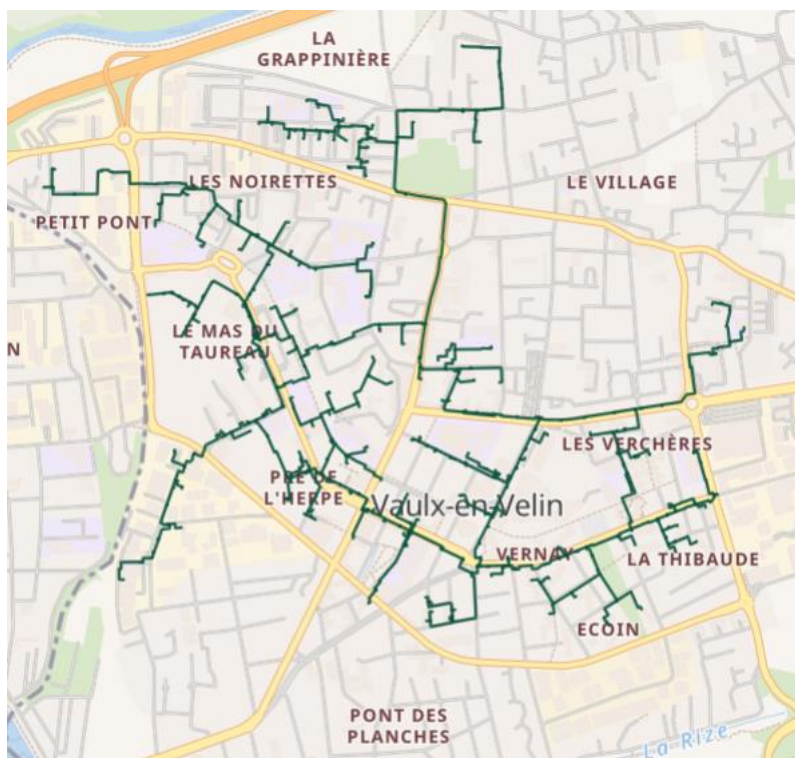


Figure 4 : Carte du réseau de chaleur de Vaulx-en-Velin

4.2.3 Réseau de chaleur de Lyon

Le réseau de Chaleur de Lyon possède les caractéristiques suivantes :

- Puissance installée de 404 MW et produit 652 GWh à l'année
- 990 points de livraison
- 131 km de longueur
- 44,7% UVE, 14,7% Biomasse, 33% Gaz, 4,3% Autre chaleur récupérée
- Contenu CO₂ ACV de 111 gr de CO₂/kWh

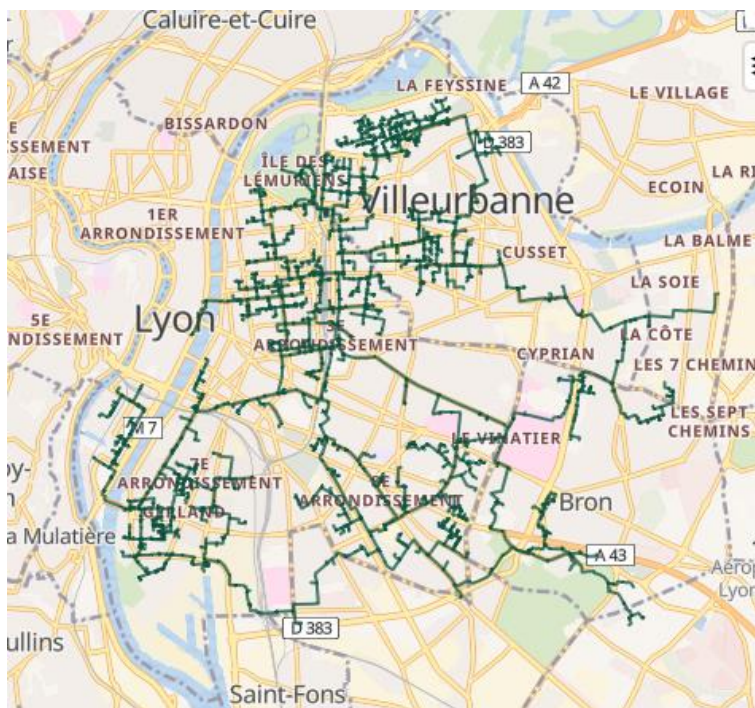


Figure 5 : Carte du réseau de chaleur de Lyon

4.2.4 Réseau de chaleur ASSURC à Bourg-en-Bresse

Le réseau de Chaleur ASSURC à Bourg-en-Bresse possède les caractéristiques suivantes :

- Puissance installée de 43 MW et produit 31 GWh à l'année
- 82 points de livraison
- 13,5km de longueur
- 75% Biomasse, 25% gaz
- Contenu CO₂ ACV de 89 gr de CO₂/kWh

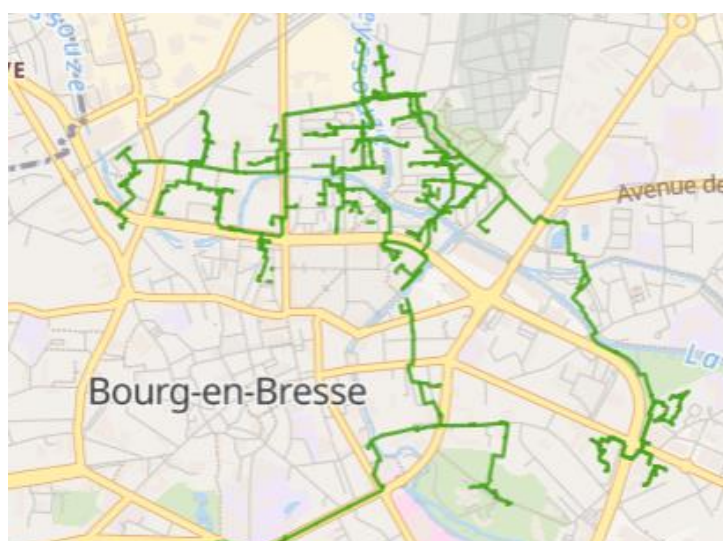


Figure 5 : Carte du réseau de chaleur de Bourg-en-Bresse

4.3 Potentiels locaux en énergies renouvelables et de récupération (EnR&R)

4.3.1 La géothermie

La géothermie profonde (Dogger), capable de fournir une eau à environ 70°C, représente un potentiel énergétique significatif ainsi que l'usage des nappes moins profondes. 3 industriels présents dans le PIPA utilisent actuellement la géothermie pour s'approvisionner en chaleur.

4.3.2 La récupération de chaleur sur les process industriels

Les installations industrielles peuvent également constituer une source importante de chaleur de récupération, à condition que leurs procédés s'y prêtent. La chaleur issue de ces procédés est généralement disponible à des températures plus élevées que celle produite par un centre de données, ce qui facilite son intégration dans un réseau de chaleur.

Sur le territoire, étant donné l'implantation du Data Center au cœur du PIPA, plusieurs opportunités ont été identifiées, bien qu'elles restent à confirmer :

- BARILLA France à Saint-Vulbas : potentiel de valorisation estimé entre 4 200 et 7 000 GWh en haute température.
- SAS Vandemoortele Bakery Products France à Saint-Vulbas : potentiel estimé entre 9,1 et 13 GWh en basse température.
- SPEICHIM PROCESSING S.A. à Saint-Vulbas : potentiel de 32 à 45 GWh en basse température et de 1,9 à 3,1 GWh en haute température.

4.3.3 Chaufferie Biomasse

Les chaufferies biomasse représentent une autre solution de production de chaleur renouvelable. Leur mise en œuvre est toutefois conditionnée à :

- Un plan d'approvisionnement garantissant une ressource locale dans un rayon de moins de 50 km.
- Une emprise foncière importante, souvent supérieure à celle requise pour d'autres types de production.
- L'ajout d'une chaudière gaz en appoint ou secours sur la production de chaud.

5 Analyse du territoire : capacité du territoire et ses débouchés potentiels

L'analyse du territoire a été réalisée grâce aux données publiques sur les plateformes de l'Etat et rassemblées dans des cartographies ci-dessous..

L'inventaire des potentiels du territoires s'exprime sur les secteurs d'Ambérieu-en-Bugey et de Pont-de-Chéruy.

La carte explicite ci-dessous rassemble les données collectées :

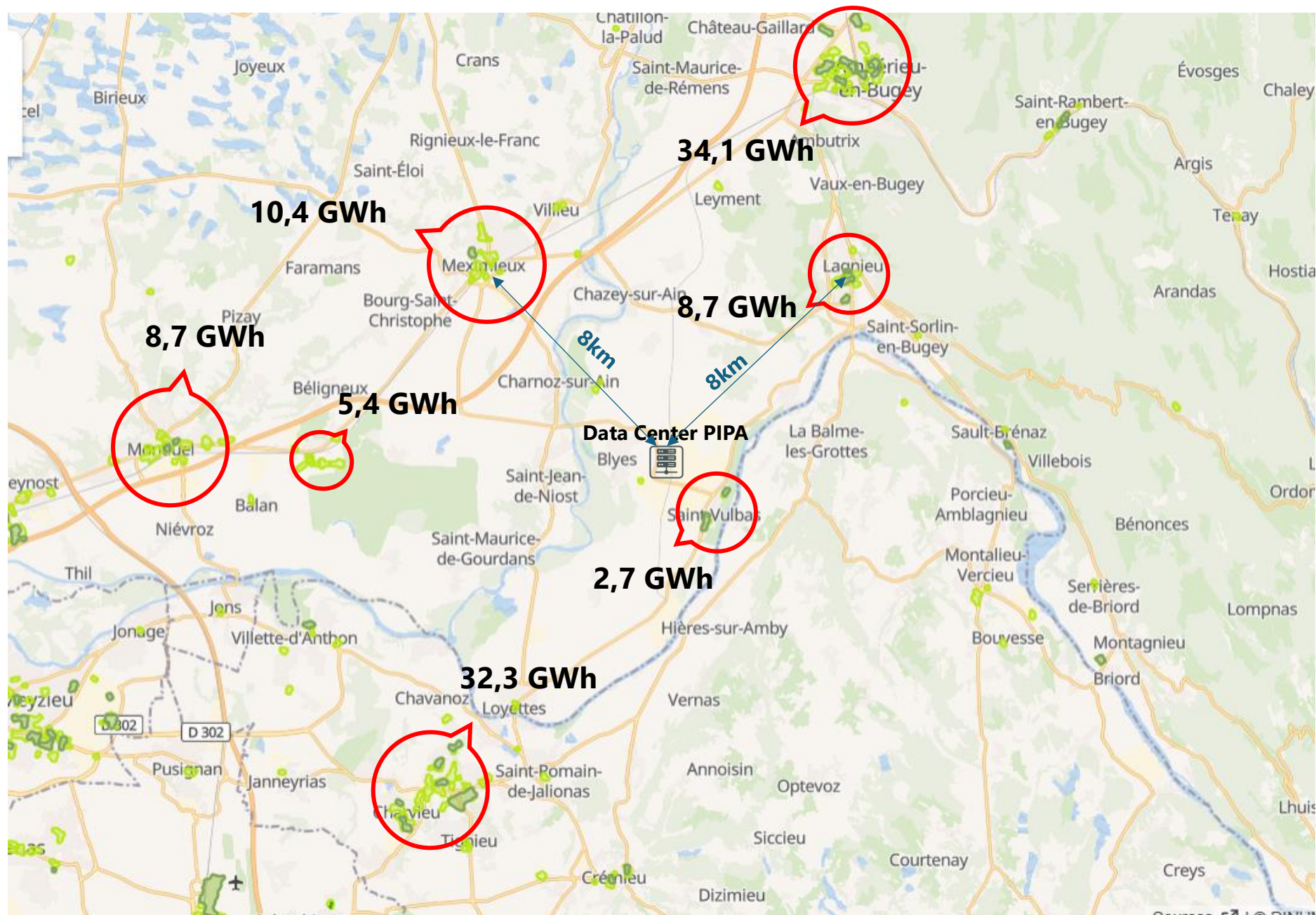


Figure 6 : Cartographie des besoins de chaleur sur le territoire de Blyes (GWh/an)

Cette analyse des débouchés permet également de clarifier l'obligation réglementaire sur la réalisation de l'analyse coûts-avantages. En effet, une exemption de cette analyse est possible dans les conditions spécifiques suivantes :

- Le rejet de chaleur du Data Centre est inférieur au seuil de 10 GWh.
- Si les débouchés de chaleur sont situés au-delà de certaines distances réglementaires :
 - Un site avec une récupération de chaleur strictement inférieure à 50 GWh pourrait être exempté si aucun débouché n'existe dans un rayon de 4km ;
 - Un site avec une récupération de chaleur strictement inférieure à 250 GWh pourrait être exempté si aucun débouché n'existe dans un rayon de 12km ;
 - Un site avec une récupération de chaleur strictement supérieure à 250 GWh pourrait être exempté si aucun débouché n'existe dans un rayon de 40km ;

La puissance de chaleur fatale disponible du futur Data Center est à date de 12 MW, soit un gisement total de 105,1 GWh par an. Pour être exempté de la réalisation de l'ACA, il faudrait donc qu'il n'y ait aucun débouché dans un rayon de 12km, ce qui n'est pas le cas. En effet, il existe des gisements à Meximieux et Lagnieu, qui se trouvent à 8km du Data Centre.

5.1 Potentiel global et principaux débouchés

Une analyse cartographique des débouchés de chaleur sur le territoire de Blyes, en lien avec l'emplacement du futur Data Centre, révèle un potentiel d'une centaine de GWh dans un rayon de 20km, répartis comme tel :

- **Ville d'Ambérieu-en-Bugey :**
 - Représente le plus grand potentiel de débouché de chaleur avec près de 34 GWh/an. De plus, Lagnieu pourrait également être desservi, ce qui ajouterai un débouché de 8,7 GWh/an supplémentaire.
 - Caractérisée par une forte densité, ce qui en fait une opportunité intéressante.
- **Villes de Pont-de-Chéruy / Charvieu :**
 - Constitue le second débouché principal avec 32 GWh/an.
 - Également intéressante en raison de sa densité, similaire à celle de la ville d'Ambérieu-en-Bugey.

5.2 Autres débouchés

5.2.1 Débouchés secondaire

D'autres secteurs complètent ce schéma avec des potentiels plus faibles, dans un rayon plus resserré autour du Data Centre.

- **Secteurs complémentaires :**
 - Meximieux : Potentiel de 10,4 GWh/an.

- Lagnieu : Potentiel de 8,7 GWh/an.
- Montluel : Potentiel de 8,7 GWh/an.
- La Valbonne : Potentiel de 5,4 GWh/an.
- Saint-Vulbas : Potentiel de 2,7 GWh/an.

5.2.2 PIPA

Le PIPA est en cours de développement à l'heure actuelle. Le parc dispose d'environ 200 hectares restant à commercialiser sur un horizon de 20 ans, avec un rythme moyen estimé à 10 hectares par an.

La répartition programmatique projetée serait la suivante :

- Environ 70 % d'industrie
- Environ 25 % de logistique (logistique pure)
- Environ 5 % de bureaux/parc activité

En équivalent surface de plancher (SDP), cela représente à terme :

- ~700 000 m² de SDP industrielle
- ~200 000 m² de SDP logistique
- ~150 000 m² de bureaux

La commercialisation étant linéaire (≈10 ha/an), la montée en charge des surfaces suit proportionnellement la même logique sur 20 ans.

Une estimation des besoins de la zone a été faite, nous donnant 20 GWh pour les 200ha du parc, soit une progression linéaire de 1 GWh par an.

Données	Typologie	Année 1	Année 2	Année 3	Année 4	Année 5	Année 6	Année 7	Année 8	Année 9	Année 10
Surface	Industrielle	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²
	Logistique	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²
	Bureaux	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²
	Total année n	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²
	Total depuis n0	52 500 m²	105 000 m²	157 500 m²	210 000 m²	262 500 m²	315 000 m²	367 500 m²	420 000 m²	472 500 m²	525 000 m²
Consommation	Industrielle	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh
	Logistique	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh
	Bureaux	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh
	Total	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh
	Total depuis n0	1,0 GWh	2,0 GWh	3,0 GWh	4,0 GWh	5,0 GWh	6,0 GWh	7,0 GWh	8,0 GWh	9,0 GWh	10,0 GWh
Données	Typologie	Année 11	Année 12	Année 13	Année 14	Année 15	Année 16	Année 17	Année 18	Année 19	Année 20
Surface	Industrielle	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²	35 000 m ²
	Logistique	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²	10 000 m ²
	Bureaux	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²	7 500 m ²
	Total année n	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²	52 500 m²
	Total depuis n0	577 500 m²	630 000 m²	682 500 m²	735 000 m²	787 500 m²	840 000 m²	892 500 m²	945 000 m²	997 500 m²	1 050 000 m²
Consommation	Industrielle	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh	0,525 GWh
	Logistique	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh	0,250 GWh
	Bureaux	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh	0,225 GWh
	Total année n	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh	1,0 GWh
	Total depuis n0	11,0 GWh	12,0 GWh	13,0 GWh	14,0 GWh	15,0 GWh	16,0 GWh	17,0 GWh	18,0 GWh	19,0 GWh	20,0 GWh

Cependant, plusieurs limites à ce développement nous parviennent :

- La typologie des bâtiments industriels sans précision ne permet pas une simulation précise des besoins, qui peuvent être très variable d'un bâtiment à l'autre selon l'usage du bâtiment.

- Le développement de la zone pourrait ne pas suivre la cadence annoncée et ainsi dérégler les estimations de consommations et son approche linéaire.

Par contre pour le développement des nouveaux besoins en chaleur du secteur en développement nous attirons l'attention sur le risque de non respect de la cadence annoncée et des besoins finaux plus faibles. Il est donc nécessaire d'être très prudent sur ces débouchés futurs en cherchant la rentabilité de la valorisation de la chaleur sur des bâtiments existants, tout en gardant la possibilité d'augmenter la production de chaud pour les futurs besoins.

5.3 Constat de l'analyse du potentiel de débouchés de chaleur

L'analyse confirme l'existence de deux opportunités claires et attractives pour la valorisation de la chaleur fatale du Data Center. La troisième opportunité, à l'ouest, peut être abandonnée pour des raisons de distances avec de faibles débouchés

- **Opportunités confirmées** : La ville d'Ambérieu-en-Bugey et les villes de Pont-de-Chéruey et Charvieu.
- **Contrainte principale** : La distance entre le Data Center du PIPA et ces deux zones est importante et des franchissements de cours d'eau sont à prévoir.
 - Distance jusqu'à la ville d'Ambérieu-en-Bugey (hors réseaux dans la ville) : environ ~ **14 km** + franchissement de l'Albarine
 - Distance jusqu'à Pont-de-Chéruey : environ ~ **16 km** + franchissement du Rhône

Les autres débouchés de chaleur pourront être embarqués s'ils se trouvent sur le tracé imaginé pour raccorder ces opportunités.

Opportunité abandonnée : Les villes de Meximieux, La Valbonne et Montluel. La distance du réseau est importante (30km) pour un débouché de chaleur moindre (24,5 GWh).

6 Présentation des scénarios

Suite aux études des opportunités vues dans les parties précédentes, plusieurs scénarios sont envisageables pour la mise en place d'un réseau de chaleur :

- **Scénario 1** : Un réseau unique couvrant l'ensemble des besoins des territoires (≈ 100 GWh/an)

Ce scénario étudie les besoins des prospects de l'ensemble des territoires définies précédemment autour du Data Center, à savoir les besoins des communes suivantes :

- Ambérieu-en-Bugey (34,1 GWh/an)
- Lagnieu (8,7 GWh/an)
- Saint-Vulbas (2,7 GWh/an)
- Pont-de-Chéruey / Charvieu (35,0 GWh/an)
- Meximieux (10,4 GWh/an)
- Montluel (8,7 GWh/an)

- La Valbonne (5,4 GWh/an)

- **Scénario 2 : Un réseau couvrant les communes de Ambérieu-en-Bugey et Lagnieu (≈ 43 GWh/an)**

Ce scénario étudie les besoins des prospects au nord du Data Center desservant la commune de Lagnieu, qui est sur le tracé pour rejoindre Ambérieu-en-Bugey. Ce scénario couvrirait les besoins des communes suivantes :

- Ambérieu-en-Bugey (34,1 GWh/an)
- Lagnieu (8,7 GWh/an)

- **Scénario 3 : Un réseau couvrant les communes de Saint-Vulbas et Pont-de-Chérucy / Charvieu (≈ 37 GWh/an)**

Ce scénario étudie les besoins des prospects au sud du Data Centre avec un réseau qui alimenterait dans un premier temps la commune de Saint-Vulbas, avant de rejoindre les communes de Pont-de-Chérucy puis de Charvieu. Ce scénario couvrirait les besoins des communes suivantes :

- Saint-Vulbas (2,7 GWh/an)
- Pont-de-Chérucy / Charvieu (35,0 GWh/an)

- **Scénario 4 : Un réseau desservant les communes de Meyzieu et de Décines-Charpieu (≈ 94 GWh/an)**

Ce scénario étudie les besoins des prospects en périphérie de la métropole de Lyon au plus proche, à savoir les communes de Meyzieu et de Décines-Charpieu. Ce scénario couvrirait les besoins des communes suivantes :

- Meyzieu (54,4 GWh/an)
- Décines-Charpieu (39,6 GWh/an)

- **Scénario 5 : Un réseau desservant les communes de Meyzieu et de Décines-Charpieu en passant par Pont-de-Chérucy / Charvieu (≈ 129 GWh/an)**

Ce scénario étudie les besoins des prospects en périphérie de la métropole de Lyon au plus proche, à savoir les communes de Meyzieu et de Décines-Charpieu. Ce scénario couvrirait les besoins des communes suivantes :

- Meyzieu (54,4 GWh/an)
- Décines-Charpieu (39,6 GWh/an)
- Pont-de-Chérucy / Charvieu (35,0 GWh/an)

Un scénario 5bis sera également évalué en étudiant la possibilités de raccorder les bâtiments présents et les futurs bâtiments sur le secteur en développement (200ha) dans le PIPA identifiés dans la partie précédente.

- **Scénario 6** : Un réseau desservant les communes de Meyzieu et de Décines-Charpieu en passant par Pont-de-Chéruy / Charvieu et vendant de la chaleur au réseau de chaleur urbaine de la métropole de Lyon (≈ 129 GWh/an + vente de chaleur)

Ce scénario reprend les besoins du scénario 5 en étudiant la possibilités de vente de chaleur au réseau de chaleur de la métropole de Lyon. Ce scénario couvrirait les besoins des communes suivantes :

- Meyzieu (54,4 GWh/an)
- Décines-Charpieu (39,6 GWh/an)
- Pont-de-Chéruy / Charvieu (35,0 GWh/an)

Un scénario 6bis sera également évalué en étudiant la possibilité de raccorder les bâtiments présent et les nouveaux bâtiments dans le PIPA identifiés dans la partie précédente.

7 Descriptif technique des réseaux

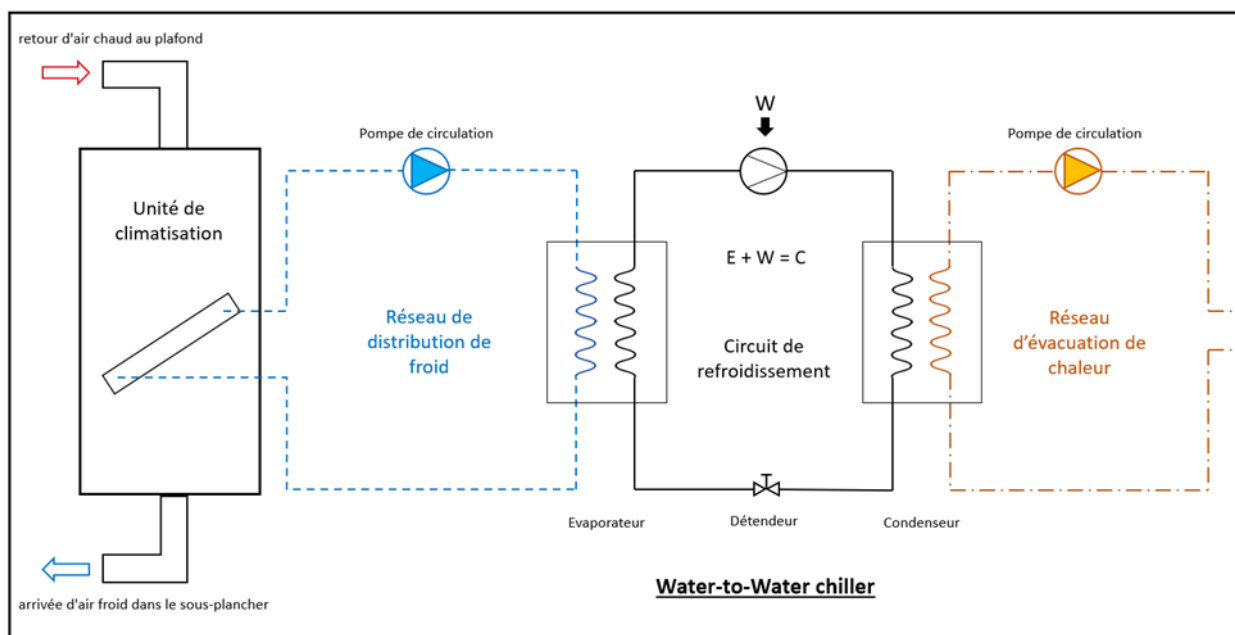
7.1 Production d'énergie et potentiel d'énergie récupérable

Pour rappel, le Data Center prévoit un niveau de puissance récupérable de maximum 32 MW.

Le potentiel de récupération d'énergie est donc suffisamment important, mais ce sont les consommations cibles qui dictent la part d'énergie qui doit être récupérée. Ainsi, dans les prospects étudiés, la consommation en période estivale est plus limitée (ECS majoritairement), ce qui implique des consommations beaucoup moins importantes. Par conséquent, toute l'énergie ne pourra pas forcément être valorisée selon les heures de l'année.

Concernant la technologie de production de chaleur, il est envisagé de mettre en place des pompes à chaleur (PAC). Ce choix de technologie permet de produire du chaud pour les réseaux de chaleur en reprenant la boucle tempérée du réseau du Data Centre.

Une pompe à chaleur, fonctionne selon le principe suivant : des calories sont extraites d'une source que l'on veut maintenir froide (ici le réseau du Data Centre) et transférer à une source que l'on veut maintenir chaude (ici le réseau de chaleur permettant d'alimenter les prospects). Ce transfert de calories nécessite l'utilisation d'un compresseur, qui utilise de l'électricité pour fonctionner. Le schéma de principe de l'installation est disponible ci-dessous.



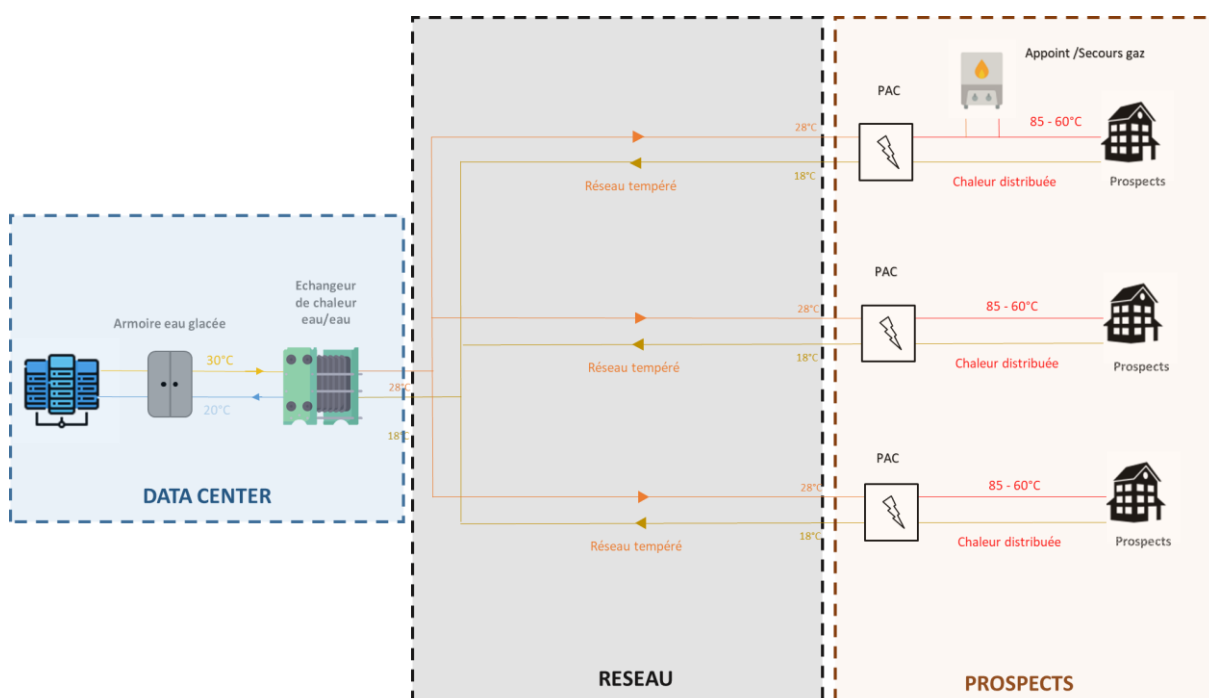
7.2 Schéma de principe

Les caractéristiques du réseau sont les suivantes :

- **Régime de température des pompes à chaleur de 80°C/60°C avec possibilité d'aller jusqu'à 85°C en sortie condenseur avec une surconsommation du compresseur par rapport au cas de référence sans récupération.**
- Côté évaporateur, le régime de température est de 28°C/ 18°C.
- Puissance de chaud disponible : 32 MW.

Le réseau tempéré, en régime 28°C / 18 °C, viendra alimenter les unités de production de chaleur, à savoir les PAC, dans des centrales de productions situées au plus près des prospects pour limiter les pertes thermiques, notamment au vu des longueurs engagées par scénarios. Les PAC seront réparties et situées selon les besoins. Globalement, chaque ville ou agglomération aura son unité de production.

Le schéma de principe est détaillé ci-dessous.



7.3 Les modèles juridiques des réseaux de chaleurs urbains

7.3.1 Cadre général des réseaux de chaleur urbains

Définition minimale : un réseau de chaleur urbain nécessite au moins deux abonnés.

7.3.1.1 Typologies de réseaux

- Réseaux publics (majoritaires) : la collectivité délègue à un opérateur la conception, l'exploitation, l'entretien et la fourniture d'énergie via un contrat de concession.
- Réseaux privés.
- Réseaux de froid, de chaud et mixtes (exemple: Paris-Saclay).

7.3.1.2 Modèles contractuels et juridiques

- Formes de gestion et contrats :
 - Régie (gestion directe par la collectivité).
 - Contrat MPGP (anciennement CREM) : conception-réalisation-exploitation-maintenance avec partage des responsabilités.
 - Concession (DSP) : délégation de service public à un opérateur pour la construction et l'exploitation.

- Réseaux privés.
- Modèle mixte SAS ENR : société avec actionnariat croisé entre la collectivité et l'opérateur.
- Finalité des formats contractuels :
 - Ajuster le degré d'implication de la collectivité.
 - Accélérer les projets, notamment lorsqu'une source d'énergie locale est identifiée (ex: géothermie sur le Dogger).
- Décision structurante :
 - Obligation pour la collectivité de définir le modèle juridique et économique du futur réseau de chaleur, y compris lorsqu'il s'appuie sur un Data Centre.
- Responsabilités :
 - La responsabilité de la définition et de la mise en place du réseau incombe à la collectivité.
 - Le porteur du projet Data Centre n'a pas à supporter la réalisation du réseau de chaleur.
- Implication :
 - Choix du modèle par la collectivité (régie, MPGP/CREM, concession/DSP, privé, SAS ENR) selon les objectifs, la maturité de la source d'énergie et la capacité d'investissement.

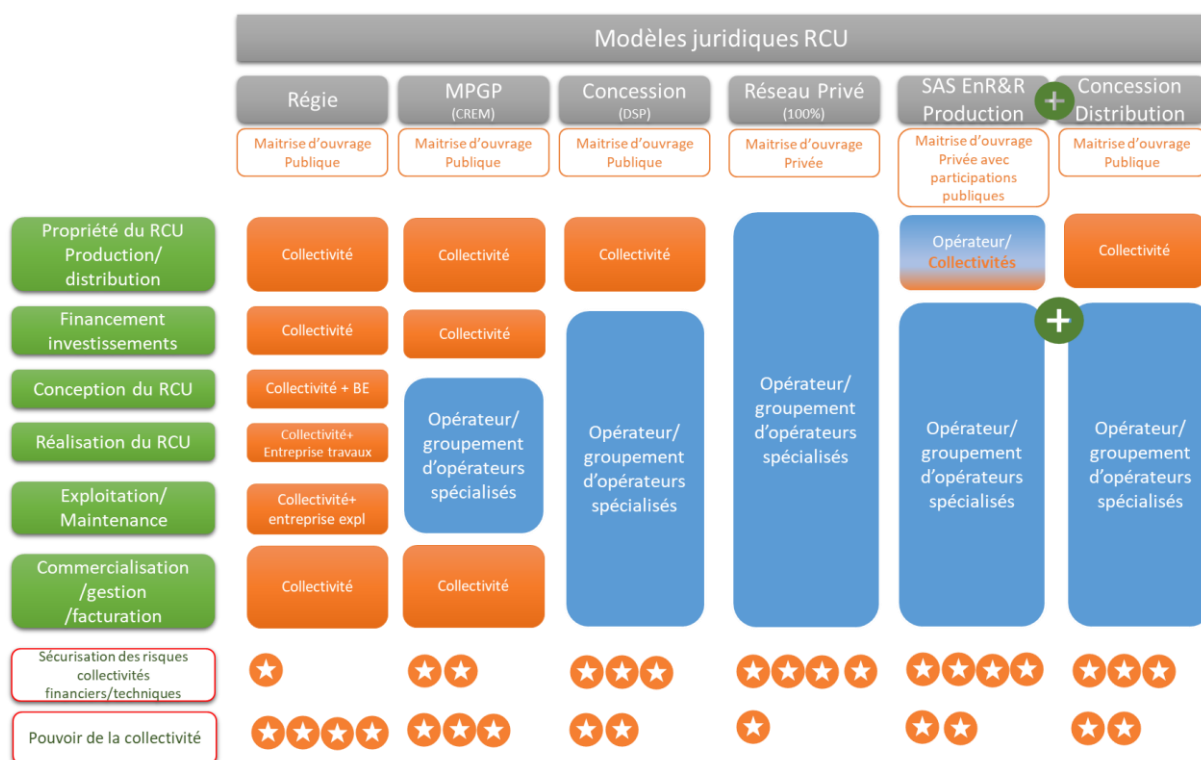


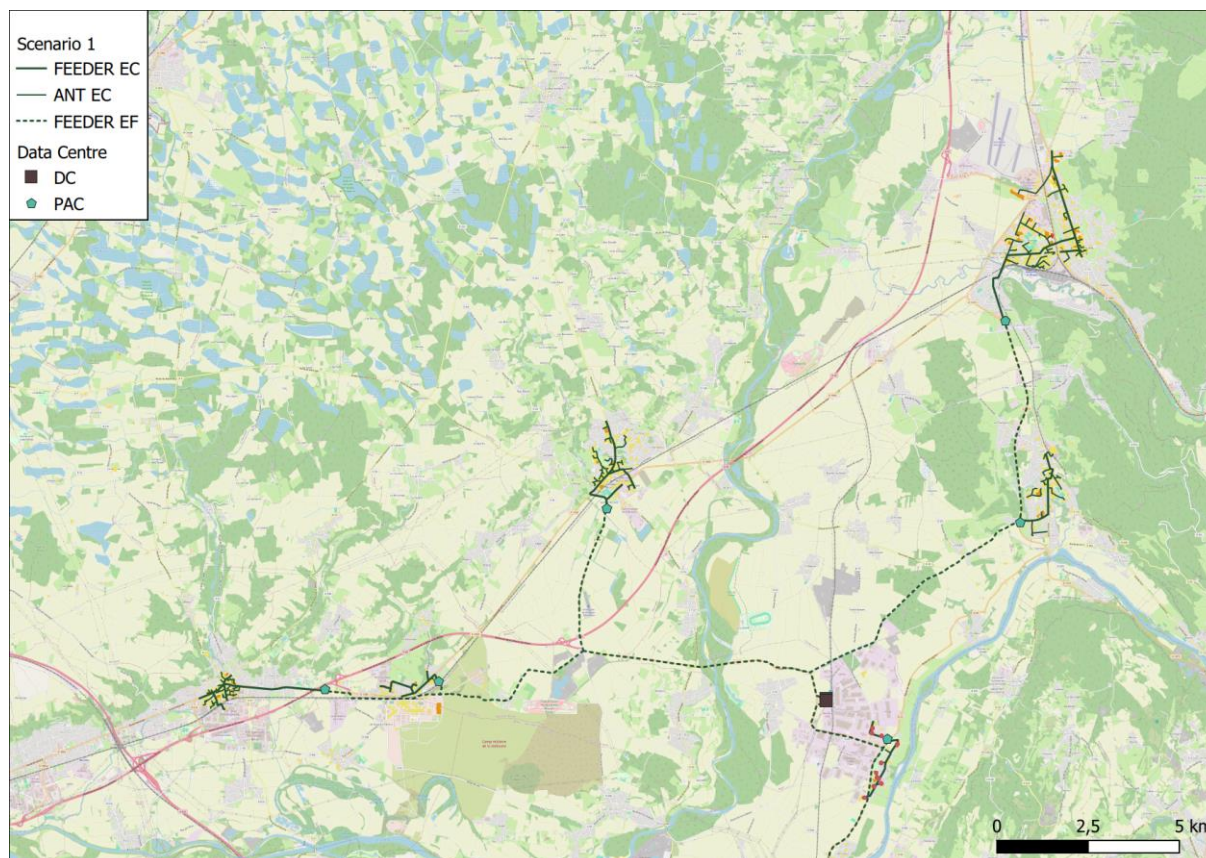
Figure 7 : Cartographie des modèles juridiques des RCU

7.4 Plan général des réseaux

Les simulations de tracés permettent d'avoir une idée des distances et des grandes masses d'investissements liés à un réseau de chaleur urbain qui cheminerait sur le territoire et des franchissements d'infrastructures et ou d'éléments naturels comme fleuve, rivière ou canal.

7.4.1 Scénario 1

Un futur plan du réseau de chaleur permettant la connexion aux prospects du scénario 1 est proposé ci-dessous.



Le futur tracé aura une longueur linéaire de réseau totale d'environ **127 098 ml**, composé comme suivant :

- Feeder du réseau principal de chaleur : **35 361ml**
- Antenne du réseau de chaleur pour raccordement abonné : **44 845ml**
- Feeder de la boucle tempérée entre DC et PAC au niveau des villes : **46 892ml**

Elle met également en évidence les obstacles techniques majeurs suivants :

- Le franchissement de l'Ain, au nord-est de la commune de Blyes.
- Le franchissement de l'Albarine, une rivière à l'entrée d'Ambérieu-en-Bugey.
- Le franchissement du Rhône au sud de la commune de Loyettes.

7.4.2 Scénario 2

Un futur plan du réseau de chaleur permettant la connexion aux prospects du scénario 2 est proposé ci-dessous.



Le futur tracé aura une longueur linéaire de réseau totale d'environ **41 884 ml**, composé comme suivant :

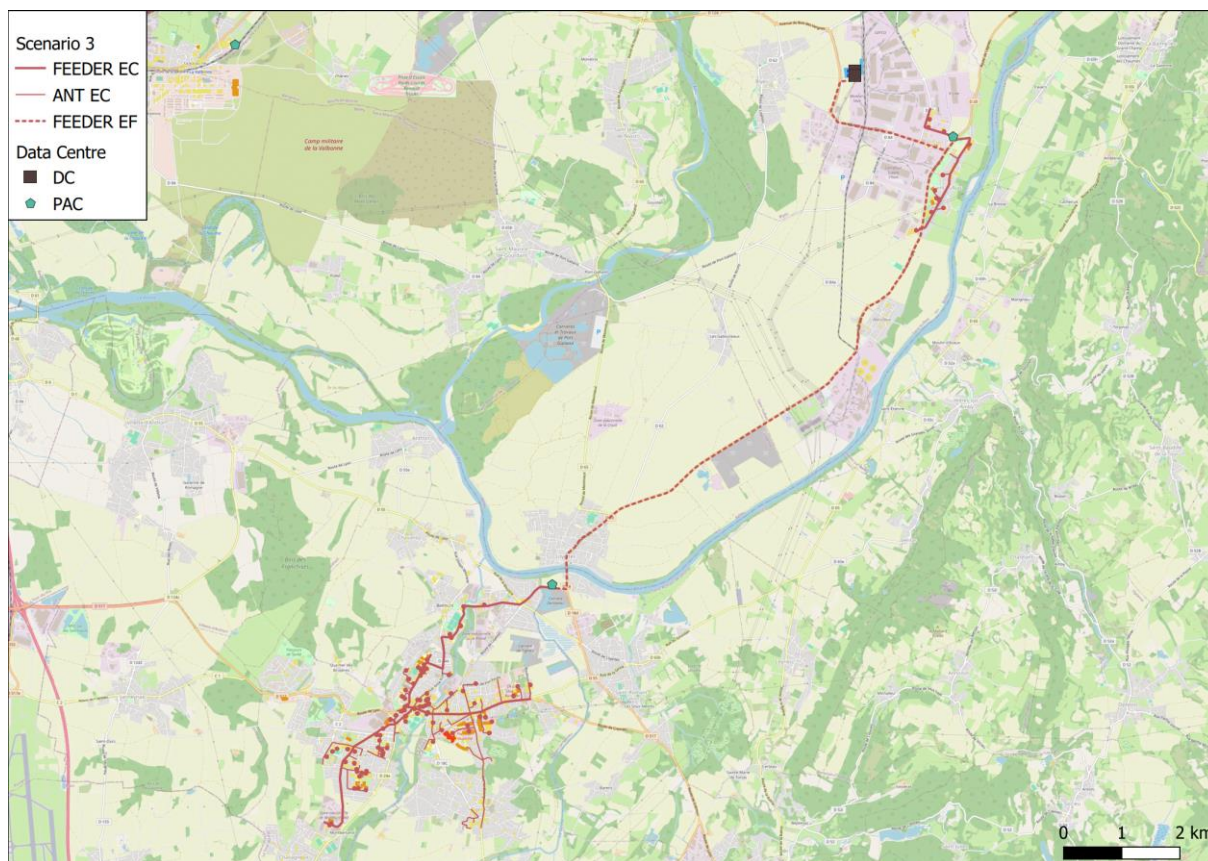
- Feeder du réseau principal de chaleur : **10 132ml**
- Antenne du réseau de chaleur pour raccordement abonné : **17 865ml**
- Feeder de la boucle tempérée entre DC et PAC au niveau des villes : **13 887ml**

Elle met également en évidence les obstacles techniques majeurs suivants :

- Le franchissement de l'Albarine, une rivière à l'entrée d'Ambérieu-en-Bugey.

7.4.3 Scénario 3

Un futur plan du réseau de chaleur permettant la connexion aux prospects du scénario 3 est proposé ci-dessous.



Le futur tracé aura une longueur linéaire de réseau totale d'environ **44 050 ml**, composé comme suivant :

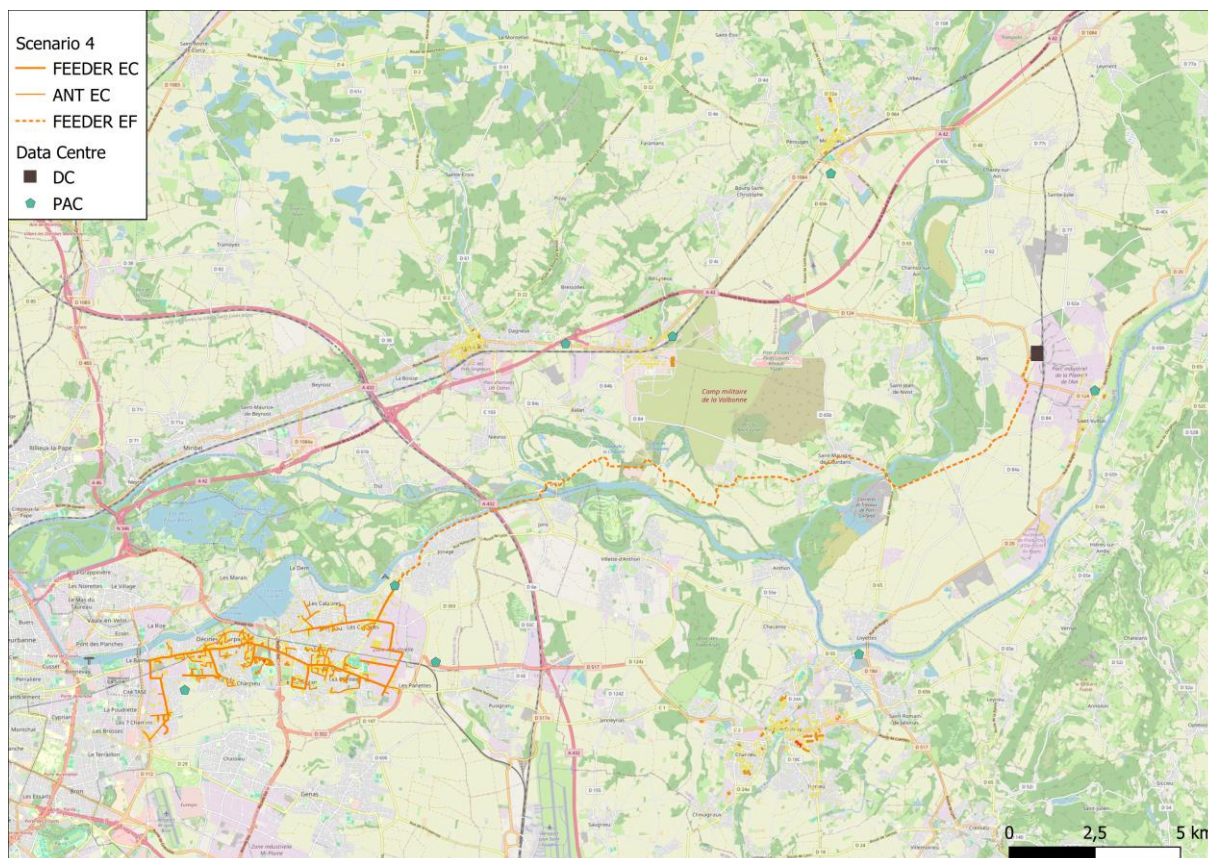
- Feeder du réseau principal de chaleur : **12 526ml**
- Antenne du réseau de chaleur pour raccordement abonné : **17 279ml**
- Feeder de la boucle tempérée entre DC et PAC au niveau des villes : **14 245ml**

Elle met également en évidence les obstacles techniques majeurs suivants :

- Le franchissement du Rhône au sud de la commune de Loyettes.

7.4.4 Scénario 4

Un futur plan du réseau de chaleur permettant la connexion aux prospects du scénario 4 est proposé ci-dessous.



Le futur tracé aura une longueur linéaire de réseau totale d'environ **77 085 ml**, composé comme suivant :

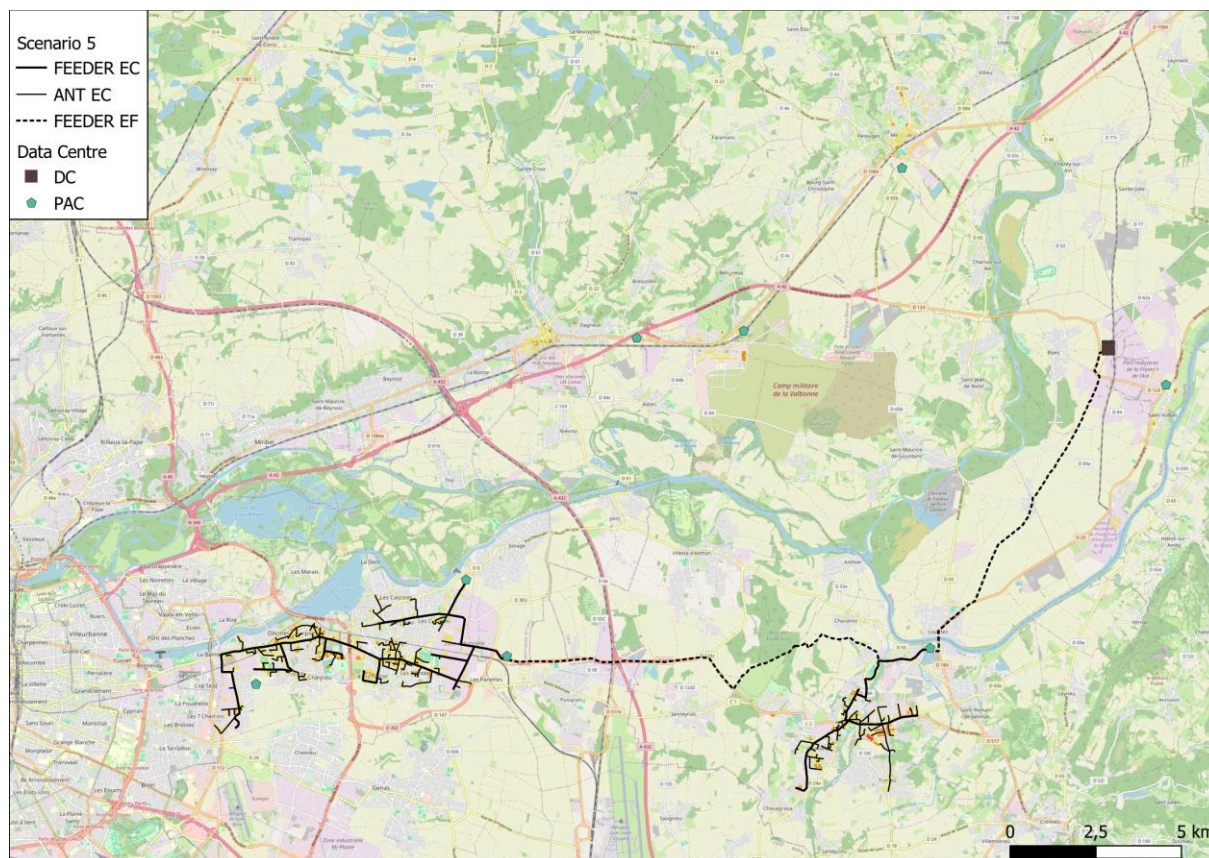
- Feeder du réseau principal de chaleur : **21 690ml**
- Antenne du réseau de chaleur pour raccordement abonné : **30 064ml**
- Feeder de la boucle tempérée entre DC et PAC au niveau des villes : **25 331ml**

Elle met également en évidence les obstacles techniques majeurs suivants :

- Le franchissement du Rhône au nord de la commune de Jons.

7.4.5 Scénario 5

Un futur plan du réseau de chaleur permettant la connexion aux prospects du scénario 5 est proposé ci-dessous.



Le futur tracé aura une longueur linéaire de réseau totale d'environ **103 294 ml**, composé comme suivant :

- Feeder du réseau principal de chaleur : **32 261ml**
- Antenne du réseau de chaleur pour raccordement abonné : **45 725ml**
- Feeder de la boucle tempérée entre DC et PAC au niveau des villes : **25 309ml**

Elle met également en évidence les obstacles techniques majeurs suivants :

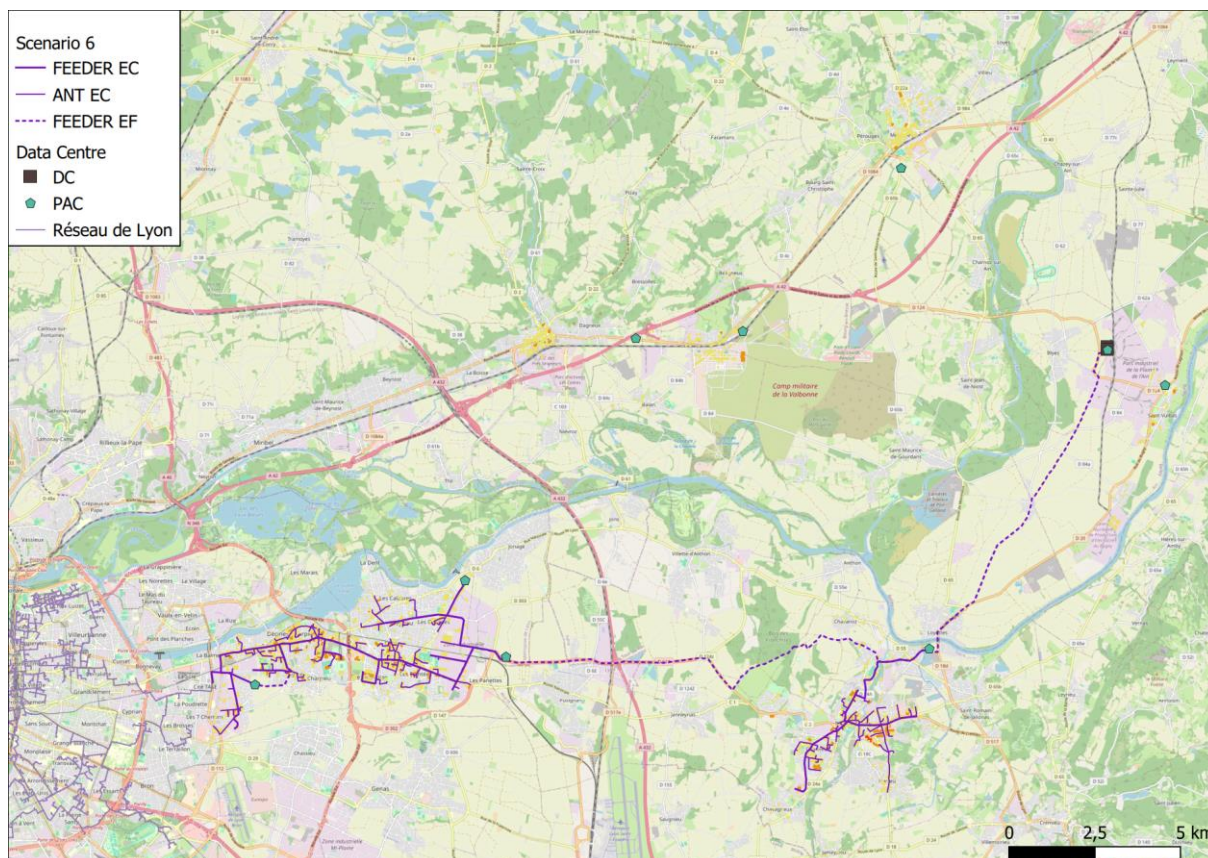
- Le franchissement du Rhône au sud de la commune de Loyettes.
- Le franchissement de l'autoroute A432 au niveau de la commune de Pusignan.
- Le franchissement de voies ferrées au niveau de la commune de Pusignan et de Meyzieu.

7.4.5.1 Scénario 5bis

- **Le scénario 5 bis** aura le même tracé de réseau que le scénario 5, avec pour son extension maximum un linéaire supplémentaire de **9 319 ml** dans la zone du PIPA pour alimenter les différents bâtiments de la zone identifiés.

7.4.6 Scénario 6

Un futur plan du réseau de chaleur permettant la connexion aux prospects du scénario 6 est proposé ci-dessous.



Le futur tracé aura une longueur linéaire de réseau totale d'environ **103 294 ml**, composé comme suivant, avec une longueur linéaire de réseau pour permettre la vente de chaleur au réseau de la métropole de Lyon de **11 541 ml** :

- Feeder du réseau principal de chaleur : **32 261ml avec 1 666ml supplémentaire.**
- Antenne du réseau de chaleur pour raccordement abonné : **45 725ml**
- Feeder de la boucle tempérée entre DC et PAC au niveau des villes : **25 309ml avec 9 875ml supplémentaire.**

Elle met également en évidence les obstacles techniques majeurs suivants :

- Le franchissement du Rhône au sud de la commune de Loyettes.
- Le franchissement de l'autoroute A432 au niveau de la commune de Pusignan.
- Le franchissement de voies ferrées au niveau de la commune de Pusignan et de Meyzieu.

7.4.6.1 Scénario 6bis

- **Le scénario 6 bis** aura le même tracé de réseau que le scénario 6, avec pour son extension maximum un linéaire supplémentaire de **9 319 ml** dans la zone du PIPA pour alimenter les différents bâtiments de la zone identifiés.

8 Analyse énergétique

8.1 Scénario 1 : Ensemble des besoins du territoires

Le scénario 1 est basé sur les hypothèses suivantes :

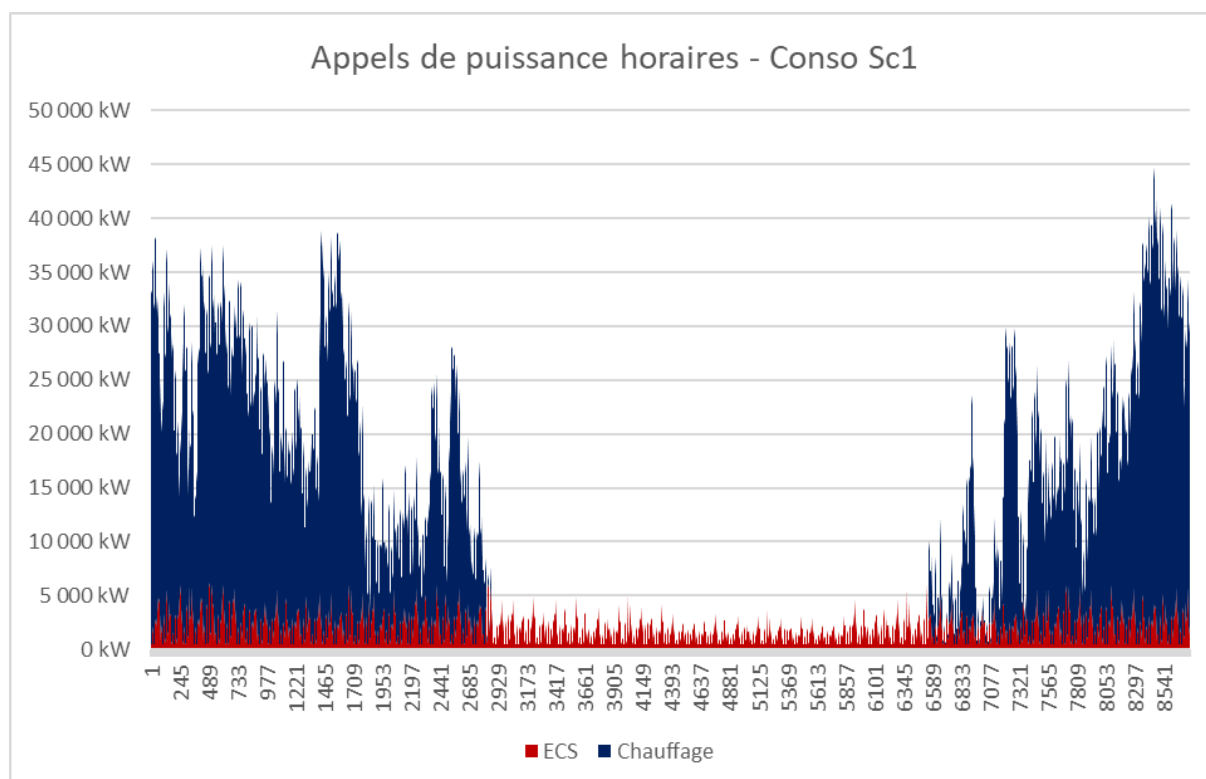
- Le Data Centre fournit de la chaleur aux communes suivantes :
 - Ambérieu-en-Bugey (34,1 GWh/an)
 - Lagnieu (8,7 GWh/an)
 - Saint-Vulbas (2,7 GWh/an)
 - Pont-de-Chéruy / Charvieu (35,0 GWh/an)
 - Meximieux (10,4 GWh/an)
 - Montluel (8,7 GWh/an)
 - La Valbonne (5,4 GWh/an)

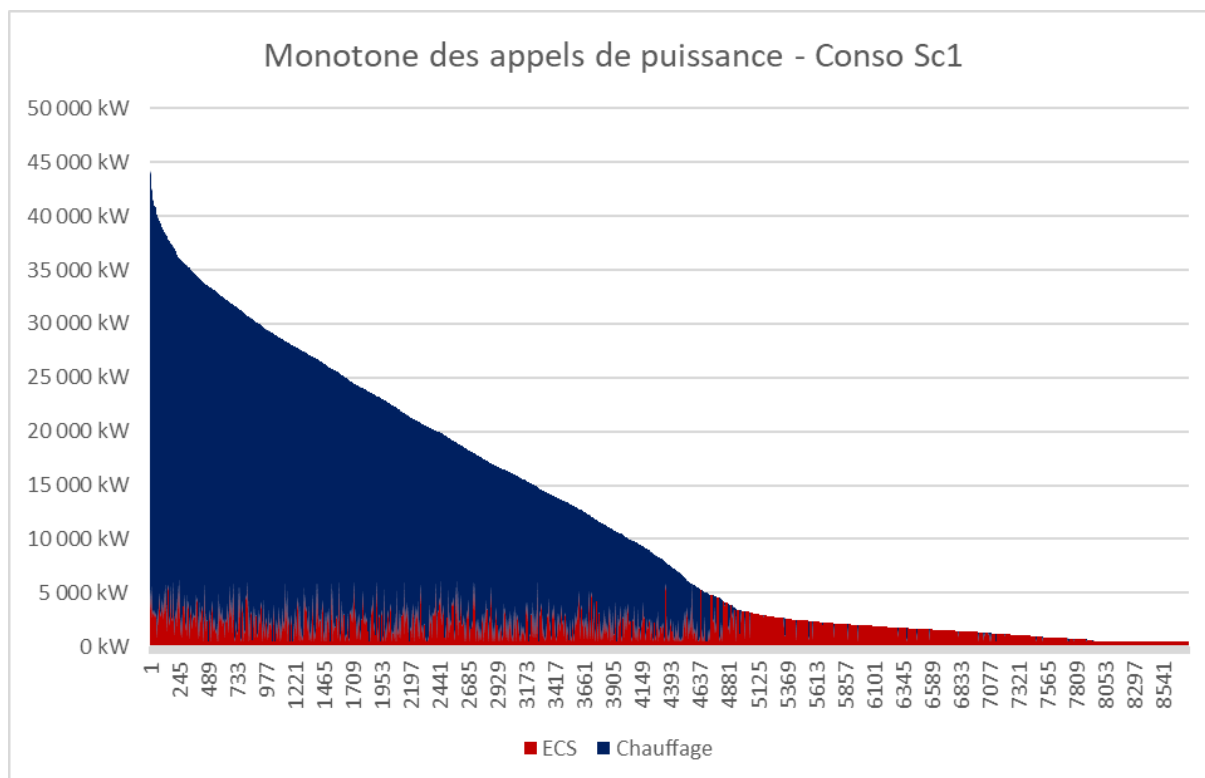
8.1.1 Besoins

Dans ce scénario, le Data Centre est raccordé aux prospects identifiés sur les communes citées ci-dessus.

A l'heure actuelle, les moyens de production de chauffage sont inconnus et le gaz naturel est pris comme hypothèse. La récupération de chaleur viendrait alors substituer du gaz naturel. Les besoins de puissance horaire ont été déterminés en utilisant les données de consommations des différents prospects.

Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance des besoins de ces prospects.





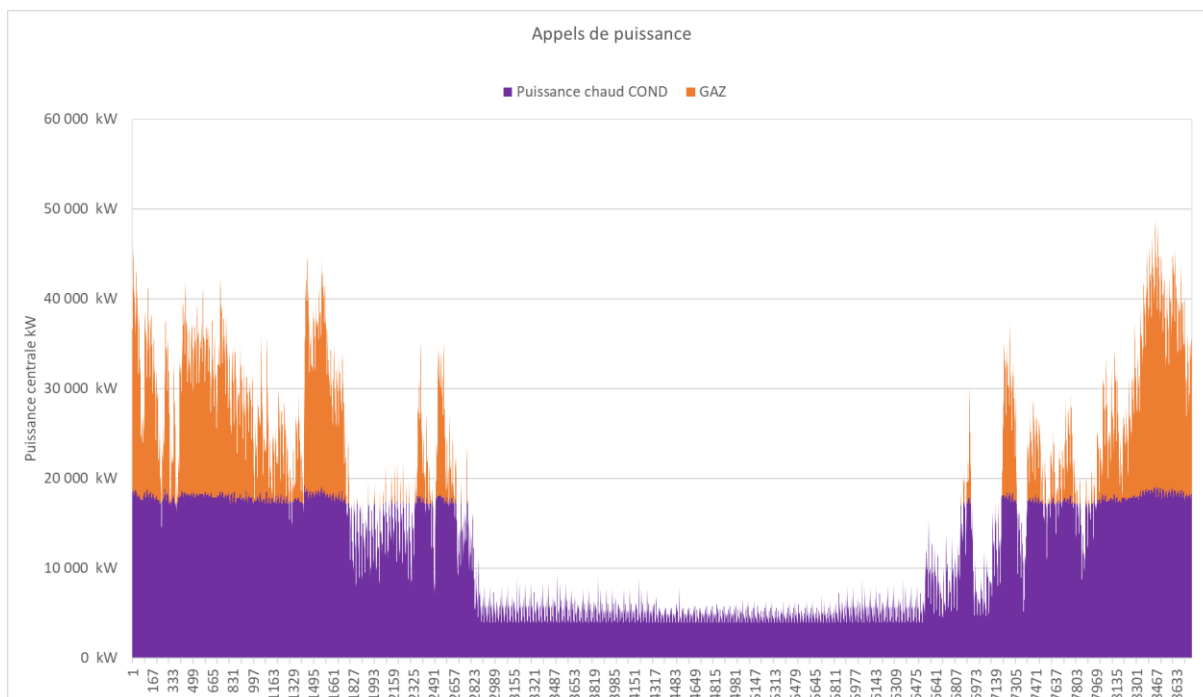
Les besoins de chaleur totaux des prospects de ce scénarios sont de 105 026 MWh, auxquels on ajoute 32 956 MWh de pertes réseaux, soit un total de besoins de production de 137 982 MWh.

8.1.2 Mix énergétique

Dans ce scénario, la chaleur valorisée du Data Centre représente 67,801 GWh pour une valeur de chaleur délivrée par les PAC de 99,805 GWh.

La puissance maximale appelée par le DC est de 12 MW, et celle des PAC de 19,2 MW. Il est important de noter que le Data Centre (après PAC) couvrira 72 % des besoins pour ce scénario.

Analyse energetique generale	
Puissance DC Dispo (kW)	12 000
Hepp (Heures pleines puissance)	5 650
Besoins (GWh)	137,982
Energie DC utilisée (GWh)	67,801
PAC	99,805
Appoint (GWh)	38,177
Distance	127 098 ml
Densité thermique	1,1 MWh/ml



Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
12,0 MW	5 650	67,80 GWh	99,81 GWh	137,98 GWh

8.1.3 Taux ERF

La quantité de chaleur totale valorisée par le DC est de 67,80 GWh. La consommation énergétique totale du Data Centre sera de 718 GWh.

Le taux ERF, calculé comme ci, sera donc de

$$\Rightarrow ERF = \frac{\text{Chaleur fatale réutilisée}}{\text{Consommation totale d'énergie du DC}} = \frac{67,80 \text{ GWh}}{718 \text{ GWh}} = 9,44\%$$

On constate qu'avec cette opportunité de débouché, l'ERF (Facteur d'Efficacité de Réutilisation de la chaleur fatale) est en dessous du seuil de 20%, seuil à partir duquel un Data Centre est réputé valoriser sa chaleur fatale. Ce scénario seul ne permettrait donc pas au Data Centre d'entrer en conformité. Il convient néanmoins d'étudier la viabilité technico-économique de celui-ci afin d'avoir une vision précise des possibilités de valorisation sur le territoire.

8.1.4 Densité énergétique

En fonction de la quantité de chaleur livrée à chaque prospect, la création de nouvelles branches d'un réseau de chauffage est plus ou moins viable. La densité de chaleur nous permet d'évaluer la pertinence d'une nouvelle branche. L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) recommande une densité de chaleur minimale de 1,5 MWh/ml.an sur l'ensemble du réseau, ce qui permet d'accéder des guichets de subventions.

Le scénario 1, nous donne la densité de chaleur suivante :

- Densité de chaleur = **1,1 MWh/ml.an**

Avec cette densité, inférieure à celle recommandée, ce scénario n'est pas intéressant énergétiquement.

8.1.5 Taux d'EnR et CO₂

Le taux d'énergie renouvelable et d'émissions de CO₂ sont désormais deux indicateurs essentiels pour évaluer l'impact environnemental d'un projet. En ce qui concerne ce scénario, les résultats sont présentés ci-dessous et comparés à la situation de référence actuelle où le Data Centre n'a pas encore été construit.

EnR et CO ₂		
	Référence (sans datacenter)	Scénario 1
Taux de couverture Gaz :	100%	28%
Taux de couverture Electrique :	0%	23%
Taux d'ENR (%)	0%	49%
Emissions CO ₂ (t _{eq} CO ₂)	23 841	11 194
Economies CO ₂ par rapport à la réf (t _{eq} CO ₂)		12 646
		53%

Ces résultats nous permettent de conclure que la valorisation de la chaleur provenant du Data Centre améliorera le mix énergétique et augmentera le taux d'énergie renouvelable.

De plus, la valorisation de la chaleur fatale du Data Centre permettrait **éventuellement d'éviter environ 12 646 téqCO₂ d'émissions par an.**

Cependant, il est important de noter que ces résultats sont fondés sur l'hypothèse que ces bâtiments sont chauffés au gaz naturel. Selon les méthodes de chauffage réellement utilisées dans ces bâtiments, les résultats peuvent différer. Ces résultats sont donc à prendre en compte avec prudence.

Le taux EnR du réseau sera de 49% avec un taux de couverture (EnR + électricité de la PAC) de 72%.

8.1.6 Conclusion

Nous pouvons conclure pour ce scénario :

- **64,80 GWh** de chaleur fatale provenant du Data Centre peuvent être valorisées, avec une production en sortie de PAC **de 99,805 GWh.**
- **12 MW** de chaleur fatale sont valorisées, pour une puissance en sortie de PAC de **19,2 MW.**
- **Un taux ERF de 9,44%**

8.2 Scénario 2 : Ambérieu / Lagnieu

Le scénario 2 est basé sur les hypothèses suivantes :

- Le Data Centre fournit de la chaleur aux communes suivantes :

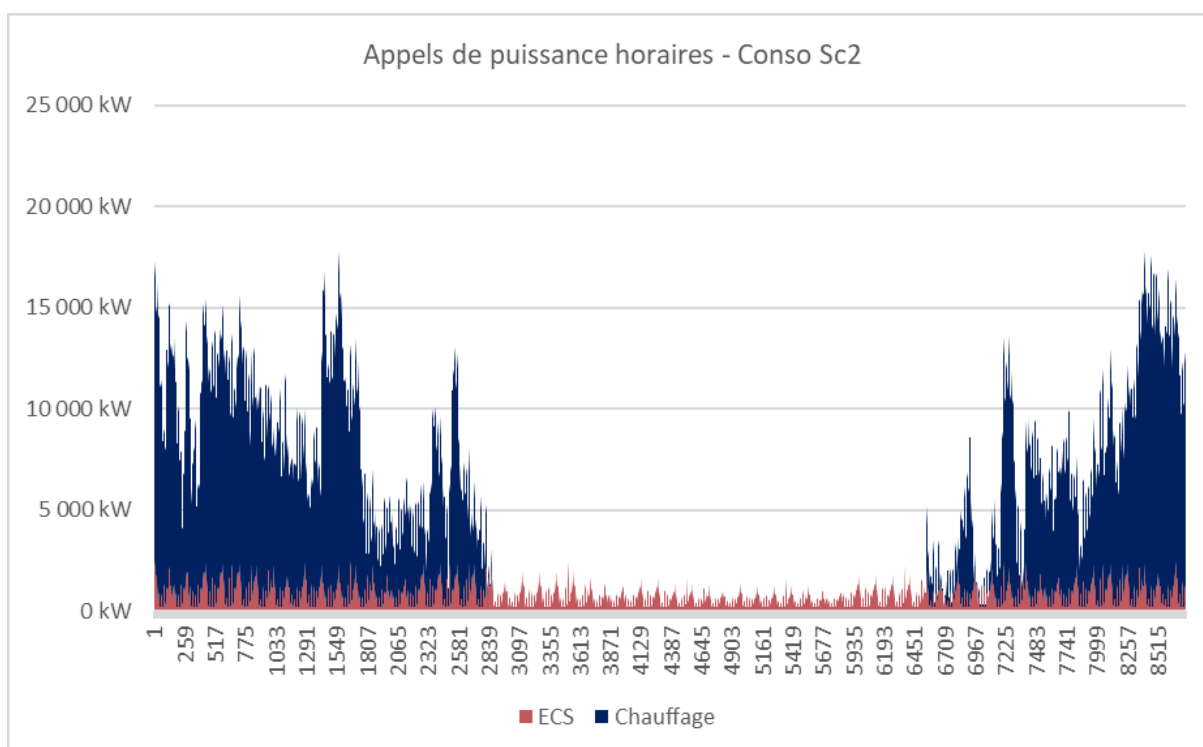
- Ambérieu-en-Bugey (34,1 GWh/an)
- Lagnieu (8,7 GWh/an)

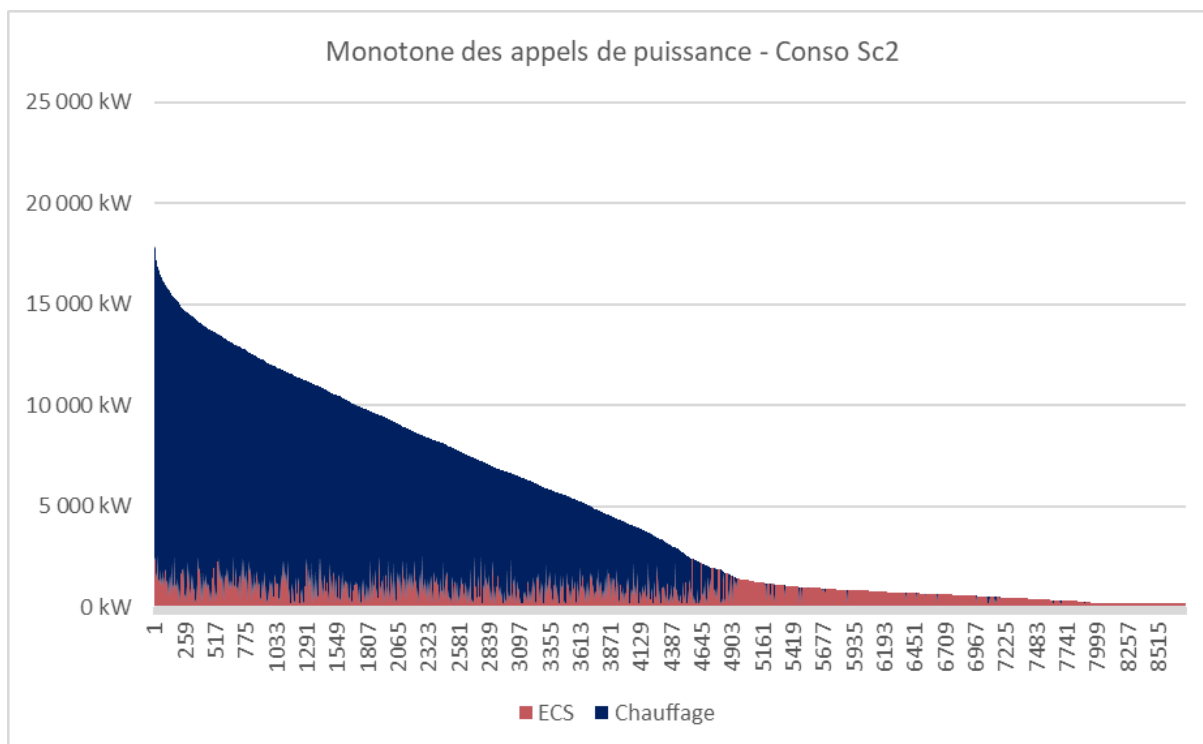
8.2.1 Besoins

Dans ce scénario, le Data Centre est raccordé aux prospects identifiés sur les communes citées ci-dessus.

A l'heure actuelle, les moyens de production de chauffage sont inconnus et le gaz naturel est pris comme hypothèse. La récupération de chaleur viendrait alors substituer du gaz naturel. Les besoins de puissance horaire ont été déterminés en utilisant les données de consommations des différents prospects.

Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance des besoins de ces prospects.





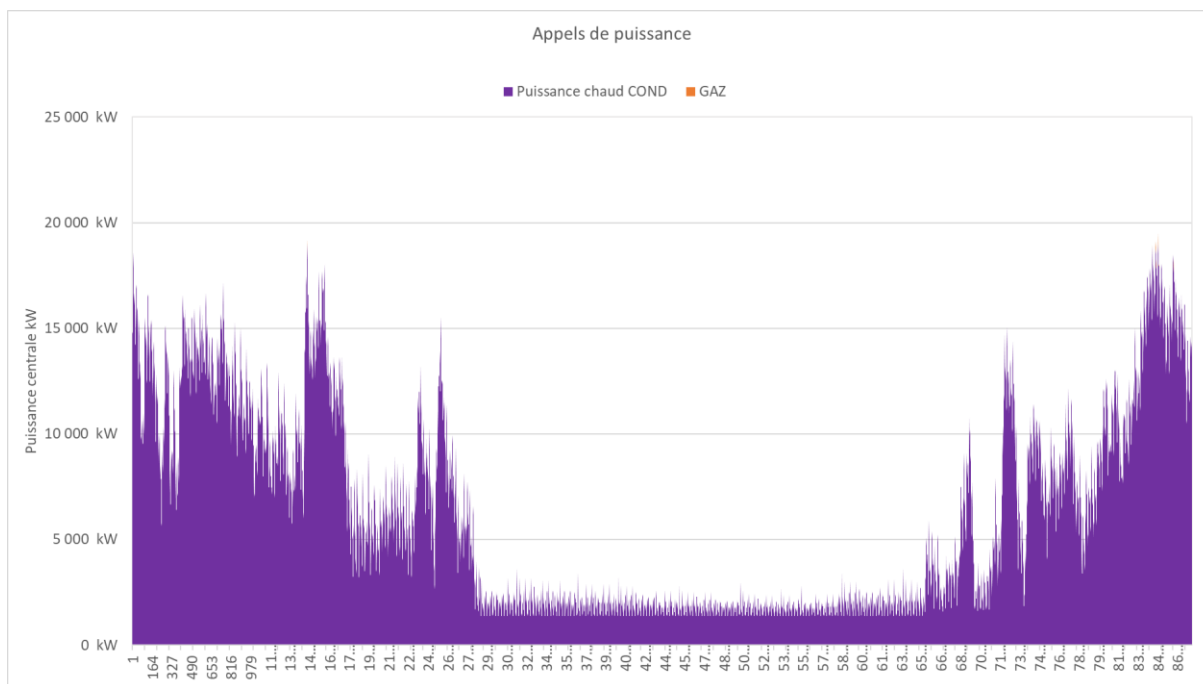
Les besoins de chaleur totaux des prospects de ce scénarios sont de 42 891 MWh, auxquels on ajoute 11 210 MWh de pertes réseaux, soit un total de besoins de production de 54 102 MWh.

8.2.2 Mix énergétique

Dans ce scénario, la chaleur valorisée du Data Centre représente 36,347 GWh pour une valeur de chaleur délivrée par les PAC de 54,094 GWh.

La puissance maximal appelée par le DC est de 12 MW, et celle des PAC de 19,2 MW. Il est important de noter que le Data Centre (après PAC) couvrira 99,99 % des besoins pour ce scénario.

Analyse energetique generale	
Puissance DC Dispo (kW)	12 000
Hepp (Heures pleines puissance)	3 041
Besoins (GWh)	54,102
Energie DC utilisée (GWh)	36,487
PAC	54,094
Appoint (GWh)	0,007
Distance	41 884 ml
Densité thermique	1,3 MWh/ml



Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
12,0 MW	3 041	36,49 GWh	54,09 GWh	54,10 GWh

8.2.3 Taux ERF

La quantité de chaleur totale valorisée par le DC est de 36,49 GWh. La consommation énergétique totale du Data Centre sera de 718 GWh.

Le taux ERF, calculé comme ci, sera donc de

$$\Rightarrow ERF = \frac{\text{Chaleur fatale réutilisée}}{\text{Consommation totale d'énergie du DC}} = \frac{36,4980 \text{ GWh}}{718 \text{ GWh}} = 5,0\%$$

On constate qu'avec cette opportunité de débouché, l'ERF (Facteur d'Efficacité de Réutilisation de la chaleur fatale) est en dessous du seuil de 20%, seuil à partir duquel un Data Centre est réputé valoriser sa chaleur fatale. Ce scénario seul ne permettrait donc pas au Data Centre d'entrer en conformité. Il convient néanmoins d'étudier la viabilité technico-économique de celui-ci afin d'avoir une vision précise des possibilités de valorisation sur le territoire.

8.2.4 Densité énergétique

En fonction de la quantité de chaleur livrée à chaque prospect, la création de nouvelles branches d'un réseau de chauffage est plus ou moins viable. La densité de chaleur nous permet d'évaluer la pertinence d'une nouvelle branche. L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) recommande une densité de chaleur minimale de 1,5 MWh/ml.an sur l'ensemble du réseau.

Le scénario 2, nous donne la densité de chaleur suivante :

- Densité de chaleur = **1,3 MWh/ml.an**

Avec cette densité, inférieure à celle recommandée, ce scénario n'est pas intéressant énergétiquement.

8.2.5 Taux d'EnR et CO₂

Le taux d'énergie renouvelable et d'émissions de CO₂ sont désormais deux indicateurs essentiels pour évaluer l'impact environnemental d'un projet. En ce qui concerne ce scénario, les résultats sont présentés ci-dessous et comparés à la situation de référence actuelle où le Data Centre n'a pas encore été construit.

EnR et CO ₂		
	Référence (sans datacenter)	Scénario 2
Taux de couverture Gaz :	100,00%	0,01%
Taux de couverture Electrique :	0,00%	32,54%
Taux d'ENR (%)	0,00%	67,44%
Emissions CO ₂ (t _{eq} CO ₂)	9 736	1 393
Economies CO ₂ par rapport à la réf (t _{eq} CO ₂)		8 344
		86%

Ces résultats nous permettent de conclure que la valorisation de la chaleur provenant du Data Centre améliorera le mix énergétique et augmentera le taux d'énergie renouvelable.

De plus, la valorisation de la chaleur fatale du Data Centre permettrait **éventuellement d'éviter environ 8 344 téqCO₂ d'émissions par an**.

Cependant, il est important de noter que ces résultats sont fondés sur l'hypothèse que ces bâtiments sont chauffés au gaz naturel. Selon les méthodes de chauffage réellement utilisées dans ces bâtiments, les résultats peuvent différer. Ces résultats sont donc à prendre en compte avec prudence.

Le taux EnR du réseau sera de 67% avec un taux de couverture (EnR + électricité de la PAC) de 99,9%.

8.2.6 Conclusion

Nous pouvons conclure pour ce scénario :

- **36,487 GWh** de chaleur fatale provenant du Data Centre peuvent être valorisées, avec une production en sortie de PAC de **54,102 GWh**.
- **12 MW** de chaleur fatale sont valorisées, pour une puissance en sortie de PAC de **19,2 MW**.
- **Un taux ERF de 5,0%**

8.3 Scénario 3 : Pont-de-Chéruy

Le scénario 3 est basé sur les hypothèses suivantes :

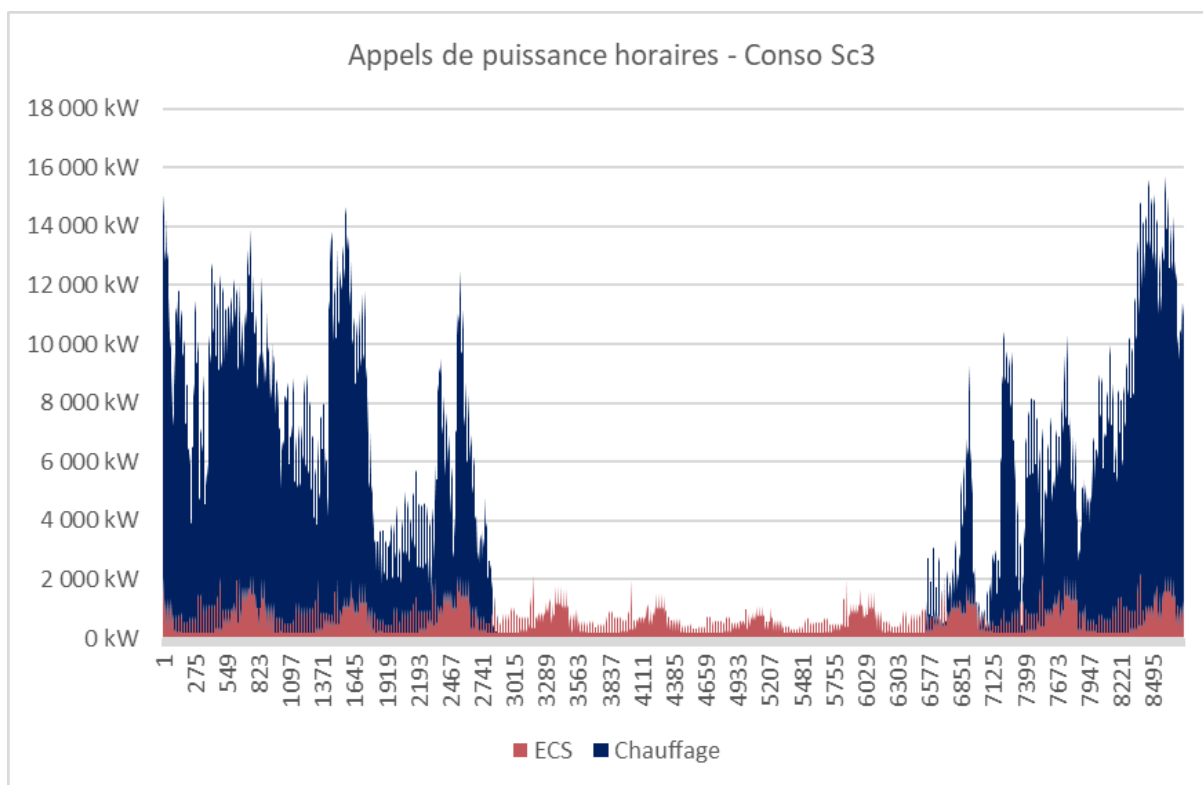
- Le Data Centre fournit de la chaleur aux communes suivantes :
 - Saint-Vulbas (2,7 GWh/an)
 - Pont-de-Chéruy / Charvieu (35,0 GWh/an)

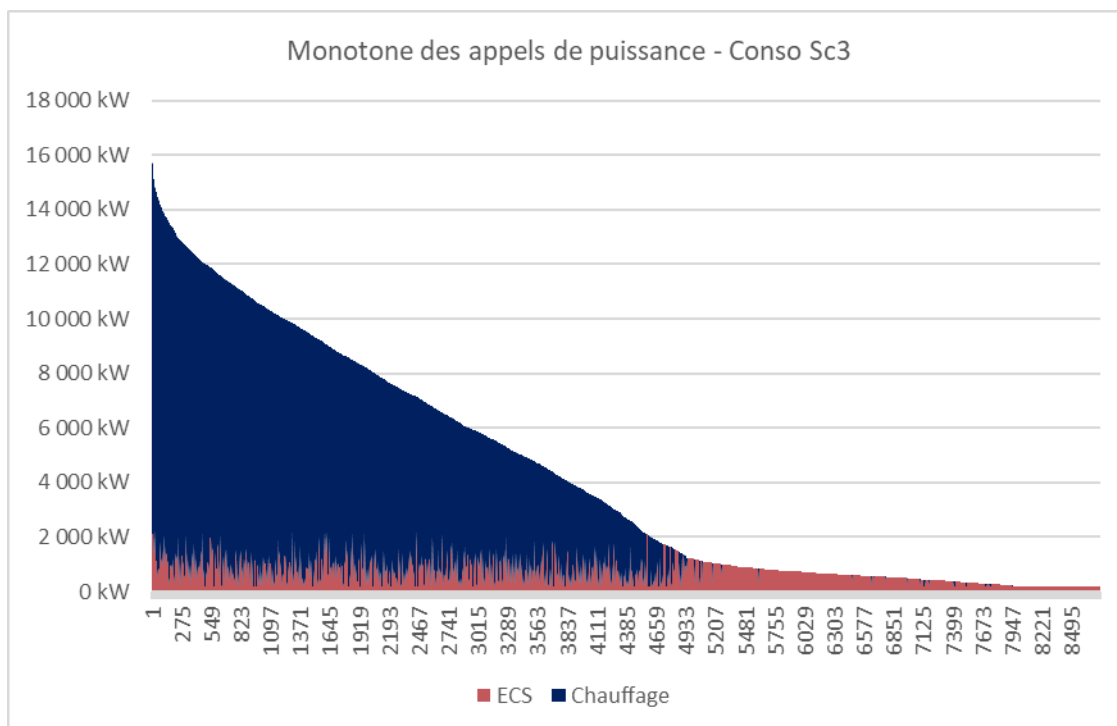
8.3.1 Besoins

Dans ce scénario, le Data Centre est raccordé aux prospects identifiés sur les communes citées ci-dessus.

A l'heure actuelle, les moyens de production de chauffage sont inconnus et le gaz naturel est pris comme hypothèse. La récupération de chaleur viendrait alors substituer du gaz naturel. Les besoins de puissance horaire ont été déterminés en utilisant les données de consommations des différents prospects.

Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance des besoins de ces prospects.





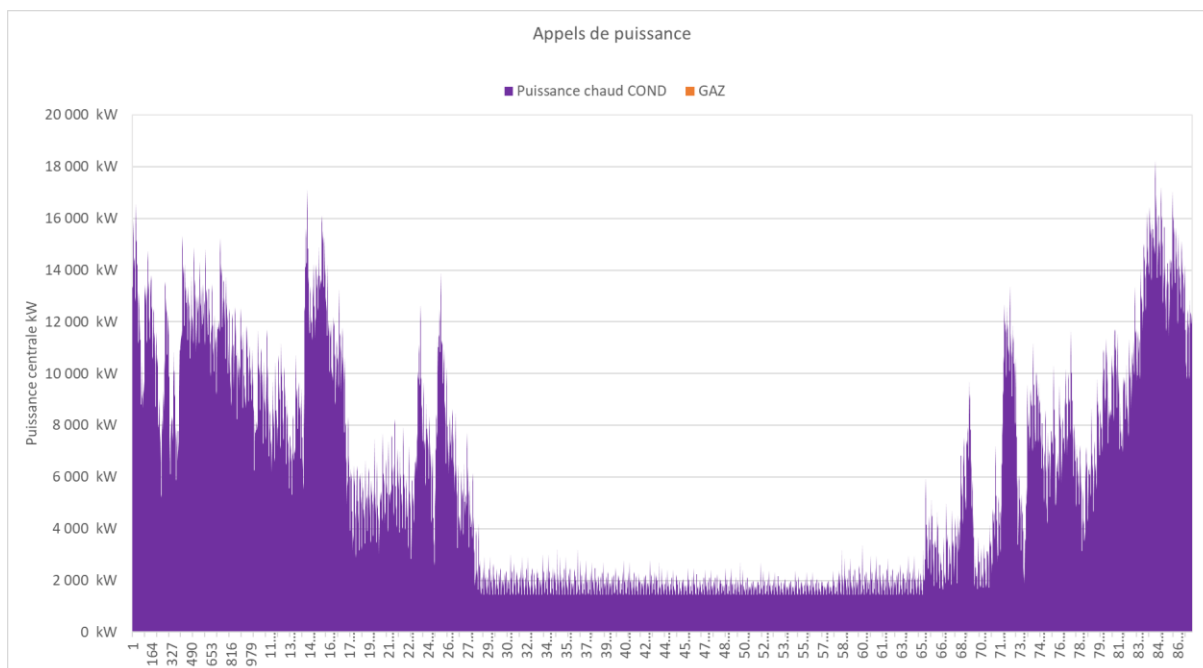
Les besoins de chaleur totaux des prospects de ce scénarios sont de 37 705 MWh, auxquels on ajoute 11 950 MWh de pertes réseaux, soit un total de besoins de production de 49 655 MWh.

8.3.2 Mix énergétique

Dans ce scénario, la chaleur valorisée du Data Centre représente 33,3515 GWh pour une valeur de chaleur délivrée par les PAC de 49,655 GWh.

La puissance maximale appelée par le DC est de 12 MW, et celle des PAC de 19,2 MW. Il est important de noter que le Data Centre (après PAC) couvrira 100 % des besoins pour ce scénario.

Analyse energetique generale	
Puissance DC Dispo (kW)	11 457
Hepp (Heures pleines puissance)	2 925
Besoins (GWh)	49,655
Energie DC utilisée (GWh)	33,515
PAC	49,655
Appoint (GWh)	0,000
Distance	44 050 ml
Densité thermique	1,1 MWh/ml



Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
11,5 MW	2 925	33,51 GWh	49,65 GWh	49,65 GWh

8.3.3 Taux ERF

La quantité de chaleur totale valorisée par le DC est de 33,51 GWh. La consommation énergétique totale du Data Centre sera de 718 GWh.

Le taux ERF, calculé comme ci, sera donc de

$$\Rightarrow ERF = \frac{\text{Chaleur fatale réutilisée}}{\text{Consommation totale d'énergie du DC}} = \frac{33,51 \text{ GWh}}{718 \text{ GWh}} = 4,67\%$$

On constate qu'avec cette opportunité de débouché, l'ERF (Facteur d'Efficacité de Réutilisation de la chaleur fatale) est en dessous du seuil de 20%, seuil à partir duquel un Data Centre est réputé valoriser sa chaleur fatale. Ce scénario seul ne permettrait donc pas au Data Centre d'entrer en conformité. Il convient néanmoins d'étudier la viabilité technico-économique de celui-ci afin d'avoir une vision précise des possibilités de valorisation sur le territoire.

8.3.4 Densité énergétique

En fonction de la quantité de chaleur livrée à chaque prospect, la création de nouvelles branches d'un réseau de chauffage est plus ou moins viable. La densité de chaleur nous permet d'évaluer la pertinence d'une nouvelle branche. L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) recommande une densité de chaleur minimale de 1,5 MWh/ml.an sur l'ensemble du réseau.

Le scénario 3, nous donne la densité de chaleur suivante :

- Densité de chaleur = **1,1 MWh/ml.an**

Avec cette densité, inférieure à celle recommandée, ce scénario n'est pas intéressant énergétiquement.

8.3.5 Taux d'EnR et CO₂

Le taux d'énergie renouvelable et d'émissions de CO₂ sont désormais deux indicateurs essentiels pour évaluer l'impact environnemental d'un projet. En ce qui concerne ce scénario, les résultats sont présentés ci-dessous et comparés à la situation de référence actuelle où le Data Centre n'a pas encore été construit.

EnR et CO ₂		
	Référence (sans datacenter)	Scénario 3
Taux de couverture Gaz :	100%	0%
Taux de couverture Electrique :	0%	33%
Taux d'ENR (%)	0%	67%
Emissions CO ₂ (t _{eq} CO ₂)	8 559	1 275
Economies CO ₂ par rapport à la réf (t _{eq} CO ₂)		7 284
		85%

Ces résultats nous permettent de conclure que la valorisation de la chaleur provenant du Data Centre améliorera le mix énergétique et augmentera le taux d'énergie renouvelable.

De plus, la valorisation de la chaleur fatale du Data Centre permettrait **éventuellement d'éviter environ 7 284 téqCO₂ d'émissions par an**.

Cependant, il est important de noter que ces résultats sont fondés sur l'hypothèse que ces bâtiments sont chauffés au gaz naturel. Selon les méthodes de chauffage réellement utilisées dans ces bâtiments, les résultats peuvent différer. Ces résultats sont donc à prendre en compte avec prudence.

Le taux EnR du réseau sera de 67% avec un taux de couverture (EnR + électricité de la PAC) de 100%.

8.3.6 Conclusion

Nous pouvons conclure pour ce scénario :

- **33,515 GWh** de chaleur fatale provenant du Data Centre peuvent être valorisées, avec une production en sortie de PAC **de 49,655 GWh**.
- **12 MW** de chaleur fatale sont valorisées, pour une puissance en sortie de PAC de **19,2 MW**.
- **Un taux ERF de 4,67%**

8.4 Scénario 4 : Décines / Charvieu

Le scénario 4 est basé sur les hypothèses suivantes :

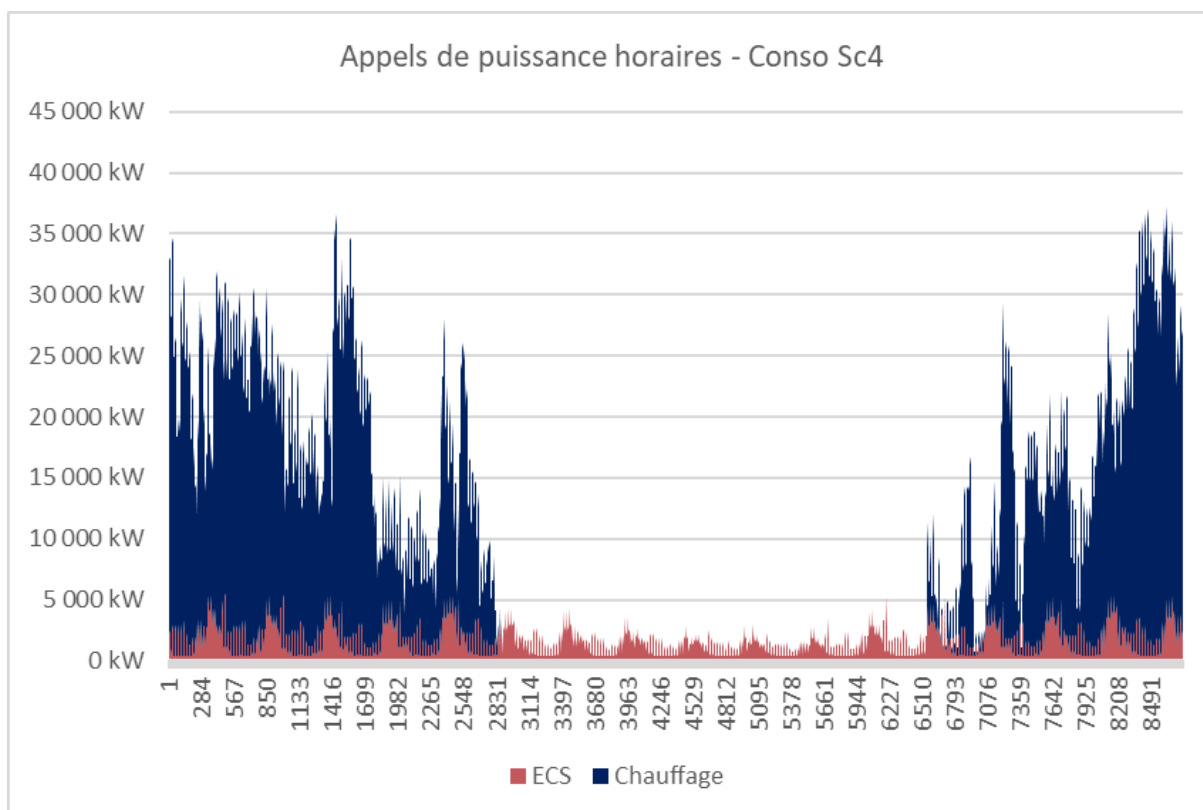
- Le Data Centre fournit de la chaleur aux communes suivantes :
 - Meyzieu (54,4 GWh/an)
 - Décines-Charpieu (39,6 GWh/an)

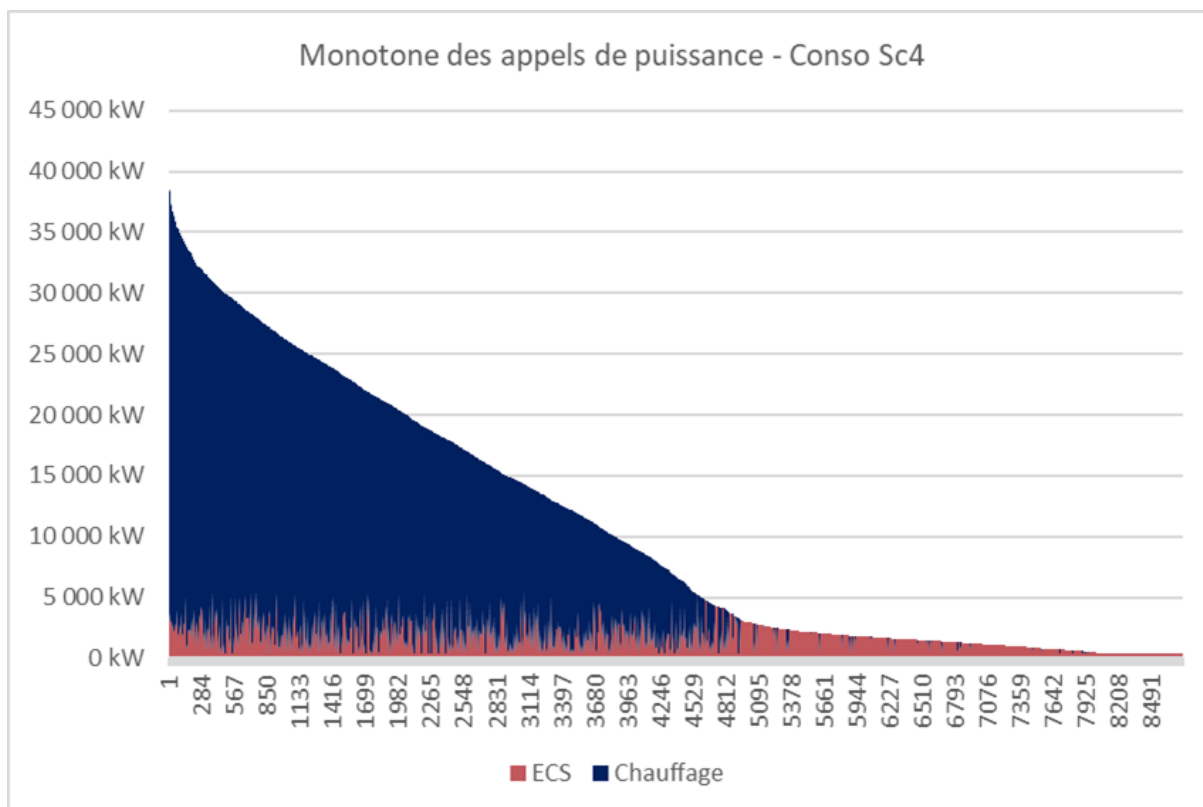
8.4.1 Besoins

Dans ce scénario, le Data Centre est raccordé aux prospects identifiés sur les communes citées ci-dessus.

A l'heure actuelle, les moyens de production de chauffage sont inconnus et le gaz naturel est pris comme hypothèse. La récupération de chaleur viendrait alors substituer du gaz naturel. Les besoins de puissance horaire ont été déterminés en utilisant les données de consommations des différents prospects.

Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance des besoins de ces prospects.





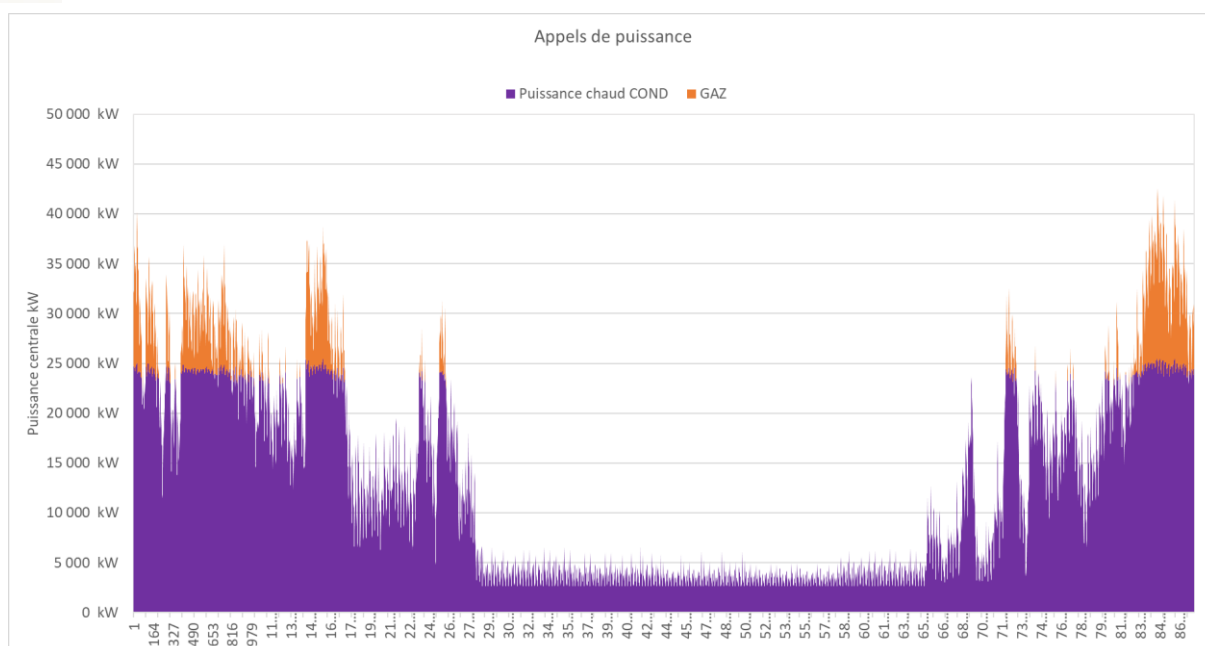
Les besoins de chaleur totaux des prospects de ce scénarios sont de 94 026 MWh, auxquels on ajoute 20 799 MWh de pertes réseaux, soit un total de besoins de production de 114 825 MWh.

8.4.2 Mix énergétique

Dans ce scénario, la chaleur valorisée du Data Centre représente 70,538 GWh pour une valeur de chaleur délivrée par les PAC de 104,358 GWh.

La puissance maximal appelée par le DC est de 16 MW, et celle des PAC de 25,6 MW. Il est important de noter que le Data Centre (après PAC) couvrira 91 % des besoins pour ce scénario.

Analyse energetique generale	
Puissance DC Dispo (kW)	16 000
Hepp (Heures pleines puissance)	4 409
Besoins (GWh)	114,825
Energie DC utilisée (GWh)	70,538
PAC	104,358
Appoint (GWh)	10,468
Distance	77 085 ml
Densité thermique	1,5 MWh/ml



Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
16,0 MW	4 409	70,54 GWh	104,36 GWh	114,83 GWh

8.4.3 Taux ERF

La quantité de chaleur totale valorisée par le DC est de 70,54 GWh. La consommation énergétique totale du Data Centre sera de 718 GWh.

Le taux ERF, calculé comme ci, sera donc de

$$\Rightarrow ERF = \frac{\text{Chaleur fatale réutilisée}}{\text{Consommation totale d'énergie du DC}} = \frac{70,54 \text{ GWh}}{718 \text{ GWh}} = 9,82\%$$

On constate qu'avec cette opportunité de débouché, l'ERF (Facteur d'Efficacité de Réutilisation de la chaleur fatale) est en dessous du seuil de 20%, seuil à partir duquel un Data Centre est réputé valoriser sa chaleur fatale. Ce scénario seul ne permettrait donc pas au Data Centre d'entrer en conformité. Il convient néanmoins d'étudier la viabilité technico-économique de celui-ci afin d'avoir une vision précise des possibilités de valorisation sur le territoire.

8.4.4 Densité énergétique

En fonction de la quantité de chaleur livrée à chaque prospect, la création de nouvelles branches d'un réseau de chauffage est plus ou moins viable. La densité de chaleur nous permet d'évaluer la pertinence d'une nouvelle branche. L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) recommande une densité de chaleur minimale de 1,5 MWh/ml.an sur l'ensemble du réseau.

Le scénario 4, nous donne la densité de chaleur suivante :

- Densité de chaleur = **1,5 MWh/ml.an**

Avec cette densité, égale à celle recommandée, ce scénario pourrait être intéressant énergétiquement.

8.4.5 Taux d'EnR et CO₂

Le taux d'énergie renouvelable et d'émissions de CO₂ sont désormais deux indicateurs essentiels pour évaluer l'impact environnemental d'un projet. En ce qui concerne ce scénario, les résultats sont présentés ci-dessous et comparés à la situation de référence actuelle où le Data Centre n'a pas encore été construit.

EnR et CO ₂		
	Référence (sans datacenter)	Scénario 4
Taux de couverture Gaz :	100%	9%
Taux de couverture Electrique :	0%	29%
Taux d'ENR (%)	0%	61%
Emissions CO ₂ (t _{eq} CO ₂)	21 344	5 048
Economies CO ₂ par rapport à la réf (t _{eq} CO ₂)		16 296
		76%

Ces résultats nous permettent de conclure que la valorisation de la chaleur provenant du Data Centre améliorera le mix énergétique et augmentera le taux d'énergie renouvelable.

De plus, la valorisation de la chaleur fatale du Data Centre permettrait **éventuellement d'éviter environ 16 296 téqCO₂ d'émissions par an**.

Cependant, il est important de noter que ces résultats sont fondés sur l'hypothèse que ces bâtiments sont chauffés au gaz naturel. Selon les méthodes de chauffage réellement utilisées dans ces bâtiments, les résultats peuvent différer. Ces résultats sont donc à prendre en compte avec prudence.

Le taux EnR du réseau sera de 61% avec un taux de couverture (EnR + électricité de la PAC) de 90%.

8.4.6 Conclusion

Nous pouvons conclure pour ce scénario :

- **70,54 GWh** de chaleur fatale provenant du Data Centre peuvent être valorisées, avec une production en sortie de PAC de **104,36 GWh**.
- **16 MW** de chaleur fatale sont valorisées, pour une puissance en sortie de PAC de **25,6 MW**.
- **Un taux ERF de 9,82%**

8.5 Scénario 5 : Décines / Meyzieu passant par Pont-de-Chéruy

Le scénario 5 est basé sur les hypothèses suivantes :

- Le Data Centre fournit de la chaleur aux communes suivantes :
 - Meyzieu (54,4 GWh/an)
 - Décines-Charpieu (39,6 GWh/an)

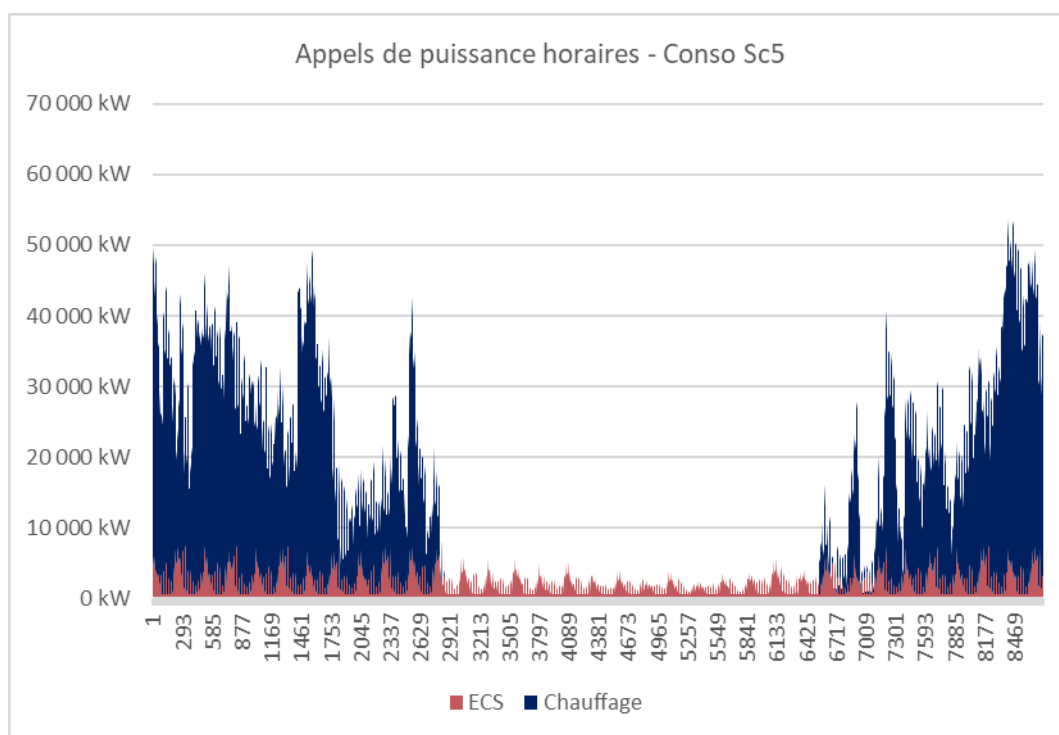
- Pont-de-Chéruy / Charvieu (35,0 GWh/an)

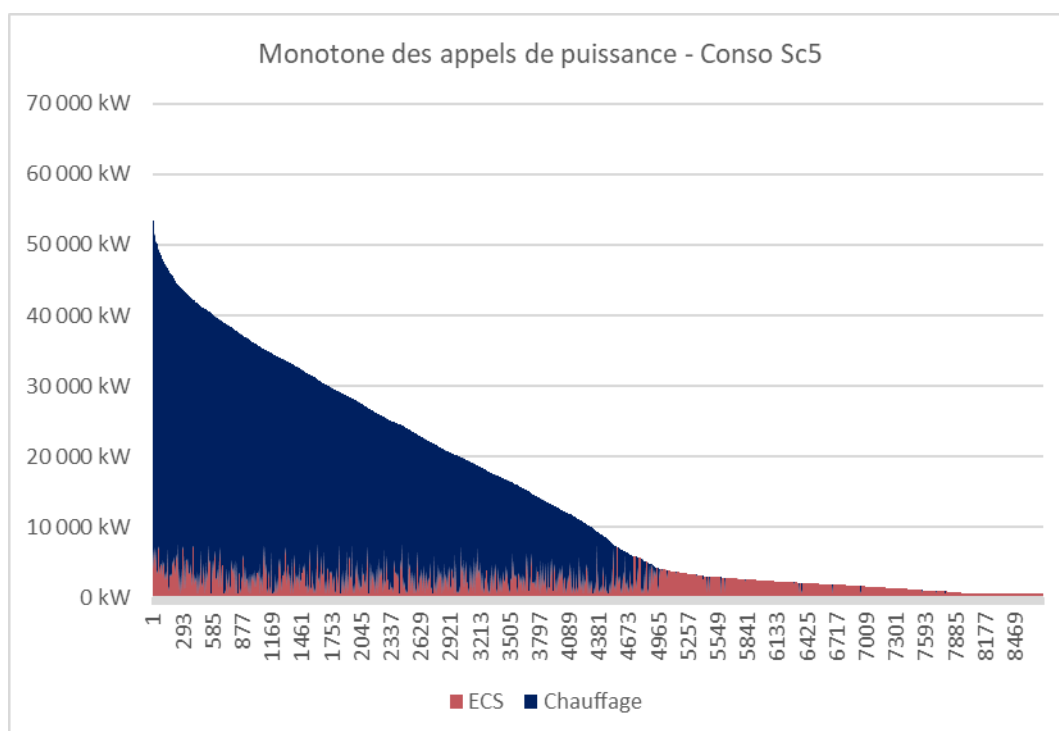
8.5.1 Besoins

Dans ce scénario, le Data Centre est raccordé aux prospects identifiés sur les communes citées ci-dessus.

A l'heure actuelle, les moyens de production de chauffage sont inconnus et le gaz naturel est pris comme hypothèse. La récupération de chaleur viendrait alors substituer du gaz naturel. Les besoins de puissance horaire ont été déterminés en utilisant les données de consommations des différents prospects.

Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance des besoins de ces prospects.





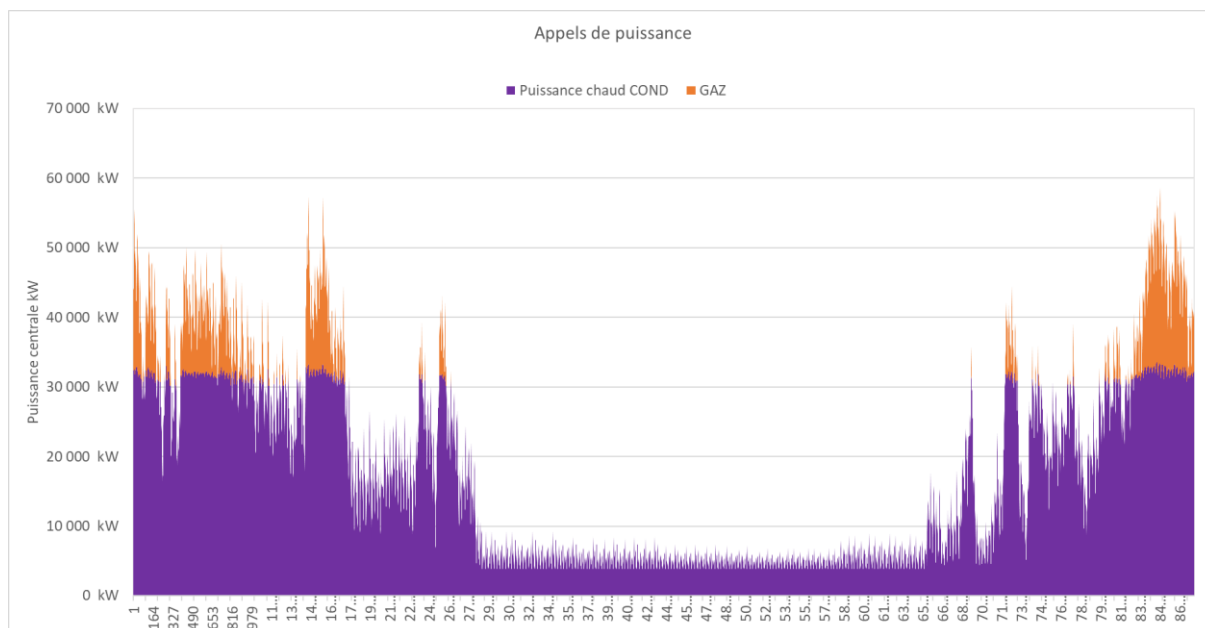
Les besoins de chaleur totaux des prospects de ce scénarios sont de 129 096 MWh, avec 30 215 MWh de pertes réseaux, soit un total de besoins de production de 159 311 MWh.

8.5.2 Mix énergétique

Dans ce scénario, la chaleur valorisée du Data Centre représente 95,872 GWh pour une valeur de chaleur délivrée par les PAC de 141,746 GWh.

La puissance maximal appelée par le DC est de 21 MW, et celle des PAC de 33,6 MW. Il est important de noter que le Data Centre (après PAC) couvrira 89 % des besoins pour ce scénario.

Analyse energetique generale	
Puissance DC Dispo (kW)	21 000
Hepp (Heures pleines puissance)	4 565
Besoins (GWh)	159,311
Energie DC utilisée (GWh)	95,872
PAC	141,746
Appoint (GWh)	17,565
Distance	103 295 ml
Densité thermique	1,5 MWh/ml



Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
21,0 MW	4 565	95,87 GWh	141,75 GWh	159,31 GWh

8.5.3 Taux ERF

La quantité de chaleur totale valorisée par le DC est de 95,87 GWh. La consommation énergétique totale du Datacenter sera de 718 GWh.

Le taux ERF, calculé comme ci, sera donc de

$$\Rightarrow ERF = \frac{\text{Chaleur fatale réutilisée}}{\text{Consommation totale d'énergie du DC}} = \frac{95,87 \text{ GWh}}{718 \text{ GWh}} = \mathbf{13,35\%}$$

On constate qu'avec cette opportunité de débouché, l'ERF (Facteur d'Efficacité de Réutilisation de la chaleur fatale) est en dessous du seuil de 20%, seuil à partir duquel un Data Centre est réputé valoriser sa chaleur fatale. Ce scénario seul ne permettrait donc pas au Data Centre d'entrer en conformité, Il convient néanmoins d'étudier la viabilité technico-économique de celui-ci afin d'avoir une vision précise des possibilités de valorisation sur le territoire.

8.5.4 Densité énergétique

En fonction de la quantité de chaleur livrée à chaque prospect, la création de nouvelles branches d'un réseau de chauffage est plus ou moins viable. La densité de chaleur nous permet d'évaluer la pertinence d'une nouvelle branche. L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) recommande une densité de chaleur minimale de 1,5 MWh/ml.an sur l'ensemble du réseau.

Le scénario 5, nous donne la densité de chaleur suivante :

- Densité de chaleur = **1,5 MWh/ml.an**

Avec cette densité, égale à celle recommandée, ce scénario pourrait être intéressant énergétiquement.

8.5.5 Taux d'EnR et CO2

Le taux d'énergie renouvelable et d'émissions de CO2 sont désormais deux indicateurs essentiels pour évaluer l'impact environnemental d'un projet. En ce qui concerne ce scénario, les résultats sont présentés ci-dessous et comparés à la situation de référence actuelle où le Data Centre n'a pas encore été construit.

EnR et CO2		
	Référence (sans datacenter)	Scénario 5
Taux de couverture Gaz :	100%	11%
Taux de couverture Electrique :	0%	29%
Taux d'ENR (%)	0%	60%
Emissions CO2 (t _{eq} CO2)	29 305	7 611
Economies CO2 par rapport à la réf (t _{eq} CO2)		12 646
		53%

Ces résultats nous permettent de conclure que la valorisation de la chaleur provenant du Data Centre améliorera le mix énergétique et augmentera le taux d'énergie renouvelable.

De plus, la valorisation de la chaleur fatale du Data Centre permettrait **éventuellement d'éviter environ 21 693 téqCO2 d'émissions par an**.

Cependant, il est important de noter que ces résultats sont fondés sur l'hypothèse que ces bâtiments sont chauffés au gaz naturel. Selon les méthodes de chauffage réellement utilisées dans ces bâtiments, les résultats peuvent différer. Ces résultats sont donc à prendre en compte avec prudence.

Le taux EnR du réseau sera de 60% avec un taux de couverture (EnR + électricité de la PAC) de 89%.

8.5.6 Conclusion

Nous pouvons conclure pour ce scénario :

- **95,87 GWh** de chaleur fatale provenant du Data Centre peuvent être valorisées, avec une production en sortie de PAC de **141,75 GWh**.
- **21 MW** de chaleur fatale sont valorisées, pour une puissance en sortie de PAC de **33,6 MW**.
- **Un taux ERF de 13,35%**

8.5.7 Scénario 5bis

Energétiquement, le scénario 5bis sera similaire au scénario 5.

Les données de consommation identifiées lors des parties précédentes, à savoir une progression linéaire d'environ 1 GWh/an, s'équilibreront avec la décroissance des ventes sur le réseau de chaleur d'environ 1 GWh/an.

Il est cependant important de bien prendre en compte les limites définies précédemment et d'analyser autant énergétiquement qu'économiquement ce scénario avec précaution.

8.6 Scénario 6 : Décines / Meyzieu / Pont-de-Chéruf + Vente de chaleur au RCU de Lyon

Le scénario 6 est basé sur les hypothèses suivantes :

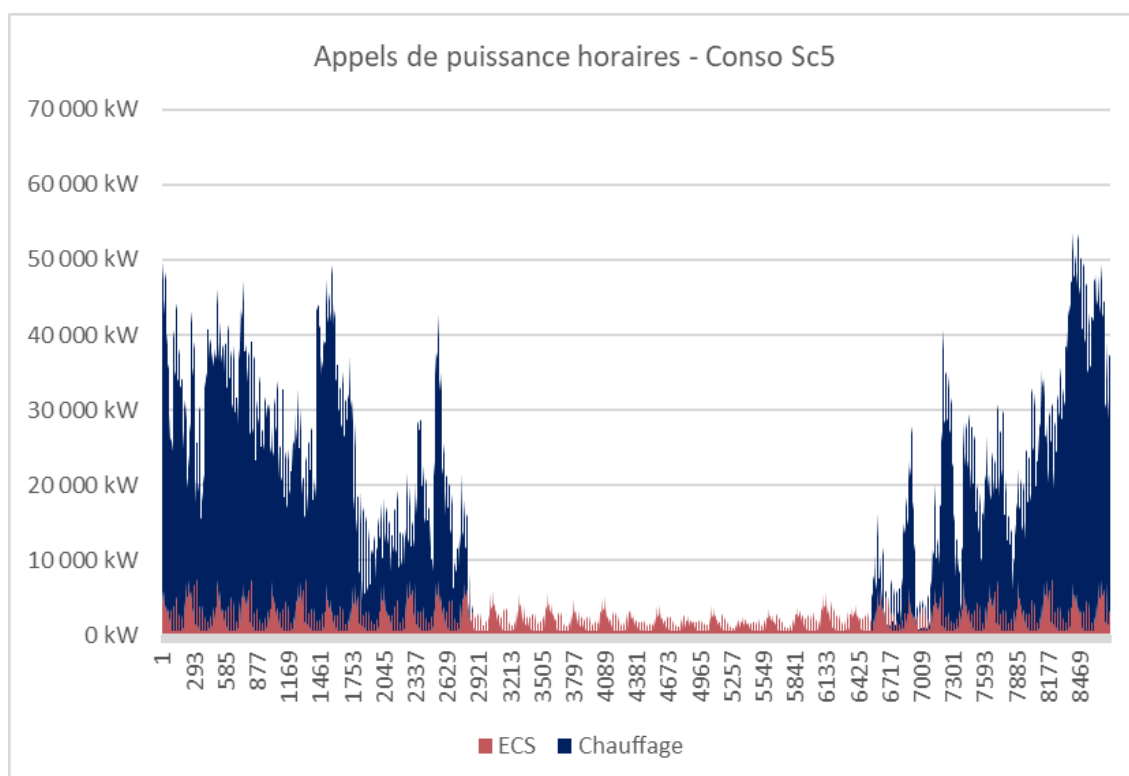
- Le Data Centre fournit de la chaleur aux communes suivantes :
 - Meyzieu (54,4 GWh/an)
 - Décines-Charpieu (39,6 GWh/an)
 - Pont-de-Chéruf / Charvieu (35,0 GWh/an)
 - Vente de chaleur au RCU de Lyon

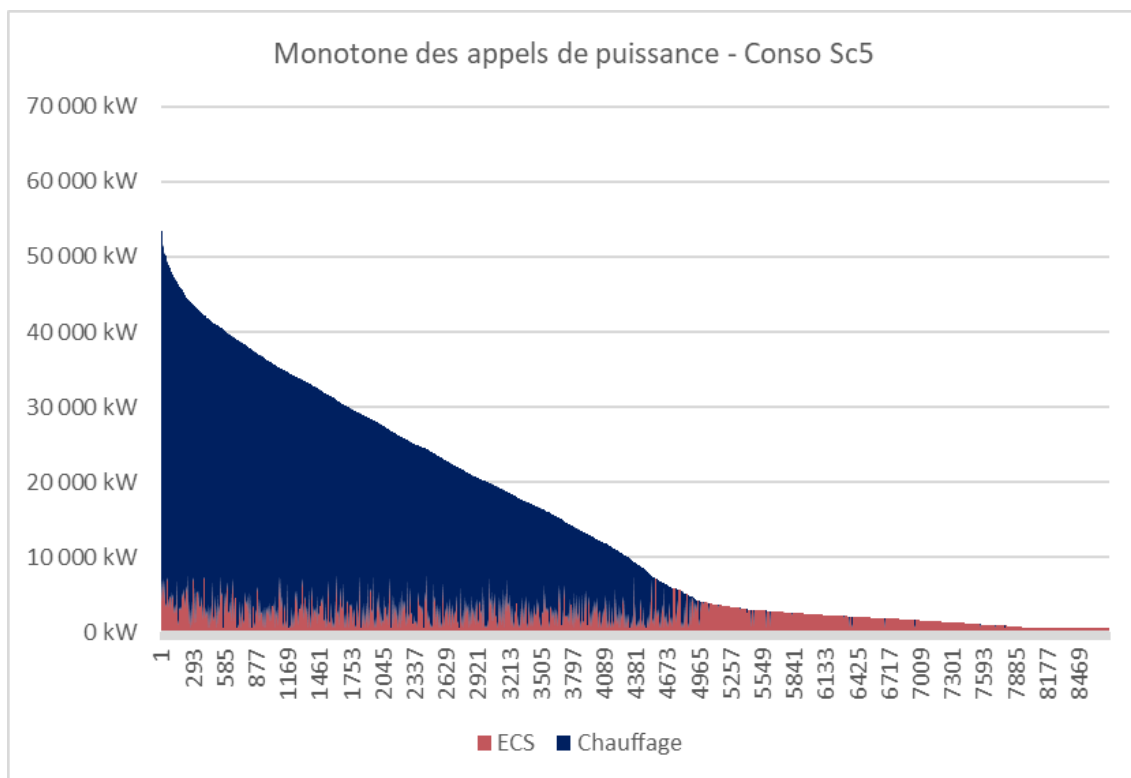
8.6.1 Besoins

Dans ce scénario, le Data Centre est raccordé aux prospects identifiés sur les communes citées ci-dessus et exporte l'excédent de chaleur au RCU de la métropole de Lyon.

A l'heure actuelle, les moyens de production de chauffage sont inconnus et le gaz naturel est pris comme hypothèse. La récupération de chaleur viendrait alors substituer du gaz naturel. Les besoins de puissance horaire ont été déterminés en utilisant les données de consommations des différents prospects.

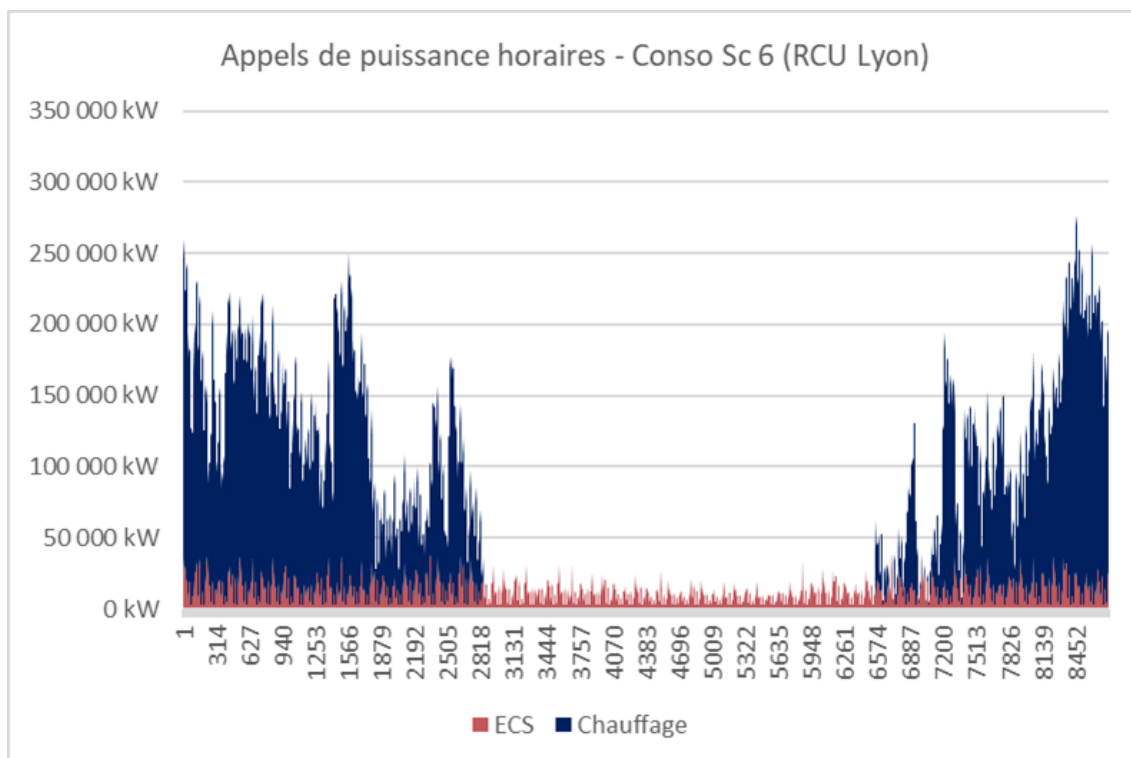
Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance des besoins de ces prospects.

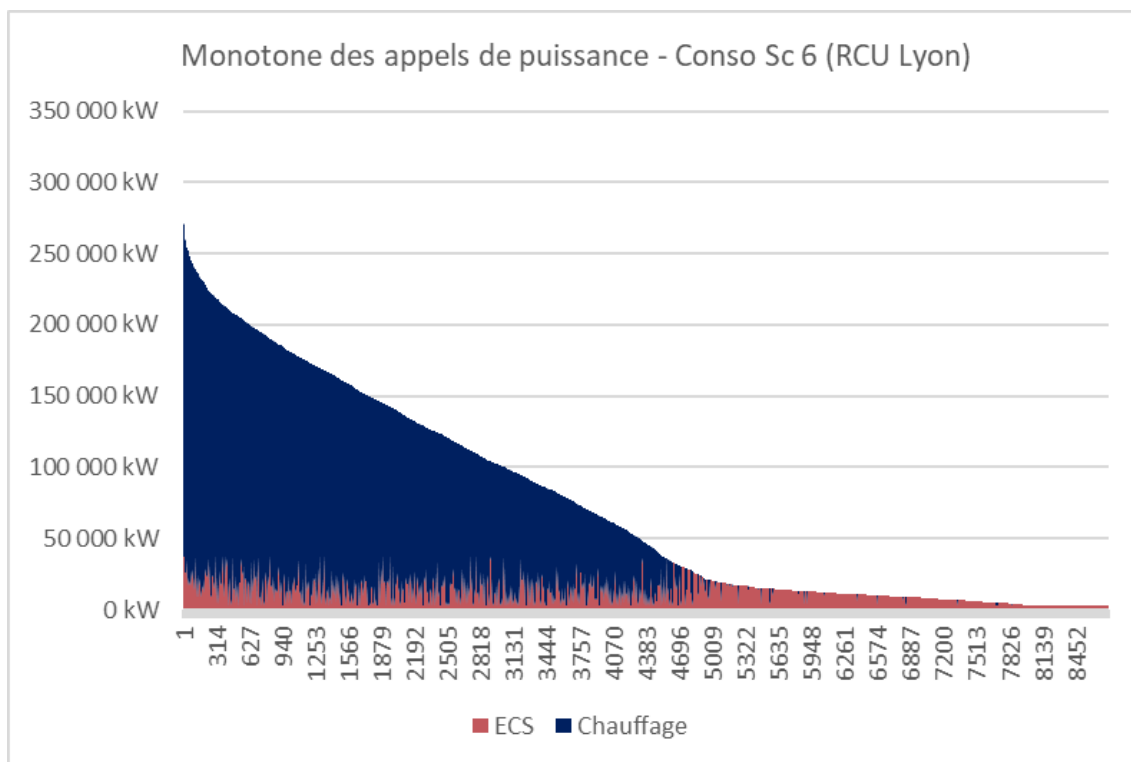




Les besoins de chaleur totaux des prospects de ce scénarios sont de 129 096 MWh, auxquels on ajoute 30 215 MWh de pertes réseaux, soit un total de besoins de production de 159 311 MWh.

De plus, la monotone des consommations de la métropole de Lyon a été approximativement simulée à l'aide des données du RCU. Les deux graphiques ci-dessous sont la monotone et les appels de puissance de celui-ci.



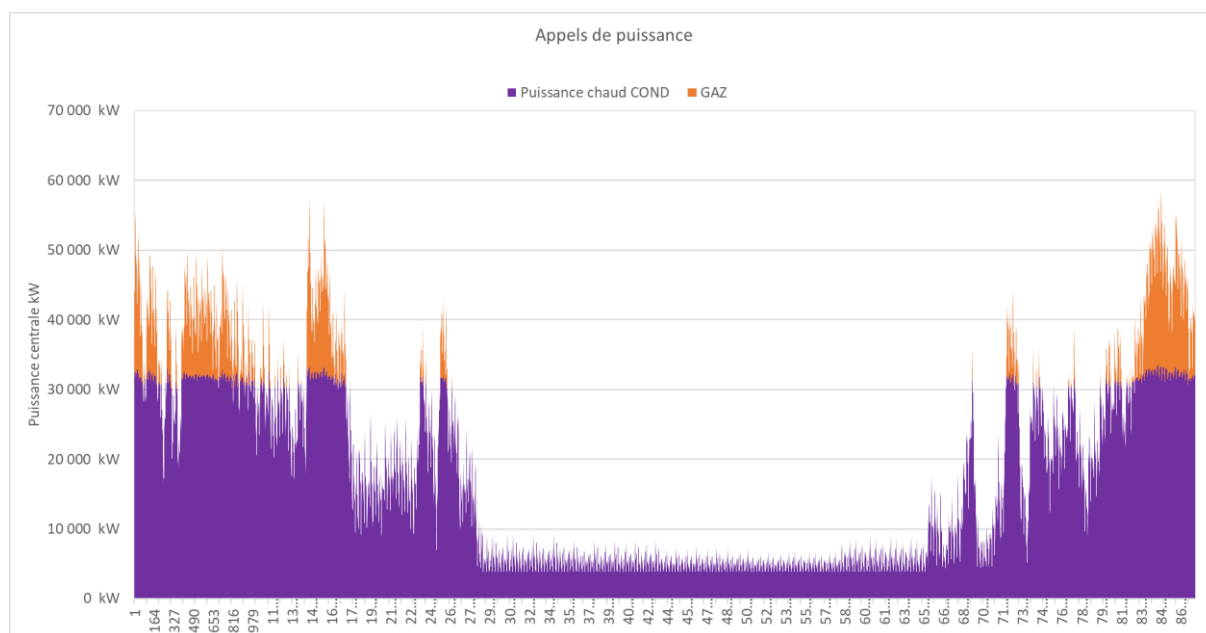


8.6.2 Mix énergétique

8.6.2.1 Prospects de Décines, Meyzieu et Pont-de-Chéruf

Dans ce scénario, la chaleur valorisée du Data Centre pour les prospects identifiés dans le scénario 6 représente 93,732 GWh pour une valeur de chaleur délivrée par les PAC de 138,518 GWh.

La puissance maximal appelée par le DC est de 20 MW, et celle des PAC de 32 MW. Il est important de noter que le Data Centre (après PAC) couvrira 89 % des besoins pour ce scénario.



8.6.2.2 Vente de chaleur au RCU de la métropole de Lyon

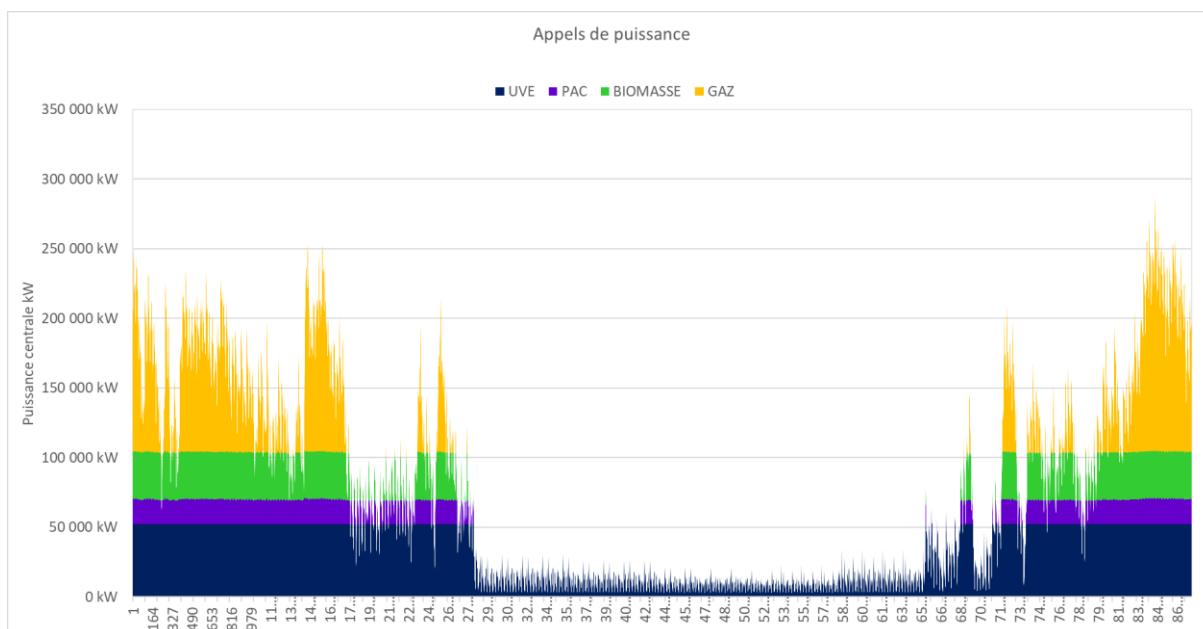
Dans ce scénario, l'excédent de chaleur non-consommé par le DC est considéré comme exporté au réseau de chaleur de la métropole de Lyon.

Pour cette exportation de chaleur, la puissance maximal appelée par le DC est de 12 MW, et celle des PAC de 19,2 MW.

Actuellement, le mix énergétique du RCU de Lyon est le suivant :

- 47,7% d'UVE
- 14,7% de biomasse
- 33,3% de gaz
- 4,3% d'autres chaleurs récupérées.

Pour cette étude, nous avons donc considéré la chaleur issue de l'UVE en base, puis nous viendrons ensuite nous insérer dans le mix énergétique en priorité par rapport à la biomasse et le gaz, permettant de substituer ces ressources.



8.6.2.3 Récapitulatif

Analyse energetique generale		
Réseau	Prospects	Export
Puissance DC Dispo (kW)	20 000	12 000
Hepp (Heures pleines puissance)	4 687	4 077
Besoins (GWh)	159,311	651,799
Energie DC utilisée (GWh)	93,732	48,920
PAC	138,518	72,668
Appoint (GWh)	20,794	579,131
Distance	103 295 ml	11 541 ml
Densité thermique	1,5 MWh/ml	6,3 MWh/ml

Décines / Meyzieu / / Pont-de-Chérucy				
Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
20,0 MW	4 687	93,73 GWh	138,52 GWh	159,31 GWh
Exportation de chaleur vers Lyon				
Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
12,0 MW	4 077	48,92 GWh	72,67 GWh	651,80 GWh
Total Data Center				
Puissance max	Hepp	Energie du Data Centre	Energie en sortie PAC	Besoins de chaleur totaux
32,0 MW	4 458	142,65 GWh	211,19 GWh	811,11 GWh

8.6.3 Taux ERF

La quantité de chaleur totale valorisée par le DC est de 158,72 GWh. La consommation énergétique totale du Data Centre sera de 718 GWh.

Le taux ERF, calculé comme ci, sera donc de

$$\Rightarrow ERF = \frac{\text{Chaleur fatale réutilisée}}{\text{Consommation totale d'énergie du DC}} = \frac{95,87 \text{ GWh}}{718 \text{ GWh}} = 19,86\%$$

On constate qu'avec cette opportunité de débouché, l'ERF (Facteur d'Efficacité de Réutilisation de la chaleur fatale) permet pratiquement d'atteindre le seuil de 20%, seuil à partir duquel un Data Centre est réputé valoriser sa chaleur fatale. Il convient néanmoins d'étudier la viabilité technico-économique de celui-ci afin d'avoir une vision précise des possibilités de valorisation sur le territoire. Densité énergétique

8.6.4 Densité énergétique

En fonction de la quantité de chaleur livrée à chaque prospect, la création de nouvelles branches d'un réseau de chauffage est plus ou moins viable. La densité de chaleur nous permet d'évaluer la pertinence d'une nouvelle branche. L'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) recommande une densité de chaleur minimale de 1,5 MWh/ml.an sur l'ensemble du réseau.

Le scénario 6, nous donne la densité de chaleur suivante :

- Densité de chaleur = **2 MWh/ml.an**

Avec cette densité, supérieur à celle recommandée, ce scénario commence à être intéressant énergétiquement et peut faire l'objet d'obtention de subvention.

8.6.5 Taux d'EnR et CO2

Le taux d'énergie renouvelable et d'émissions de CO2 sont désormais deux indicateurs essentiels pour évaluer l'impact environnemental d'un projet. En ce qui concerne ce scénario, les résultats sont présentés ci-dessous et comparés à la situation de référence actuelle où le Data Centre n'a pas encore été construit.

EnR et CO2		
	Référence (sans datacenter)	Scénario 6
Taux de couverture Gaz :	100%	13%
Taux de couverture Electrique :	0%	28%
Taux d'ENR (%)	0%	59%
Emissions CO2 (t _{eq} CO2)	29 305	8 258
Economies CO2 par rapport à la réf (t _{eq} CO2)		21 047
		72%

Ces résultats nous permettent de conclure que la valorisation de la chaleur provenant du Data Centre améliorera le mix énergétique et augmentera le taux d'énergie renouvelable.

De plus, la valorisation de la chaleur fatale du Data Centre permettrait **éventuellement d'éviter environ 21 047 téqCO2 d'émissions par an.**

Cependant, il est important de noter que ces résultats sont fondés sur l'hypothèse que ces bâtiments sont chauffés au gaz naturel. Selon les méthodes de chauffage réellement utilisées dans ces bâtiments, les résultats peuvent différer. Ces résultats sont donc à prendre en compte avec prudence.

Le taux EnR du réseau sera de 59% avec un taux de couverture (EnR + électricité de la PAC) de 87%.

8.6.6 Conclusion

Nous pouvons conclure pour ce scénario :

- **93,732 GWh** de chaleur fatale provenant du Data Centre peuvent être valorisées, avec une production en sortie de PAC **de 138,518 GWh** pour les prospects et **48,920 GWh** de chaleur fatale avec une production en sortie de PAC **de 72,668 GWh** pour une vente de chaleur vers Lyon, soit un total de **142,65 GWh** de chaleur fatale avec une production en sortie de PAC **de 211,19 GWh**
- **32 MW** de chaleur fatale sont valorisées, pour une puissance en sortie de PAC de **51,1 MW.**
- **Un taux ERF de 19,86%**

8.6.7 Scénario 6bis

Energétiquement, le scénario 6bis sera similaire au scénario 6.

Les données de consommation identifiées lors des parties précédentes, à savoir une progression linéaire d'environ 1 GWh/an, s'équilibreront avec la décroissance des ventes sur le réseau de chaleur d'environ 1 GWh/an.

Il est cependant important de bien prendre en compte les limites définies précédemment et d'analyser autant énergétiquement qu'économiquement ce scénario avec précaution.

9 Analyse économique

L'analyse économique se porte sur les coûts globaux des futurs réseaux, incluant les moyens de production et distribution et sous-station et / ou centrale d'échange, y compris génie civil et VRD nécessaire pour la mise en place de ceux-ci pour avoir une notion de viabilité globale.

La modélisation du rapport porte sur le réseau de chaleur global. Il n'a pas été différencié de qui portera les coûts entre le RCU et le Data Centre. La chaleur fatale est considérée comme donnée gratuitement, seul le surcout d'électricité pour le fonctionnement des pompes à chaleur est pris en compte.

L'entité investisseuse n'a pas été définie. Cependant, il est d'usage que le réseau de chaleur porte les investissements.

9.1 Investissements

Les investissements pris en compte pour l'analyse financière sont cités ci-dessous. Des subventions et CEE, également citées ci-dessous, permettent de réduire les coûts réels d'investissement.

9.1.1 Investissements

Les différentes sources d'investissements sont les suivantes :

- **Échangeur de chaleur pour le Data Center** : inclut la fourniture et l'installation de l'échangeur de chaleur qui récupérera la chaleur du Data Center.
- **Pompes à chaleur** : inclut les coûts supplémentaires liés à sa mise en place (y compris GC).
- **Appoints et secours** : inclut les coûts supplémentaires liés à la mise en place de chaufferie gaz pour l'appoint / secours (y compris GC).
- **Pompes** : inclut la fourniture et l'installation de l'équipement nécessaire au fonctionnement du réseau, y compris les pompes de circulation, un groupe de maintien de pression, l'approvisionnement en eau, l'électricité et la supervision, ainsi que les autres équipements hydrauliques de régulation
- **Réseaux de chaleur et tempérés** : inclut la pose, y compris le terrassement nécessaire pour la mise en place des réseaux de chaleur et tempérés
- **Sous station** : inclut la création ou l'adaptation de futures sous-stations nécessaires pour raccorder les abonnés.
- **Divers et aléas** : en pourcentage de l'investissement.

9.1.2 Subventions et financements

L'investissement est important et nécessite des subventions et/ou un financement pour soutenir les coûts. Le projet est éligible au soutien du Fonds Chaleur, qui comprend une aide pour la récupération d'énergie perdue et une aide pour le réseau de chaleur. De même, la possibilité de valoriser des CEE sur les raccordements au réseau de chaleur ont été considérées.

La somme de ses subventions et des CEE est estimée pour couvrir 20 % de l'investissement total.

Un financement du reste des investissements a été envisagé avec une charge financière de 4,5% par an.

9.1.3 Scénario 1

Investissements - Scénario 1	Réseau	161 296 861 €
	SST	14 300 825 €
	Production	28 154 852 €
	Investissements	203 752 538 €
	Hypothèse subventions	40 750 508 €
	Investissements - Subventions	163 002 030 €
	Droits de raccordements	3 736 160 €
	Investissements - Subv - DR	159 265 870 €

9.1.4 Scénario 2

Investissements - Scénario 2	Réseau	51 976 826 €
	SST	6 331 325 €
	Production	20 513 240 €
	Investissements	78 821 391 €
	Hypothèse subventions	15 764 278 €
	Investissements - Subventions	63 057 113 €
	Droits de raccordements	1 525 840 €
	Investissements - Subv - DR	61 531 273 €

9.1.5 Scénario 3

Investissements - Scénario 3	Réseau	54 955 648 €
	SST	4 383 225 €
	Production	19 109 090 €
	Investissements	78 447 963 €
	Hypothèse subventions	15 689 593 €
	Investissements - Subventions	62 758 370 €
	Droits de raccordements	1 341 280 €
	Investissements - Subv - DR	61 417 090 €

9.1.6 Scénario 4

Investissements - Scénario 4	Réseau	96 719 876 €
	SST	3 940 475 €
	Production	31 660 420 €
	Investissements	132 320 771 €
	Hypothèse subventions	26 464 154 €
	Investissements - Subventions	105 856 617 €
	Droits de raccordements	3 344 920 €
	Investissements - Subv - DR	102 511 697 €

9.1.7 Scénario 5

Investissements - Scénario 5	Réseau	125 502 927 €
	SST	12 839 750 €
	Production	41 982 820 €
	Investissements	180 325 497 €
	Hypothèse subventions	36 065 099 €
	Investissements - Subventions	144 260 398 €
	Droits de raccordements	4 592 400 €
	Investissements - Subv - DR	139 667 998 €

9.1.8 Scénario 5b

Investissements - Scénario 5b	Réseau	134 994 475 €
	SST	12 839 750 €
	Production	47 232 570 €
	Investissements	195 066 795 €
	Hypothèse subventions	38 718 533 €
	Investissements - Subventions	156 348 262 €
	Droits de raccordements	4 592 400 €
	Investissements - Subv - DR	151 755 862 €

9.1.9 Scénario 6

Investissements - Scénario 6	Réseau	144 708 157 €
	SST	12 839 750 €
	Production	62 141 860 €
	Investissements	219 689 767 €
	Hypothèse subventions	43 937 953 €
	Investissements - Subventions	175 751 814 €
	Droits de raccordements	4 592 400 €
	Investissements - Subv - DR	171 159 414 €

9.1.10 Scénario 6b

Investissements - Scénario 6b	Réseau	154 199 705 €
	SST	12 839 750 €
	Production	67 391 610 €
	Investissements	234 431 065 €
	Hypothèse subventions	46 591 387 €
	Investissements - Subventions	187 839 678 €
	Droits de raccordements	4 592 400 €
	Investissements - Subv - DR	183 247 278 €

9.2 Evaluations des coûts opérationnels

Les charges et les hypothèses associées pour évaluer les coûts d'exploitation sont les suivantes :

- Énergie
- Coûts des moyens de productions et du réseau :
 - Salaires du personnel
 - Véhicules
 - Taxes
 - Frais de gestion
 - Assurances
 - Sous-traitance, petits équipements
- Grosse maintenance et renouvellement
- Frais financiers pour l'investissement : 4,5 % du revenu d'exploitation
- Impôts sur les sociétés : 25 % du revenu d'exploitation

Le prix de l'électricité est fixé à 110 €/MWh.

Le prix du gaz est fixé à 90€/MWh.

Le prix de la tonne CO₂ est fixé à 90€/MWh.

Les coûts fixes annuels sont présentés ci-dessous selon les différents scénarios d'allocation de subventions :

9.2.1 Scénario 1

Charges - Scénario 1	P1	7 073 333 €
	P2	1 854 688 €
	P21	417 733 €
	GER	1 137 146 €
	Redevance Collectivité	421 490 €
	Charges financières	4 236 113 €
	Charges annuelles	10 904 391 €

9.2.2 Scénario 2

Charges - Scénario 2	P1	1 813 519 €
	P2	824 459 €
	P21	167 144 €
	GER	552 818 €
	Redevance Collectivité	155 701 €
	Charges financières	1 654 561 €
	Charges annuelles	3 513 641 €

9.2.3 Scénario 3

Charges - Scénario 3	P1	1 663 048 €
	P2	752 966 €
	P21	153 417 €
	GER	547 676 €
	Redevance Collectivité	149 890 €
	Charges financières	1 645 212 €
	Charges annuelles	3 266 996 €

9.2.4 Scénario 4

Charges - Scénario 4	P1	4 488 166 €
	P2	1 665 124 €
	P21	347 630 €
	GER	908 153 €
	Redevance Collectivité	312 003 €
	Charges financières	2 771 444 €
	Charges annuelles	7 721 077 €

9.2.5 Scénario 5

Charges - Scénario 5	P1	5 979 504 €
	P2	2 206 299 €
	P21	453 847 €
	GER	1 189 171 €
	Redevance Collectivité	422 812 €
	Charges financières	3 779 597 €
	Charges annuelles	10 251 632 €

9.2.6 Scénario 5b

Charges - Scénario 5b	P1	6 354 381 €
	P2	2 345 859 €
	P21	482 311 €
	GER	1 286 979 €
	Redevance Collectivité	451 268 €
	Charges financières	4 029 730 €
	Charges annuelles	10 920 798 €

9.2.7 Scénario 6

Charges - Scénario 6	P1	8 424 636 €
	P2	2 784 124 €
	P21	453 847 €
	GER	1 582 781 €
	Redevance Collectivité	440 129 €
	Charges financières	4 617 355 €
	Charges annuelles	13 685 518 €

9.2.8 Scénario 6b

Charges - Scénario 6b	P1	8 799 514 €
	P2	2 923 684 €
	P21	482 311 €
	GER	1 680 589 €
	Redevance Collectivité	468 586 €
	Charges financières	4 867 487 €
	Charges annuelles	14 354 684 €

9.3 Recettes / Ventes de chaleur

Les revenus d'un réseau de chaleur comprennent le coût payé par les abonnés, les subventions et les éventuels frais de raccordement (non pris en compte ici). La facture reçue par les abonnés est divisée en deux parties. La partie variable (R1) couvre l'achat d'énergie et est proportionnelle à la vente de chaleur. La partie fixe (R2) dépend de la puissance souscrite par abonné et couvre les coûts fixes (investissements, personnel, assurance, etc.).

Les prix unitaires de ces revenus ont été fixés pour couvrir les coûts mentionnés ci-dessus et pour obtenir un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5 %. Ce taux est le taux habituel pour ce type de projet.

L'hypothèse réglementaire impose une durée de simulation totale du projet sur 20 ans. De manière habituelle, la durée d'amortissement des moyens de production peut être de 20 à 25 ans tandis que celle des réseaux est généralement prise à 40 ans.

9.3.1 Scénario 1

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 80 € HT** par MWh
- **R2 : 408 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 1	Chaleur vendue	105 026 MWh
	Revenues R1	8 426 702 €
	Puissance souscrite	46 702 kW
	Revenues R2	19 097 636 €
	Autres produits	0 €
	Total annuel	27 524 339 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 1 868 080€.

9.3.2 Scénario 2

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 50 € HT** par MWh
- **R2 : 395 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 2	Chaleur vendue	42 591 MWh
	Revenues R1	2 110 104 €
	Puissance souscrite	18 939 kW
	Revenues R2	7 483 020 €
	Autres produits	0 €
	Total annuel	9 593 124 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 1 525 840€.

9.3.3 Scénario 3

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 52 € HT** par MWh
- **R2 : 443 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 3	Chaleur vendue	37 441 MWh
	Revenues R1	1 938 552 €
	Puissance souscrite	16 649 kW
	Revenues R2	7 367 006 €
	Autres produits	0 €
	Total annuel	9 305 558 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 1 341 280€.

9.3.4 Scénario 4

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 57 € HT** par MWh
- **R2 : 317 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 4	Chaleur vendue	93 368 MWh
	Revenues R1	5 319 192 €
	Puissance souscrite	41 519 kW
	Revenues R2	13 190 756 €
	Autres produits	0 €
	Total annuel	18 509 947 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 3 344 880€.

9.3.5 Scénario 5

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 55 € HT** par MWh
- **R2 : 312 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 5	Chaleur vendue	128 192 MWh
	Revenues R1	7 086 665 €
	Puissance souscrite	57 003 kW
	Revenues R2	17 819 018 €
	Autres produits	0 €
	Total annuel	24 905 683 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 4 592 400€.

9.3.6 Scénario 5b

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 55 € HT** par MWh
- **R2 : 317 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 5b	Chaleur vendue	129 096 MWh
	Revenues R1	7 149 494 €
	Puissance souscrite	57 405 kW
	Revenues R2	18 209 007 €
	Autres produits	0 €
	Total annuel	25 358 500 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 4 592 400€.

9.3.7 Scénario 6

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 55 € HT** par MWh
- **R2 : 312 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 6	Chaleur vendue	129 096 MWh
	Revenues R1	7 162 409 €
	Puissance souscrite	57 405 kW
	Revenues R2	17 924 613 €
	Ventes au RCU de Lyon	6 714 866 €
	Total annuel	31 801 887 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 4 592 400€.

9.3.8 Scénario 6b

Selon les charges, les montants R1 et R2 du coût de la chaleur ont été ainsi fixés à :

- **R1 : 55 € HT** par MWh
- **R2 : 317 € HT** par kW souscrit.

Les revenus annuels, avec un taux de rentabilité interne (TRI) de 7,5%, sont présentés ci-dessous :

Revenus - Scénario 6b	Chaleur vendue	129 096 MWh
	Revenues R1	7 129 862 €
	Puissance souscrite	57 405 kW
	Revenues R2	18 219 091 €
	Ventes au RCU de Lyon	6 714 866 €
	Total annuel	32 063 819 €

Les droits de raccordements s'élèveront au total à 4 592 400€.

9.4 Prix moyen de la chaleur

Pour évaluer la faisabilité du projet, un scénario de référence est proposé avec une alimentation 100% gaz. Cette approche permet de simuler le projet actuellement prévu sans réseau de chaleur. Le prix de référence qui sera utilisé est le prix d'achat du gaz incluant les taxes.

Le prix estimé de ce scénario, pour un PEG45, est de **105 € HT/MWh utile**.

Cependant, pour des bâtiments raccordés à un réseau, le prix de référence inclura les différents coûts opérationnels du réseau. Le prix de référence sera de **145 € TC/MWh utile**.

Ces valeurs sont à comparer au prix moyen de la chaleur selon le scénario considéré :

Scénario	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 5b	Scénario 6	Scénario 6b
Prix moyen chaleur € HT	262 €/MWh	225 €/MWh	249 €/MWh	198 €/MWh	194 €/MWh	196 €/MWh	194 €/MWh	196 €/MWh
Prix moyen chaleur € TTC	288 €/MWh	238 €/MWh	262 €/MWh	209 €/MWh	205 €/MWh	207 €/MWh	205 €/MWh	207 €/MWh
Prix de la chaleur vendue à la métropole de Lyon							93 €/MWh	93 €/MWh

9.4.1 Prix de la chaleur exportée au RCU de Lyon

Le prix de la chaleur vendable à la métropole de Lyon, pour les scénarios 6 et 6b est **de 93 € HT/MWh**.

Cette chaleur viendrait substituer du gaz et/ou de la biomasse. Il est donc intéressant de comparer ce prix à ceux-ci.

- Comme cité précédemment, le prix du gaz, pour un PEG45, est de **105 € HT/MWh utile**.
- Pour la biomasse, le prix moyen à l'achat est de **45 € HT/MWh**.

Nous pouvons donc voir que si cette chaleur est utilisée à la place du gaz, elle se montre plus intéressant économiquement, mais qu'elle est à environ deux fois plus cher que la biomasse.

9.5 Comparaison de l'étude économique des scénarios

Scénario	Invest	Couts annuels	Revenus annuels	Prix de la chaleur (TTC)
Scénario 1	159 265 870 €	10 904 391 €	27 524 339 €	288 € / MWh
Scénario 2	61 531 273 €	3 513 641 €	9 593 124 €	238 € / MWh
Scénario 3	61 417 090 €	3 266 996 €	9 305 558 €	262 € / MWh
Scénario 4	102 511 697 €	7 721 077 €	18 509 947 €	209 € / MWh
Scénario 5	139 667 998 €	10 251 632 €	24 905 683 €	205 € / MWh
Scénario 5b	151 755 862 €	10 920 798 €	25 358 500 €	207 € / MWh
Scénario 6	171 159 414 €	13 685 518 €	31 801 887 €	205 € / MWh
Scénario 6b	183 247 278 €	14 354 684 €	32 063 819 €	207 € / MWh

En conclusion, les scénarios 5 et 6, avec ou sans développement dans la zone autour du PIPA, présentent les couts de chaleur les plus faibles. Cependant, ces valeurs restent loin du prix de la chaleur référence pour un réseau de chaleur défini ci-dessus.

9.6 Subventions nécessaires pour un prix de 120€ MWh HT

Une étude pour les scénarios les plus intéressant, à savoir le 5 et 6, a été réalisée pour définir les montant des subventions nécessaires pour obtenir un prix de la chaleur de 120 € /MWh HT pour ces deux scénarios.

Les résultats sont démontrés ci-dessous :

9.6.1 Scénario 5

Investissements - Scénario 5 - Prix de la chaleur à 120 €/MWh	Réseau	125 502 927 €
	SST	12 839 750 €
	Production	41 982 820 €
	Investissements	180 325 497 €
	<i>Hypothèse subventions</i>	<i>144 260 398 €</i>
	Investissements - Subventions	36 065 099 €
	Droits de raccordements	4 592 400 €
	Investissements - Subv - DR	31 472 699 €

Dans le scénario 5, pour avoir un prix de la chaleur à 120 €/MWh HT soit 127 €/TTC (R1 à 55 €/MWh et R2 à 146 €/kW souscrit) les subventions initialement prévu dans le scénario de 36 065 099 € devront passer à 144 260 398 € soit une augmentation des subventions de **108 195 299 €**.

De manière plus globale, le taux de subventions d'initialement 20% devra être de 80%.

9.6.2 Scénario 6

Investissements - Scénario 6 - Prix de la chaleur à 120 €/MWh	Réseau	144 708 157 €
	SST	12 839 750 €
	Production	62 141 860 €
	Investissements	219 689 767 €
	<i>Hypothèse subventions</i>	<i>175 751 814 €</i>
	Investissements - Subventions	43 937 953 €
	Droits de raccordements	4 592 400 €
	Investissements - Subv - DR	39 345 553 €

Dans le scénario 6, pour avoir une prix de la chaleur à 120 €/MWh HT soit 127 €/TTC (R1 à 55 €/MWh et R2 à 146 €/kW souscrit) les subventions initialement prévu dans le scénario de 43 937 953 € devront passer à 175 751 814 € soit une augmentation des subventions de **131 813 861 €**.

De manière plus globale, le taux de subventions d'initialement 20% devra être de 80%.

9.6.3 Récapitulatif

9.6.3.1 Scénario 5

Investissements		180 325 497 €
Subventions initiales		144 260 398 €
Droits de raccordements		4 592 400 €
Subventions pour prix de la chaleur visé		144 260 398 €
Investissements - Sub visées - DR		31 472 699 €
Prix de la chaleur Scénario 5	HT	194 €/MWh
	TTC	205 €/MWh
Prix de la chaleur visé	HT	120 €/MWh
	TTC	127 €/MWh

9.6.3.2 Scénario 6

Investissements		219 689 767 €
Subventions initiales		43 937 953 €
Droits de raccordements		4 592 400 €
Subventions pour prix de la chaleur visé		175 751 814 €
Investissements - Sub visées - DR		39 345 553 €
Prix de la chaleur Scénario 6	HT	194 €/MWh
	TTC	205 €/MWh
Prix de la chaleur visé	HT	120 €/MWh
	TTC	127 €/MWh

Economiquement, aucun scénario ne semble intéressant et de loin, sauf à les faire financer par un autre moyen que les subventions initialement calculées

10 Conclusion

D'un point de vue financier, les scénarios 5 et 6 sont ceux présentant les meilleurs résultats financiers parmi les scénarios étudiés. Cependant, malgré cette performance relative, les prix de la chaleur obtenus demeurent significativement supérieurs au prix moyen observé sur les réseaux de chaleur existants. Ainsi, même dans des potentielles configurations optimisées, ces scénarios peineraient à atteindre un niveau de compétitivité suffisant pour envisager un déploiement réaliste.

Comparativement, le scénario 1 apparaît comme le moins viable économiquement. Il cumule des investissements trop importants et des recettes trop insuffisantes. Les scénarios 2 et 3 présentent des résultats légèrement moins pénalisants, traduisant une amélioration énergétique, sans toutefois permettre d'atteindre un seuil de rentabilité viable. Le scénario 4 se rapproche des prix des scénarios 5 et 6, bien que ces trois derniers restent trop élevés.

D'un point de vue énergétique et environnemental :

- De manière générale, l'ensemble des scénarios présente une faible densité énergétique. Cette situation s'explique principalement par les distances importantes entre le Data Centre et les prospects identifiés, induisant des linéaires de réseau conséquents et des pertes thermiques non négligeables. Cette configuration pénalise à la fois la performance énergétique globale et l'équilibre économique des projets.
- Les scénarios 4, 5 et 6 permettent de valoriser la plus grande part de chaleur fatale disponible, avec un taux de couverture des besoins proche de 90 %. Ils constituent donc les options les plus performantes en matière d'exploitation du gisement thermique.
- Le taux d'ERF demeure toutefois inférieur à 20 % pour l'ensemble des scénarios étudiés, avec un maximum de 19,4 % atteint par le scénario 6.
- Cependant, malgré ces limites, tous les scénarios permettent une réduction des émissions de CO₂ par substitution à des systèmes de production plus carbonés. L'impact environnemental est donc positif, bien que proportionnellement limité au regard des investissements nécessaires.

Pour conclure, aucun des scénarios étudiés ne semble pleinement viable, tant d'un point de vue énergétique que financier.

Ces résultats s'expliquent principalement par des coûts d'installation de réseaux beaucoup trop importants, dus aux distances trop élevées entre les prospects et aux faibles densités énergétiques qui en résultent