



Pôle Territoires

Rapport technique

01/07/2024

# SCHEMA DIRECTEUR DU RESEAU DE CHALEUR A BASE GEOTHERMIQUE DES COMMUNES D'ARCUEIL ET GENTILLY



# SOMMAIRE

|          |                                                                                                     |          |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| <b>1</b> | <b>PREAMBULE .....</b>                                                                              | <b>6</b> |
| 1.1      | OBJET DU RAPPORT .....                                                                              | 6        |
| 1.2      | RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX RELATIFS À L'ÉTUDE .....                                                    | 6        |
| 1.2.1    | Maître d'ouvrage.....                                                                               | 6        |
| 1.2.2    | Déléataire.....                                                                                     | 7        |
| 1.2.3    | Assistance à Maîtrise d'Ouvrage.....                                                                | 7        |
| <b>2</b> | <b>DIAGNOSTIC DU RÉSEAU ET ÉVALUATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE FOURNI</b>                           | <b>8</b> |
| 2.1      | PÉRIMÈTRE DE RÉALISATION DU SCHÉMA DIRECTEUR .....                                                  | 8        |
| 2.2      | CONTEXTE CONTRACTUEL.....                                                                           | 8        |
| 2.2.1    | Règlement de service .....                                                                          | 9        |
| 2.2.2    | Police d'abonnement .....                                                                           | 10       |
| 2.2.3    | Frais de raccordement.....                                                                          | 10       |
| 2.2.4    | Historique de la Délégation .....                                                                   | 10       |
| 2.3      | INDICATEURS DE PERFORMANCE DU RÉSEAU .....                                                          | 12       |
| 2.3.1    | Assurer les besoins maximaux et ajuster en permanence la production aux besoins .....               | 12       |
| 2.3.2    | Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité.....              | 14       |
| 2.3.3    | Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid .....          | 15       |
| 2.3.4    | Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers .....                                     | 16       |
| 2.3.5    | Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public .....             | 17       |
| 2.3.6    | Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur..... | 18       |
| 2.4      | AUDIT TECHNIQUE.....                                                                                | 19       |
| 2.4.1    | Sites de production .....                                                                           | 19       |
| 2.4.2    | Bilan de puissance.....                                                                             | 23       |
| 2.4.3    | Suivi des installations, contrôles réglementaires.....                                              | 23       |
| 2.4.4    | Réseau de distribution.....                                                                         | 24       |
| 2.4.5    | Sous-stations.....                                                                                  | 25       |
| 2.4.6    | Patrimoine raccordé .....                                                                           | 26       |
| 2.4.7    | Bouquet énergétique et taux EnR&R .....                                                             | 28       |
| 2.4.8    | Contenu CO2 .....                                                                                   | 31       |
| 2.4.9    | Synthèse technique .....                                                                            | 33       |
| 2.5      | AUDIT ECONOMIQUE .....                                                                              | 34       |
| 2.5.1    | Analyse du compte d'exploitation .....                                                              | 34       |
| 2.5.2    | La structure tarifaire, la tarification et régime fiscal appliqué.....                              | 37       |
| 2.5.3    | Positionnement du prix moyen de vente de la chaleur par rapport à d'autres réseaux.....             | 44       |
| 2.5.4    | Bouclier tarifaire .....                                                                            | 47       |
| 2.5.5    | Facture énergétique pour un logement « type » .....                                                 | 47       |
| 2.5.6    | Analyse du compte de Gros Entretien et Renouvellement (GER) .....                                   | 50       |
| 2.6      | SYNTHÈSE DE L'AUDIT DE L'EXISTANT.....                                                              | 53       |
| 2.6.1    | Contractuel .....                                                                                   | 53       |
| 2.6.2    | Technique .....                                                                                     | 53       |
| 2.6.3    | Economique.....                                                                                     | 54       |

|          |                                                                              |            |
|----------|------------------------------------------------------------------------------|------------|
| <b>3</b> | <b>ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR À PROXIMITÉ .....</b>               | <b>54</b>  |
| 3.1      | <b>DÉMARCHE ENR'CHOIX .....</b>                                              | <b>54</b>  |
| 3.2      | <b>RÉSEAUX À PROXIMITÉ .....</b>                                             | <b>56</b>  |
| 3.2.1    | Réseau de Paris – CPCU.....                                                  | 56         |
| 3.2.2    | Réseau de Cachan – SOCACHAL .....                                            | 56         |
| 3.2.3    | Réseau de Bagneux/Chatillon – BAGEOPS.....                                   | 57         |
| 3.2.4    | Réseau de Chevilly Larue / Villejuif / L'Hay les Roses – SEMHACH.....        | 57         |
| 3.2.5    | Projet de réseau de Malakoff .....                                           | 58         |
| 3.2.6    | Projet de réseau du Kremlin-Bicêtre.....                                     | 58         |
| 3.3      | <b>SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION À PROXIMITÉ .....</b> | <b>58</b>  |
| 3.3.1    | Récupération de chaleur fatale .....                                         | 58         |
| 3.3.2    | Géothermie .....                                                             | 61         |
| 3.3.3    | Biomasse .....                                                               | 64         |
| 3.4      | <b>INTÉRÊT DU STOCKAGE INTERSAISONNIER .....</b>                             | <b>65</b>  |
| <b>4</b> | <b>EVOLUTIONS ET DÉVELOPPEMENT ENVISAGÉS DU RÉSEAU .....</b>                 | <b>67</b>  |
| 4.1      | <b>EVOLUTIONS SUR LES BÂTIMENTS RACCORDÉS .....</b>                          | <b>67</b>  |
| 4.1.1    | Baisse des consommations passées .....                                       | 67         |
| 4.1.2    | Baisses des consommations futures.....                                       | 68         |
| 4.2      | <b>PÉRIMÈTRE DE RÉFÉRENCE .....</b>                                          | <b>69</b>  |
| 4.3      | <b>ANALYSE DES POSSIBILITÉS D'EXTENSIONS ET DENSIFICATIONS .....</b>         | <b>73</b>  |
| 4.3.1    | Scénario MIN.....                                                            | 73         |
| 4.3.2    | Scénario MAX.....                                                            | 77         |
| 4.4      | <b>INTÉGRATION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION .....</b>         | <b>82</b>  |
| 4.4.1    | Kremlin-Bicêtre : Chaleur exportable .....                                   | 82         |
| 4.4.2    | Import Scénario MIN .....                                                    | 83         |
| 4.4.3    | Import Scénario MAX .....                                                    | 86         |
| 4.5      | <b>CONCLUSION DES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT ÉTUDIÉS.....</b>                | <b>88</b>  |
| <b>5</b> | <b>ANALYSE ÉCONOMIQUE, ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE .....</b>                 | <b>90</b>  |
| 5.1      | <b>HYPOTHÈSES DES ÉTUDES ÉCONOMIQUES .....</b>                               | <b>91</b>  |
| 5.1.1    | Relatives à l'import depuis le Kremlin-Bicêtre .....                         | 91         |
| 5.1.2    | Hypothèses relatives au développement d'ARGEO .....                          | 91         |
| 5.1.3    | Hypothèses économiques du projet.....                                        | 92         |
| 5.1.4    | Procédure générale .....                                                     | 93         |
| 5.2      | <b>SCÉNARIO N°1 : DÉVELOPPEMENT MIN SANS IMPORT .....</b>                    | <b>96</b>  |
| 5.2.1    | Investissements.....                                                         | 96         |
| 5.2.2    | Mécanismes de financement mobilisables .....                                 | 96         |
| 5.2.3    | Présentation du compte d'exploitation .....                                  | 96         |
| 5.3      | <b>SCÉNARIO N°2 : DÉVELOPPEMENT MIN AVEC IMPORT DE CHALEUR .....</b>         | <b>98</b>  |
| 5.3.1    | Investissements.....                                                         | 98         |
| 5.3.2    | Mécanismes de financement mobilisables .....                                 | 98         |
| 5.3.3    | Présentation du compte d'exploitation .....                                  | 99         |
| 5.4      | <b>SCÉNARIO N°3 : DÉVELOPPEMENT MAX AVEC IMPORT DE CHALEUR.....</b>          | <b>101</b> |
| 5.4.1    | Investissements.....                                                         | 101        |
| 5.4.2    | Mécanismes de financement mobilisables .....                                 | 101        |
| 5.4.3    | Présentation du compte d'exploitation .....                                  | 102        |

|     |                                            |     |
|-----|--------------------------------------------|-----|
| 5.5 | CONCLUSION DE L'ÉTUDE ÉCONOMIQUE .....     | 104 |
| 6   | SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE ET PLAN D'ACTION ..... | 105 |
| 7   | ANNEXES .....                              | 108 |

# LISTE DES FIGURES

|                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 1 : Périmètre du Schéma Directeur .....                                                                    | 8  |
| Figure 2 : Périmètre du doublet géothermique .....                                                                | 20 |
| Figure 3 : Vue aérienne de la centrale géothermique .....                                                         | 20 |
| Figure 4 : Coupe des puits de forage.....                                                                         | 21 |
| Figure 5 : Répartition de la puissance souscrite par ville (en URF) .....                                         | 27 |
| Figure 6 : Avancement total du nombre d'URF signées sur le réseau d'Arcueil-Gentilly au 31/12/2022 .....          | 28 |
| Figure 7 : Evolution de la puissance souscrite depuis 2016 .....                                                  | 28 |
| Figure 8 : Mixité énergétique du réseau en 2022.....                                                              | 29 |
| Figure 8 : Répartition de la production de chaleur du réseau d'Arcueil-Gentilly en 2022 .....                     | 30 |
| Figure 9 : Contenu CO2 en émissions directes de chaque énergie et du réseau d'Arcueil-Gentilly en 2022 .....      | 32 |
| Figure 10 : Contenu CO2 de chaque énergie et du réseau d'Arcueil-Gentilly en 2022 .....                           | 33 |
| Figure 11 : Décomposition du R1 facturé sur le réseau d'Arcueil-Gentilly depuis la signature de la DSP .....      | 40 |
| Figure 12 : Décomposition du R2 facturé sur le réseau d'Arcueil-Gentilly au cours de l'année 2022.....            | 44 |
| Figure 14 : Prix de vente de la chaleur en fonction de l'énergie majoritaire utilisée.....                        | 45 |
| Figure 15 : Evolution des prix du gaz et de l'électricité entre 2020 et 2023 .....                                | 46 |
| Figure 16 : Monotone de prix de vente moyen des réseaux de chaleur en 2022.....                                   | 46 |
| Figure 17 : Décomposition en coût global chauffage et ECS (€TTC/lgt/an) pour un bâtiment RT 2005 .....            | 49 |
| Figure 15 : Comparaison des factures du RCU avec une solution gaz d'origine, avec Bouclier Tarifaire intégré..... | 50 |
| Figure 16 : Carte des réseaux de chaleurs à proximité du périmètre d'étude.....                                   | 56 |
| Figure 17 : Modalité de valorisation de la chaleur fatale .....                                                   | 59 |
| Figure 18 : Caractéristiques des différents types de chaleur fatale et classification. Source : ADEME .....       | 59 |
| Figure 19 : Carte des Data centers présents sur le territoire.....                                                | 60 |
| Figure 20 : Différents type de géothermie. Source : ADEME et BRGM .....                                           | 62 |
| Figure 21 : Schéma de principe d'un doublet géothermique au Dogger. Source : CfG Services.....                    | 63 |
| Figure 22. Schéma de principe du fonctionnement d'une chaufferie biomasse (source : IDé) .....                    | 65 |
| Figure 27 : Tracé des extensions du scénario MIN .....                                                            | 75 |
| Figure 28 : Tracé des extensions du scénario MAX .....                                                            | 79 |
| Figure 29 : Tracé prévisionnel du tracé du Kremlin-Bicêtre .....                                                  | 83 |

# 1 PREAMBULE

## 1.1 OBJET DU RAPPORT

Le réseau de chaleur d’Arcueil et de Gentilly est alimenté par l’intermédiaire d’un doublet de géothermie au Dogger combiné à l’utilisation de pompes à chaleur. Le réseau est la propriété du **Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour les Énergies et les Réseaux de Communication (SIPPEREC)** et géré par la société **ArGéo (Arcueil, Gentilly, Géothermie-filiale d’ENGIE ENERGIE SERVICES)**, qui assure le financement, la conception, la construction et l’exploitation des équipements de production d’énergie géothermale et la fourniture d’énergie aux abonnés par le biais d’un contrat de DSP conclu avec le SIPPEREC. D’une durée initiale de 30 ans, le contrat de DSP a été prolongé par avenant d’une durée d’un an et deux mois, il prendra donc fin le 30 juin 2044. Le présent document a pour objectif de définir le potentiel d’évolution du réseau de chaleur d’Arcueil/Gentilly à l’horizon 2030. Il sera articulé comme suit :

- Diagnostic historique, contractuel et technico-économique du réseau actuel permettant de définir le scénario de référence,
- Développement du réseau à l’horizon 2030,
- Intégration d’énergies renouvelables dans le mix énergétique de la production,
- Etude des scénarios d’évolution
- Synthèse et plan d’action.

Ce schéma directeur s’inscrit dans une démarche d’assistance auprès du SIPPEREC pour leur permettre de disposer des éléments offrant une vision sur le développement du réseau à l’horizon 2030 et l’intégration d’énergie renouvelable en considérant les aspects techniques, environnementaux et économiques.

## 1.2 RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX RELATIFS À L’ÉTUDE

### 1.2.1 Maître d’ouvrage

Le SIPPEREC, délégant de la DSP d’ARGEO, dirige l’étude.

**Adresse :** Tour Lyon Bercy  
 173-175 rue de Bercy  
 CS 10205  
 75588 PARIS CEDEX 12

#### **Interlocuteurs :**

|                |                                            |                                                                |
|----------------|--------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| Arthur PRÉVOST | Ingénieur Géothermie et réseaux de chaleur | <a href="mailto:aprevost@sipperec.fr">aprevost@sipperec.fr</a> |
|----------------|--------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|

|                |                                  |                                                                    |
|----------------|----------------------------------|--------------------------------------------------------------------|
| Yves KERSUZAN  | Responsable Chaleur renouvelable | <a href="mailto:ykersuzan@sipperec.fr">ykersuzan@sipperec.fr</a>   |
| Sean VAVASSEUR | Directeur Transition Énergétique | <a href="mailto:svavasseur@sipperec.fr">svavasseur@sipperec.fr</a> |

### 1.2.2 Délégataire

Le Maître d'Ouvrage Délégué est ARGEO SAS. Il s'agit de la société dédiée au projet, filiale d'ENGIE

**Adresse :** ARGEO  
 44, rue Henry Barbusse  
 94110 ARCUEIL

**Interlocuteurs :**

|                     |                            |                                                                                    |
|---------------------|----------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| Pierre LAIGROZ      | Responsable de Département | <a href="mailto:pierre.laigroz@engie.com">pierre.laigroz@engie.com</a>             |
| Francis-Loic YAO    | Ingénieur d'exploitation   | <a href="mailto:francis-loicadje.yao@engie.com">francis-loicadje.yao@engie.com</a> |
| Thierry DECHANCE    | Responsable de site        | <a href="mailto:thierry.dechance@engie.com">thierry.dechance@engie.com</a>         |
| Marion VIGNEULLE    | Responsable commerciale    | <a href="mailto:marion.vigneulle@engie.com">marion.vigneulle@engie.com</a>         |
| Grégoire WINTREBERT | Directeur d'Agence         | <a href="mailto:gregoire.wintrebert@engie.com">gregoire.wintrebert@engie.com</a>   |

### 1.2.3 Assistance à Maîtrise d'Ouvrage

Le Bureau de conseils et d'ingénieries ITERM CONSEIL, Filiale du Groupe MANERGY, spécialisé dans les réseaux de chaleur et la géothermie a été choisi par le SIPPEREC pour le rôle d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et la réalisation conjointe du présent schéma directeur.

**Adresse :** ITERM CONSEIL  
 1 allée des Pierres Mayettes  
 92230 GENNEVILLIERS

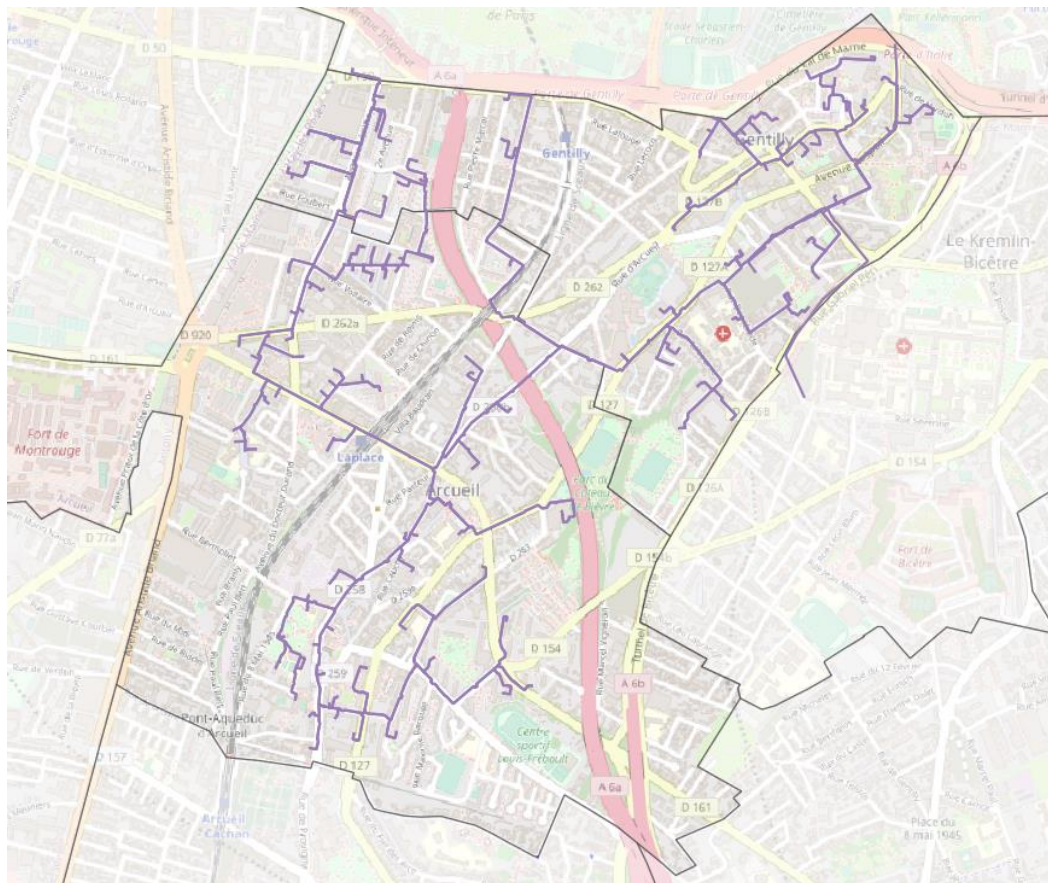
**Interlocuteurs :**

|                |                               |                                                              |
|----------------|-------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Auguste RAMS   | Chargé d'affaires             | <a href="mailto:arams@manergy.fr">arams@manergy.fr</a>       |
| Linda CALVARIN | Responsable d'opérations      | <a href="mailto:lcavarin@manergy.fr">lcavarin@manergy.fr</a> |
| Pauline RAINE  | Directrice du pôle Territoire | <a href="mailto:praine@manergy.fr">praine@manergy.fr</a>     |

## 2 DIAGNOSTIC DU RÉSEAU ET ÉVALUATION DE LA QUALITÉ DE SERVICE FOURNI

### 2.1 PÉRIMÈTRE DE RÉALISATION DU SCHÉMA DIRECTEUR

Le Schéma Directeur est réalisé sur l'ensemble du territoire des villes d'Arcueil et de Gentilly actuellement desservies par le réseau ARGEO. Les besoins de chaleur à alimenter sont exclusivement dans ce périmètre, mais les sources de chaleur renouvelables étudiées pourront être en dehors du périmètre.



**Figure 1 : Périmètre du Schéma Directeur**

### 2.2 CONTEXTE CONTRACTUEL

L'objectif du SIPPEREC pour le réseau de chaleur d'Arcueil/Gentilly est :

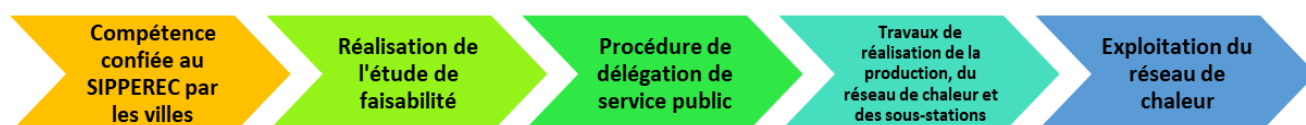
- Obtenir un prix de la chaleur compétitif pour les abonnés du réseau (logements sociaux, équipements publics, entreprises...) et lutter ainsi contre la précarité énergétique,

- Développer au maximum le réseau sur les 2 communes, tout en atteignant un taux de couverture annuel en énergie renouvelable supérieur à 65% pendant toute la durée de la délégation,

La délégation de service public conclue entre le SIPPEREC et ARGEO a été signée le 18 avril 2013. D'une durée de 30 ans non renouvelable, elle a été notifiée le 19 avril 2013.

L'avenant 1, en date de novembre 2021, prolonge la durée de la convention de DSP de 14 mois, portant son échéance au 30 juin 2044.

La convention a pour objet le financement, la conception, la construction et l'exploitation des équipements de production de chaleur et du réseau de chaleur associé.



En qualité de délégataire, la société ARGEO se doit d'assurer dans le respect du principe de continuité du service public les prestations suivantes :

- Établissement et renouvellement des ouvrages nécessaires à la bonne utilisation du réseau de chaleur,
- Exploitation à ses risques et périls de la production thermique et du réseau de chaleur,
- Assurer l'équilibre du financement des investissements, de la distribution, de l'entretien du réseau de chaleur,
- Fourniture de combustible pour les chaufferies d'appoint-secours du réseau,
- L'exploitation, la maintenance et le gros entretien et renouvellement (P2, P3) pour les installations de production (productions centralisées, productions d'appoint-secours) et le réseau primaire,
- Le maintien d'un taux de couverture annuel en énergies renouvelables supérieur à 50% pendant toute la durée de la délégation.

ARGEO s'engage sur la fourniture de l'énergie nécessaire pour assurer les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire de l'ensemble des abonnés.

## 2.2.1 Règlement de service

Le règlement général de service définit les rapports entre les abonnés et le délégataire à savoir :

- Les principes généraux du service,
- Les conditions de livraison de l'énergie (nature et caractéristiques de la chaleur, contrat d'abonnement, entretien et renouvellement des ouvrages etc.),
- Les conditions liées aux abonnements et aux raccordements (tarification et taxes, révision des prix, calcul des indexations etc.),
- Les conditions de paiement,
- Les dispositions diverses (résiliation, durée des abonnements, date d'application, cession, clause d'exécution).

## 2.2.2 Police d'abonnement

Les polices d'abonnement sont souscrites pour chaque site raccordé par un Abonné auprès d'ARGEO.

Les conditions sont définies par :

- L'objet de la police d'abonnement,
- Les caractéristiques de l'abonnement (puissance et unité de répartition forfaitaire),
- Les conditions techniques de livraison,
- Le tarif de vente de la chaleur et la facturation définis dans le règlement de service,
- La date d'entrée en vigueur de l'abonnement ainsi que sa durée,
- Le schéma de principe de la sous-station avec les limites de prestations primaire/secondaire.

## 2.2.3 Frais de raccordement

A l'article 56-4 de la délégation de service public relatif aux frais de raccordement, il est précisé que les raccordements définis comme étant des travaux de premier établissement ne peuvent être éligibles à des frais de raccordement. De plus, dans le cas d'un raccordement non obligatoire (réseau non classé) les frais de raccordement perçus auprès de l'abonné devront être justifiés par ArGéo comme permettant d'assurer, compte tenu du rapport longueur du branchement/puissance souscrite, un équilibre économique comparable à celui retenu par ArGéo dans la convention de DSP.

## 2.2.4 Historique de la Délégation

- Mi-décembre 2010 : Signature d'une convention tripartite pour le lancement d'une étude de faisabilité et l'assistance à la maîtrise d'ouvrage en vue de la passation d'une délégation de service public pour l'opération de géothermie (réalisation d'un réseau de chaleur alimenté en priorité par un doublet au Dogger) sur les communes d'Arcueil et de Gentilly et création d'un comité de suivi de l'opération,
- Mars 2011 : Notification du groupement SERMET/BERIM/GPC IP pour réaliser l'étude de faisabilité, accompagner le SIPPEREC dans la procédure en vue de la réalisation de l'opération et suivre les travaux,
- Août 2011 : Dépôt d'un dossier de permis de recherche minier et de demande d'autorisation de travaux pour le projet de réseau de chaleur géothermique d'Arcueil/Gentilly,
- Décembre 2011 : Décisions des communes d'Arcueil et de Gentilly de lancer la réalisation du réseau de chaleur géothermique via une procédure de Délégation de Service Public,
- Avril/Mai 2012 : Lancement de la procédure de Délégation de Service Public pour la réalisation et l'exploitation du réseau de chaleur géothermique d'Arcueil/Gentilly,
- Mars 2013 : Désignation du délégataire par le SIPPEREC,
- 18 avril 2013 : signature de la délégation de service public entre les deux parties prenantes,
- 19 avril 2013 : notification et prise d'effet de la DSP,
- Novembre 2013 à mars 2014 : Travaux de forage,
- Avril 2014 à juin 2015 : Construction du réseau de chaleur,

- Octobre 2014 à octobre 2015 : Travaux sur la centrale de production,
- Au 1<sup>er</sup> juin 2015 : Début de la mise en service du réseau de chaleur,
- 15 octobre 2015 : Mise en service industrielle de la chaufferie centrale,
- 13 janvier 2016 : Mise en service de la pompe à chaleur,
- Novembre 2021 : Signature de l'Avenant n°1, qui, en vue de prendre en compte les surcoûts liés aux travaux de désamiantage des enrobés lors des travaux de premier établissement, prévoit :
  - L'intégration au CEP du surcoût lié au désamiantage
  - La prolongation de la convention de DSP de 14 mois, portant son échéance au 30 juin 2044
  - La modification de la clause d'intéressement
- Décembre 2021 : Classement du réseau de chaleur ARGEO sur les communes d'Arcueil et Gentilly.

## 2.3 INDICATEURS DE PERFORMANCE DU RÉSEAU

Les indicateurs de performance du réseau sont présentés par rapport aux résultats de l'exercice 2022.

### 2.3.1 Assurer les besoins maximaux et ajuster en permanence la production aux besoins

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou<br>complémentaire) | EVALUATION                                                                                                                       | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|--------|---------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.1-M1 | Taux d'appel de puissance                   | $\frac{\text{Puissance maximale appelée théorique (pour Text de base)}}{\text{Puissance maximale de la production en centrale}}$ | <p>Puissance maximale appelée : 34,7 MW (en 2022 extrapolé par -7°C)<br/>           Puissance maximale de production : 40,9 MW (Géothermie (11,9 MW), PAC (11 MW) et Chaudière Gaz (18 MW))</p> <p>Le taux d'appel de puissance est de <b>84%</b>.</p> <p>Ce taux montre que la puissance installée est suffisante pour assurer les besoins actuels du réseau. Également ARGEO possède près de 21 MW de chaudières gaz décentralisées mises à disposition ainsi qu'un secours par chaudières mobiles au fioul (2 x 2,5 MW). <b>Soit une puissance maximale de production de 66,9 MW et un taux d'appel de puissance de 52%</b> en prenant en compte les installations d'appoint / secours décentralisées.</p> |

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire)           | EVALUATION                                                                                                                                                                                                                                     | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
|--------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1.1-C1 | Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance | $\frac{\text{Quantité d'énergie thermique livrée (Ch + ECS)}}{\text{Puissance maximale appelée}}$ <p>Ce taux permet de « mesurer » l'adéquation entre le dimensionnement du système de production et les besoins instantanés à satisfaire.</p> | La durée d'utilisation équivalente à pleine puissance est estimée à <b>1726 h soit 20% de l'année. Le réseau de chaleur dispose d'une bonne réserve de puissance.</b>                                                                                                                                                           |
| 1.2-M1 | Taux d'interruption pondéré du service             | $\frac{\sum(\text{nb d'h d'arrêt} \times PS)}{\text{Période de fonctionnement} \times \sum PS}$ <p>PS = Puissance souscrite</p>                                                                                                                | Le Service du chauffage urbain des Villes d'Arcueil et de Gentilly a été assuré sans discontinuité pendant l'exercice 2022. Malgré les problématiques sur les équipements de production EnR&R avec un arrêt technique programmé le 14 et 15 juin 2022 la continuité d'alimentation a été assurée par la chaufferie gaz d'ARGEO. |
| 1.4-M1 | Puissance souscrite au km                          | $\frac{PS \text{ totale}}{\text{Longueur totale du réseau de distribution}}$                                                                                                                                                                   | La puissance souscrite au mètre linéaire estimée pour l'année 2022 est de <b>2,52 URF / ml.</b>                                                                                                                                                                                                                                 |
| 1.4-C1 | Développement                                      | $\frac{PS \text{ en fin d'exercice} - PS \text{ en début d'exercice}}{PS \text{ en début d'exercice}}$                                                                                                                                         | Le développement annuel de 2022 est estimé à <b>3,6%</b> . 8545 URF ont été signés au cours de l'exercice, amenant la puissance souscrite des polices d'abonnement à 244 718 URF au 31/12/2022.                                                                                                                                 |

### 2.3.2 Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire) | EVALUATION                                                                                                                 | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                                                                          |
|--------|------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2.1-M1 | Bouquet énergétique                      | Répartition des quantités d'énergies à la production                                                                       | <u>Géothermie + PAC</u> : 58 437 MWh (88% de la production totale)<br>Gaz : 7 707 MWh (12% de la production totale)                                                                                                                               |
| 2.1-M2 | Émissions de CO <sub>2</sub>             | $\frac{\text{Quantité de CO}_2 \text{ rejetée}}{\text{Quantité d'énergie thermique entrante (Ch + ECS)}}$                  | Le taux d'émission de CO <sub>2</sub> est estimé d'après le formulaire SNCU à <b>44 g<sub>CO2</sub>/kWh</b> soit une <b>diminution de 37% par rapport à l'exercice 2017. Le taux défini par le titre V (95 g<sub>CO2</sub>/kWh) est respecté.</b> |
| 2.1-C1 | Rejets atmosphériques                    | Quantité de polluants rejetés dans l'atmosphère<br>Par calcul théorique et réalisé par le bureau VERITAS.                  | Donnée non disponible                                                                                                                                                                                                                             |
| 2.1-C2 | Rejets de polluants                      | Résultats des mesures réglementaires de rejets dans le milieu naturel par rapport au seuil réglementaire (par combustible) | Donnée non disponible                                                                                                                                                                                                                             |
| 2.2-M1 | Facteur de ressource primaire            | $\frac{\text{Quantité d'énergie primaire non renouvelable consommée}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$         | Le calcul pour l'année 2022 donne un facteur de ressource primaire de <b>22,6%</b> dont :<br>- 8,2% électricité PAC<br>- 14,4% Gaz                                                                                                                |

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire)      | EVALUATION                                                                                                                                                                    | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                |
|--------|-----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 2.2-M2 | Consommation d'eau du réseau                  | $\frac{\text{Quantité d'eau consommée sur le réseau}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$                                                                            | Quantité d'eau consommée : 606 m <sup>3</sup><br>Quantité d'énergie livrée : 60 058 MWh<br>La consommation d'eau d'appoint sur le réseau en 2022 est de <b>10,1 m<sup>3</sup>/kWh</b> . |
| 2.3-M1 | Coût des sinistres                            | $\frac{\text{Coût des sinistres TTC}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires TTC}}$<br><i>Coût des sinistres = définition comptable ou sinistres déclarés aux assurances</i> | Sinistre PAC : 92 415 €TTC<br>Part fixe (R2) : 6 075 947 €TTC<br>Ce taux est donc de <b>1,5%</b> .                                                                                      |
| 2.3-C1 | Fréquence et gravité des accidents du travail | Nombre de jours d'arrêt de travail pour accidents du travail du personnel par année                                                                                           | Aucun accident du travail n'a été constaté par ArGéo.                                                                                                                                   |

### 2.3.3 Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire) | EVALUATION                                                                                                                               | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                        |
|--------|------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 3.1-M1 | Renouvellement des installations         | $\frac{\text{Montant des travaux de GER (TTC)}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires (TTC)}}$<br>GER = Gros Entretien, Renouvellement | Montant des travaux GER 2022 : 472 546 €HT, soit une estimation de <b>567 055 €TTC</b><br>Part fixe des recettes tarifaires R2 : <b>6 075 947 €TTC</b><br><b>Rapport = 9,3%</b> |

### 2.3.4 Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou<br>complémentaire)        | EVALUATION                                                                                           | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                                                                 |
|--------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 4.1-M1 | Prix moyen du MWh                                  | $\frac{\text{Recettes d'énergie thermique totales TTC}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$ | <p>Recettes d'énergie thermique totales (R1+R2) :<br/> <b>10 645 604 € TTC</b></p> <p>Quantité d'énergie thermique livrée : <b>60 058 MWh.</b></p> <p>Le prix moyen du MWh pour l'exercice est évalué à<br/> <b>177,25 € TTC/MWh</b></p> |
| 4.1-C1 | Poids de la part proportionnelle aux consommations | $\frac{R1 \text{ TTC}}{\text{Recettes d'énergie thermique TTC}}$                                     | La consommation de chaleur des abonnés représente <b>43%</b> des recettes d'énergie thermique.                                                                                                                                           |
| 4.2-M1 | Enquête de qualité et de satisfaction              | Existence d'une enquête qualité et note globale obtenue                                              | Donnée non disponible                                                                                                                                                                                                                    |
| 4.2-C1 | Réclamations                                       | Nombre de réclamations écrites concernant le réseau                                                  | ARGEo a été sollicité 18 fois en 12 mois (bien inférieur aux 69 demandes d'intervention de 2021).                                                                                                                                        |
| 4.3-C1 | Réunions avec les représentants des abonnés        | Nombre et fréquence des réunions avec les représentants des usagers                                  | Aucune réunion effectuée                                                                                                                                                                                                                 |

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire)                                  | EVALUATION                                                                                                                                                                                                                                                                             | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|--------|---------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 4.4-M1 | Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés | Nombre, nature et contenu des actions (conseils aux abonnés, certificats d'économies d'énergie, mise à disposition de données sur la consommation au m <sup>2</sup> habitable pour le logement, au m <sup>2</sup> SHON pour le tertiaire, existence d'une disposition dans le contrat) | <p>Mise en place d'un outil interne d'analyse d'encrassement des échangeurs (déploiement prévu pour juin-juillet 2023, ainsi que un plan d'actions suite aux résultats).</p> <p>Également ARGEO prévoit de mettre en place des solutions d'épuisement de chaleur vis-à-vis des nouveaux abonnés avec des besoins d'ECS : soit par un échangeur de préchauffage d'eau froide par les retours ECS, soit par la récupération par vanne 3 voies, ou les deux principes combinés. Cette optimisation est plus à l'attention du délégataire que des abonnés.</p> |

### 2.3.5 Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public

|        | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire) | EVALUATION                                                        | RESULTAT (exercice 2022) |
|--------|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 5.1-C1 | Demandes d'explication de factures       | Nombre de demandes écrites d'explication de factures              | Donnée non disponible    |
| 5.1-C2 | Taux d'avoirs                            | $\frac{\text{Nombre d'avoirs}}{\text{Nombre de factures émises}}$ | Donnée non disponible    |

### 2.3.6 Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur

|            | INDICATEUR<br>(majeur ou complémentaire) | EVALUATION                                                    | RESULTAT (exercice 2022)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|------------|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 6.1-<br>C1 | Information des citoyens                 | Existence d'actions d'informations à destination des citoyens | Des visites régulières sont effectuées à la demande du SIPPEREC ou des villes d'Arcueil et Gentilly afin de promouvoir la production d'énergie géothermique.<br>D'autres visites sont réalisées, collectifs de copropriétés, abonnés du réseau, ainsi que de personnes intéressées peuvent être prévus et réalisé tout l'année.<br>Le premier comité des usagers a eu lieu en 2023. |

## 2.4 AUDIT TECHNIQUE

### 2.4.1 Sites de production

Le réseau de chaleur d'Arcueil/Gentilly assure la production et la distribution de 66 GWh sur l'ensemble du réseau. Il est alimenté par plusieurs centrales de production :

- 1 chaufferie principale comprenant la centrale géothermique (doublet de géothermie + PAC) et 1 chaufferie gaz centralisée (3 chaudières de 6 MW),
- 3 chaufferies gaz d'appoint disposée en injection
- 5 chaufferies gaz de secours décentralisés.

#### 2.4.1.1 Doublet géothermal

Historique des travaux :

- 29/07-11/10/2013 : Génie civil plate-forme et avant-puits,
- 12/11-22/11/2013 : Amenée et montage des appareils de forage,
- 22/11-24/01/2014 : GAG 1 : Forage, complétion, essais,
- 24/01-31/01/2014 : Ripage des puits,
- 31/01-12/03/2014 : GAG 2 : Forage, complétion, essais,
- 13/03-20/03/2014 : Démontage et repli du matériels de forage,
- 28/09/2015 : Mise en service.

Caractéristiques techniques du doublet de géothermie d'Arcueil/Gentilly :

|                                                                            | Puits de<br>production<br>(GAG 1) | Puits<br>d'injection<br>(GAG 2) |
|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Longueurs forées (m/sol)                                                   | 1876                              | 1850                            |
| Température d'injection minimale (°C)                                      |                                   | 25                              |
| Espacement du doublet (m)                                                  | 1240                              |                                 |
| Débit maximal autorisé (m <sup>3</sup> /h)                                 | 350                               |                                 |
| Débit nominal (m <sup>3</sup> /h)                                          | 300                               |                                 |
| Température au toit du réservoir (débit de 150-160 m <sup>3</sup> /h) (°C) | 62                                |                                 |
| Puissance de pompage totale au débit nominal (kW <sub>el</sub> )           | 850                               |                                 |

Le réseau de chaleur est alimenté à l'aide d'un doublet géothermique localisé sur la commune d'Arcueil dans un triangle délimité par la rue Henri Barbusse, l'autoroute A6a, la bretelle d'accès à l'autoroute A6a et au PC de la police. L'accès à la zone se fait au 44 rue Henri Barbusse.



Figures 2 : Périmètre du doublet géothermique

Le doublet de géothermie se compose d'un puits producteur (GAG 1) duquel l'eau géothermale est extraite et d'un puits injecteur (GAG 2) employé pour renvoyer l'eau géothermale vers la nappe du Dogger après récupération des calories. Il s'agit de puits déviés à double tubage acier de protection des aquifères à eaux douces de l'Yprésien, de l'Albien et du Néocomien.



Figure 3 : Vue aérienne de la centrale géothermique

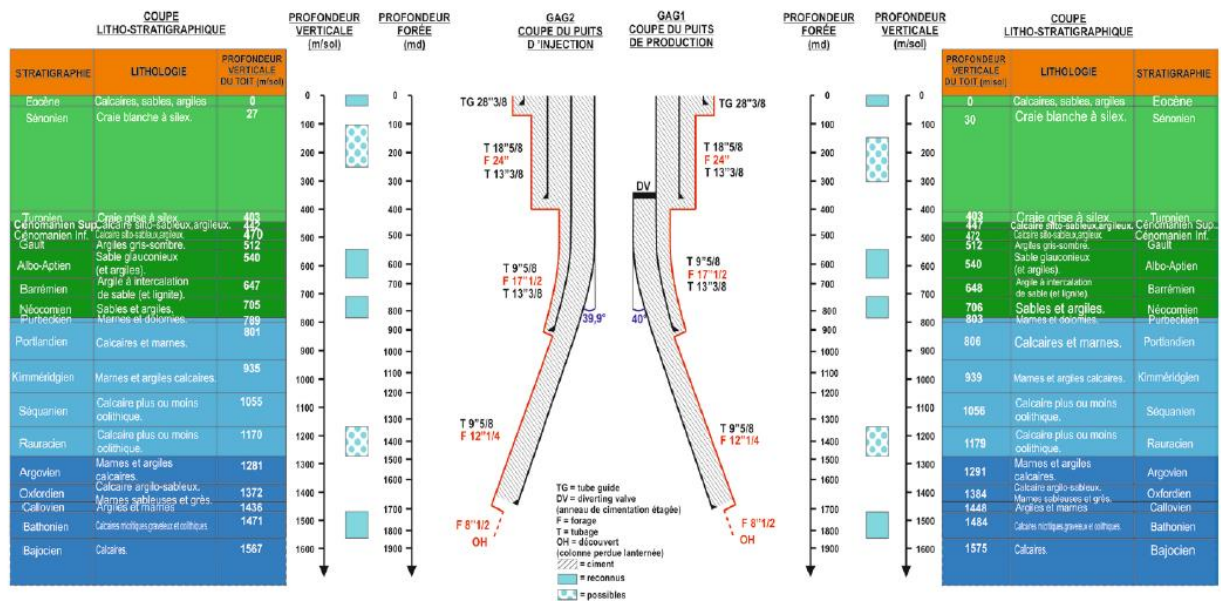


Figure 4 : Coupe des puits de forage

Les puits font l'objet d'un suivi périodique de la boucle géothermale et du traitement inhibiteur de corrosion effectué par la société Geofluid. Les points abordés lors de ce suivi concernent la corrosion des puits, les propriétés physico-chimiques du fluide géothermal ainsi que les caractéristiques techniques des puits producteur et injecteur. La réglementation impose également la réalisation d'une diagraphe sur le puits de production aux minimum tous les cinq ans (ou lors de chaque remontée des équipements immergés) et une sur le puits d'injection tous les trois ans.

À la fin 2022, les analyses physico-chimiques du puits étaient satisfaisantes mais faisaient état d'une vitesse de corrosion en augmentation. La pression d'injection et le niveau dynamique du puits sont conformes aux attentes.

#### 2.4.1.2 Centrale géothermie

Les installations de la centrale géothermique sont constituées de :

- 1 doublet géothermal comprenant un puits producteur (GAG-1) et un puits injecteur (GAG-2),
- 2 échangeurs géothermaux en titane d'une puissance totale de 15 MW,
- 2 pompes à chaleur : 1 PAC centrifuge de 6 MW et 1 PAC à vis de 5 MW.

Le doublet géothermal a été mis en service le 28/09/2015. Les pompes à chaleur ont été mises en service le 13 janvier 2016.

ARGEO indique que la température d'eau géothermale extraite est d'environ 62°C soit 2°C de moins que la température prévisionnelle. Au cours de l'année 2022 la température en tête de puits a évolué entre 61,8 et 63,1 °C pour une température de réinjection allant de 24,2 à 58,5°C.

Le débit exhaure prévu par le permis minier s'élève à 350 m<sup>3</sup>/h. Les relevés ponctuels effectués par le bureau d'étude sous-sol indiquent en 2022 des débits entre 229,1 m<sup>3</sup>/h et 324,7 m<sup>3</sup>/h.

### 2.4.1.3 Chaufferies d'appoint

Les installations d'appoint gaz en centrale sont constituées de 3 chaudières gaz de puissance unitaire de 6 MW.

Depuis le 31 décembre 2016, ARGEO exploite 8 chaufferies décentralisées mises à disposition qui sont :

- 6 chaufferies appartenant à l'OPALY : chaufferie K, chaufferie HV, chaufferie Irlandais, chaufferie Reine blanche G2, chaufferie Frileuse Thiberville et chaufferie HX,
- 1 chaufferie appartenant à Fondation Vallée,
- 1 chaufferie appartenant à la Caisse des dépôts.

Des conventions pour mise à disposition à titre gratuit ont été signées pour une durée spécifiée pour chaque chaufferie. Le tableau ci-dessous répertorie les chaufferies mises à disposition, la date de signature et l'échéance de mise à disposition.

| Identifiant ARGEO | Abonné                                | Bâtiment                              | Ville    | Type de MAD     | Puissance Installée (kW) |
|-------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------|-----------------|--------------------------|
| <b>A19</b>        | OPALY                                 | Irlandais                             | Arcueil  | Injection       | 1 750                    |
| <b>A30</b>        | Caisse des Dépôts et Consignations    | Caisse des Dépôts - Arcueil 3         | Arcueil  | Délestage       | 1 750                    |
| <b>C03</b>        | OPALY                                 | Chaperon Vert HV                      | Gentilly | Injection       | 4 384                    |
| <b>C06</b>        | OPALY                                 | Chaperon Vert K                       | Arcueil  | Ilot et Secours | 4 100                    |
| <b>G06</b>        | OPALY                                 | Reine Blanche G2                      | Gentilly | Injection       | 4 300                    |
| <b>G11</b>        | OPALY                                 | Frileuse Thiberville                  | Gentilly | Délestage       | 1 700                    |
| <b>G15</b>        | Centre Hospitalier "Fondation Vallée" | Centre Hospitalier "Fondation Vallée" | Gentilly | Délestage       | 1 510                    |
| <b>L01</b>        | OPALY                                 | Chaperon Vert HX                      | Arcueil  | Ultime secours  | 1 650                    |
| <b>Total</b>      |                                       |                                       |          |                 | 21 114                   |

#### 2.4.1.4 Chaufferie secours fioul

La centrale ARGEO est équipée d'un piquage permettant de venir secourir le réseau par le biais de chaufferies mobiles. Au total, 2 chaufferies mobiles au fioul de puissance unitaire de 2,5 MW peuvent être installées au droit de la chaufferie principale.

### 2.4.2 Bilan de puissance

L'appel de puissance maximal observé à ce jour par ARGEO à -2°C extérieur est de 27,84 MW, extrapolé par -7°C extérieur l'appel de puissance maximal serait de 34,79 MW.

La puissance installée des chaudières gaz (centrale + appoint + secours) est quant à elle de 39,14 MW, ce qui permet à première vue de subvenir aux besoins du réseau en cas de défaut de la production EnR. Cependant, la puissance des chaudières gaz réellement exploitable sur le réseau ne doit pas prendre en compte les chaufferies qui fonctionnent uniquement en délestage local et en ultime secours. Autrement dit les chaufferies suivantes :

- Fondation Vallée
- Caisse de dépôts
- Frilleuse Thiberville
- Chaperon Vert HX
- Chaperon Vert K

Au total, ces sites représentent 10,71 MW de puissance installée pour une puissance appelée maximale de 8,64 MW. En utilisant ces chaufferies en délestage et ilotage, l'appel de puissance du reste du réseau par -7°C devient 26,15 MW. La puissance gaz disponible restante comprend la chaufferie centrale (18 MW) et les 3 chaufferies en injection (Irlandais, Chaperon Vert HV et Reine Blanche) soit une puissance totale de 28,43 MW. Les installations permettent donc de couvrir l'ensemble des besoins des abonnés avec une marge de 2,28 MW

S'ajoutent à cette puissance installée, les chaufferies mobiles au fioul raccordables au niveau de la centrale, pour une puissance totale de 5 MW (2 x 2,5 MW) permettant de sécuriser la production en cas de défaut de la production EnR même en plein hiver.

### 2.4.3 Suivi des installations, contrôles réglementaires

Les chaufferies sont soumises aux réglementations des installations de combustion. Afin d'assurer la qualité et prévenir des dysfonctionnements, les contrôles sont réalisés périodiquement. De nombreux justificatifs de contrôles réglementaires n'ont pas été transmis lors du rapport annuel de l'exercice 2022 et seront fournis lors du prochain rapport annuel. Le reste des contrôles est conforme aux attentes.

#### **Pour la chaufferie principale d'ArGéo :**

- Détection incendie : **non remis**
- Contrôle des installations électriques : **non remis**

- Mesures des niveaux d'émissions sonores,
- Contrôle des rejets atmosphériques,
- Contrôle périodique de la détection gaz/fonctionnement de la chaîne de coupure : **non remis**
- Contrôle de la conformité du rendement des chaudières,
- Ramonage des cheminées.

#### **Pour les chaufferies K/HV/Irlandais :**

- Détection incendie : **non remis**
- Contrôle des installations électriques : **non remis**
- Mesure périodique de la pollution rejetée : **non remis**
- Contrôle des rejets atmosphériques : **non remis**
- Contrôle périodique de la détection gaz/fonctionnement de la chaîne de coupure : **non remis**
- Contrôle de la conformité du rendement des chaudières : **non remis**
- Ramonage des cheminées : **non remis**

#### **Pour les chaufferies Reine Blanche G2/Frileuse Thiberville/HX/Fondation Vallée :**

- Contrôle des installations électriques : **non remis**
- Mesure périodique de la pollution rejetée : **non remis**
- Contrôle des rejets atmosphériques : **non remis**
- Contrôle périodique de la détection gaz/fonctionnement de la chaîne de coupure : **non remis**
- Contrôle de la conformité du rendement des chaudières : **non remis**
- Ramonage des cheminées : **non remis**

#### **Pour les Pompes à chaleur :**

- Vérification d'étanchéité des tuyauteries,
- Détection de fuite du fluide frigorigène,
- Contrôles des installations électriques.

#### **Pour la centrale géothermale :**

- Contrôle des installations électriques : **non remis**
- Caractéristiques hydrodynamiques du fluide géothermale,
- Estimation de la vitesse de corrosion des tubages,
- Analyses physico-chimiques du fluide géothermale,
- Mesure des niveaux d'émissions sonores : **non remis**
- Vérification de l'intégrité du tube d'injection de produit.

**Un certain nombre de justificatifs des contrôles réglementaires effectués n'a pas été communiqué par ARGEO et doivent être remis afin d'attester le bon suivi des installations.**

## **2.4.4 Réseau de distribution**

### **2.4.4.1 Descriptif sommaire du réseau de distribution**

La gestion de l'exploitation suit deux principes :

- Optimisation de l'efficacité énergétique du réseau,
- Utilisation de la chaleur par l'abonné, notamment avec une maîtrise des températures de retour de chacun des bâtiments.

Pour cela, des vannes à pression différentielles ont été mises en place pour équilibrer le réseau et permettre une meilleure action des vannes de régulation.

L'ensemble des réseaux des ZAC ou bâtiments tertiaires sont en 3 tubes HT/MT et BT pour utiliser de façon optimum les retours des sous-stations des bâtiments anciens et abaisser encore les températures de retour.

L'énergie thermique fournie par la centrale géothermique est distribuée via un réseau de tuyaux en acier carbone pré-isolés munis d'une isolation thermique en polyuréthane à haute densité et d'une couche externe de protection en polyéthylène rigide à haute densité. L'eau chaude est distribuée sur le réseau par 3 pompes PEC.

#### 2.4.4.2 Pertes thermiques et rendements du réseau

Evolution des pertes du réseau depuis sa création :

|                            | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   |
|----------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Production thermique (MWh) | 67 925 | 68 518 | 66 708 | 79 915 | 66 144 |
| Chaleur livrée (MWh)       | 62 355 | 63 843 | 61 403 | 74 314 | 60 058 |
| Rendement réseau (%)       | 92%    | 93%    | 92%    | 93%    | 91%    |

Le contrat de DSP prévoyait des pertes réseau à hauteur de 5%. Comme nous pouvons le constater, les conditions de fonctionnement du réseau sont légèrement différentes avec un rendement moyen de 92% ces 5 dernières années. Ce rendement est notamment dû aux fortes déperditions thermiques du réseau lors de l'été, pouvant passer sous le seuil des 70%.

#### 2.4.5 Sous-stations

Dans ses rapports annuels, et lors de différentes réunions d'exploitation mensuelles, ArGéo a fait part que l'épuisement de chaleur de certains bâtiments n'est pas suffisant au niveau de l'échangeur en sous-station et pénalise le réseau en renvoyant des températures trop élevées.

Ainsi, afin de s'assurer du bon fonctionnement des sous-stations (SST), des visites sont organisées périodiquement dans le cadre du suivi d'exploitation du réseau de chaleur.

D'après les rapports de synthèse de sous-stations datant de 2023 les sous-stations présentent un état pouvant être qualifié de « moyen » à « bon ». Elles sont situées majoritairement en sous-sol, mais peuvent être en terrasse ou au rez-de-chaussée.

##### Remarques :

Un état « bon » signifie que les installations sont neuves alors qu'un état « mauvais » est attribué lorsque l'utilisation de l'installation peut être compromise. Un état « moyen » est quant à lui attribué lorsque l'installation est relativement vieille et/ou qu'elle a subi des fuites. Enfin, un état « correct » est attribué lorsque l'installation est en bon état mais que des premiers signes d'usure sont observables.

Des visites, à hauteur de 20-30 sous-stations par an, ont permis de soulever les points suivants :

- L'état général des sous-stations est bon, hormis certaines sous-stations dans lesquelles la partie secondaire (non à la charge d'ARGE0) présente des équipements vétustes,
- Les canalisations sont en bon état,
- Certains schémas de principe ne sont pas présents ou ne sont pas à jour, l'étiquetage des réseaux n'est pas toujours présent,
- Le différentiel de pression des échangeurs est nul sur la quasi-totalité de l'échantillon, signifiant l'absence d'encrassement des échangeurs,
- Les pompes primaires sont dans un état « bon » à « correct » tandis que les pompes réseau du secondaire sont dans des états plus détériorés,
- Les compteurs d'énergie, sondes de température, débitmètres fonctionnent correctement,
- Les armoires électriques et GTC sont également en bon état.

Afin de réaliser une amélioration de la performance énergétique du réseau, ARGE0 s'est penché sur la question des températures retour des sous-stations, critère important pour les réseaux alimentés par géothermie, nécessitant des températures retour basses. Une campagne d'analyse approfondie des installations durant la saison 2021-2022 a permis d'identifier les sous-stations avec des températures retour trop élevées (> à 55°C), qui sont fortement pénalisantes pour la valorisation de la géothermie, avec pour objectif la réalisation de travaux d'amélioration en 2024. Les deux axes d'optimisation mis en place par ARGE0 sont :

- La mise en place d'un outil interne d'analyse d'encrassement des échangeurs par le pincement froid,
- La valorisation des solutions d'épuisement pour les abonnés avec des besoins d'ECS : soit par un échangeur de préchauffage d'eau froide par les retours ECS, soit par la récupération par vanne 3 voies, ou les deux principes combinés (GeodUne par exemple).

Les sites identifiés pour la mise en place d'une optimisation au niveau des échangeurs sont les suivants :

- G12 - OPALY VAL DE MARNE
- G13 - OPALY RENE CASSIN
- G25 - COPRO MOULIN DE LA ROCHE
- A02 – OPALY AUGUSTE DELAUNE
- A14 – OPALY EGLISE
- A20 – OPALY MAISON DES GARDES
- C01-OPALY ANTOINE MARIN
- C16.1 RESIDENCE LE PATIO DE JADE
- G43 - LYCEE VAL DE BIEVRE
- G50 - RESIDENCE SACRE CŒUR

## 2.4.6 Patrimoine raccordé

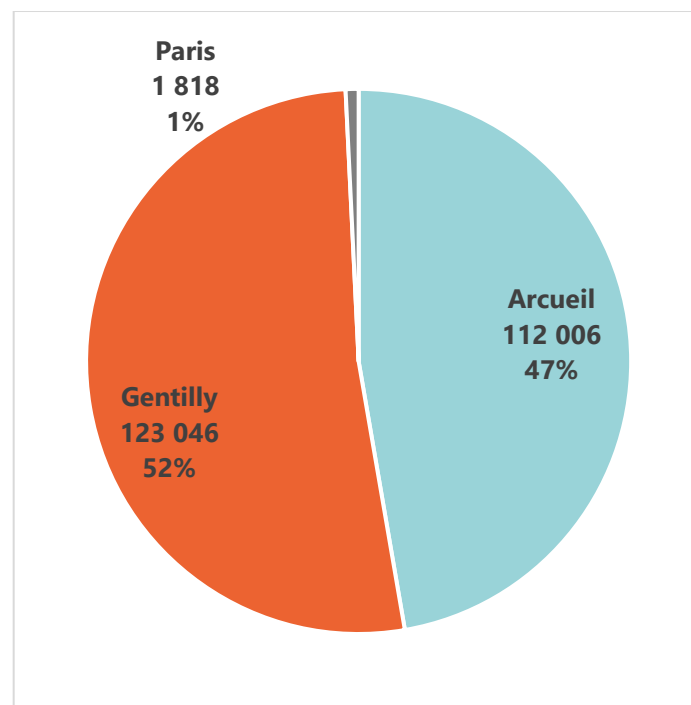
Le réseau de chaleur d'Arcueil/Gentilly est passé de 122 points de livraison fin 2017 à 142 au 31 décembre 2022. On note également 149 polices d'abonnement signées fin 2022.

Pour 2022 la globalité du réseau représentait une puissance souscrite totale signée de 49 576 kW.

La répartition de la puissance souscrite totale pour l'exercice 2022 pour les sous-stations ayant consommé de l'énergie selon la ville est donnée ci-dessous :

| Ville        | Puissance souscrite 2022<br>(kW) |
|--------------|----------------------------------|
| Arcueil      | 25 111                           |
| Gentilly     | 24 081                           |
| Paris        | 385                              |
| <b>Total</b> | <b>49 576</b>                    |

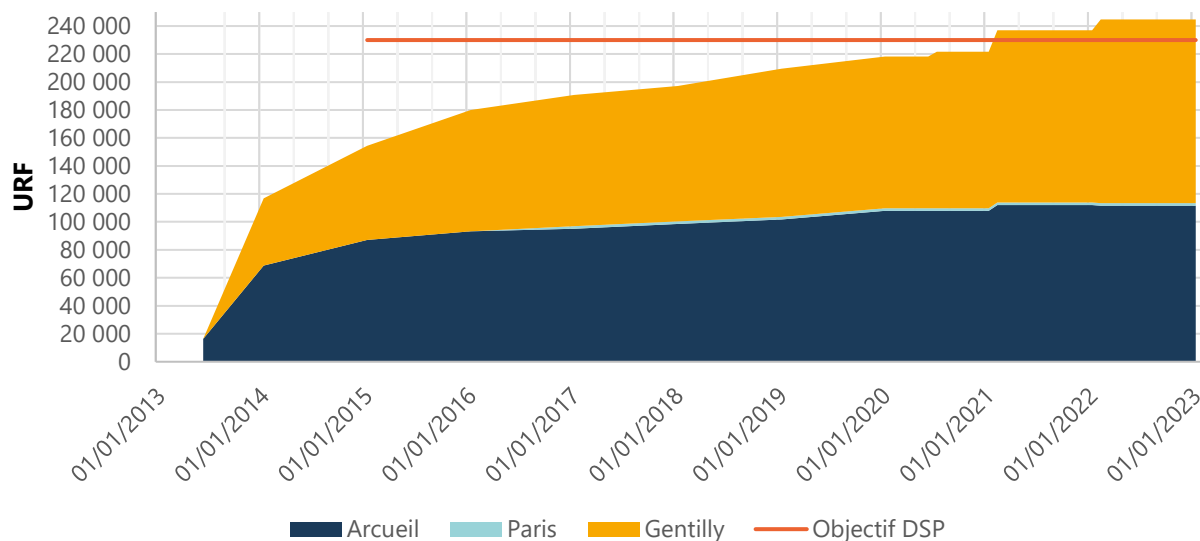
Cette puissance souscrite totale est répartie de la manière suivante :



**Figure 5 : Répartition de la puissance souscrite par ville (en URF)**

L'évolution de la puissance souscrite depuis 2014 est présentée dans le graphique suivant :

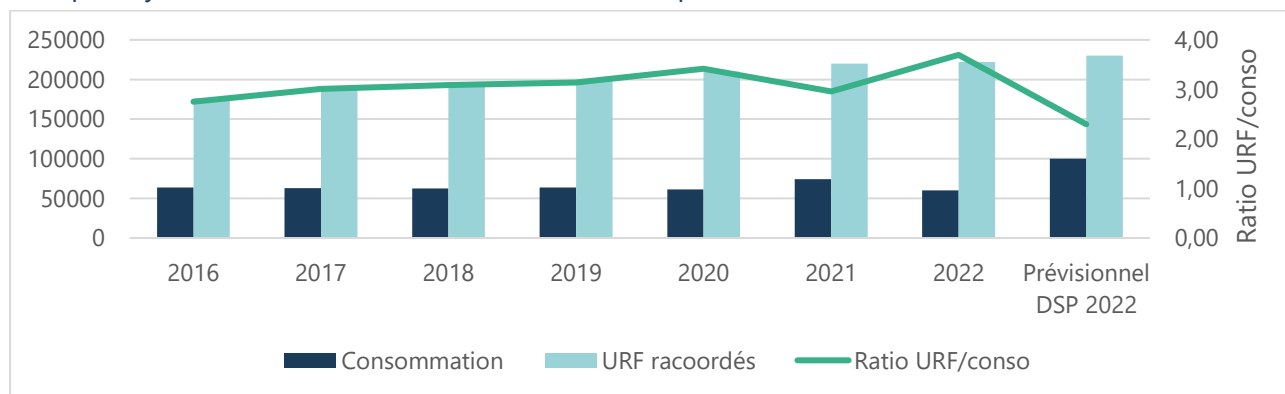
## Avancement total du nombre d'URF signées sur le réseau d'Arcueil-Gentilly au 31/12/2022



**Figure 6 : Avancement total du nombre d'URF signées sur le réseau d'Arcueil-Gentilly au 31/12/2022**

Nous pouvons voir sur ce graphique que l'objectif de puissance souscrite de la DSP (229 962 URF) a été atteint en 2022 en comptabilisant près de 244 718 URF signés.

Malgré un développement satisfaisant des puissances souscrites, le réseau présente un retard en termes de ventes de chaleur. L'année 2021 a été l'année avec les ventes de chaleur les plus importantes, s'élevant à 74,3 GWh de besoins pour 2339 DJU. A titre de comparaison, le contrat de DSP prévoyait des ventes de 100,1 GWh de chaleur par an dans les cadres financiers.

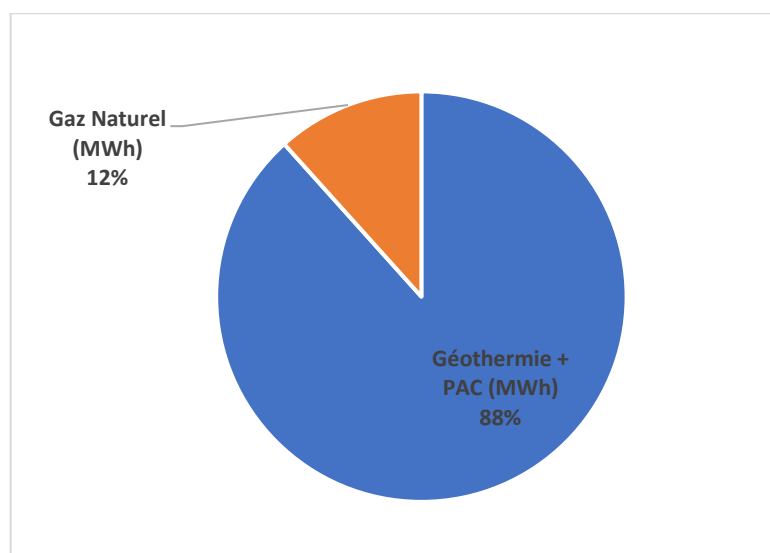


**Figure 7 : Evolution de la puissance souscrite depuis 2016**

### 2.4.7 Bouquet énergétique et taux EnR&R

La répartition des quantités d'énergies nécessaires à la production pour l'exercice 2022 est la suivante :

| Répartition des productions (MWh utile) | 2022   |
|-----------------------------------------|--------|
| <b>Géothermie + PAC</b>                 | 58 437 |
| <b>Chaudières locales Gaz</b>           | 7 707  |
| <b>Total Production Thermique</b>       | 66 144 |



**Figure 8 : Mixité énergétique du réseau en 2022**

Le taux de couverture EnR&R (géothermie +PAC) pour l'exercice 2022 est de 88%. Cependant, il est souvent plus intéressant de mettre en avant le taux d'Energies Renouvelables et de Récupération (EnR&R), qui est utilisé par l'ADEME et le service des impôts pour fixer le taux de TVA de la facturation demandée aux abonnés.

**Taux de couverture EnR&R** : ce taux correspond à la part couverte par les énergies renouvelables dans le mix énergétique de la production de chaleur du réseau. Pour le réseau d'ArGéo, cela concerne l'énergie provenant de la géothermie et de la pompe à chaleur (PAC).

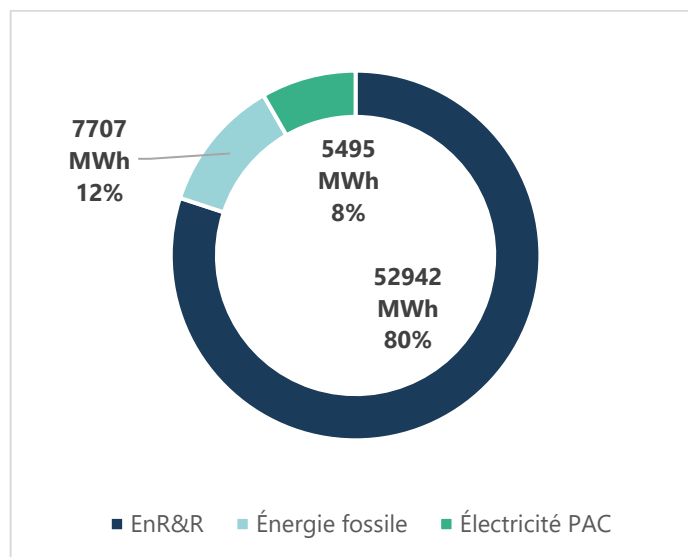
**Taux d'EnR&R** : ce taux correspond au taux de couverture ci-dessus défini auquel il est soustrait la part d'énergie fossile nécessaire au fonctionnement de la production de chaleur provenant d'énergie renouvelable ou de récupération. Pour le réseau d'ArGéo, cela concerne la consommation électrique de la PAC.

Le taux d'Energies Renouvelables et de Récupération est déterminé selon l'article 279b decies du Code Général des Impôts. Les énergies utilisées par les réseaux de chaleur (dites « primaires ») sont classées en 3 types (celles relatives au cas d'Arcueil-Gentilly sont en gras) :

- Energies fossiles : Charbon, Fiouls lourd et domestiques, GPL, **Gaz Naturel** ;
- Energies R&R : Biomasse, Gaz renouvelable et de récupération, Chaleur industrielle, Chaleur des UIOM, **Géothermie (hors PAC)**, Solaire thermique et **les parts renouvelables** des cogénérations, d'interconnexions de réseau de chaleur et des **pompes à chaleur** ;

- Energies Autres : Chaudières électriques et les parts non-renouvelables des cogénérations, d'interconnexions de réseau de chaleur et des pompes à chaleur.

**Le taux d'ENR&R pour le réseau d'Arcueil-Gentilly calculé pour l'année d'exploitation 2022 est de 80%.**

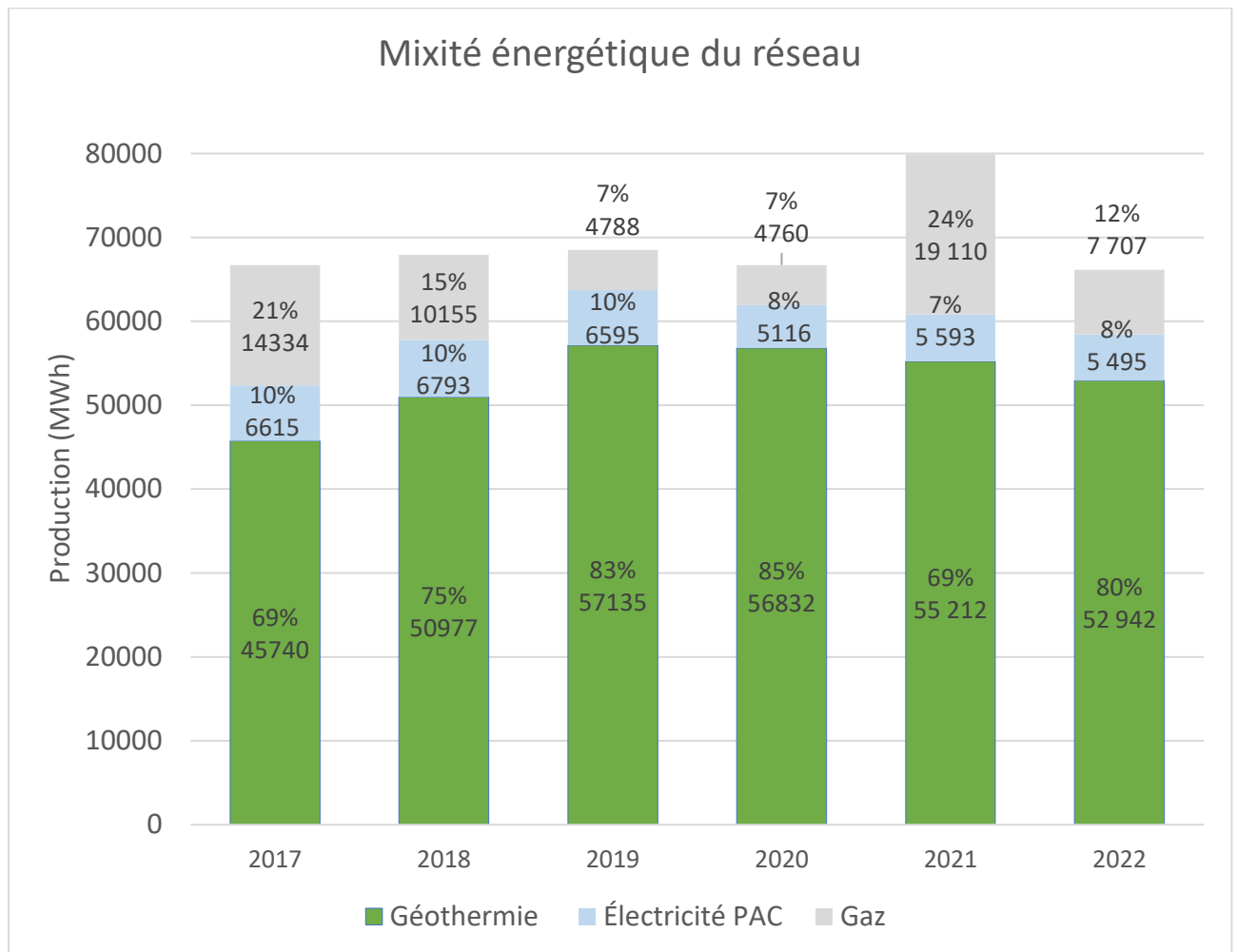


**Figure 9 : Répartition de la production de chaleur du réseau d'Arcueil-Gentilly en 2022**

Ce taux d'EnR&R correspond au taux de couverture de la géothermie et des pompes à chaleur dont est déduite la part électrique consommée par ces dernières.

Cette valeur est supérieure au seuil des 50% permettant aux Abonnés raccordés au réseau d'Arcueil-Gentilly de bénéficier d'une réduction de TVA sur les consommations d'énergie.

La mixité énergétique réelle du réseau ArGéo au cours des 5 dernières années est présentée par le graphique suivant :



Les dernières années dévoilent une exploitation réussie de la géothermie, avec une valorisation autour de 55 GWh, représentant un taux EnR&R moyen de 79% sur les 5 dernières années. Ce taux important laisse place à de possibles développements du réseau afin de livrer plus de chaleur.

La capacité de la géothermie a atteint sa plus haute valeur en 2019 avec 57 GWh livrés en 1 an, mais ne confirme pas la capacité maximale de valorisation de la ressource. Des besoins plus importants permettraient de valoriser une plus grande quantité de géothermie. En effet à une échelle de temps plus courte les possibilités de valorisation peuvent être optimisées notamment lors de l'hiver, comme cela a été le cas en décembre 2020, mois durant lequel 10,2 GWh de géothermie ont pu être valorisés.

## 2.4.8 Contenu CO2

Le contenu en CO2 d'un réseau de chaleur traduit le mix énergétique employé pour la production de chaleur et est réactualisé par l'arrêté relatif au diagnostic de performance énergétique pour les bâtiments existants dont le dernier est paru le 16 mars 2023. Cette valeur est aussi utilisée dans le cadre de la réalisation des Diagnostics de Performance Énergétique (DPE) et pour l'attribution des

bonus environnementaux dans le cadre des calculs réglementaires liés à la création de nouveaux bâtiments.

Le contenu en CO<sub>2</sub> du réseau d'Arcueil-Gentilly pris comme référence par les pouvoirs publics a été déterminé par une procédure Titre V. **La valeur retenue par les pouvoirs publics par l'arrêté du 16 mars 2023, relatif au diagnostic de performance énergétique pour les bâtiments existants proposés à la vente en France métropolitaine, est de 0.047 kg CO<sub>2</sub>/kWh utile en émissions directes et 0.055 kg CO<sub>2</sub>/kWh utile en terme d'ACV avec comme année de référence la moyenne des 3 dernières années.** Le taux EnR&R indiqué est de 80,5 %.

**Le contenu en CO<sub>2</sub> en émissions directes pour l'année 2022 du réseau d'Arcueil/Gentilly est de 0.044 kg/kWh, avec un contenu en CO<sub>2</sub> ACV de 0.047 kg/kWh.** Ces valeurs sont inférieures à celles définies par l'agrément RT2012-R-2014-05, ainsi que celles de l'exercice précédent (0,071 kg/kWh et 0,083 kg/kWh) la part d'ENR&R ayant augmenté.

| Contenu CO <sub>2</sub><br>(kgCO <sub>2</sub> /kWh) | Selon Titre V | Exercice 2022 |
|-----------------------------------------------------|---------------|---------------|
| Émissions directes                                  | 0,047         | 0,044         |
| Émissions ACV                                       | 0,055         | 0,047         |

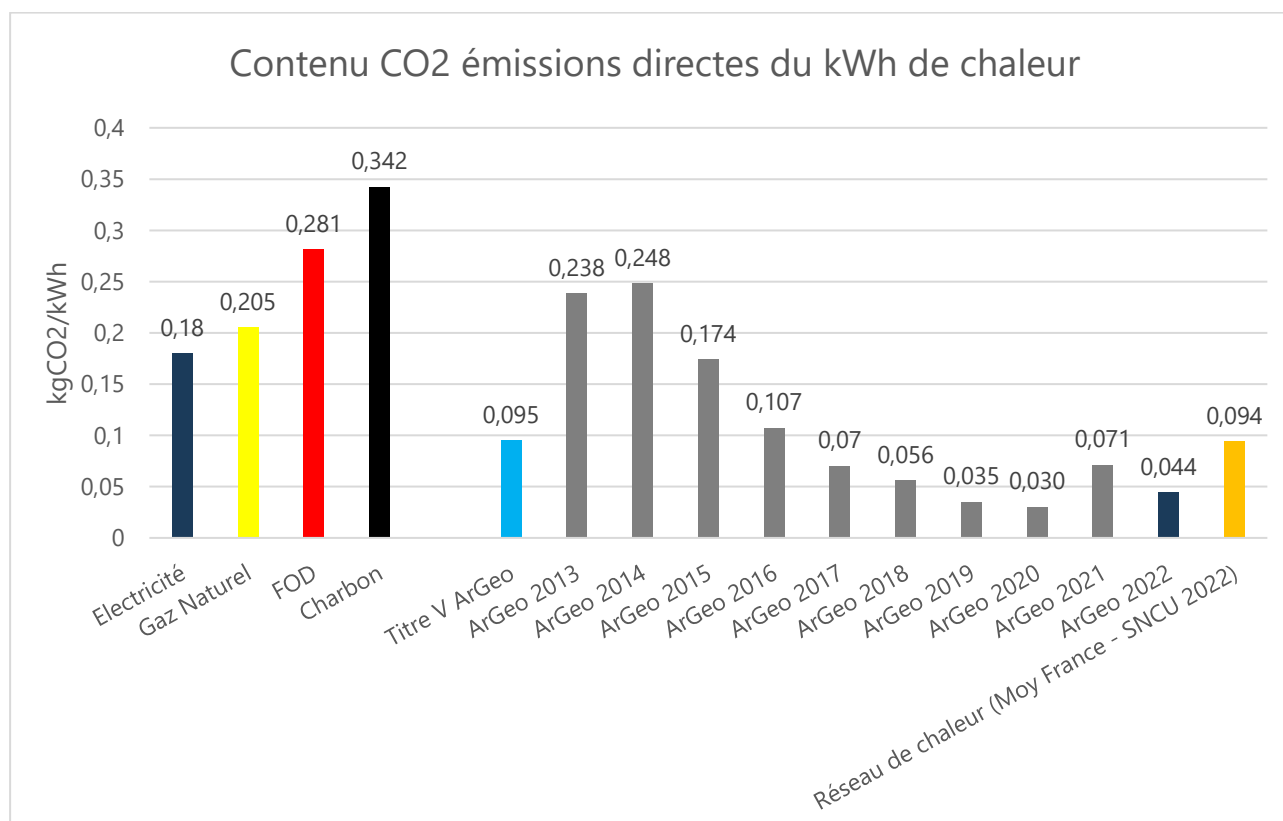


Figure 10 : Contenu CO<sub>2</sub> en émissions directes de chaque énergie et du réseau d'Arcueil-Gentilly en 2022

Depuis 2020, une nouvelle méthodologie est appliquée pour calculer l'empreinte environnementale des réseaux de chaleur. La nouvelle réglementation environnementale RE2020 adopte l'analyse du cycle de vie (ACV) qui englobe l'ensemble des émissions d'un produit, de sa fabrication, son utilisation à sa destruction. Les réseaux de chaleur utilisent désormais cette méthodologie.

À titre d'exemple, en 2021 le contenu CO<sub>2</sub> en émissions directes moyen d'un réseau de chaleur moyen est de 0,094 kg/kWh ce qui représente un contenu CO<sub>2</sub> en émissions ACV de 0,125 kg/kWh.

**Le réseau de chaleur ARGEO dispose quant à lui d'un contenu CO<sub>2</sub> en analyse de cycle de vie de 0.047 kg/kWh pour l'exercice 2022.**

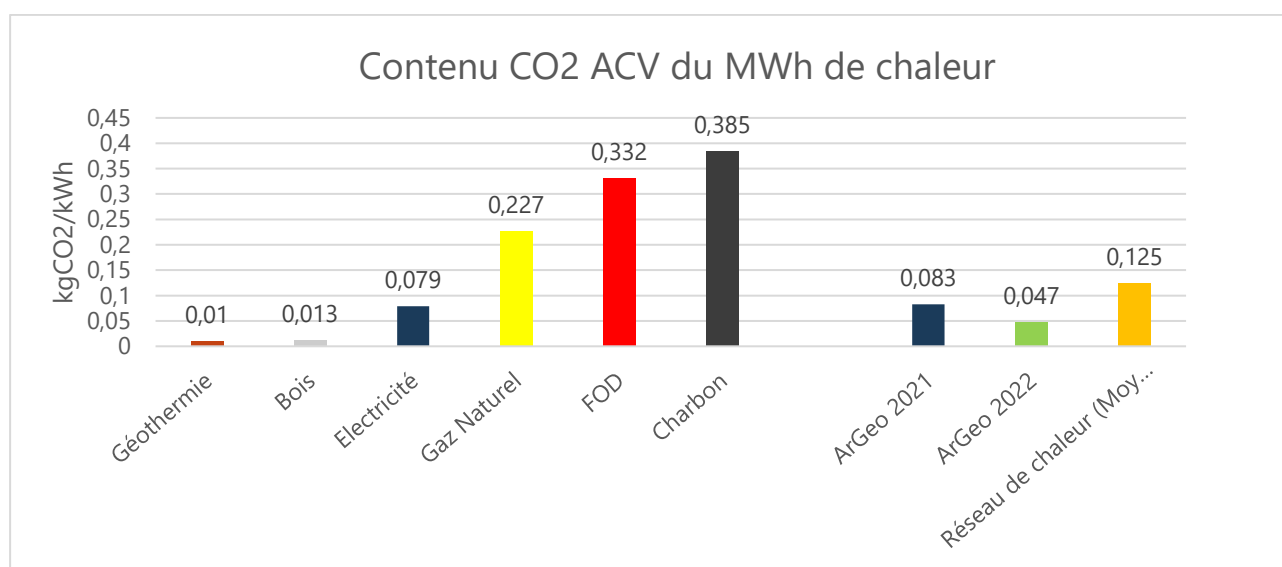


Figure 11 : Contenu CO<sub>2</sub> de chaque énergie et du réseau d'Arcueil-Gentilly en 2022

En synthèse, le réseau de chaleur renouvelable d'Arcueil-Gentilly a permis **d'éviter l'émission directe de près de 9 657 de tonnes CO<sub>2</sub>** ou l'émission en ACV de 10 038 tonnes de CO<sub>2</sub>, soit l'équivalent de près de 5 150 véhicules retirés de la circulation en 2022.

## 2.4.9 Synthèse technique

Le tableau ci-dessous présente les différentes caractéristiques techniques du réseau en comparaison à 2017, dernier exercice étudié lors du dernier Schéma Directeur.

| Descriptif du réseau ArGéo                             | Exercice 2017 | Moyenne 2020-2021 | Exercice 2022 |
|--------------------------------------------------------|---------------|-------------------|---------------|
| Longueur de tranchée (km)                              | 18,1          | 18,8              | 19            |
| Nombre d'abonnés                                       | 35            | 38                | 42            |
| Nombre de sous-stations                                | 120           | 132               | 149           |
| Nombre d'équivalent-logements                          | 6 259         | 7 112             | 7 771         |
| Puissance souscrite du patrimoine mise en service (kW) | 44 646        | 45 815            | 49 576        |
| Ventes totales livrées (GWh)                           | 63,3          | 67,8              | 60,1          |
| <b>Taux d'EnR (%)</b>                                  | <b>68</b>     | <b>77</b>         | <b>80</b>     |

## 2.6 SYNTHÈSE DE L'AUDIT DE L'EXISTANT

### 2.6.1 Contractuel

La convention de concession de travaux publics relative à la production et la distribution d'énergie calorifique sur le territoire de la commune d'Arcueil/Gentilly a été notifiée le 19 avril 2013 avec ArGéo (société dédiée au projet créée par ENGIE Cofely Réseaux IdF), pour une durée de 30 ans.

Les principaux acteurs de cette délégation sont :

- Le SIPPEREC en tant que délégant,
- ArGéo en tant que délégataire,
- Itherm Conseil en tant qu'assistant à maîtrise d'ouvrage pour le SIPPEREC.

La délégation de service public a fait l'objet d'un avenant à ce jour, afin de prolonger la durée du contrat suite à la découverte d'amiante, et aux conséquences économiques sur la DSP non imputable au concessionnaire.

Les polices d'abonnement ont été signées entre les abonnés et le délégataire pour une durée de 12 ans. Les premières et la grande majorité arriveront à échéance en 2025.

De plus, l'architecture du réseau de chaleur d'ArGéo est construite à l'aide de conventions de mise à disposition conclues entre le délégataire et les abonnés.

### 2.6.2 Technique

La production d'énergie du réseau d'ArGéo est réalisée par l'intermédiaire d'une centrale géothermique, d'une chaufferie gaz centralisée, de 3 chaufferies d'appoint décentralisées et de 5 chaufferies gaz de secours décentralisées. La structure actuelle du réseau de chaleur permet la fourniture de chaleur à l'ensemble des abonnés, à l'aide de la géothermie ou en secours en cas de son arrêt. Le développement du réseau pourra nécessiter des solutions d'appoint/secours supplémentaires.

Le taux de couverture en énergies renouvelables n'a cessé d'augmenter depuis la prise d'effet de la DSP passant de 11% en 2015 à 78% en 2017 et allant jusqu'à atteindre 93 % en 2019 et 2020. L'augmentation de la part géothermie + PAC dans le mix énergétique a permis de réduire l'utilisation des chaudières fonctionnant au gaz naturel et de supprimer l'utilisation de la chaufferie FOD. Cette augmentation permet, pour l'exercice 2022 de respecter le contenu CO<sub>2</sub> défini par le titre V. Le taux de couverture EnR de 2022 et des dernières années est largement supérieur au taux défini contractuellement dans le contrat de DSP ce qui était lié au retard de commercialisation dans un premier temps ainsi qu'aux faibles ventes de chaleur actuellement. Ce résultat conforte la possibilité de développer le réseau tel qu'il a été prévu dans le cadre du contrat de DSP.

De plus, ArGéo a développé le réseau de distribution et alimente aujourd'hui 142 sous-stations sur les communes d'Arcueil et de Gentilly avec une longueur totale de 19 000 mètres linéaires.

Dans l'objectif de favoriser au maximum la géothermie, ArGéo conseille ses clients et les encourage à mener des opérations d'équilibrage ou de travaux visant à diminuer les températures de retour. Pour les nouvelles sous-stations un travail d'épuisement des températures sur les équipements est également effectué.

### 2.6.3 Economique

Depuis la prise d'effet de la DSP, le prix moyen de la chaleur sur le réseau d'ArGéo a beaucoup évolué ceci étant dû aux différentes tarifications appliquées aux abonnés.

L'exercice 2017 a marqué la deuxième année complète de fonctionnement du réseau de chaleur. Les consommations se sont écoulées sur la totalité de l'année et à quelques exceptions près la totalité des sous-stations ayant signé une police d'abonnement ont été raccordées. Le coût de la chaleur s'est élevé à 90€TTC/MWh. **Ce tarif est supérieur à celui annoncé dans le contrat de DSP.** Cela s'explique principalement par **le refus de raccordement de gros ensembles de logements anciens en partie compensé par des logements neufs** (qui sont caractérisés par plus d'URF et une consommation plus faible). **Ce phénomène augmente le prix moyen de la chaleur sur le réseau mais ne modifie pas la facture énergétique des abonnés.**

Par la suite le prix de la chaleur moyen sur le réseau s'est stabilisé autour des 105 €TTC/MWh jusqu'à atteindre 112 €TTC/MWh en 2021.

L'exercice 2022 a subi de plein fouet la crise énergétique et les hausses importantes des prix des énergies fossiles et de l'électricité. Malgré une faible part de gaz utilisé pour la production de chaleur en 2022 (12 %), la mixité tarifaire répercute à hauteur de 35 % la part du gaz dans le R1 payé par les abonnés. **Le prix moyen de la chaleur en 2022 sur le réseau d'ARGEO a été de 177,25 €TTC/MWh.**

## 3 ETAT DES LIEUX DES SOURCES DE CHALEUR À PROXIMITÉ

### 3.1 DÉMARCHE ENR'CHOIX

Dans le cadre de sa politique d'accompagnement énergétique auprès des différents acteurs de la société (Collectivités, bailleurs, gestionnaires de patrimoine, aménageurs), la direction régionale Ile-de-France de l'ADEME a développé le système EnR'Choix de manière à guider les acteurs dans leurs décisions énergétiques.

Le premier volet de ce guide correspond aux notions de sobriété et d'efficacité énergétique.

- La sobriété énergétique correspond à la suppression ou à la limitation des consommations d'énergie superflues par un meilleur usage du bâtiment et de ses équipements ;
- L'efficacité énergétique d'un bâtiment ou d'un équipement est le rapport entre la quantité d'énergie utilisée et la quantité d'énergie consommée. Son amélioration passe par :
  - L'isolation, la ventilation, et le renouvellement des équipements de chauffage ;

- La mise en place de pratiques permettant de diminuer et de réguler la consommation d'énergie tout en maintenant un niveau de service équivalent.

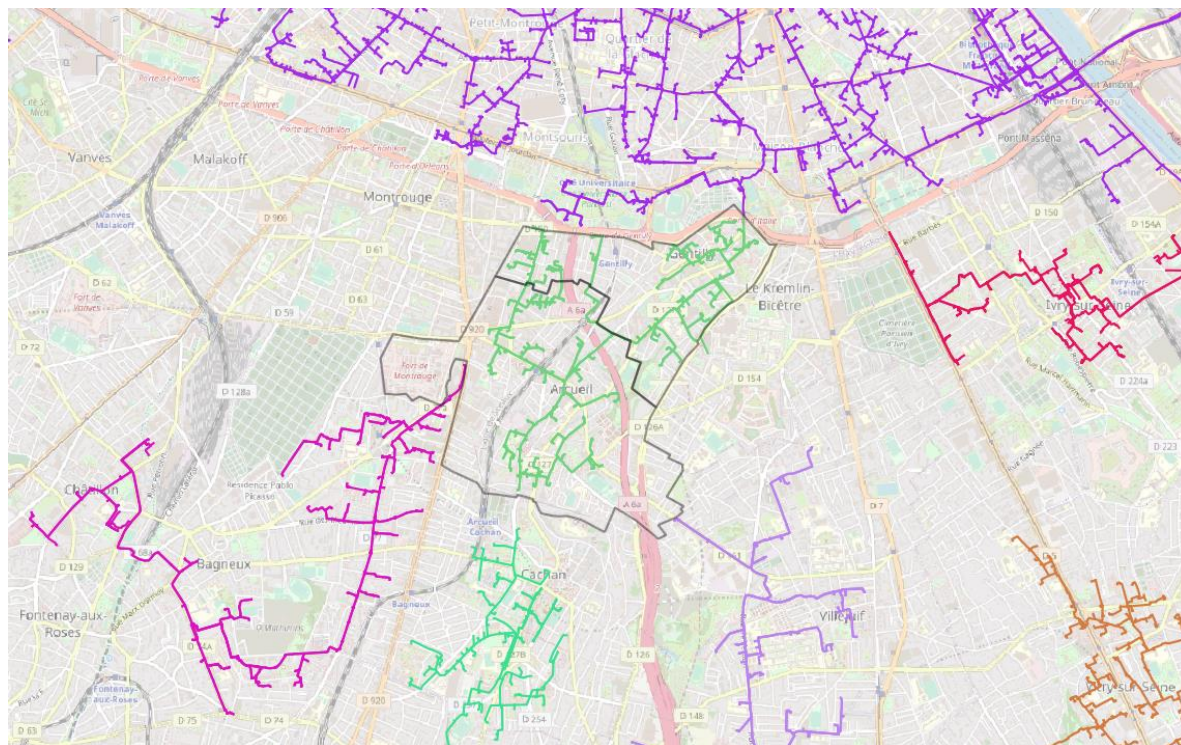
Le deuxième volet se penche sur la production de chaleur pour un bâtiment ou une collectivité, et est résumé sur le schéma ci-dessous. Le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire par réseau de chaleur vertueux (existant ou à créer) y est fortement encouragé, avant d'envisager la mise en place de solutions individuelles. La troisième étape correspond à l'optimisation du choix de la source de chaleur en vue d'alimenter un réseau de chaleur, en favorisant les énergies locales et non délocalisables telles que la chaleur fatale ou la géothermie, avant d'envisager d'autres sources d'EnR&R telles que la biomasse.



Le potentiel des énergies renouvelables et de récupération sur le territoire a été déterminé suivant la méthodologie ainsi présentée.

## 3.2 RÉSEAUX À PROXIMITÉ

Différents réseaux sont présents à proximité du réseau de chaleur d'ARGE, comme l'atteste la carte suivante :



**Figure 19 : Carte des réseaux de chaleurs à proximité du périmètre d'étude.**

### 3.2.1 Réseau de Paris – CPCU

Le réseau de chaleur de Paris, concédé à la société CPCU (filiale d'Engie) depuis 1927 alimente près de 5 900 points de livraison, majoritairement dans Paris intramuros ainsi que certaines branches à l'extérieur du périphérique. Les 4 500 GWh de besoins sont alimentés à 50 % par le biais d'énergies renouvelables et de récupération (Géothermie, biomasse et UVE) ainsi que par du fioul et du gaz naturel. Le transport de la chaleur se fait par le biais d'un réseau vapeur de plus de 500 km.

L'échéance du contrat de concession arrive à terme prochainement et permet difficilement d'appréhender les perspectives de ce réseau. Le contexte actuel du réseau (renouvellement de concession et incertitude quant à la conservation des branches extra-muros) et le faible taux ENR&R du réseau ne permettent pas de recourir à un éventuel import de chaleur renouvelable.

### 3.2.2 Réseau de Cachan – SOCACHAL

Le réseau de chaleur géothermique de Cachan a été créé dans les années 1980 puis réhabilité en 2017-2018 avec la réalisation par DALKIA du premier doublet subhorizontal en Ile de France. Le délégataire est un groupement DALKIA / SOCACHAL (SEM qui regroupe la ville de Cachan majoritaire et un panel de copropriétés privées, de bailleurs, et d'OPHLM). La ville est autorité délégante.

La fin de la DSP est prévue le 18 mai 2040.

Le taux d'ENR du réseau de Cachan est de 63% (taux contractuel de 60%).

À ce jour, le réseau géothermique alimente le territoire cachanais, il s'étend sur plus de 9 km avec plus de 7200 équivalents logements raccordés. La quantité de chaleur livrée est de 70 GWh.

Le réseau aurait pour ambition de se développer les prochaines années afin de fournir 20 GWh de chaleur supplémentaire sur le territoire de la ville de Cachan ainsi qu'un potentiel volume de chaleur renouvelable vers les villes voisines (le réseau de Bagneux/Chatillon, en manque d'EnR&R, a notamment été identifié).

Un import de chaleur depuis le réseau de Cachan n'est par conséquent pas possible à court et moyen termes en raison de l'incertitude de son développement.

### 3.2.3 Réseau de Bagneux/Chatillon – BAGEOPS

Le SIPPEREC a confié le 9 janvier 2014, par une Convention de Délégation de Service Public d'une durée de 30 ans, le financement, la conception, la construction et l'exploitation d'un équipement de production d'énergie géothermale et d'un réseau de chaleur sur le territoire de la Commune de Bagneux à la société BAGEOPS, filiale à 100% du groupe DALKIA. Le contrat d'exploitation prend fin en 2044. Le réseau de chaleur de BAGEOPS est alimenté par une centrale de production de chaleur constituée d'un doublet de géothermie au Dogger associé à des pompes à chaleur. Le réseau de chaleur permettra, à terme, d'alimenter 9 500 équivalents logements. L'avenant n°1 de BAGEOPS, en date de décembre 2015, étend le périmètre de la délégation aux quartiers limitrophes de Châtillon. En 2021, le réseau BAGEOPS permet d'alimenter 85 GWh de besoins soit l'équivalent de 11 500 logements par le biais d'un réseau de près de 17 km desservant 75 sous-stations, le taux d'EnR&R du réseau est de 58 %.

Dans le cadre du schéma directeur réalisé par le SIPPEREC en 2018, des projets de développement importants ont été identifiés pour le réseau BAGEOPS. Ces développements concernent notamment des programmes neufs, mais aussi des prospects existants permettant la densification du réseau. Toutefois, l'augmentation à court terme des besoins raccordés au réseau BAGEOPS mettrait en péril la capacité du réseau à conserver la mixité énergétique contractuelle. Pour cette raison, le réseau BAGEOPS envisage un import de chaleur depuis le réseau de chaleur de Cachan.

Le réseau de Bagneux/Chatillon ne présente donc pas de possibilité d'export de chaleur renouvelable vers ARGE0.

### 3.2.4 Réseau de Chevilly Larue / Villejuif / L'Hay les Roses – SEMHACH

Les villes de Chevilly Larue, Villejuif et L'Hay les Roses disposent depuis 1985 d'un réseau de chaleur dont la gestion a été confiée par affermage à la société publique locale SEMHACH jusqu'à 2024. Le réseau est alimenté par trois centrales de géothermie de 12 MW thermiques chacune ainsi que deux centrales de cogénération par turbines à gaz. Au total en 2021, les 5 centrales ont alimenté près de 240 GWh de besoins de chaleur à travers 231 points de livraison et un réseau d'environ 40 km, le tout avec un taux EnR&R de 70 %.

L'exploitant du réseau a d'ores et déjà identifié des zones de développement au Nord de Villejuif et serait potentiellement intéressé par de l'import de chaleur renouvelable et de récupération. Le

souhait d'exporter de chaleur depuis Villejuif n'a pas été exprimé par la SEMHACH, d'autant plus que la traversée de l'autoroute A6 présente des difficultés certaines.

### 3.2.5 Projet de réseau de Malakoff

En 2022, la ville de Malakoff s'est associée au SIPPEREC afin de créer une nouvelle Société Publique Locale (SPL), en charge de la mise en œuvre d'un réseau de chaleur alimenté par Géothermie sur le territoire de Malakoff. Ce projet en cours, dont le début des travaux de forage est prévu pour l'été 2024 permettra de fournir près de 82 GWh/an à terme, avec les premiers riverains alimentés dès l'automne 2026. Le projet n'aura à priori pas d'énergie renouvelable excédentaire et ne prévoit pas d'export de chaleur.

### 3.2.6 Projet de réseau du Kremlin-Bicêtre

La ville du Kremlin-Bicêtre a confié sa compétence « Développement des énergies renouvelables » au SIPPEREC en juin 2022 afin de lancer la réalisation d'une étude de faisabilité d'un réseau de chaleur renouvelable sur le territoire de la ville. Cette étude, réalisée par le bureau de conseil et ingénierie MANERGY a permis d'identifier un besoin de chaleur d'environ 50 GWh sur la commune du Kremlin-Bicêtre ainsi qu'une possibilité de réaliser un forage géothermique. Afin d'exploiter au maximum le potentiel de la géothermie, un export de chaleur renouvelable à hauteur de 37 GWh est envisageable. Les potentielles zones d'export identifiées ont été Villejuif, Ivry-sur-Seine, Vitry-sur-Seine et Arcueil/Gentilly.

Les études ont abouti sur une faisabilité technique et économique du projet dans lequel la ville du Kremlin-Bicêtre posséderait une capacité d'export de 37 GWh avec un taux EnR&R de 70 %. Ce volume d'export pourrait bénéficier en partie à ARGEO.

## 3.3 SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION À PROXIMITÉ

### 3.3.1 Récupération de chaleur fatale

Suivant la définition de l'ADEME, « la chaleur fatale désigne la chaleur résiduelle issue d'un procédé dont l'objectif principal n'est pas la production de cette chaleur. Elle est considérée comme une énergie n'émettant pas de CO<sub>2</sub>, puisqu'il s'agit d'une ressource qui est de toute façon produite puis rejetée sans valorisation ».

Cette chaleur, normalement dissipée et perdue, est alors valorisée sur un autre process, interne ou externe, et peut dans certaines conditions, être injectée sur un réseau de chaleur.

Cette chaleur, locale et non délocalisable car liée au process existant, est perdue si elle n'est pas valorisée. Il s'agit donc de la première source d'EnR&R à valoriser.

La figure ci-dessous présente les modalités de valorisation de chaleur fatale.

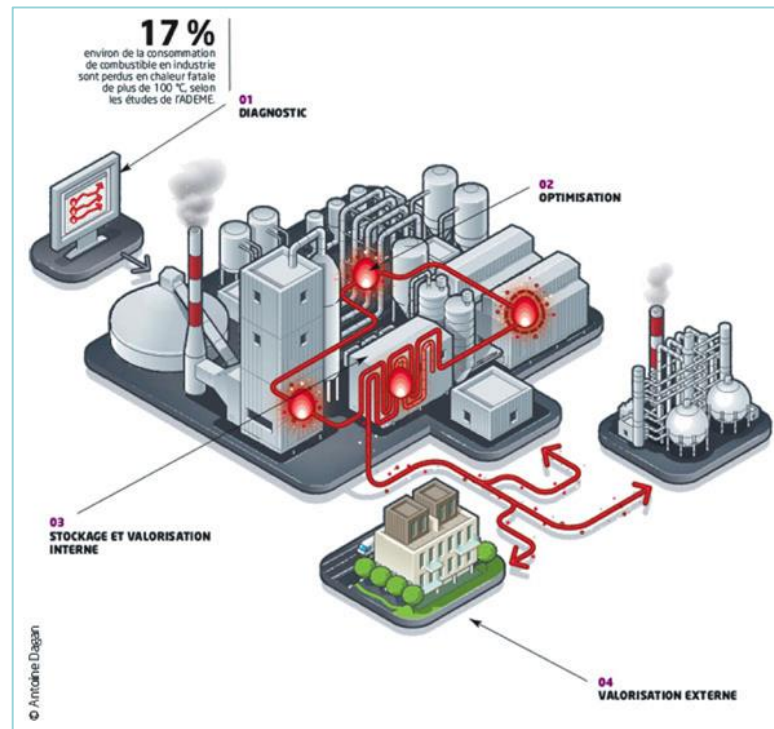


Figure 20 : Modalité de valorisation de la chaleur fatale

La figure ci-dessous reprend les différentes sources de chaleur fatale, leur état et leur température.

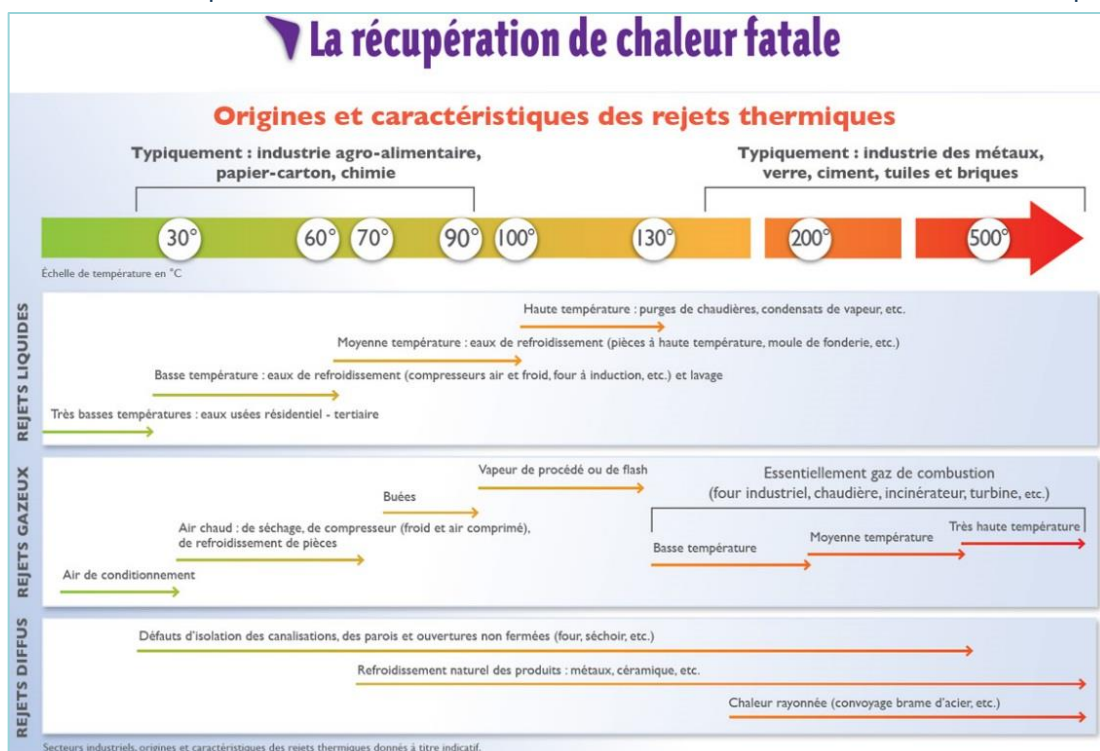


Figure 21 : Caractéristiques des différents types de chaleur fatale et classification. Source : ADEME

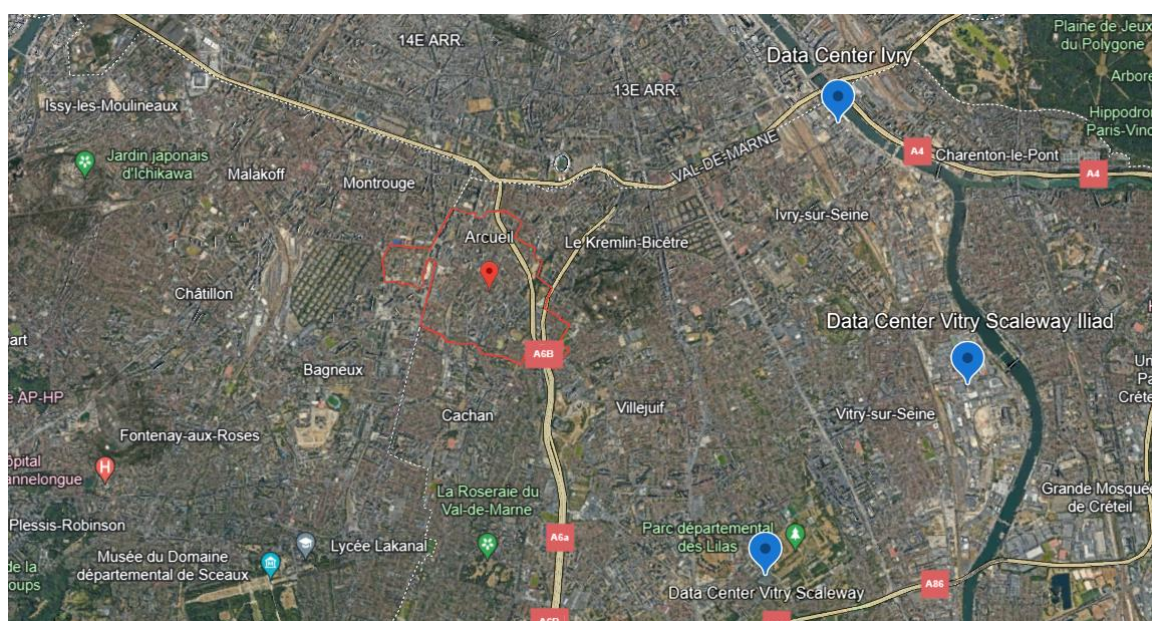
Les principaux gisements permettant la valorisation de chaleur fatale sur un réseau de chaleur sont :

- Les UIDND (Usine d'Incinération des Déchets Non Dangereux) avec la valorisation énergétique de la chaleur produite par l'incinération des déchets ;
- Les Data Centers, qui présentent de forts besoins de refroidissement pour maintenir les installations informatiques dans des conditions optimales de fonctionnement. Le refroidissement représente une part importante de la consommation électrique, et la récupération de chaleur sur les groupes froids est possible ;
- Les eaux usées, qui représentent une source d'énergie très basse température disponible même en milieu urbain dense ;
- Les autres industries aux profils divers.

D'une manière globale, la récupération de chaleur fatale sera un domaine dont l'essor, dans les prochaines années, devrait être conséquent.

Selon les données transmises par l'ADEME et issues de l'étude de développement des réseaux de chaleur et mutualisation des outils de production EnR&R sur le territoire Sud des Hauts-de-Seine (92) :

- Aucune Unité de Valorisation Énergétique des déchets ménagers (UVE) n'est située à proximité (UVE de Créteil, d'Ivry-sur-Seine et de Rungis trop éloignées et déjà exploitées).
- Aucun Datacenter n'est situé à proximité (1 Data center à Ivry-sur-Seine et 2 à Vitry-sur-Seine à plus de 4 km du réseau ARGEO)
- Aucune opportunité notable sur la récupération de chaleur sur les eaux usées (collecteur et STEP)



**Figure 22 : Carte des Data centers présents sur le territoire**

Concernant les industriels présents sur le territoire, la récupération de chaleur sur les fumées du crématorium d'Arcueil a pu être étudiée.

Le crématorium du Val de Bièvre, situé au 8 rue du Ricardo, 94110 Arcueil, a été construit en 2002 sur une surface SHON de 800 m<sup>2</sup>. Les 440 m<sup>2</sup> de surface chauffée sont alimentés en chaleur par le biais de Pompes à chaleur électriques Air/Air ainsi que par deux chaudières gaz de 54 kW unitaire. La production d'eau chaude est réalisée par ballon électrique.

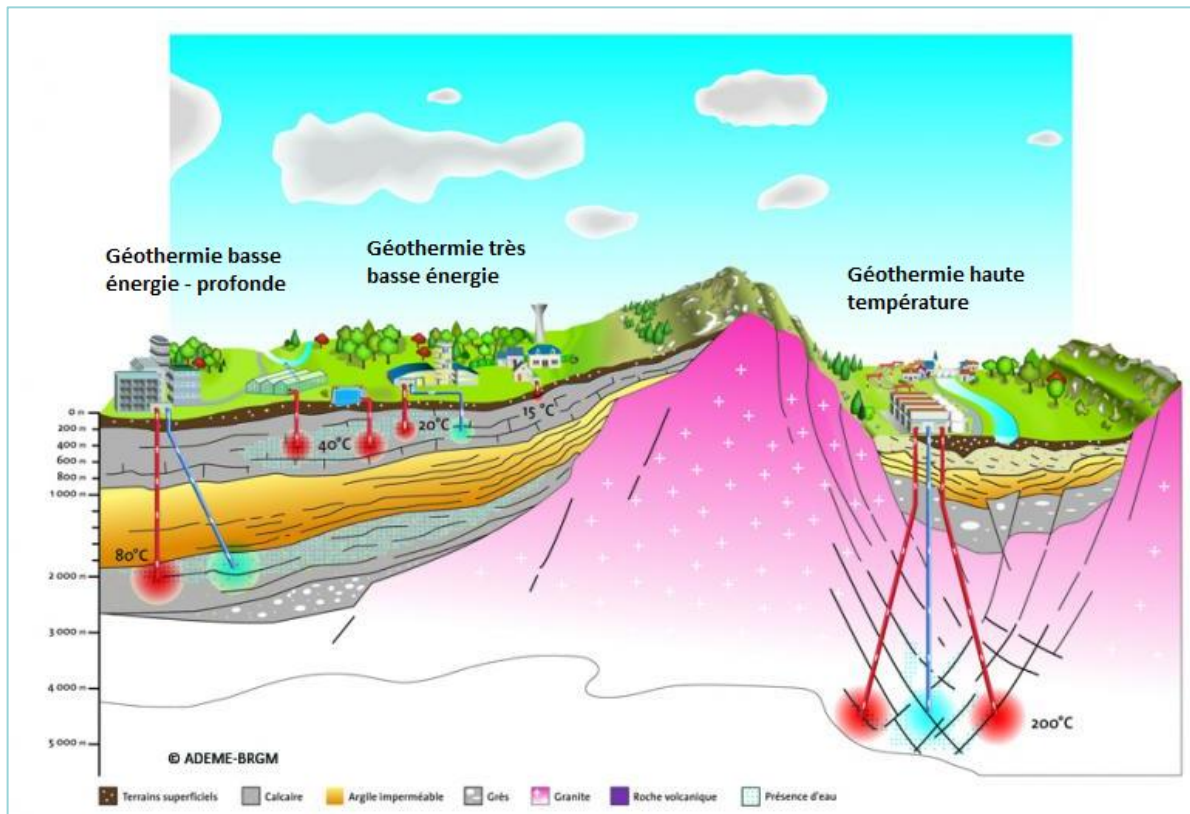
Les consommations de gaz du site sont en moyenne de 1 200 MWh par an dont 10 % pour l'alimentation des chaudières, le reste servant au process de crémation. L'audit énergétique joint en annexe et réalisé en 2019 a étudié la possibilité de récupération de calories au niveau des fumées (1300 °C) afin de préchauffer l'air des brûleurs (180-200°C). L'étude présente une valorisation potentielle de 156 MWh en énergie finale. Le potentiel de chaleur valorisable considéré présente peu d'intérêt comparé aux besoins du réseau et a par conséquent été écarté.

### 3.3.2 Géothermie

La géothermie est l'exploitation de la chaleur de la terre grâce à un fluide, circulant dans une formation géologique ciblée (aquifère), dont on utilise les calories en fonction de la température, soit directement par un échangeur de chaleur, soit par transformation thermodynamique dans une pompe à chaleur ou une turbine, soit un mixte des différentes solutions. Cette ressource locale et non délocalisable présente un gradient géothermal de 3,3°C tous les 100 mètres de profondeur.

Trois grands types de géothermie, reprises sur la Figure 15, existent :

- La géothermie très basse énergie (10 à 40 °C) et à faible profondeur. Cette énergie peut être soit utilisée directement pour les besoins de chaleur nécessitant de très faibles températures, soit couplée à une pompe à chaleur en vue d'utilisation à des températures plus élevées.
- La géothermie basse énergie, qui est habituellement utilisée dans le cadre du chauffage urbain et sur laquelle cette étude se concentrera.
- La géothermie haute énergie, dénommée profonde ci-dessus, permettant d'alimenter en vapeur des centrales de production d'électricité.



**Figure 23 : Différents type de géothermie. Source : ADEME et BRGM**

Quelle que soit la ressource géothermale utilisée, les contraintes environnementales ou réglementaires imposent l'exploitation géothermique des aquifères avec un doublet géothermique. Il s'agit de créer au minimum un puits de production et un puits de réinjection permettant de réintroduire la quantité de fluide extraite du puits de production dans son réservoir d'origine en vue de pérenniser la ressource.

Le point de prélèvement dans le réservoir et le point de réinjection dans ce même réservoir doivent être suffisamment espacés, afin de ne pas dégrader, au cours de la durée d'exploitation, la température au puits de production par la venue d'une bulle froide en provenance du puits de réinjection (phénomène de percée thermique).

La boucle géothermale, c'est-à-dire la boucle de l'eau prélevée au sous-sol, est constituée :

- d'un puits de production dans lequel une pompe d'exhaure immergée assure le débit de production ;
- d'un système de prélèvement de chaleur (échangeur géothermique) ;
- d'une ou plusieurs pompes de réinjection pouvant pousser le fluide géothermique « froid » vers le puits de réinjection ;
- du puits de réinjection véhiculant le fluide « froid » dans l'aquifère.

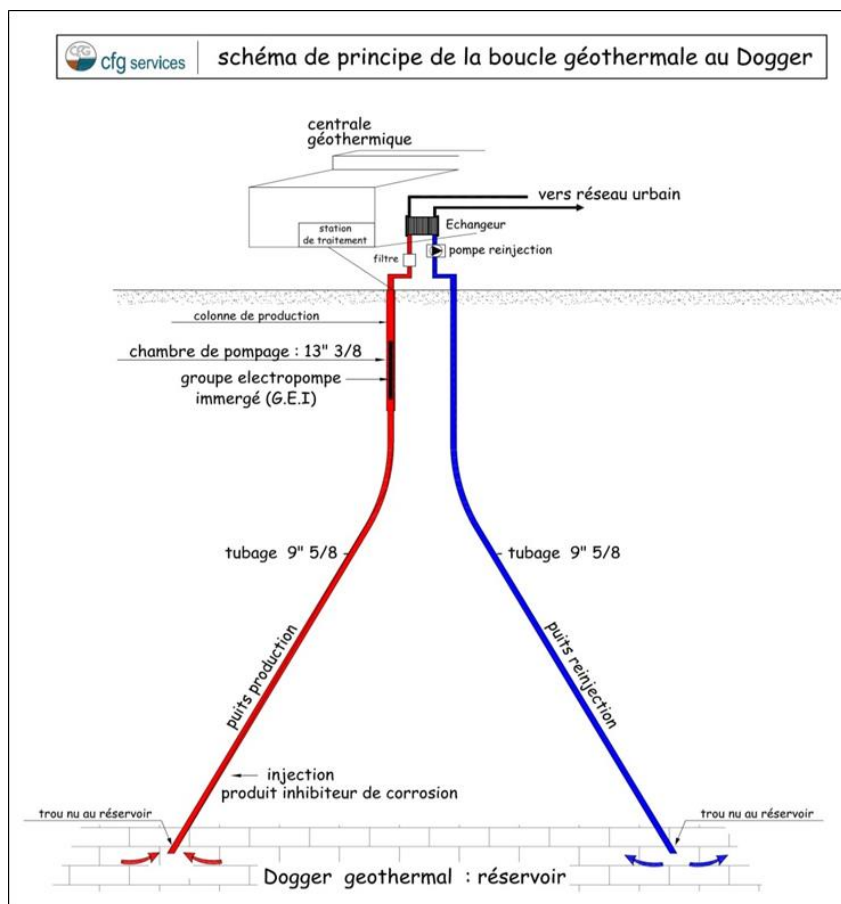


Figure 24 : Schéma de principe d'un doublet géothermique au Dogger. Source : CfG Services

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie profonde (haute et basse énergie) a l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). Elle est de plus disponible 24h/24 toute l'année. C'est donc une source d'énergie quasi-continue, car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la boucle géothermale, la centrale géothermique ou le réseau de distribution d'énergie. Les gisements géothermiques, en fonction de leur dimensionnement, ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (plus de 30 ans en moyenne).

Le sous-sol étant déjà largement occupé par les différents forages au Dogger des villes limitrophes ainsi que par les futurs projets, la réalisation d'un second forage sur le territoire d'Arcueil et Gentilly apparaît impossible.

La valorisation de la Géothermie sur le territoire d'Arcueil et Gentilly étant déjà présente et l'espace au niveau du sous-sol pour un nouveau forage étant limité, une valorisation supplémentaire de la ressource géothermale ne sera possible que par le biais d'un import d'une ville voisine exploitant la Géothermie.

### 3.3.3 Biomasse

La matière première de la filière biomasse provenant de sources vivantes, celle-ci répond donc à un certain cycle de vie. Pour que la ressource soit qualifiée de renouvelable, il ne faut pas que cette dernière soit surexploitée, ni que son exploitation bouleverse la biodiversité ou l'équilibre entre les différents usages des terres.

Cette énergie est donc considérée comme une énergie renouvelable à condition que les forêts bénéficient d'une gestion durable et que la somme des émissions de gaz à effet de serre liées aux transformations, aux transports et à la combustion puisse être absorbée lors de la croissance des arbres. La biomasse s'appuie donc sur le cycle du carbone et la capacité métabolique des arbres à réaliser la photosynthèse.

Le principe de fonctionnement est simple, mais impose des contraintes pour la livraison/stockage, pour le contrôle des émissions, pour le traitement des fumées ainsi que pour la récupération des cendres. Cette filière permet d'intégrer facilement une énergie renouvelable à l'ensemble des réseaux, qu'ils soient vapeur, eau surchauffée ou eau chaude.

Elle permet aussi une revalorisation des résidus cendreux issus de la combustion (en engrais) et même dans certains cas une revalorisation des fumées permettant ainsi un développement de l'économie locale avec l'apparition de nouveaux emplois.

Une fois livré, le combustible est stocké avant d'être inséré dans le foyer de la chaudière. Il subit alors différentes transformations lors du passage à travers les deux types d'échangeurs (radiatif et convectif) :

- L'eau contenue dans le combustible s'évapore grâce à la chaleur du foyer ;
- Une fois l'eau évaporée, ce sont les gaz combustibles volatils qui sont libérés par pyrolyse. Cette partie sera ensuite brûlée en phase gazeuse ;
- La fraction solide restante (résidus charbonneux) brûle vers l'aval du foyer, il ne reste alors plus que des cendres ;
- Un traitement des fumées effectué ensuite par un dépoussiéreur multicyclones, un filtre à manches traite alors les poussières restantes les plus fines.

On distingue, selon les technologies et l'utilisation souhaitée, différents combustibles pour le chauffage au bois :

- Les produits connexes issus des industries du bois : sciures, copeaux, plaquettes et broyats, dosses, chutes de tronçonnage, éléments de charpentes, etc. ;
- Les produits en fin de vie : palettes ou autres éléments de bois. Ces éléments sont majoritairement issus de la grande distribution, d'industries, de déchetteries ou encore de plateformes de construction ;
- Les plaquettes forestières : obtenues à partir du broyage/déchetage de végétaux ligneux sur des peuplements n'ayant subi aucune transformation.

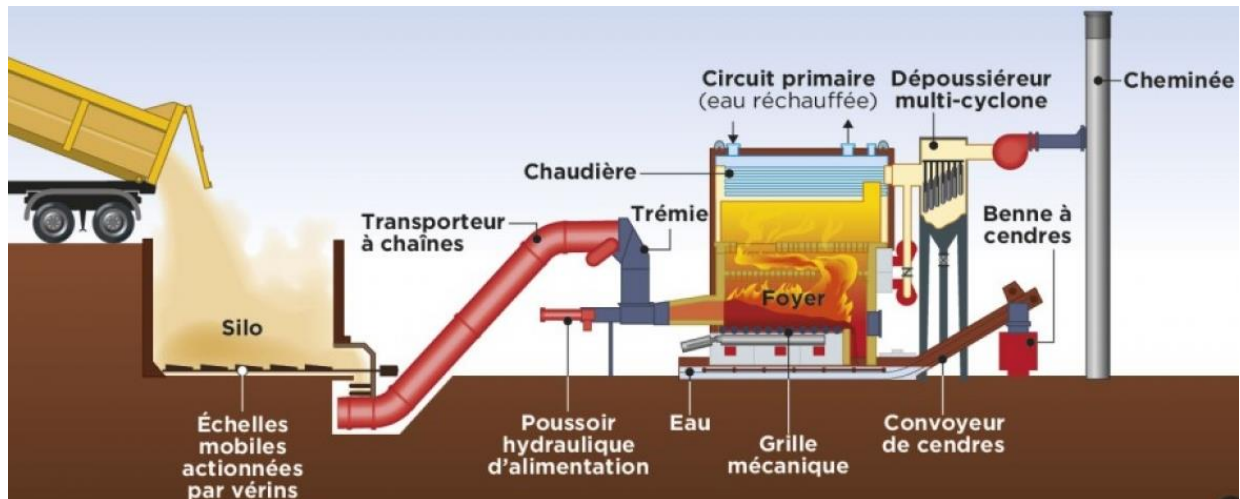


Figure 25. Schéma de principe du fonctionnement d'une chaufferie biomasse (source : IDé)

La solution biomasse faisant partie des énergies délocalisable à créer, elle est à utiliser en dernier recours selon l'EnR'Choix de l'ADEME, et ne sera donc pas étudiée ici.

En conclusion à cette étude sur les ressources énergétiques renouvelables présentes sur le territoire, et en considérant la démarche EnR 'Choix, l'import de chaleur depuis les réseaux voisins notamment le Kremlin-Bicêtre apparaît comme une solution permettant de répondre aux besoins de chaleur identifiés sur le territoire.

### 3.4 INTÉRÊT DU STOCKAGE INTERSAISONNIER

De nombreuses technologies de stockage d'énergie sous forme thermique existent aujourd'hui, et sont classées en trois catégories, à savoir le stockage de chaleur sensible, le stockage de chaleur latente et le stockage sous forme chimique. Généralement, les technologies de stockage d'énergie thermique sont caractérisées en fonction des critères suivants : Stockage appliqué à ARGE0

Le stockage thermique inter-saisonnier, pourrait théoriquement amener un intérêt au réseau de chaleur d'ARGE0 en remplaçant la chaleur produite par les chaudières gaz par de la chaleur issue du stockage.

L'étude jointe en annexe détaille les différentes technologies existantes et les possibles applications pour le réseau d'ARGE0.

La pertinence du stockage thermique n'est pas avérée pour le réseau d'ARGE0 en raison du faible impact sur le mix énergétique, des investissements importants ainsi que du manque de foncier en surface ou de connaissances géologiques permettant la mise en place d'un stockage de type caverne (CTES).

Pour ces raisons l'utilisation d'un stockage n'a pas été retenue dans la suite de l'étude.



## 4 EVOLUTIONS ET DÉVELOPPEMENT ENVISAGÉS DU RÉSEAU

### 4.1 EVOLUTIONS SUR LES BÂTIMENTS RACCORDÉS

#### 4.1.1 Baisse des consommations passées

Fin 2022, l'ensemble des 141 sites raccordés représente un besoin de chaleur total de 60 059 MWh pour une année relativement clémente d'un point de vue climatique avec un total de 2104 DJU.

La répartition des besoins est la suivante : 50 516 MWh pour le chauffage et 9 543 MWh pour l'ECS. Ramenés au nombre de DJU contractuel (2300 DJU), les besoins sont de 65 765 MWh dont 55 221 MWh de besoins de chauffage.

Pour le même périmètre d'abonnés, les consommations de chauffage actuelles sont inférieures de 9% au prévisionnel contractuel, à DJU constants de 2300, soit 55 221 MWh contre 60 981 MWh. Cependant, cette baisse de consommation reste exceptionnelle et provient du contexte énergétique particulier de l'année 2022 et des appels gouvernementaux à diminuer les consommations. Une vision sur les 5 dernières années permet de démontrer le caractère exceptionnel de l'année 2022.

| Année                                            | 2018   | 2019   | 2020   | 2021   | 2022   |
|--------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| <b>Consommation chauffage ramenée à 2300 DJU</b> | 57 101 | 58 040 | 62 192 | 63 675 | 55 221 |
| <b>Prévisionnel chauffage 2300 DJU</b>           | 56 377 | 56 603 | 58 671 | 60 358 | 60 981 |
| <b>Écart par rapport à la référence</b>          | 1%     | 3%     | 6%     | 5%     | -9%    |

En effet pour les années 2018 à 2021, à DJU constants, les consommations sont plus élevées que le prévisionnel effectué par ARGEO à périmètre constant.

La baisse de consommation en 2022 est l'issue d'un effort collectif de baisse des températures de consigne afin d'atténuer l'effet de la hausse des prix des énergies sur les factures. Cet effort a notamment été produit par les villes, avec une baisse de 15% de la consommation entre 2021 et 2022 à DJU et périmètre constant pour la ville d'Arcueil et une baisse de 21% pour la Ville de Gentilly. Les efforts menés par les bailleurs sont également importants, avec une baisse de 10% pour OPALY par exemple.

Les évolutions des consommations passées ne permettent pas d'établir de tendance pour la suite des exercices. Une baisse est néanmoins attendue du fait :

- Des politiques nationales visant à réduire la consommation des énergies,
- Des réhabilitations des bâtiments existants et des développements de programmes neufs sur le territoire,
- Du dérèglement climatique, ayant tendance à rendre les hivers moins rudes.

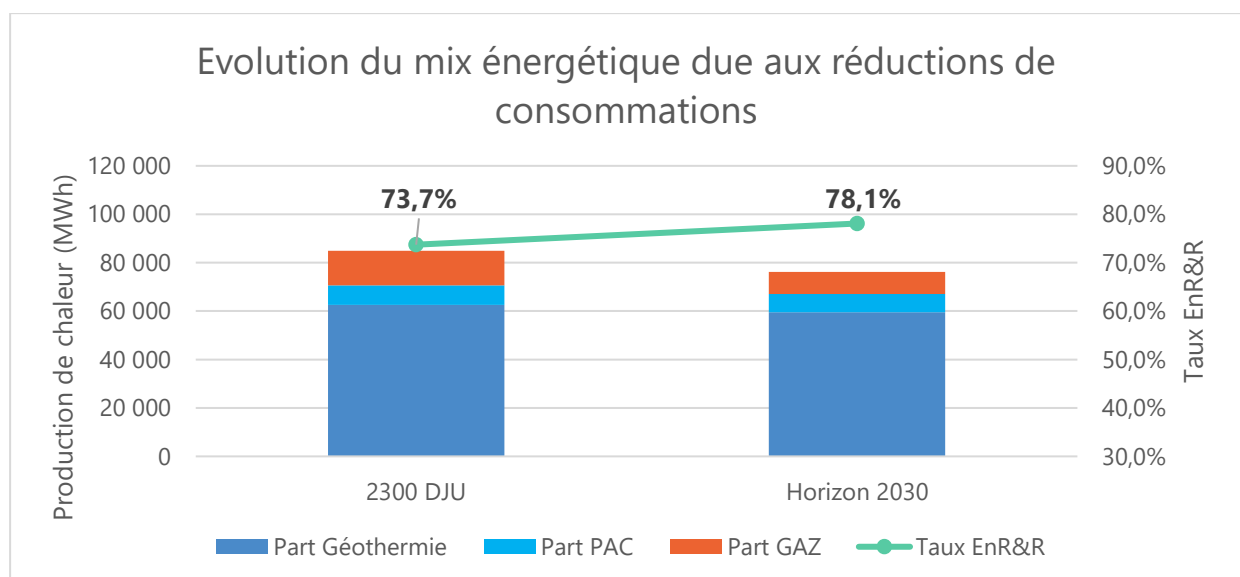
## 4.1.2 Baisses des consommations futures

De manière à tenir compte des futures opérations de rénovation thermique, des hypothèses de baisse de consommations sur les bâtiments actuellement raccordés au réseau de chaleur, ainsi que sur les futurs prospects, ont été attribuées selon le tableau ci-dessous :

| Typologie               | Baisse de consommation 2030 |
|-------------------------|-----------------------------|
| Équipement              | -15%                        |
| Logement social         | -15%                        |
| Autres                  | -10%                        |
| Bâtiment d'enseignement | -15%                        |
| Bureaux                 | -10%                        |
| Copropriété             | -10%                        |
| Neuf                    | 0%                          |

Ces baisses de consommations permettent d'envisager de nouveaux raccordements sans préjudice sur le taux d'énergies renouvelables et de récupération du réseau. En effet, en l'état, fin 2022, les 149 polices d'abonnements **signées** représentent un total de **77 208 MWh de besoin** selon le prévisionnel ARGEO, dont 63 386 MWh pour le chauffage et 13 822 MWh pour l'ECS. L'écart par rapport aux 65 765 MWh de besoin prévisionnel des bâtiments raccordés s'explique par le fait que certains abonnés ont signé une police d'abonnement mais que la livraison de chaleur n'a pas encore eu lieu. L'application des baisses de consommations, donne, à horizon 2030, un besoin prévisionnel de 68 550 MWh dont 54 728 MWh pour le chauffage, soit une baisse de 8 658 MWh (14 %).

D'un point de vue énergétique, cette diminution de consommation permet d'augmenter le taux EnR&R du réseau de 4,4 %.



Les baisses de consommations étant difficilement contrôlables au niveau de l'exploitation du réseau de chaleur, leurs conséquences sur le mix énergétique et/ou la possibilité de développement supplémentaire restent incertaines.

Dans la présente étude, une sensibilité a été réalisée quant à la non-réalisation de la baisse des consommations.

La diminution des consommations de chaleur des abonnés actuels et futurs étant un levier important vis-à-vis de la décarbonation du territoire, l'exploitant est invité à accompagner au mieux les abonnés dans cet effort.

## 4.2 PÉRIMÈTRE DE RÉFÉRENCE

Les hypothèses décrites ci-dessous permettent de fixer le scénario de base qui servira de référence. Le périmètre pris en compte pour ce scénario correspond aux bâtiments dont une police d'abonnement a été signée à fin 2022, avec les consommations prévisionnelles rapportées à 2300 DJU fournies par ARGEO.

Le détail des abonnés considérés pour le périmètre de référence est disponible en annexe.

Par rapport aux données de consommation de l'année 2022 présentées au paragraphe « **3.4. Intérêt du Stockage intersaisonnier**

**De nombreuses** technologies de stockage d'énergie sous forme thermique existent aujourd'hui, et sont classées en trois catégories, à savoir le stockage de chaleur sensible, le stockage de chaleur latente et le stockage sous forme chimique. Généralement, les technologies de stockage d'énergie thermique sont caractérisées en fonction des critères suivants : Stockage appliqué à ARGEO

Le stockage thermique inter-saisonnier, pourrait théoriquement amener un intérêt au réseau de chaleur d'ARGEO en remplaçant la chaleur produite par les chaudières gaz par de la chaleur issue du stockage.

L'étude jointe en annexe détaille les différentes technologies existantes et les possibles applications pour le réseau d'ARGEO.

La pertinence du stockage thermique n'est pas avérée pour le réseau d'ARGEO en raison du faible impact sur le mix énergétique, des investissements importants ainsi que du manque de foncier en surface ou de connaissances géologiques permettant la mise en place d'un stockage de type caverne (CTES).

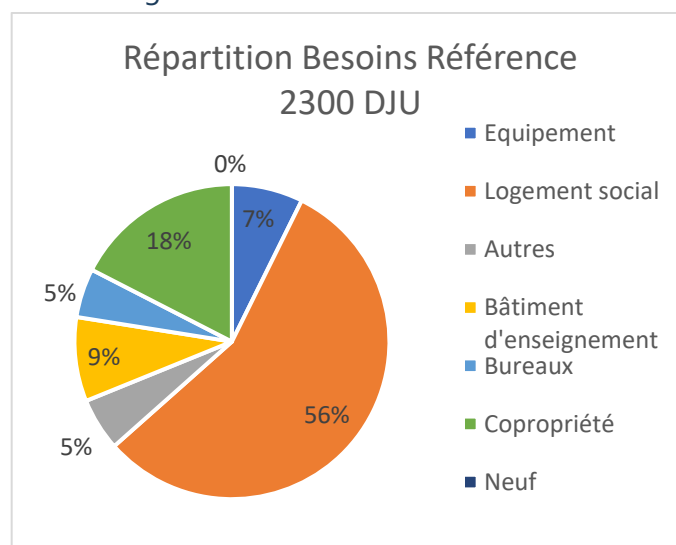
Pour ces raisons l'utilisation d'un stockage n'a pas été retenue dans la suite de l'étude.

Evolution et développement envisagés du réseau», le scénario de référence intègre la fourniture de chaleur sur l'année complète des abonnés ayant signé une police d'abonnement en 2022 pour une rigueur climatique rapportée à 2300 DJU contre 2104 DJU en 2022. La station météo choisie a été celle de Paris-Montsouris, permettant de simuler au mieux le comportement du réseau au cours de l'année 2022.

Les caractéristiques du réseau d'ARGEO pour le périmètre de base sont :

| Description du réseau Scénario REF       |                                       |         |
|------------------------------------------|---------------------------------------|---------|
| Nombre d'abonnés                         |                                       | 42      |
| Nombre de sous-stations                  |                                       | 150     |
| Nombre d'équivalents logements           |                                       | 8 663   |
| Linéaire du réseau (kml)                 |                                       | 19      |
| Bilan de puissances installées           | Centrale thermique (PAC + Géothermie) | 25,5 MW |
|                                          | Appoint centralisé                    | 18 MW   |
|                                          | Appoint / secours local               | 21 MW   |
| Energie livrée – 2300 DJU (MWh)          |                                       | 77 200  |
| Densité globale du réseau (MWh livré/ml) |                                       | 4,1     |

Les besoins de chaleur sont issus à près de 74 % d'abonnés de type logement, la répartition détaillée des besoins est présentée sur la figure suivante.



La simulation énergétique du réseau permet de déterminer le bouquet énergétique du périmètre de référence :

| Réseau Existant - périmètre 2022<br>Bilan théorique pour 2300 DJU | Total chaleur produite (MWh) | Taux de couverture (%) |
|-------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------|
| <b>EnR&amp;R Géothermie + PAC</b>                                 | 62 558                       | 73,7%                  |
| <b>Électricité PAC</b>                                            | 8 134                        | 9,6%                   |
| <b>Appoint Gaz</b>                                                | 14 170                       | 16,7%                  |
| <b>TOTAL</b>                                                      | <b>84 862</b>                | <b>100%</b>            |
| <b>Taux d'énergies renouvelables et de récupération</b>           |                              | <b>73,7 %</b>          |

Le rendement du réseau est de 91 % dans les simulations, ce qui est conforme au rendement réel de l'année 2022 et la puissance appelée maximale est de 35 MW.

| Bilan des puissances installées (kW)                    | REF           |
|---------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Puissance appelée maximale par -7°C (a)</b>          | 35 019        |
| Puissance effaçable via îlotage (b)                     | 8 630         |
| <b>Puissance réellement appelée en centrale (a – b)</b> | <b>26 389</b> |
| Puissance gaz secours disponible en centrale (c)        | 18 000        |
| Puissance gaz secours disponible en injection (d)       | 10 434        |
| Puissance fioul secours Chaufferies mobiles (e)         | 5 000         |
| <b>Puissance gaz secours totale (c + d + e)</b>         | <b>33 434</b> |
| <b>Puissance à installer (a – b) - (c + d + e)</b>      | <b>-7 045</b> |

Les moyens de production sont suffisants afin de subvenir au besoin maximal de chaleur dans le cas où la géothermie serait hors service.

À horizon 2030, en appliquant les baisses de consommations, le périmètre de référence ne représente plus que 68,5 GWh de besoins (soit une baisse de 8,7 GWh), les caractéristiques du réseau deviennent :

| Description du réseau Scénario REF 2030  |                                       |         |
|------------------------------------------|---------------------------------------|---------|
| Nombre d'abonnés                         |                                       | 42      |
| Nombre de sous-stations                  |                                       | 150     |
| Nombre d'équivalents logements           |                                       | ≈ 7000  |
| Linéaire du réseau (kml)                 |                                       | 19      |
| Bilan de puissances installées           | Centrale thermique (PAC + Géothermie) | 25,5 MW |
|                                          | Appoint centralisé                    | 18 MW   |
|                                          | Appoint / secours local               | 21 MW   |
| Energie livrée – 2300 DJU (MWh)          |                                       | 68 500  |
| Densité globale du réseau (MWh livré/ml) |                                       | 3,6     |

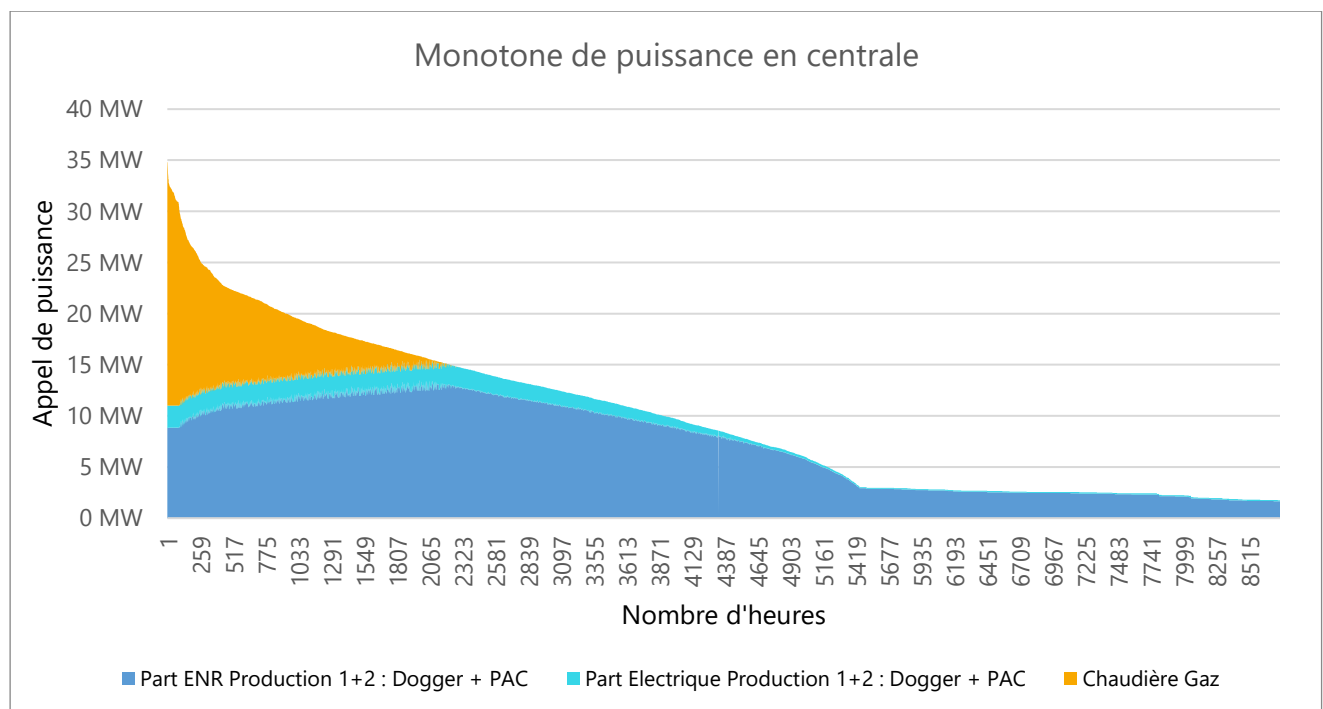
La simulation énergétique du réseau permet de déterminer le bouquet énergétique du périmètre de référence à horizon 2030 :

| Réseau Existant -REF 2030<br>Bilan théorique pour 2300 DJU | Total chaleur produite (MWh) | Taux de couverture (%) |
|------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------|
| <b>EnR&amp;R Géothermie + PAC</b>                          | 59 506                       | 78 %                   |
| <b>Électricité PAC</b>                                     | 7 521                        | 10 %                   |
| <b>Appoint Gaz</b>                                         | 9 177                        | 12 %                   |
| <b>TOTAL</b>                                               | <b>76 204</b>                | <b>100%</b>            |
| <b>Taux d'énergies renouvelables et de récupération</b>    |                              | <b>78 %</b>            |

Le rendement théorique du réseau est de 90 % et la puissance appelée maximale de 35 MW.

| Bilan des puissances installées (kW)                    | REF 2030       |
|---------------------------------------------------------|----------------|
| <b>Puissance appelée maximale par -7°C (a)</b>          | 31 098         |
| Puissance effaçable via îlotage (b)                     | 8 630          |
| <b>Puissance réellement appelée en centrale (a – b)</b> | <b>22 468</b>  |
| Puissance gaz secours disponible en centrale (c)        | 18 000         |
| Puissance gaz secours disponible en injection (d)       | 10 434         |
| Puissance fioul secours Chaufferies mobile (e)          | 5 000          |
| <b>Puissance gaz secours totale (c + d + e)</b>         | <b>33 434</b>  |
| <b>Puissance à installer (a – b) - (c + d + e)</b>      | <b>-10 966</b> |

Les moyens de production sont suffisants afin de subvenir au besoin maximal de chaleur dans le cas où la géothermie serait hors service.





## 4.3 ANALYSE DES POSSIBILITÉS D'EXTENSIONS ET DENSIFICATIONS

Sur la base de l'étude d'accompagnement des réseaux de chaleur à redynamiser, portée par l'ADEME et effectuée par Tilia, deux scénarios de développement ont été identifiés pour le réseau de chaleur ARGEO. Ces deux scénarios ont été consolidés et les baisses de consommations y ont été intégrés afin d'obtenir :

- Le scénario MIN : 31 sites supplémentaires pour une consommation de 27,5 GWh de chaleur supplémentaire (25,6 GWh à horizon 2030)
- Le scénario MAX : 53 sites supplémentaires pour une consommation de 35,2 GWh de chaleur supplémentaire (32,9 GWh à horizon 2030)

### 4.3.1 Scénario MIN

Parmi les 47 prospects ARGEO ayant refusé une police d'abonnement, une mise à jour de la prospection a été effectuée afin de déceler les abonnés enclins à accepter une nouvelle proposition de raccordement.

- 1 abonné s'est finalement raccordé (14 avenue Raspail),
- 1 projet a été abandonné (Cœur de plateau à Gentilly),
- 18 prospects ne sont pas compatibles (difficulté technique, besoins trop faibles, autre solution mise en place récemment...),
- 5 projets sont écartés car trop éloignés du réseau,
- 18 sites ont été qualifiés de prospects difficiles à raccorder, dont 11 copropriétés et plusieurs sites ayant déjà refusé un raccordement,
- 4 prospects dont le raccordement semble probable (Caisse des dépôts, Paris Habitat).

Les 4 prospects probables ont été ajoutés au scénario MIN. Ils représentent un besoin prévisionnel de 7 906 MWh de consommation de chaleur annuel.

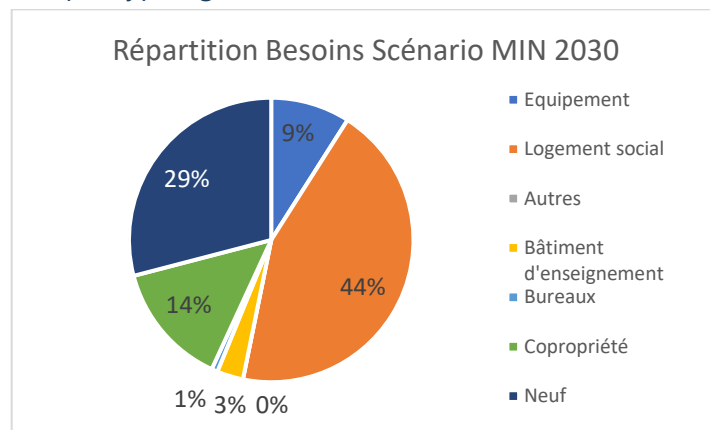
| Bâtiment                 | Adresse                             | Consommation<br>2300 DJU (MWh) |
|--------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| Caisse des dépôts 1 & 2  | 77 rue Marius Sidobre 94110 Arcueil | 1 807                          |
| Paris Habitat - Bièvre   | Rue de la Bièvre, 94250, Gentilly   | 1 939                          |
| Paris Habitat - Calmus   | Rue Charles Calmus, 94250, Gentilly | 2 306                          |
| Paris Habitat - Tanneurs | Allée des Tanneurs, 94250, Gentilly | 1 854                          |
| <b>TOTAL</b>             |                                     | <b>7 906</b>                   |

A ces 4 prospects ont été ajoutés 23 sites faisant partie du plan de développement du délégataire d'ARGEO pour une consommation totale de près de 25,4 GWh. Pour finir, quatre nouveaux prospects ont été identifiés à proximité du réseau et été ajoutés au scénario MIN.

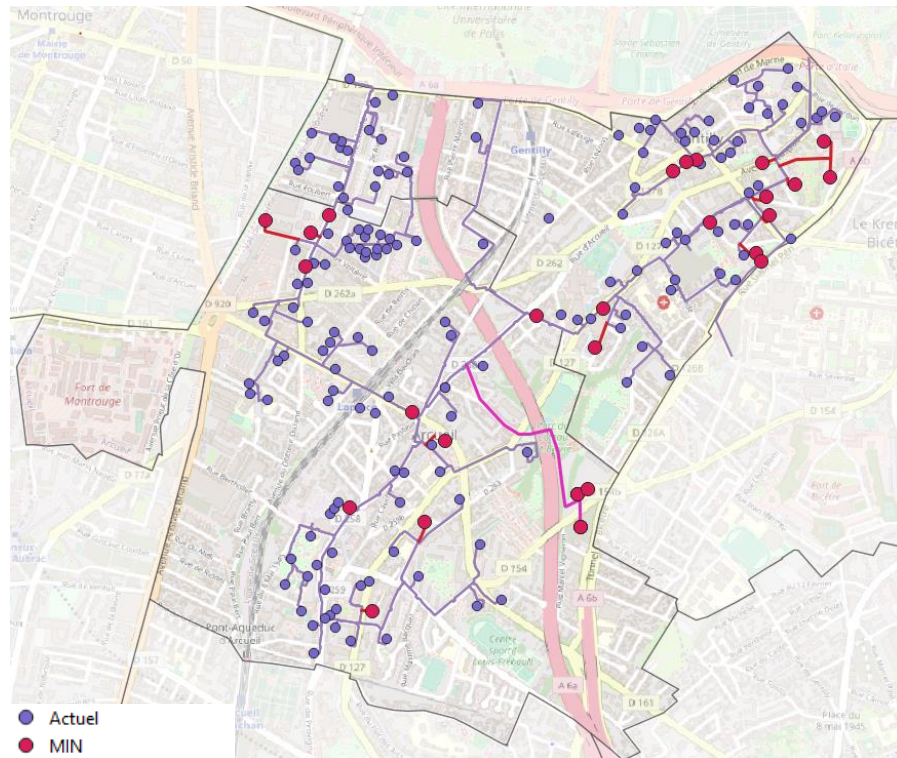
| Bâtiment               | Adresse                                                    | Consommation<br>2300 DJU (MWh) |
|------------------------|------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Bureaux Nelson Mandela | Avenue Nelson Mandela, Arcueil                             | 186                            |
| Résidence Leclerc      | 21, 23, 25 rue de la Division du Général Leclerc, Gentilly | 790                            |
| Résidence Arago        | 16-8 Rue Germaine Tailleferre, Arcueil                     | 739                            |
| Copropriété Riviera    | 4, 6 avenue Laplace                                        | 454                            |
| <b>TOTAL</b>           |                                                            | <b>2 169</b>                   |

Au global, l'ensemble des 31 prospects identifiés pour le scénario MIN représente 27,5 GWh (25,6 GWh à horizon 2030) de besoins.

La répartition des besoins par typologie est la suivante :



L'ensemble des prospects se trouve à proximité du réseau actuel, hormis la ZAC ECOTONE au Sud-Est de la ville. Le raccordement des 31 nouveaux prospects nécessite environ 1914 ml de réseaux supplémentaires, soit une densité des nouveaux raccordements de 13,6 MWh/ml à horizon 2030.



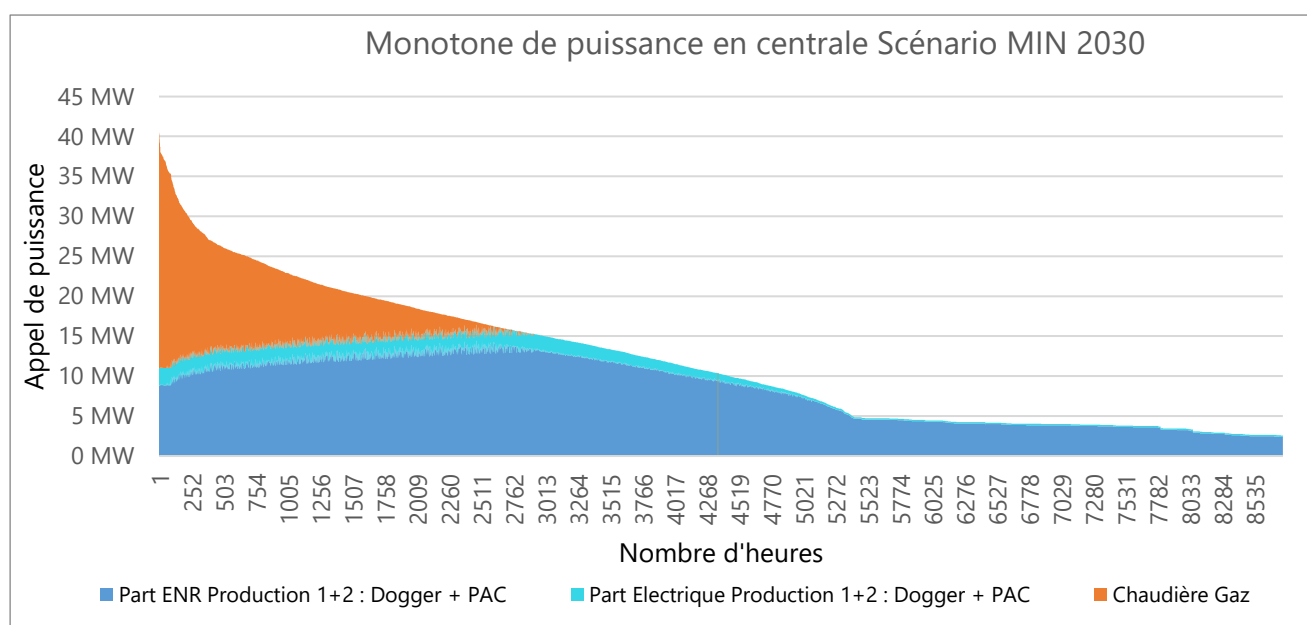
**Figure 26 : Tracé des extensions du scénario MIN**

Ajoutés aux besoins du scénario de référence, le besoin global atteint 94,1 GWh à horizon 2030. Les caractéristiques du réseau deviennent :

| Description du réseau Scénario MIN 2030  |         |
|------------------------------------------|---------|
| Nombre d'abonnés                         | 180     |
| Nombre d'équivalents logements           | ≈ 9 500 |
| Linéaire du réseau (kml)                 | 21      |
| Energie livrée – 2300 DJU (MWh)          | 94 100  |
| Energie produite (MWh)                   | 103 390 |
| Densité globale du réseau (MWh livré/ml) | 4,48    |

La simulation énergétique du réseau, avec les installations de production actuelles, permet de déterminer le bouquet énergétique du scénario de développement MIN.

| Scénario MIN 2030                                       | Total chaleur produite (MWh) | Taux de couverture (%) |
|---------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------|
| <b>EnR&amp;R Géothermie + PAC</b>                       | 72 312                       | 70 %                   |
| <b>Électricité PAC</b>                                  | 9 256                        | 9 %                    |
| <b>Appoint Gaz</b>                                      | 21 822                       | 21 %                   |
| <b>TOTAL</b>                                            | <b>103 390</b>               | <b>100%</b>            |
| <b>Taux d'énergies renouvelables et de récupération</b> |                              | <b>70 %</b>            |



Selon les simulations, les installations EnR&R permettent d'atteindre l'objectif du taux EnR&R de 65 %. La puissance maximale appelée en chaufferie par le réseau est de 41,5 MW par -7°C extérieur, soit une valeur supérieure à la puissance d'appoint-secours gaz installée (39 MW).

| Bilan des puissances installées (kW)                    | MIN 2030      |
|---------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Puissance appelée maximale par -7°C (a)</b>          | <b>41 553</b> |
| Puissance effaçable via îlotage (b)                     | 8 630         |
| <b>Puissance réellement appelée en centrale (a – b)</b> | <b>32 923</b> |
| Puissance gaz secours disponible en centrale (c)        | 18 000        |
| Puissance gaz secours disponible en injection (d)       | 10 434        |
| Puissance fioul secours Chaufferies mobile (e)          | 5 000         |
| <b>Puissance gaz secours totale (c + d + e)</b>         | <b>33 434</b> |
| <b>Puissance à installer (a – b) - (c + d + e)</b>      | <b>- 511</b>  |

Les moyens de production sont suffisants afin de subvenir au besoin maximal de chaleur dans le cas où la géothermie serait hors service, mais devrait faire intervenir une des chaufferies mobiles fioul.

Dans l'éventualité où les baisses de consommation n'auraient pas lieu d'ici 2030, la consommation totale de chaleur pourrait passer de 94,1 GWh à 104,7 GWh, soit une hausse de 10,6 GWh au maximum. Le besoin en centrale passerait quant à lui passerait de 103,4 GWh à 114,0 GWh pour une puissance appelée maximale de 46,4 MW.

Les installations actuelles ne permettront pas de subvenir à l'appel de puissance maximale par -7°C dans le cas d'une indisponibilité des installations Géothermie + PAC. Les deux chaudières mobiles fioul ne seront pas suffisantes si aucun nouveau moyen de production n'est mis à disposition par les abonnés.

| Impact de l'absence de baisse de consommations sur le scénario MIN |               |
|--------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Consommations</b>                                               | + 10,6 GWh    |
| <b>Production</b>                                                  | + 10,6 GWh    |
| <b>Appel de puissance</b>                                          | + 5,0 MW      |
| <b>Appoint Gaz nécessaire</b>                                      | 4,3 MW        |
| <b>Taux EnR&amp;R résultant</b>                                    | <b>65,1 %</b> |

Le scénario MIN permet de valoriser au maximum la ressource EnR&R tout en respectant les obligations de taux EnR&R du réseau ARGEO. Des installations gaz complémentaires ou mises à disposition de chaufferies permettront d'assurer le secours du réseau plus sereinement.

### 4.3.2 Scénario MAX

Le scénario MAX se base sur le scénario MIN, auquel sont ajoutés 22 prospects présents dans l'étude d'accompagnement des réseaux de chaleur à redynamiser, portée par l'ADEME et effectuée par Tilia.

Parmi les 24 prospects identifiés par Tilia, seuls 22 ont été conservés :

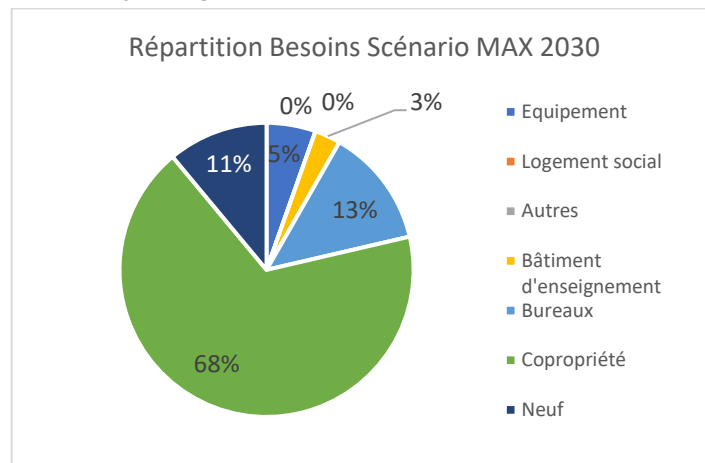
- Ont été exclus : un prospect situé au 131 avenue Aristide Briand à Montrouge, pour cause de situation géographique et densité thermique faible et un prospect au 28 rue d'Arcueil à Gentilly, par l'absence de consommations de gaz.
- 3 sites font partie du plan de développement du délégataire d'ARGEO
- 19 sites sont des nouveaux prospects dont le détail est présent ci-dessous :

| Bâtiment           | Adresse                                      | Consommation<br>2300 DJU (MWh) |
|--------------------|----------------------------------------------|--------------------------------|
| 29 Aristide Briand | 29 AVENUE ARISTIDE BRIAND ARCUEIL            | 584                            |
| 41 Aristide Briand | 41 AVENUE ARISTIDE BRIAND ARCUEIL            | 315                            |
| 28 Aristide Briand | 28 AVENUE ARISTIDE BRIAND ARCUEIL            | 242                            |
| 16 Auguste Blanqui | 16 rue Auguste Blanqui                       | 504                            |
| 77 Paul Vaillant   | 77, avenue Paul Vaillant Couturier, Gentilly | 101                            |
| 6 République       | 6 Avenue de la République, Gentilly          | 258                            |
| 28 Raspail         | 28, avenue Raspail                           | 336                            |

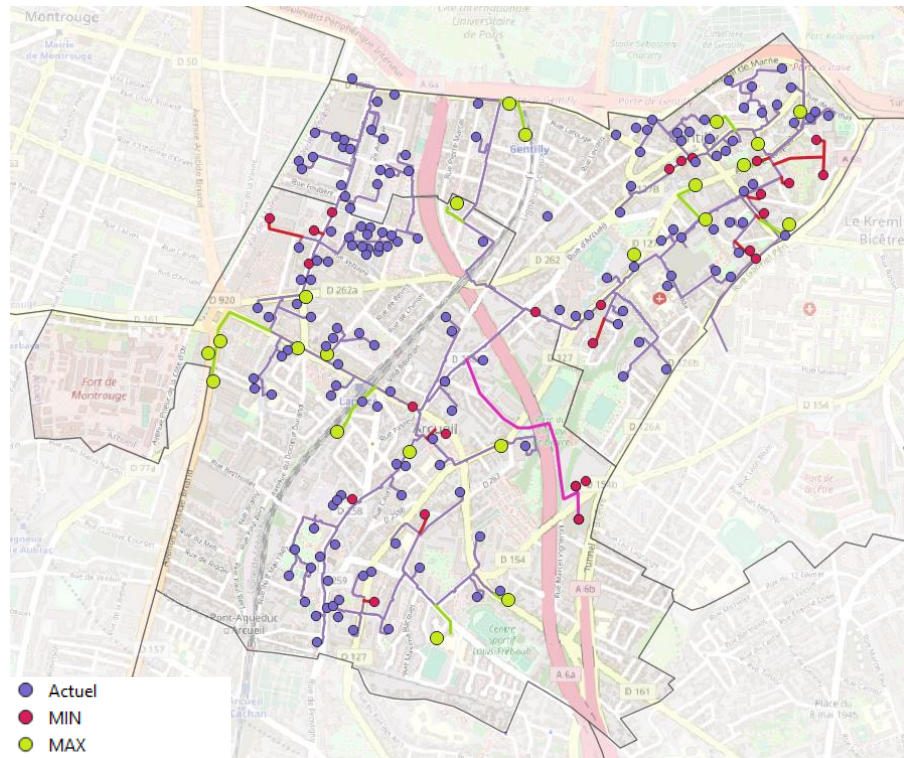
|                            |                                            |              |
|----------------------------|--------------------------------------------|--------------|
| 48 Raspail                 | 48 AVENUE RASPAIL GENTILLY                 | 103          |
| 45-61 Jean Jaurès          | 53 Avenue Jean Jaurès Gentilly             | 1 663        |
| 2 Chamoiserie              | 2 Rue de la Chamoiserie                    | 396          |
| 1 Jeanne d'Arc             | 1 AVENUE JEANNE D'ARC ARCUEIL              | 216          |
| 54 Raspail                 | 54 AVENUE FRANCOIS VINCENT RASPAIL ARCUEIL | 325          |
| 32 Jean Jaurès             | 32 AVENUE JEAN JAURES ARCUEIL              | 273          |
| 104-106 Marius Sidobre     | 104, 106 rue Marius Sidobre                | 148          |
| 1 Carriers                 | 1 RUE DES CARRIERS ARCUEIL                 | 200          |
| 7 Lavoisier                | 7 Pl. Lavoisier                            | 672          |
| 51 Laplace                 | 51 AVENUE LAPLACE ARCUEIL                  | 151          |
| A76 logement paul vaillant | 21, avenue Paul Vaillant Couturier         | 168          |
| 1 Trubert                  | 1 RUE FRANCOIS TRUBERT ARCUEIL             | 223          |
| <b>TOTAL</b>               |                                            | <b>6 877</b> |

Les 22 sites conservés pour le scénario MAX représentent un total de consommations de 7 668 MWh (7 276 MWh à horizon 2030).

La répartition des besoins par typologie est la suivante :



Le raccordement des nouveaux prospects nécessite 1 617 ml de réseau supplémentaire par rapport au scénario MIN. La densité des nouveaux raccordements est de 4,50 MWh/ml.



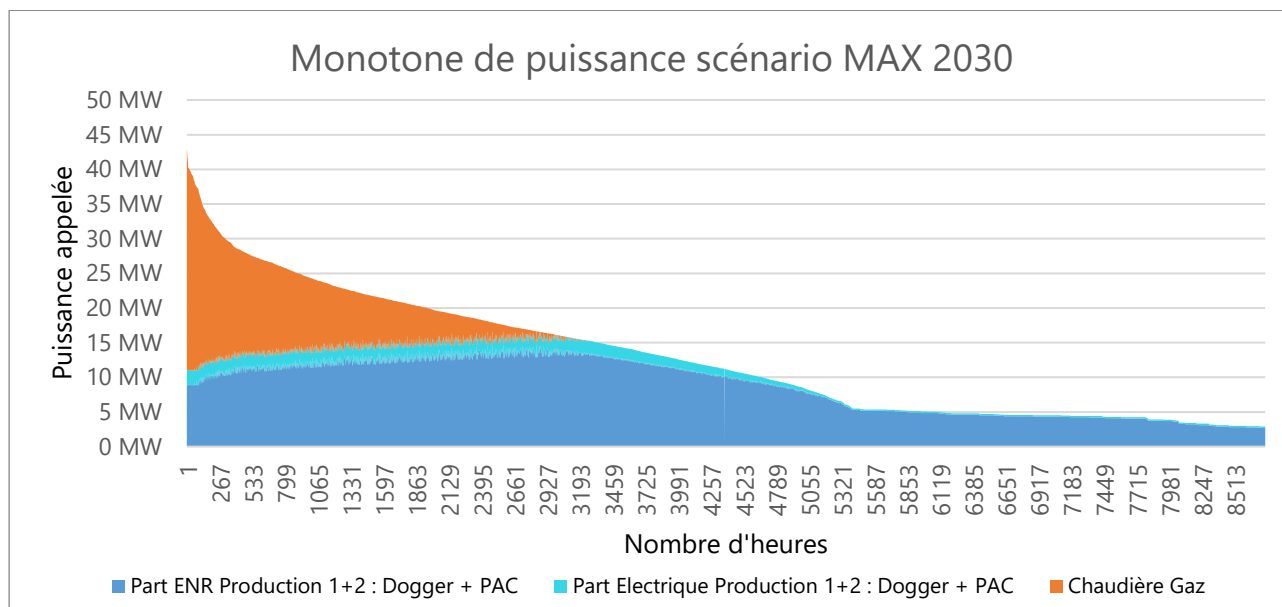
**Figure 27 : Tracé des extensions du scénario MAX**

Ajoutés aux besoins du scénario du scénario MIN le besoin global du scénario MAX atteint 101,4 GWh à horizon 2030. Les caractéristiques du réseau deviennent :

| Description du réseau Scénario MAX 2030  |          |
|------------------------------------------|----------|
| Nombre d'abonnés                         | 202      |
| Nombre d'équivalents logements           | ≈ 10 500 |
| Linéaire du réseau (kml)                 | 23       |
| Energie livrée – 2300 DJU (MWh)          | 101 400  |
| Energie produite (MWh)                   | 111 500  |
| Densité globale du réseau (MWh livré/ml) | 4,41     |

La simulation énergétique du réseau, avec les installations de production actuelles, permet de déterminer le bouquet énergétique du scénario de développement MAX à horizon 2030.

| Scénario MAX 2030                                       | Total chaleur produite (MWh) | Taux de couverture (%) |
|---------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------|
| <b>EnR&amp;R Géothermie + PAC</b>                       | 75 731                       | 68 %                   |
| <b>Électricité PAC</b>                                  | 9 710                        | 9 %                    |
| <b>Appoint Gaz</b>                                      | 26 033                       | 23 %                   |
| <b>TOTAL</b>                                            | <b>111 474</b>               | <b>100%</b>            |
| <b>Taux d'énergies renouvelables et de récupération</b> |                              | <b>68 %</b>            |



Selon les simulations, les installations EnR&R permettent d'atteindre l'objectif du taux EnR&R de 65 %. Cependant, la puissance maximale appelée en chaufferie par le réseau est de 44,5 MW par -7°C extérieur, soit supérieur à la puissance d'appoint-secours gaz installée (39 MW).

| Bilan des puissances installées (kW)                    |  | MAX 2030      |
|---------------------------------------------------------|--|---------------|
| <b>Puissance appelée maximale par -7°C (a)</b>          |  | <b>44 460</b> |
| Puissance effaçable via îlotage (b)                     |  | 8 630         |
| <b>Puissance réellement appelée en centrale (a – b)</b> |  | <b>35 830</b> |
| Puissance gaz secours disponible en centrale (c)        |  | 18 000        |
| Puissance gaz secours disponible en injection (d)       |  | 10 434        |
| Puissance fioul secours Chaufferies mobile (e)          |  | 5 000         |
| <b>Puissance gaz secours totale (c + d + e)</b>         |  | <b>33 434</b> |
| <b>Puissance à installer (a – b) - (c + d + e)</b>      |  | <b>2 396</b>  |

Dans le cas où la géothermie serait hors service, les moyens de production ne seraient pas suffisants afin de subvenir au besoin maximal de chaleur par -7°C. Malgré l'utilisation des deux chaufferies mobiles fioul, une puissance supplémentaire de 2,4 MW seraient à installer ou à mettre à disposition par des abonnés.

Dans l'éventualité où les baisses de consommations n'auraient pas lieu d'ici 2030, la consommation totale de chaleur pourrait passer de 101,4 GWh à 112,4 GWh, soit une hausse de 11 GWh au maximum. Le besoin en centrale passerait quant à lui passerait de 111,5 GWh à 122,5 GWh pour une puissance appelée maximale de 49,5 MW.

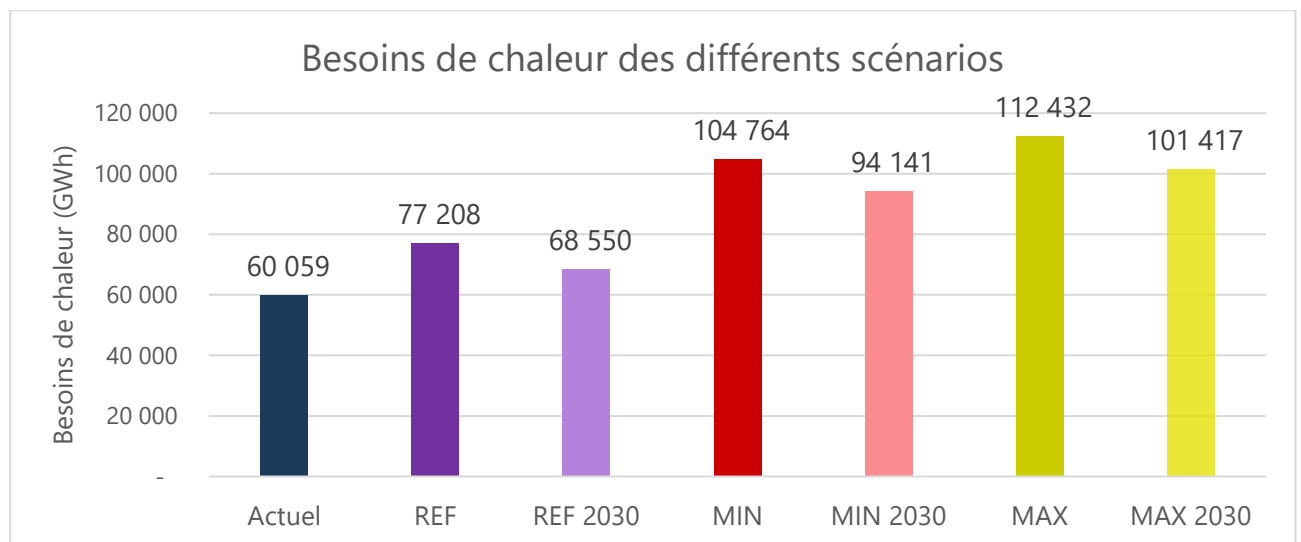
Les installations actuelles ne permettront pas de subvenir à l'appel de puissance maximale par -7°C dans le cas d'une indisponibilité des installations Géothermie + PAC. Une puissance supplémentaire

de 7,4 MW serait à intégrer dans les moyens de production, une telle puissance pourra être mise à disposition par les nouveaux abonnés.

| Impact de l'absence de baisse de consommations sur le scénario MAX |               |
|--------------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Consommations</b>                                               | + 11 GWh      |
| <b>Production</b>                                                  | + 11 GWh      |
| <b>Appel de puissance</b>                                          | + 5,0 MW      |
| <b>Appoint Gaz nécessaire</b>                                      | 7,4 MW        |
| <b>Taux EnR&amp;R résultant</b>                                    | <b>63,2 %</b> |

Le scénario MAX permet d'établir la limite de développement permise par les installations géothermale en place. En appliquant les baisses de consommation à horizon 2030 le taux d'EnR&R du réseau reste légèrement supérieur au taux limite de 65 %, cependant, l'absence de réductions des consommations viendrait abaisser le taux EnR&R du réseau sous le seuil des 65%. Le développement d'un tel projet nécessite un appoint EnR&R afin de sécuriser le verdissement du réseau, ce dernier pourra être fait grâce à la mise à disposition de chaufferies abonnés.

En résumé, après avoir établi et simulé le scénario de référence, deux nouveaux scénarios ont été étudié ; le scénario MIN et le scénario MAX ; dont les caractéristiques sont présentées ci-dessous. Afin de juger de l'impact des baisses de consommations, une sensibilité a été réalisée pour chaque scénario à horizon 2030.



|                                     |     |        |         |        |          |        |        |
|-------------------------------------|-----|--------|---------|--------|----------|--------|--------|
| <b>Nombre d'abonnés</b>             | 142 | 149    |         | 180    |          | 202    |        |
| <b>Besoin d'appoint secours Gaz</b> | /   | - 7 MW | - 11 MW | 4,3 MW | - 0,5 MW | 7,4 MW | 2,4 MW |
| <b>Taux EnR&amp;R atteignable</b>   | 80% | 73,7 % | 78,1 %  | 65,1 % | 69,9 %   | 63,2 % | 67,9 % |

## 4.4 INTÉGRATION D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION

Dans le cadre de l'étude du développement du réseau ARGEO, l'utilisation d'appoint EnR&R s'avère utile afin de pouvoir maintenir le taux EnR&R du réseau au-dessus de la limite contractuelle de 65%. Également, l'utilisation d'EnR&R complémentaires permettrait de diversifier le mix énergétique et de limiter l'impact des énergies fossiles dans la mixité tarifaire de la vente de chaleur. Dans cette optique, et au vu de la possibilité offerte par la ville du Kremlin-Bicêtre d'exporter de la chaleur, l'import de chaleur depuis le Kremlin-Bicêtre a été étudié.

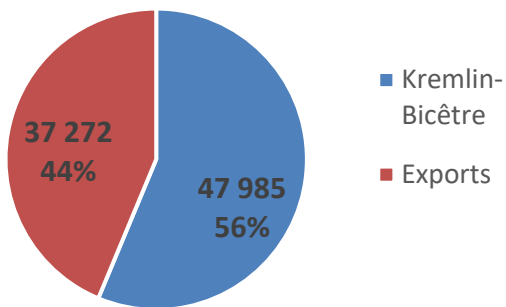
### 4.4.1 Kremlin-Bicêtre : Chaleur exportable

À l'aide du SIPPEREC, le Kremlin-Bicêtre a fait réaliser une étude de faisabilité par MANERGY afin d'étudier la possibilité de réaliser un réseau de chaleur alimenté par Géothermie. L'étude a révélé la possibilité d'exporter près de 37 GWh de chaleur à un taux d'EnR&R de 70 %.

Les caractéristiques du projet du Kremlin-Bicêtre sont les suivantes :

| <b>Résultats prévisionnels de l'étude du Kremlin-Bicêtre</b> |                    |
|--------------------------------------------------------------|--------------------|
| Consommations de chaleur en 2030                             | 85 GWh utiles      |
| Nombre d'équivalents-logements                               | <b>9 000</b>       |
| Nombre de prospects raccordés                                | 72 +               |
| Linéaire de réseaux                                          | 10 kml +           |
| Densité linéique                                             | <b>4,95 MWh/ml</b> |
| Production de chaleur en centrale                            | 88 GWh             |
| <u>Géothermie au dogger</u>                                  |                    |
| - Température sortie échangeur géo. :                        | 62 °C              |
| - Température minimale entrée échangeur géo. :               | 31 °C              |
| - Débit considéré :                                          | 300 m3/h           |
| Puissance PAC installée                                      | 9 MW               |
| Puissance maximale appelée                                   | 34 MW              |
| Taux EnR&R en 2030                                           | <b>70%</b>         |

### Besoin de chaleur en centrale KB (MWh)



### Bilan de production en centrale KB

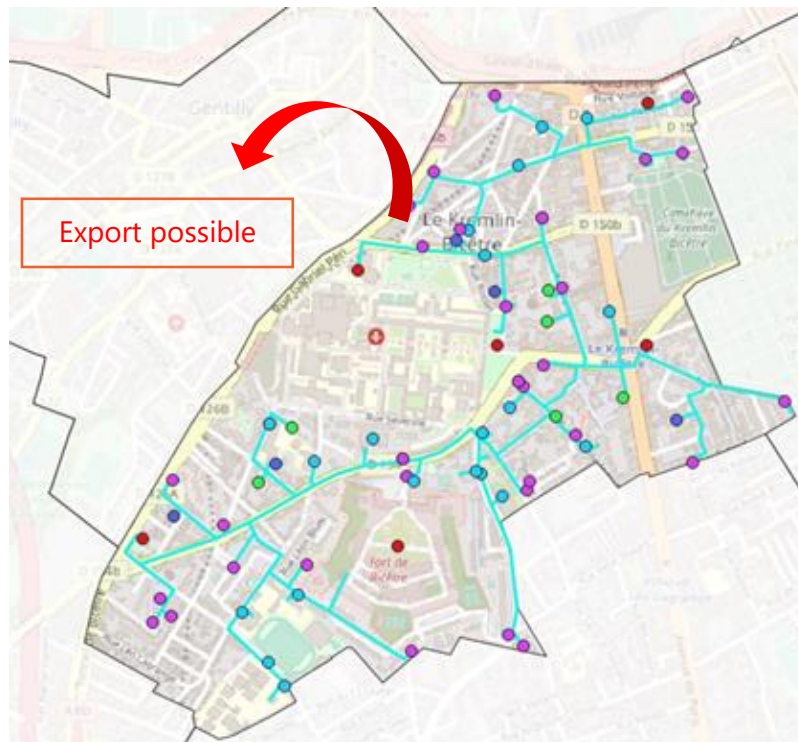
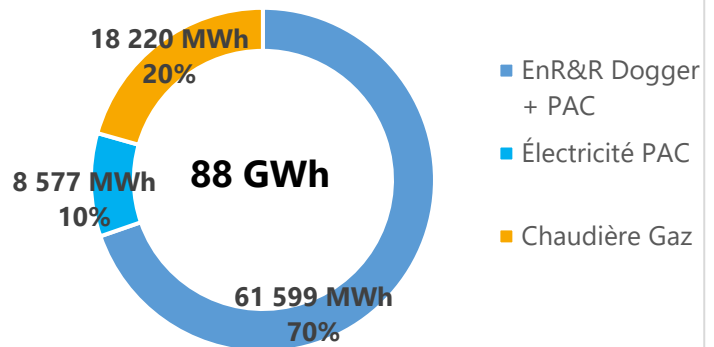


Figure 28 : Tracé prévisionnel du tracé du Kremlin-Bicêtre

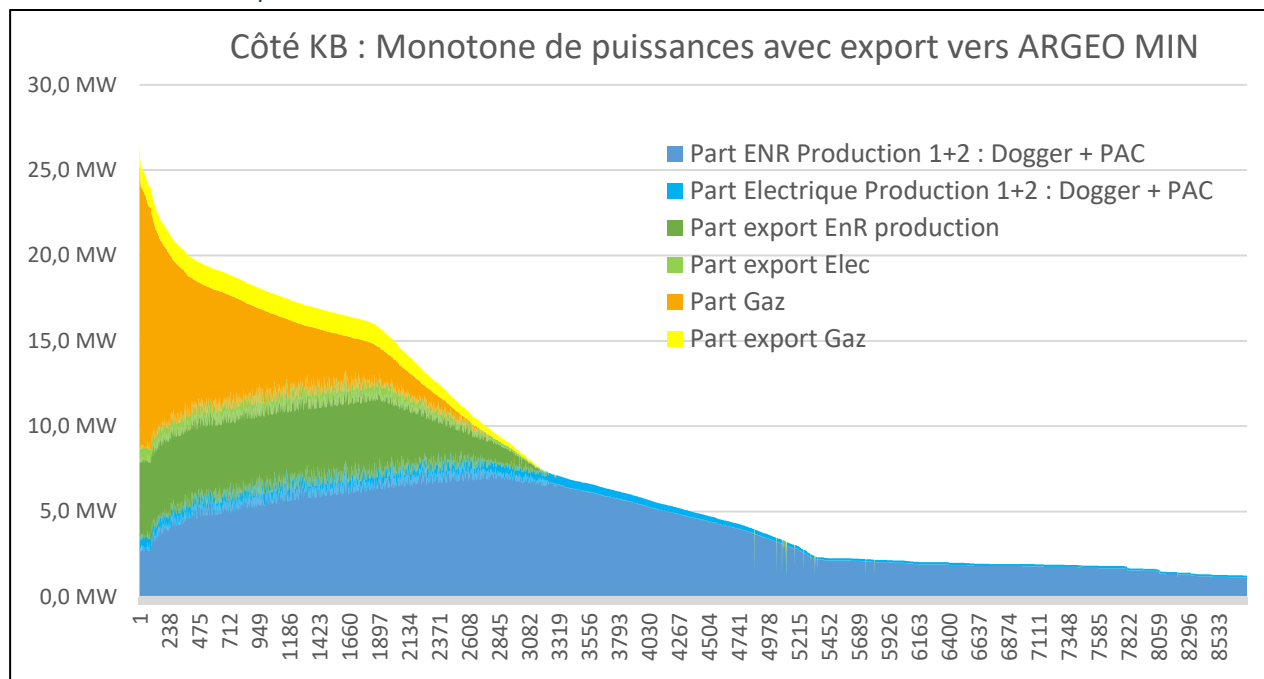
#### 4.4.2 Import Scénario MIN

Le réseau du Kremlin-Bicêtre a pu être modélisé en y ajoutant les besoins totaux du réseau ARGEO scénario MIN à horizon 2030.

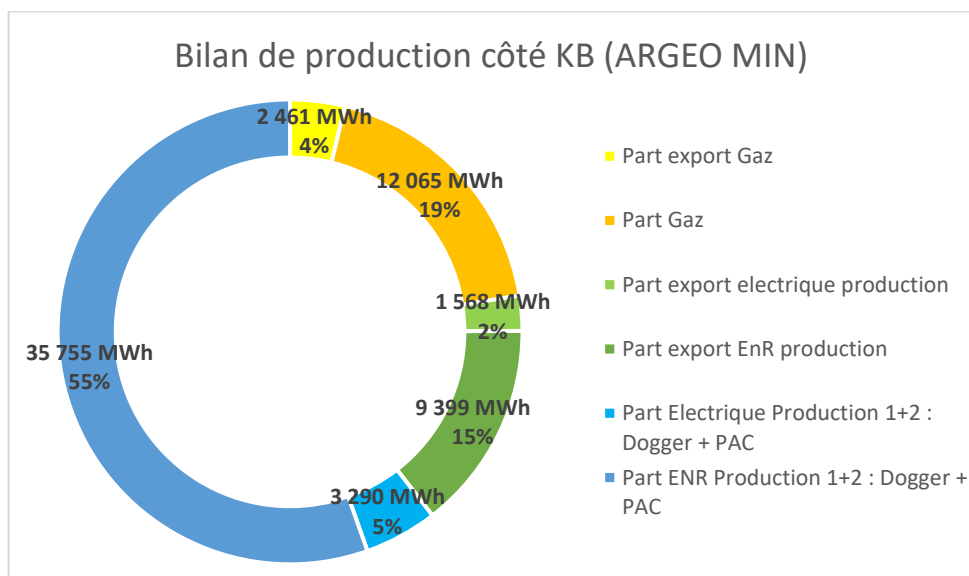
Le détail sur les consommateurs d'ARGEO a permis de modéliser plus précisément la valorisation totale de la géothermie du Kremlin-Bicêtre en différenciant la part utile pour le Kremlin-Bicêtre et la part utile pour le réseau ARGEO. Au total, ce sont 53 639 MWh de chaleur à 70% d'EnR&R qui sont exportables vers ARGEO. Seulement, cet export vient, par ordre de priorité, en seconde position, après la valorisation de la géothermie d'ARGEO.

L'import possible côté ARGEO est donc dimensionné à 13 427 MWh à horizon 2030, avec un taux EnR&R de 70 %. La part géothermie + PAC supplémentaire valorisée depuis le forage du Kremlin-Bicêtre est de 9 399 MWh. Le reste de l'export est composé de la part électrique de la production ainsi que de l'appoint Gaz.

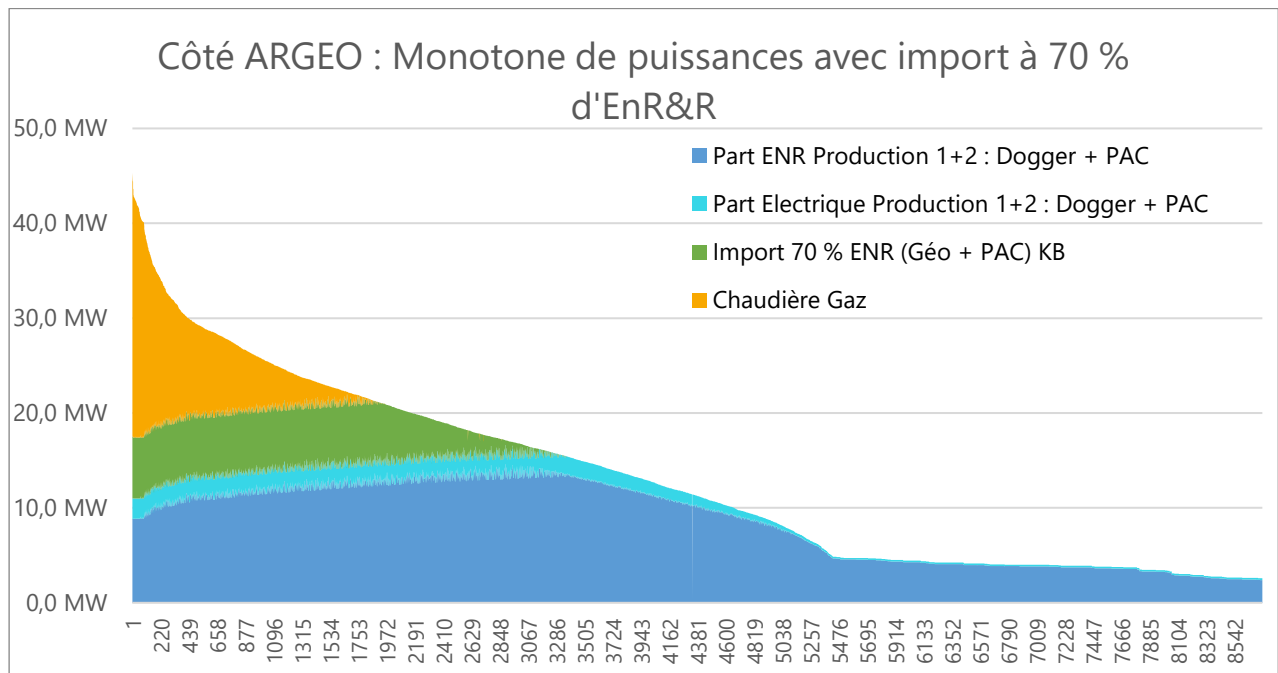
Les monotones de puissances des deux réseaux sont les suivantes :



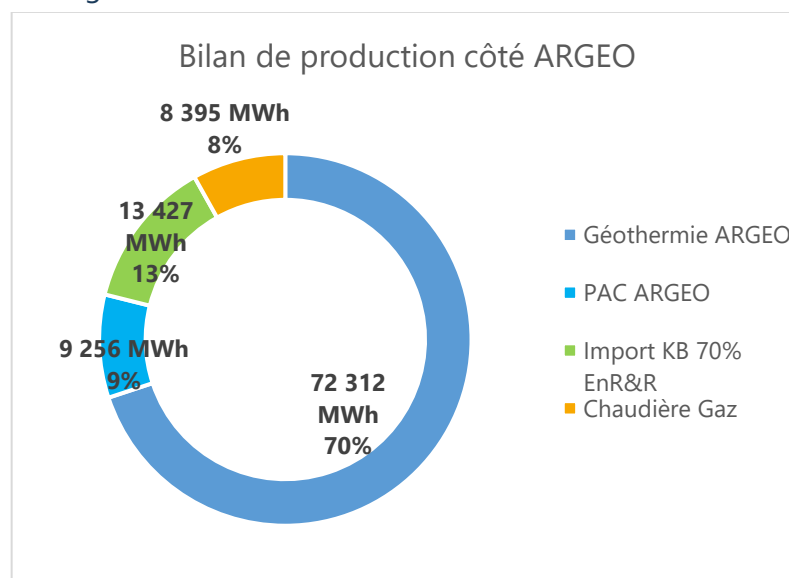
La production totale de chaleur côté Kremlin-Bicêtre atteint grâce à l'export 64 537 MWh, tout en conservant un taux EnR&R de 70%.



Côté Kremlin-Bicêtre, aucun changement des installations prévues initialement n'est nécessaire. Au niveau de l'exploitation, les pompes à chaleur seront plus utilisées (+1 568 MWh) afin de valoriser au maximum la géothermie et l'utilisation des chaudières gaz sera également augmentée (+2 461 MWh) afin d'exporter une chaleur au taux EnR&R de 70%.



L'import de 13 427 MWh de chaleur depuis le Kremlin-Bicêtre vient diminuer la consommation de gaz du réseau et ainsi augmenter le taux EnR&R du réseau.



Au global, la consommation totale de chaleur en centrale du scénario MIN (104 GWh à horizon 2030) provient à hauteur de 70 % de la géothermie d'ARGEO et à hauteur de 13 % de l'import de chaleur du Kremlin-Bicêtre.

Le taux EnR&R du réseau passe de **70 % à 79 %** grâce à l'import de chaleur.

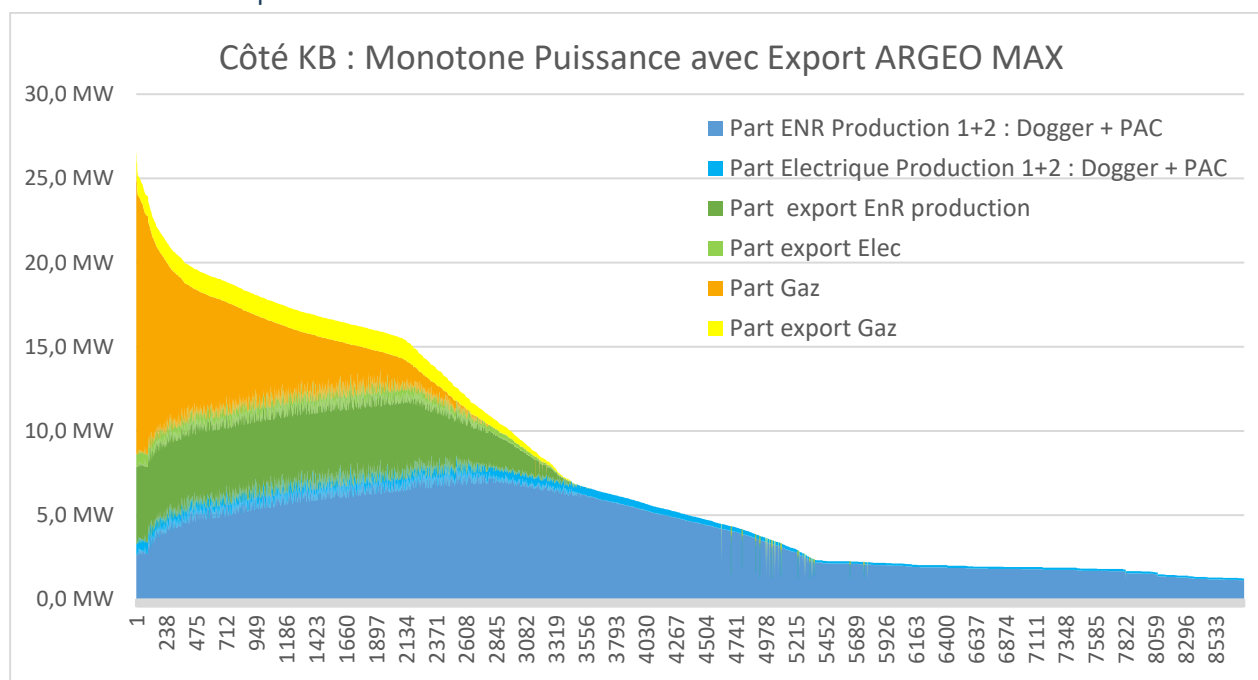
### 4.4.3 Import Scénario MAX

Similairement au scénario MIN, le réseau du Kremlin-Bicêtre a pu être modélisé en y ajoutant les besoins totaux du réseau ARGEO scénario MAX à horizon 2030.

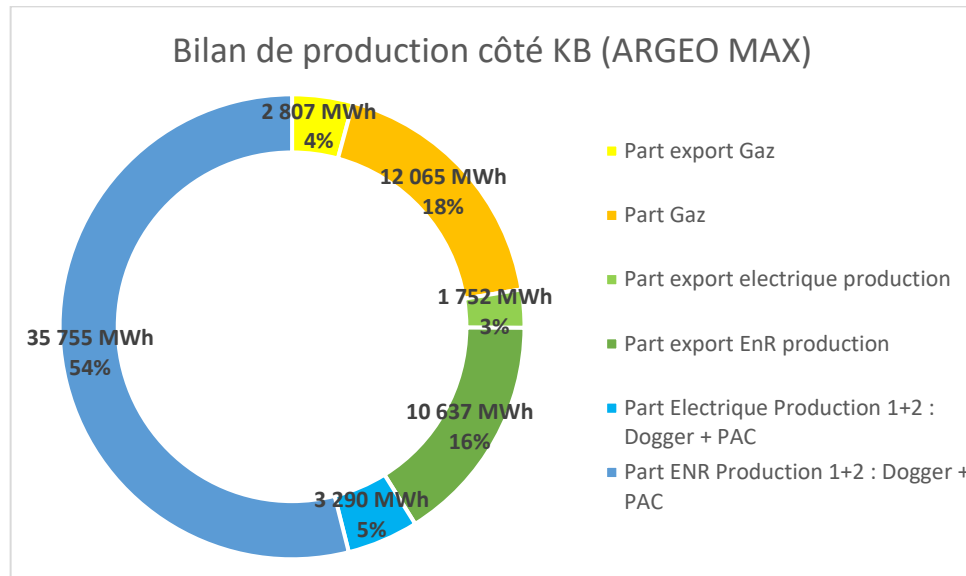
Le détail sur les consommateurs d'ARGEO a permis de modéliser plus précisément la valorisation totale de la géothermie du Kremlin-Bicêtre en différenciant la part utile pour le Kremlin-Bicêtre et la part utile pour le réseau ARGEO. Au total, ce sont 56 197 MWh de chaleur à 70% d'EnR&R qui sont exportables vers ARGEO. Seulement, cet export vient, par ordre de priorité, en seconde position, après la valorisation de la géothermie d'ARGEO.

L'import possible côté ARGEO est donc dimensionné à 15 196 MWh à horizon 2030, avec un taux EnR&R de 70 %. La part géothermie supplémentaire valorisée depuis le forage du Kremlin-Bicêtre est de 9 399 MWh. Le reste de l'export est composé de la part électrique de la production ainsi que de l'appoint Gaz.

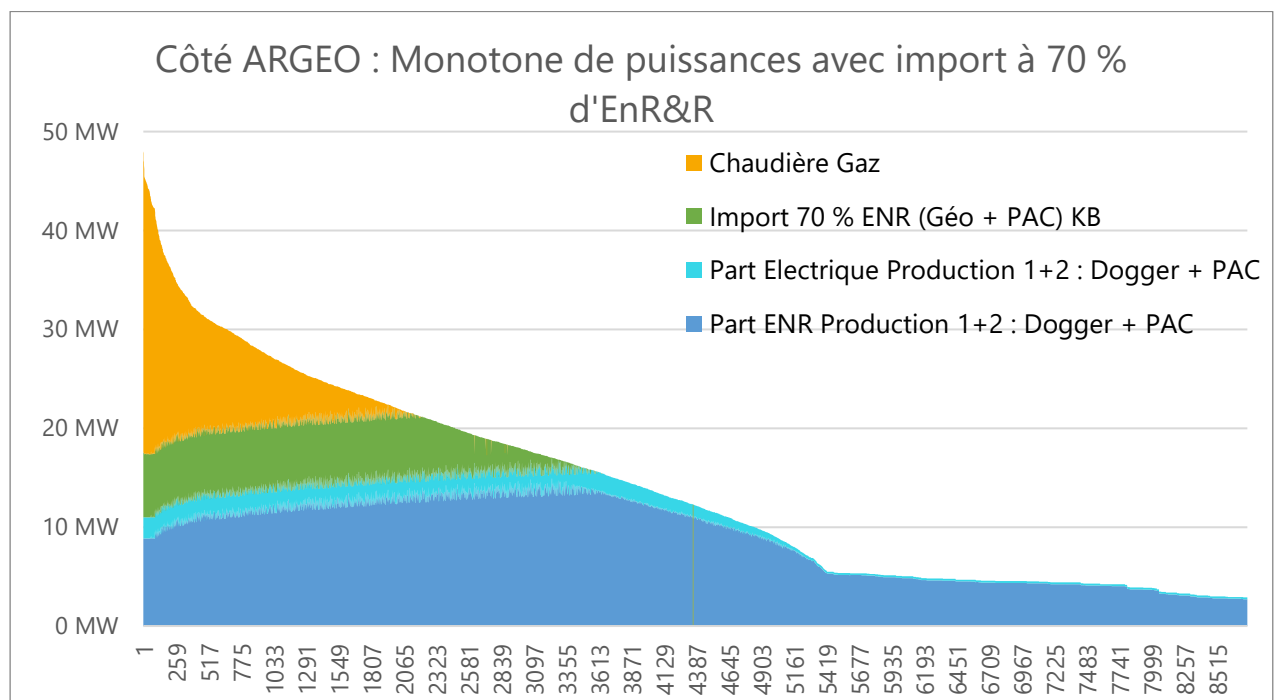
Les monotones de puissances des deux réseaux sont les suivantes :



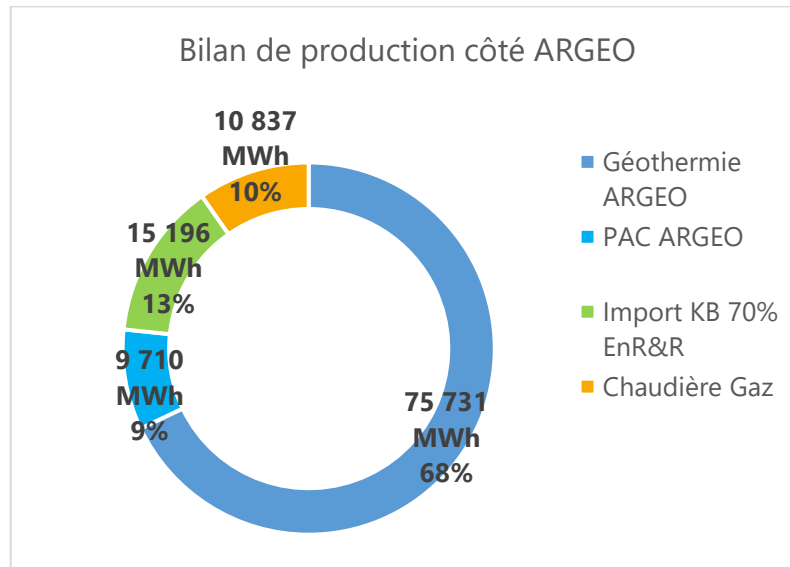
La production totale de chaleur côté Kremlin-Bicêtre atteint grâce à l'export 66 305 MWh, tout en conservant un taux EnR&R de 70 %.



Côté Kremlin-Bicêtre, aucun changement des installations prévues initialement n'est nécessaire. Au niveau de l'exploitation, les pompes à chaleur seront plus utilisées (+1 752 MWh) afin de valoriser au maximum la géothermie et l'utilisation des chaudières gaz sera également augmentée (+2 807 MWh) afin d'exporter une chaleur au taux EnR&R de 70 %.



L'import de 15 196 MWh de chaleur depuis le Kremlin-Bicêtre vient diminuer la consommation de gaz du réseau et ainsi augmenter le taux EnR&R du réseau.



Au global, la consommation totale de chaleur en centrale du scénario MIN (115 GWh à horizon 2030) provient à hauteur de 70 % de la géothermie d'ARGEO et à hauteur de 13 % de l'import de chaleur du Kremlin-Bicêtre.

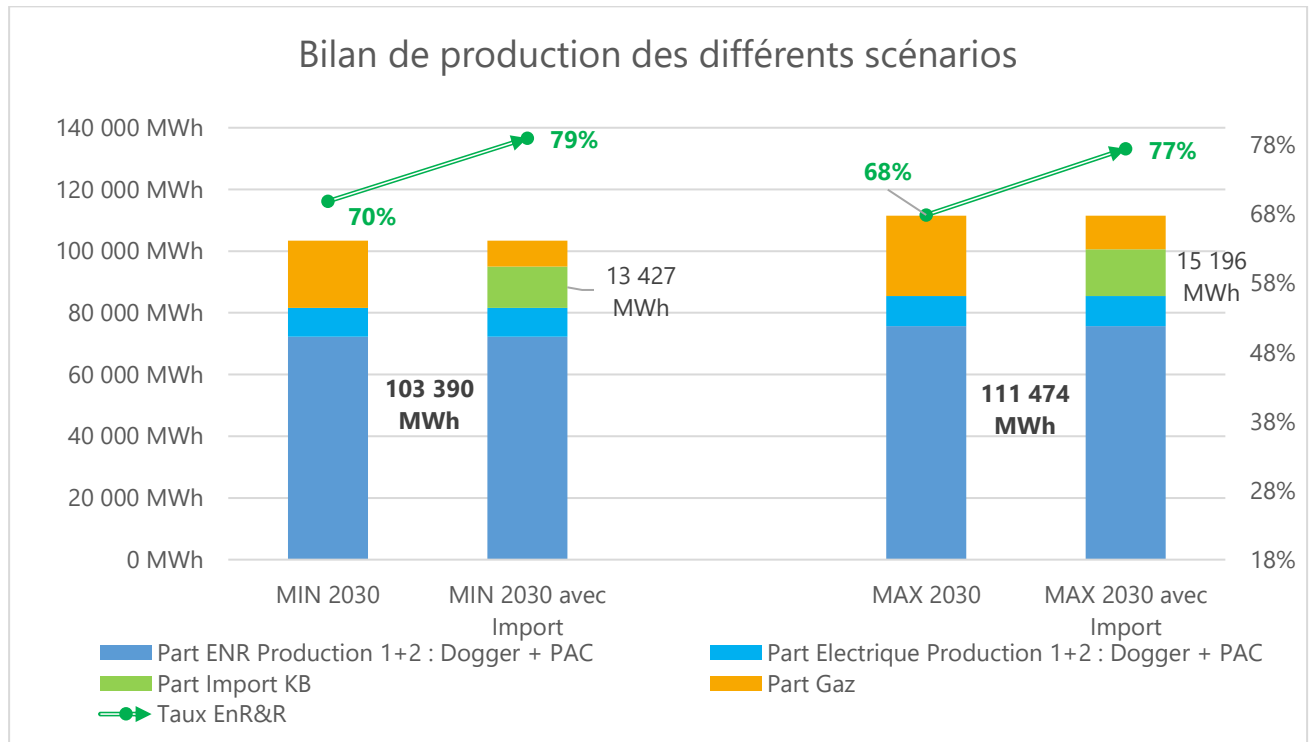
Le taux EnR&R du réseau passe de **68 % à 77 %** grâce à l'import de chaleur.

## 4.5 CONCLUSION DES SCÉNARIOS DE DÉVELOPPEMENT ÉTUDIÉS

L'étude de développement du réseau a permis :

- D'effectuer des hypothèses quant aux baisses de consommations futures des bâtiments actuellement raccordés au réseau et les appliquer à horizon 2030
- D'étudier les possibilités de développement du réseau sur le territoire d'Arcueil / Gentilly afin d'établir 2 scénarios de développement
- D'intégrer une nouvelle source d'EnR&R à la production de chaleur afin de permettre le développement du réseau dans les meilleures conditions.

Les conclusions de cette étude sont résumées dans le graphique ci-dessous :



Les baisses de consommation à horizon 2030 couplées à de l'import de chaleur depuis le Kremlin-Bicêtre à hauteur de 70% d'EnR&R permettent de garantir un taux EnR&R suffisant pour le réseau d'ARGEO. La marge d'énergie renouvelable permet de couvrir les risques, notamment de la baisse des consommations, qui reste incertaine. Comme le montre le graphique précédent l'import de chaleur permet d'augmenter le taux EnR&R du réseau ARGEO de près de 9 points, diminuant la dépendance aux énergies fossiles.

## 5 ANALYSE ÉCONOMIQUE, ENVIRONNEMENTALE ET SOCIALE

L'analyse technique des deux scénarios de développement a montré un risque sur le taux EnR&R des scénarios MIN et MAX dans le cas où les baisses de consommation seraient inférieures au prévisionnel, en l'absence d'apport d'EnR&R complémentaire. L'import de chaleur renouvelable depuis le Kremlin-Bicêtre montre son intérêt d'un point de vue technique et énergétique ; en effet, il permet de s'affranchir de nouvelles installations de production secours et d'augmenter le taux EnR&R du réseau en effaçant une partie du gaz.

Le but de cette analyse économique est d'établir des Comptes d'Exploitation Prévisionnel (CEP) qui permettent d'illustrer l'équilibre économique des scénarios malgré les nouveaux investissements à prévoir et les baisses de consommations à considérer.

L'annexe financière 4 du contrat de DSP précise qu'ARGEO s'engage sur un volume de ventes thermiques à hauteur de 100 GWh sur les villes d'Arcueil et Gentilly pour un volume d'abonnement d'environ 230 kURF. La quantité d'URF contractualisée s'élevant à 245 kURF, le réseau peut être considéré comme complètement développé en termes de puissance souscrite, cependant les consommations réelles de chaleur restent bien inférieures à l'engagement de fourniture défini par ARGEO.

Pour chacun des scénarios, le CEP a été réalisé en marginal afin d'analyser l'équilibre économique du développement du réseau de chaleur et des baisses de consommations par rapport à la situation de référence, correspondant au périmètre des abonnés ayant une police d'abonnement à fin 2022 avec des consommations dimensionnées sur une rigueur climatique de 2300 DJU. La baisse à venir des consommations venant détériorer la rentabilité du projet, la densification du réseau et le changement d'approvisionnement énergétique viennent apporter un bénéfice supplémentaire

Cette analyse se base principalement sur deux critères : le Taux de Rentabilité Interne (TRI) et le coût de la chaleur des abonnés.

Au total, 3 scénarios viables techniquement, seront étudiés économiquement :

- 1) Scénario MIN avec baisse de consommations et fourniture de chaleur par les installations existantes
- 2) Scénario MIN avec baisse de consommations et fourniture de chaleur par les installations existantes et l'import de chaleur du Kremlin-Bicêtre
- 3) Scénario MAX avec baisse de consommations et fourniture de chaleur par les installations existantes et l'import de chaleur du Kremlin-Bicêtre

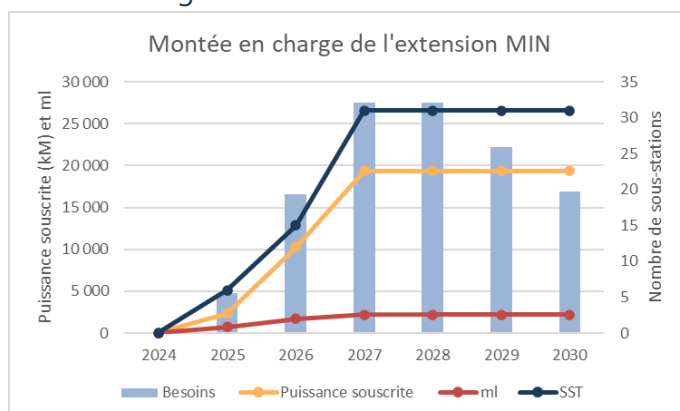
## 5.1 HYPOTHÈSES DES ÉTUDES ÉCONOMIQUES

### 5.1.1 Relatives à l'import depuis le Kremlin-Bicêtre

- La mise en service de la géothermie au Kremlin-Bicêtre est considérée effective pour l'année 2028. L'import de chaleur ne sera possible qu'à partir de cette date.
- La sous-station d'échange à la frontière entre le Kremlin-Bicêtre et Arcueil est prise en charge dans le projet du Kremlin-Bicêtre.
- Le réseau « feeder » entre la sous-station d'échange au Kremlin-Bicêtre et la centrale ARGEO est à la charge d'ARGEO.
- Le prix de référence de la chaleur provenant du Kremlin-Bicêtre est fixé entre 80 et 100 €/HT/MWh, prix global comprenant la part R1 ainsi que l'abonnement.

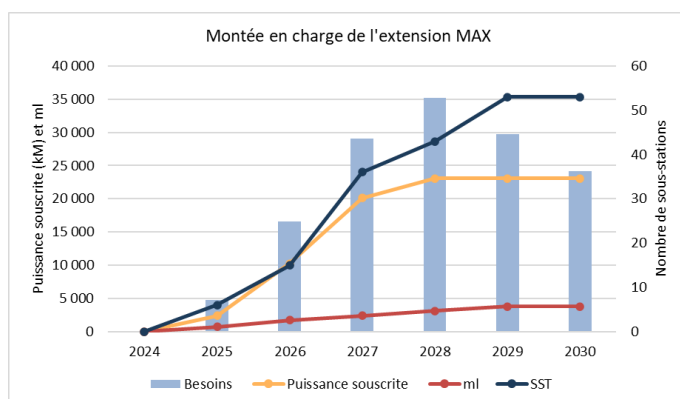
### 5.1.2 Hypothèses relatives au développement d'ARGEO

- Le raccordement des prospectes du scénario MIN est réparti sur 3 années selon la montée en charge suivante :



|                        | 2024 | 2025 | 2026  | 2027  |
|------------------------|------|------|-------|-------|
| Consommation           | 0    | 4782 | 16605 | 27555 |
| Puissance souscrite kW | 0    | 2364 | 10262 | 19351 |
| ml                     | 0    | 700  | 1700  | 2195  |
| SST                    | 0    | 6    | 15    | 31    |

- Le raccordement des prospectes du scénario MAX est réparti sur 6 années selon la montée en charge suivante :



|                        | 2024 | 2025 | 2026  | 2027  | 2028  | 2029  | 2030  |
|------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Consommation           | 0    | 4782 | 16605 | 29031 | 32225 | 35223 | 35223 |
| Puissance souscrite kW | 0    | 2365 | 10262 | 20101 | 21630 | 23068 | 23068 |
| ml                     | 0    | 700  | 1700  | 2400  | 3112  | 3812  | 3812  |
| SST                    | 0    | 6    | 15    | 36    | 43    | 53    | 53    |

- Les investissements relatifs au développement sont réalisés en année N pour un développement en année N+1.
- La baisse des consommations est appliquée progressivement entre l'année de fin d'extension et l'année 2030 dans le CEP.
- Les puissances souscrites sont définies avec les consommations avant attrition.
- L'alimentation des nouveaux abonnés est réalisée par un mix Géothermie, PAC, Gaz avant la mise en service de l'import de chaleur, le réseau a été simulé pour chaque année afin d'obtenir le mix énergétique correspondant.
- L'analyse des possibilités de densification indique un appel de puissance maximal de 49,5 MW dans le scénario de développement MAX, sans considérer les baisses de consommations des bâtiments. Un tel scénario nécessite une puissance d'appoint supplémentaire de 7,4 MW pour compléter la puissance délivrée par la centrale gaz (18 MW) les chaufferies décentralisées en injection (10,4 MW) et les chaufferies mobiles fioul (5 MW). Ces 7,4 MW pourront être mis à disposition par les abonnés des scénarios de développement ou seront fournis par le réseau du Kremlin Bicêtre. Un investissement supplémentaire n'est, par conséquent, pas nécessaire.
- La réalisation du feeder sera effectuée durant les 3 premières années, et la réalisation des travaux d'aménagement hydraulique en centrale en seconde année (150 k€).

### 5.1.3 Hypothèses économiques du projet

- L'analyse économique est considérée sur une période de 19 ans, durée restante de la concession.
- Le TRI du projet est fixé à 6 % après impôts
- Des droits de raccordement sont appliqués à l'ensemble des abonnés selon le BPU ARGEO.
- L'analyse est réalisée en date de valeur 01/03/2023, avec les prix des énergies suivants :
  - PEG = 43,87 €HT/ MWh PCS
  - Électron = 125 €HT/MWh

#### 5.1.3.1 Subventions

Les subventions des différents projets ont été calculées selon les nouveaux critères et règles de calculs de l'ADEME pour le Fonds Chaleur 2024. Il est rappelé ci-dessous les différents critères à respecter afin de pouvoir bénéficier d'une aide de l'ADEME:

- « Dans le cas d'une extension, les besoins supplémentaires seront couverts au minimum à 65 % par une production supplémentaire d'EnR&R et le réseau après extension sera alimenté globalement, extension comprise, au minimum par 55% EnR&R. Le porteur de projet indiquera dans son dossier les perspectives à long terme d'évolution du taux global aux horizons 2025-2030 en cohérence avec le schéma directeur. »
- « La condition d'éligibilité relative à la densité thermique du réseau est que celle-ci soit au moins égale à 1,5 MWh par mètre linéaire (ml) par an. Les MWh sont à considérer "livrés en sous-stations". »

Concernant l'utilisation d'une nouvelle production de chaleur subventionnée via un autre projet : ici la géothermie au Dogger pour le réseau de chaleur du Kremlin-Bicêtre ; Une analyse particulière de l'ADEME serait nécessaire afin de déterminer la possibilité de subvention pour le projet.

Le calcul de l'aide pour les extensions de réseau de chaleur pour lesquelles sont injectés plus de 12 GWh EnR&R par an, est la suivante :

*Aide = minimum {aide proportionnelle aux MWhEnR&R ; plafond en % des dépenses éligibles}*

Dans notre cas le plafond d'aide par défaut est de 45 % des dépenses éligibles.

L'aide proportionnelle aux MWhEnR&R injectés est fixée par les ratios issus du tableau ci-dessous :

**Tableau 1 : Conditions d'éligibilité et de financement ADEME - 2024**

|                                                                                                                    | Nature de l'injection d'EnR&R                                                                                            | Ratio en aide/MWhEnR&R/an (à appliquer sur 20 ans) |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Projet de création incluant aide à la production et aide au réseau de distribution                                 | Biomasse                                                                                                                 | 15                                                 |
|                                                                                                                    | Géothermie profonde                                                                                                      | 20                                                 |
| Projet d'extension incluant aide à la production et aide au réseau de distribution (hors interconnexion de réseau) | Biomasse, géothermie profonde                                                                                            | 14                                                 |
| Projet de création ou d'extension avec aide au réseau sans aide à la production                                    | Biomasse, Incinération de déchets, Géothermie profonde, Chaleur fatale (industrielle ou issue d'incinération de déchets) | 12                                                 |

Dans notre cas, la Géothermie au Dogger du Kremlin-Bicêtre étant déjà subventionnée pour le projet du Kremlin-Bicêtre, il a été choisi de partir sur une hypothèse conservatrice d'un montant de subventions égal à 35% des investissements.

Par ailleurs, il est à noter que les projets d'interconnexion de réseaux font partie des projets spécifiques, dit « sur-mesure » pour lesquels l'ADEME dresse une analyse économique afin de fixer le montant de l'aide.

## 5.1.4 Procédure générale

### 5.1.4.1 Compte d'exploitation prévisionnel

*Les plans d'affaire des comptes d'exploitation des trois scénarios étudiés sont joints en annexe du présent rapport.*

Le compte d'exploitation se présente de la façon suivante :

#### 1) Les recettes (1)

Ce poste comprend :

- Ventes de chaleur R1/R2 : il s'agit des recettes générées par la vente de chaleur aux nouveaux abonnés en référence au prix obtenu pour un TRI fixé à 6 % après impôts.

- Droits de raccordement : appliqués conformément aux BPU du contrat ARGEO. Les droits de raccordements moyens sont de 73 €HT/kW pour le scénario MIN et de 81 €HT/kW pour le scénario MAX (possédant plus d'abonnés de faibles puissances).

## 2) **Les charges (2)**

Ce poste est présenté en écart par rapport au scénario de référence et comprend :

- Charges d'énergie (P1) : les charges d'achat de chaleur par import ainsi que les charges de combustible gaz et les charges d'électricité des PAC et de la géothermie qui évoluent en fonction du bouquet énergétique de l'année considérée en marginal avec le bouquet énergétique théorique du premier établissement.

On distingue :

- Les consommations de gaz utilisées par les chaufferies d'appoint-secours,
- Les consommations d'électricité utilisées par la centrale de géothermie, et la pompe à chaleur,

- Charges d'exploitation (P2) :

On distingue :

- Les consommations d'eau de ville,
- Les consommations d'électricité utilisées pour le réseau,
- Les charges de personnel : salaires, traitement et charges sociales,
- Les frais liés aux véhicules,
- Les autres charges (assurances et frais de siège),
- Les frais de gestion, entretien, conduite des installations du réseau,
- Les frais complémentaires de conduite et d'entretien liés aux extensions et aux nouveaux outils de production.

- Charges d'exploitation (P3, GER) :

- Un poste « P3 sous-stations extension » pour les prestations de gros entretien à effectuer dans les sous-stations des futurs abonnés raccordés,
- Un poste « P3 Réseau » pour les prestations de gros entretien à effectuer sur le réseau.

Les charges P3 annuelles sont estimées de la manière suivante :

- Modification hydraulique en centrale ARGEO pour intégrer l'import de chaleur : 1,5% de l'investissement,
- Réseau primaire : 0,5% de l'investissement pour la construction du réseau,
- Sous-station : 1 % de l'investissement pour l'aménagement des sous-stations.

- Autres charges :

- Amortissement des investissements des nouveaux équipements,
- Amortissement des subventions des nouveaux équipements.

### 5.1.4.2 Investissements communs aux scénarios

L'ensemble des scénarios prévoient les frais divers suivants :

- Frais de Maîtrise d'œuvre – Etude : estimés à 9 % de la somme des investissements pour les travaux de la nouvelle source de production et pour les travaux de réseau et des sous-stations,

- Frais des aléas : estimés à 10 % de la somme des investissements pour les travaux de la nouvelle source de production et pour les travaux de réseau et des sous-stations.

Vu les incertitudes concernant la prospection des besoins et le planning de réalisation de l'import à base de géothermie, des aléas importants ont été pris en compte afin de compenser les écarts par rapport au prévisionnel.

### 5.1.4.3 Comparaison au scénario de référence

Le prix de la chaleur du scénario de référence a été déterminé en date de valeur 01/03/2023 (PEG = 43,87 €HT/MWh PCS ; Électricité = 125 €HT/MWh PCS) en se basant sur le prix de la chaleur sur le réseau à cette période appliqué au périmètre du scénario de référence.

Pour rappel, le scénario de référence dispose des caractéristiques suivantes :

| Description du réseau Scénario de référence |         |
|---------------------------------------------|---------|
| Nombre de sous-stations                     | 149     |
| Nombre d'équivalents logements              | ≈ 7000  |
| Linéaire du réseau (kml)                    | 19      |
| Energie livrée – 2300 DJU (MWh)             | 77 200  |
| Energie produite (MWh)                      | 84 862  |
| Densité globale du réseau (MWh livré/ml)    | 4,1     |
| Puissance souscrite (URF)                   | 244 718 |
| Puissance Souscrite (kW)                    | 53 950  |

Les termes tarifaires de la facture de mars 2023 étaient les suivants :

| Tarif en date de valeur mars 2023            |                        |
|----------------------------------------------|------------------------|
| R1 ARGEO                                     | 57,74 €HT/MWh          |
| R2 ARGEO                                     | 27,44 €HT/URF          |
|                                              |                        |
| <b>Prix moyen de la chaleur scénario REF</b> | <b>152,67 €TTC/MWh</b> |

## 5.2 SCÉNARIO N°1 : DÉVELOPPEMENT MIN SANS IMPORT

### 5.2.1 Investissements

Le scénario n°1 prévoit les travaux suivants :

- Réalisation de 1 914 ml de réseau,
- Réalisation d'un passage difficile du réseau au niveau de la Bièvre sous l'A6 pour alimenter ECOTONE,
- Création de 31 sous-stations.

Ce scénario prévoit de construire 1 914 ml de réseau à l'horizon 2027 afin de raccorder 31 sous-stations supplémentaires. Les investissements totaux pour les extensions du réseau et les sous-stations représentent **4 763 k€**.

|                             |                    |
|-----------------------------|--------------------|
| Investissement Distribution | 3 223 152 €        |
| Investissement Sous-station | 1 539 516 €        |
| Dont MOE et Aléas           | 790 468 €          |
| <b>Investissement Total</b> | <b>4 762 668 €</b> |

### 5.2.2 Mécanismes de financement mobilisables

Ce scénario de densification se basant principalement sur le plan de développement du délégataire et ne faisant pas intervenir de nouveaux moyens de production EnR&R ne permet pas d'obtenir de subventions.

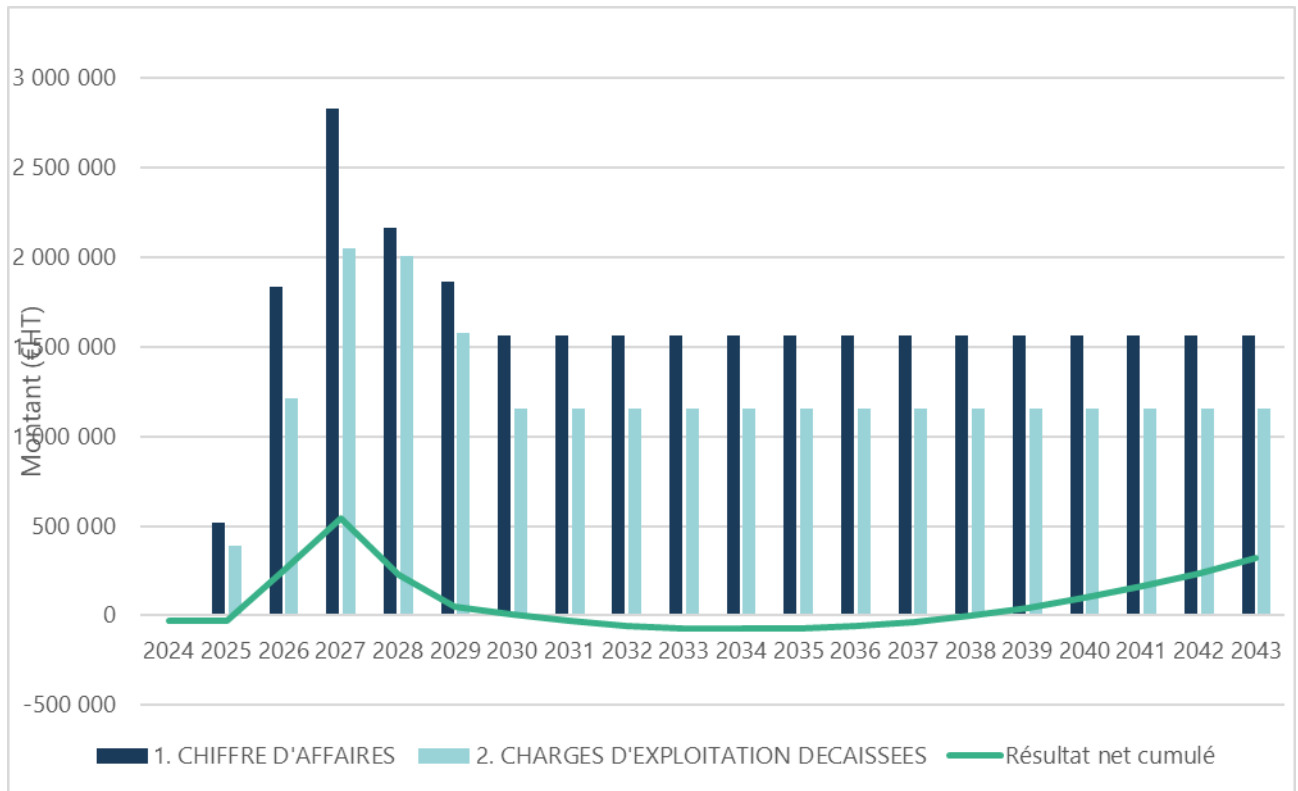
Dans l'état actuel du contrat de DSP, ces investissements sont en partie financés par des droits de raccordement. Le montant moyen facturé équivaut à :

➤ **73 €/kW souscrit.**

Un montant similaire de droits de raccordement a été appliqué aux futurs abonnés. Au total les droits de raccordement équivalent à un montant de 1 412 605 €HT.

### 5.2.3 Présentation du compte d'exploitation

Les résultats de l'analyse économique sont présentés par le graphe suivant.



Cette figure montre que l'augmentation des recettes de ventes de chaleur et l'intégration de droits de raccordement permettent d'améliorer le bilan d'ARGEo en absorbant les coûts engendrés par les travaux d'extension.

En considérant un TRI du projet d'extension de **6 % après impôts en marginal du réseau de chaleur existant, le prix de la chaleur résultant serait de 93,31 €TTC/MWh pour l'extension en marginal de la situation actuelle.**

Ce prix de la chaleur bien inférieur au prix du réseau actuel (152,67 €TTC/MWh) permet d'affirmer la compétitivité et l'intérêt d'un tel développement.

Cette baisse de prix sur l'extension du réseau permet de réaliser une économie de près de 19 932 k€ par rapport au tarif de référence dans lequel l'extension est alimentée dans les mêmes conditions économiques du réseau ARGEo à la date de référence. Réparti sur l'ensemble de la DSP cette somme permettrait **d'abaisser dès 2024 le prix de la chaleur de 11,06 €TTC/MWh pour l'intégralité des abonnés** et ce jusqu'à la fin de la DSP. Le prix final moyen du réseau serait de **141,61 €TTC/MWh**, soit une **diminution de près de 7%** par rapport au tarif de référence.

## 5.3 SCÉNARIO N°2 : DÉVELOPPEMENT MIN AVEC IMPORT DE CHALEUR

### 5.3.1 Investissements

Le scénario n°2 prévoit les travaux suivants :

- Réalisation de 1 106 ml de réseau,
- Réalisation de 1 089 ml de feeder entre la sous-station d'échange du Kremlin-Bicêtre et la centrale ARGEO,
- Réalisation d'un passage difficile du feeder au niveau de la Bièvre sous l'A6 pour alimenter ECOTONE,
- Adaptation hydraulique de la centrale ARGEO,
- Création de 31 sous-stations.

Ce scénario prévoit de construire 2 195 ml de réseau à l'horizon 2027 afin de raccorder 31 sous-stations supplémentaires. Les investissements totaux pour le scénario n°2 représentent **6 353 k€**.

|                               |                    |
|-------------------------------|--------------------|
| Investissement Production EnR | 179 850 €          |
| Investissement Distribution   | 4 633 536 €        |
| Investissement Sous-station   | 1 539 516 €        |
| Dont MOE et Aléas             | 1 054 402€         |
| <b>Investissement Total</b>   | <b>6 352 902 €</b> |

### 5.3.2 Mécanismes de financement mobilisables

Ce scénario de densification se basant principalement sur le plan de développement du délégataire et sur l'utilisation de l'import de chaleur renouvelable d'un réseau voisin encore non déployé et dont le moyen de production sera subventionné, il a été choisi de ne pas considérer le financement de l'ADEME. Au moment de la contractualisation d'un éventuel import et de la sécurisation de ses caractéristiques techniques et économiques, les conditions de rentabilité seront revues et détermineront la nécessité de subventions.

|                          |                        |
|--------------------------|------------------------|
| Investissement Total     | 6 352 902 €            |
| Subventions considérées  | 0 €                    |
| Part des investissements | 0%                     |
| Intensité subvention     | 0€/MWhEnR&R sur 20 ans |
| <b>Reste à charge</b>    | <b>6 352 902 €</b>     |

### 5.3.3 Présentation du compte d'exploitation

Ce scénario de densification se basant principalement sur le plan de développement du délégataire et ne faisant pas intervenir de nouveaux moyens de production EnR&R ne permet pas d'obtenir de subventions.

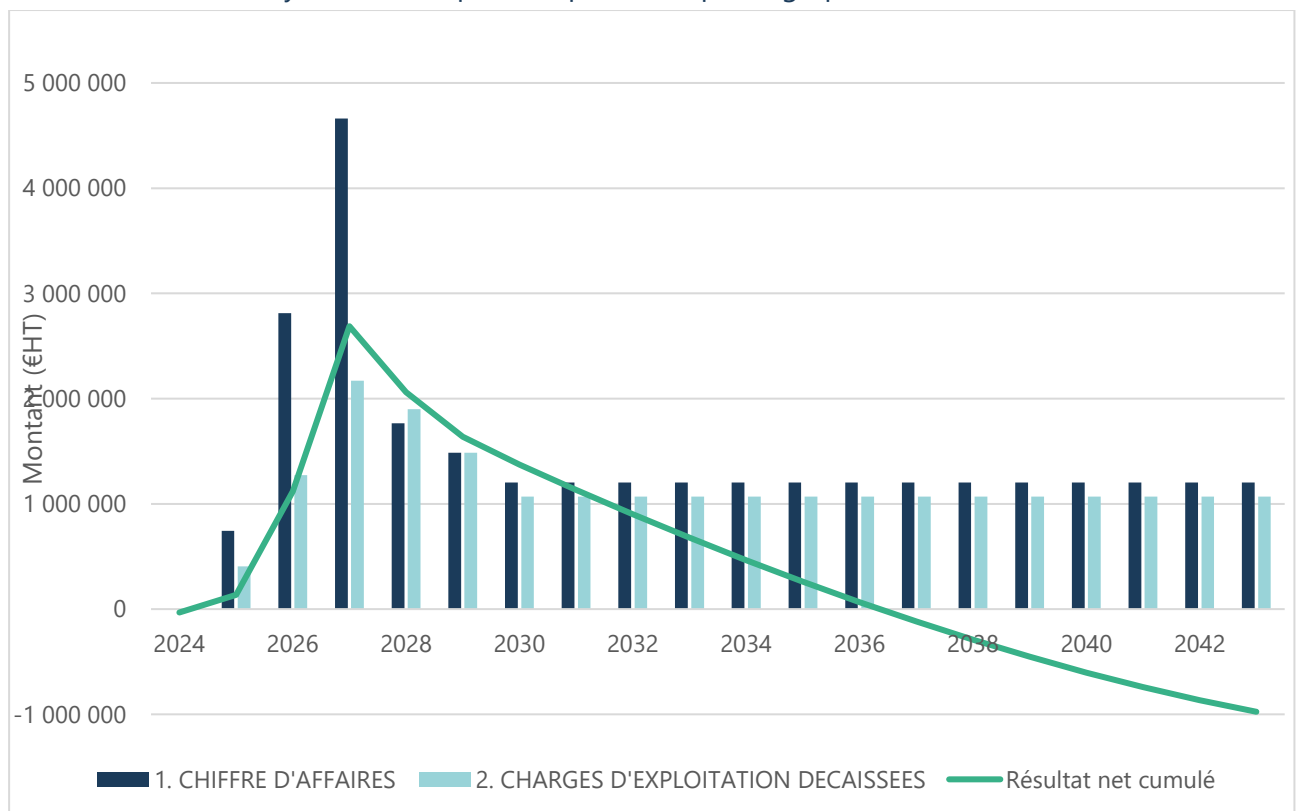
Dans l'état actuel du contrat de DSP, ces investissements sont en partie financés par des droits de raccordement. Le montant moyen facturé équivalait à :

➤ **73 €/kW souscrit.**

Un montant similaire de droits de raccordement a été appliqué aux futurs abonnés. Au total les droits de raccordement équivalent à un montant de 1 412 605 €HT.

Avant l'interconnexion entre les réseaux, soit avant 2028, le tarif appliqué est le tarif de référence avec un coût du MWh moyen de 152,67 €TTC/MWh. A partir de 2028, sont appliqués les tarifs représentant les investissements et charges réelles de l'extension, en marginal du scénario de référence.

Les résultats de l'analyse économique sont présentés par le graphe suivant.



Cette figure montre que l'augmentation des recettes de ventes de chaleur et l'intégration de droits de raccordement permettent d'améliorer le bilan d'ARGEO en absorbant les coûts engendrés par les travaux d'extension et de réaliser une marge importante avant le raccordement au réseau du Kremlin et au changement de tarification.

Le remplacement du gaz par de l'import de chaleur renouvelable compris entre 80-100 €/HT/MWh, vient augmenter la part EnR&R du scénario n°2, tout en diminuant les charges d'énergies P1 et permet d'avoir un terme R1 légèrement inférieur à celui du scénario n°1.

En considérant un TRI du projet d'extension de **6 % après impôts en marginal du réseau de chaleur existant, le prix de la chaleur résultant serait compris entre 87 et 104 €TTC/MWh**, à partir de 2028. Les bénéfices importants réalisés les premières années en maintenant la facturation actuelle permettent d'obtenir un coût final intéressant pour les abonnés à partir du changement de mixité énergétique.

Ce prix de la chaleur bien inférieur au prix du réseau actuel (152,67 €TTC/MWh) permet d'affirmer la compétitivité et l'intérêt d'un tel développement et permet d'améliorer considérablement le taux EnR&R du réseau (79 % à horizon 2030).

Cette baisse de prix sur l'extension du réseau permet de réaliser une économie entre 16 303 k€ et 21 946 k€ par rapport au tarif de référence dans lequel l'extension est alimentée dans les mêmes conditions économiques du réseau ARGEO à la date de référence. Réparti sur l'ensemble de la DSP cette somme permettrait **d'abaisser dès 2028 le prix de la chaleur entre 10 et 18 €TTC/MWh pour l'intégralité des abonnés** et ce jusqu'à la fin de la DSP. Le prix final moyen du réseau serait entre **135 et 142 € TTC/MWh**, soit une **diminution de près de 8%** par rapport au tarif de référence.

#### 5.3.3.1 Sensibilité subventions

Une subvention équivalente à 35 % des investissements (hors investissements gaz), soit 2 111 € permet d'abaisser les investissements portés par ARGEO à **4 129 k€**.

|                                         |                    |
|-----------------------------------------|--------------------|
| Investissement                          | 6 352 902 €        |
| Subventions                             | 2 223 516 €        |
| <b>Total général net de subventions</b> | <b>4 129 386 €</b> |

Une telle subvention permet d'abaisser le prix de la chaleur finale entre **74 et 91 €TTC/MWh** en fonction du prix de l'import, soit **une baisse de 13 €TTC/MWh grâce aux subventions**.

## 5.4 SCÉNARIO N°3 : DÉVELOPPEMENT MAX AVEC IMPORT DE CHALEUR

### 5.4.1 Investissements

Le scénario n°3 prévoit les travaux suivants :

- Réalisation de 2 723 ml de réseau,
- Réalisation de 1 089 ml de feeder entre la sous-station d'échange du Kremlin-Bicêtre et la centrale ARGEO,
- Réalisation d'un passage difficile du feeder au niveau de la Bièvre sous l'A6 pour alimenter ECOTONE,
- Adaptation hydraulique de la centrale ARGEO,
- Création de 53 sous-stations.

Ce scénario prévoit de construire 3 812 ml de réseau à l'horizon 2029 afin de raccorder 53 sous-stations supplémentaires. Les investissements totaux pour le scénario n°3 représentent **8 643 k€**.

|                             |             |
|-----------------------------|-------------|
| Investissement Distribution | 5 724 626 € |
| Investissement Sous-station | 2 738 516 € |
| Dont MOE et Aléas           | 1 434 492 € |
| Investissement Total        | 8 642 992 € |

### 5.4.2 Mécanismes de financement mobilisables

Ce scénario de densification se basant principalement sur le plan de développement du délégataire et sur l'utilisation de l'import de chaleur renouvelable d'un réseau voisin encore non déployé et dont le moyen de production sera subventionné, il a été choisi de ne pas considérer le financement de l'ADEME. Au moment de la contractualisation d'un éventuel import et de la sécurisation de ses caractéristiques techniques et économiques, les conditions de rentabilité seront revues et détermineront la nécessité de subventions.

|                          |                        |
|--------------------------|------------------------|
| Investissement Total     | 6 352 902 €            |
| Subventions considérées  | 0 €                    |
| Part des investissements | 0%                     |
| Intensité subvention     | 0€/MWhEnR&R sur 20 ans |
| Reste à charge           | 6 352 902 €            |

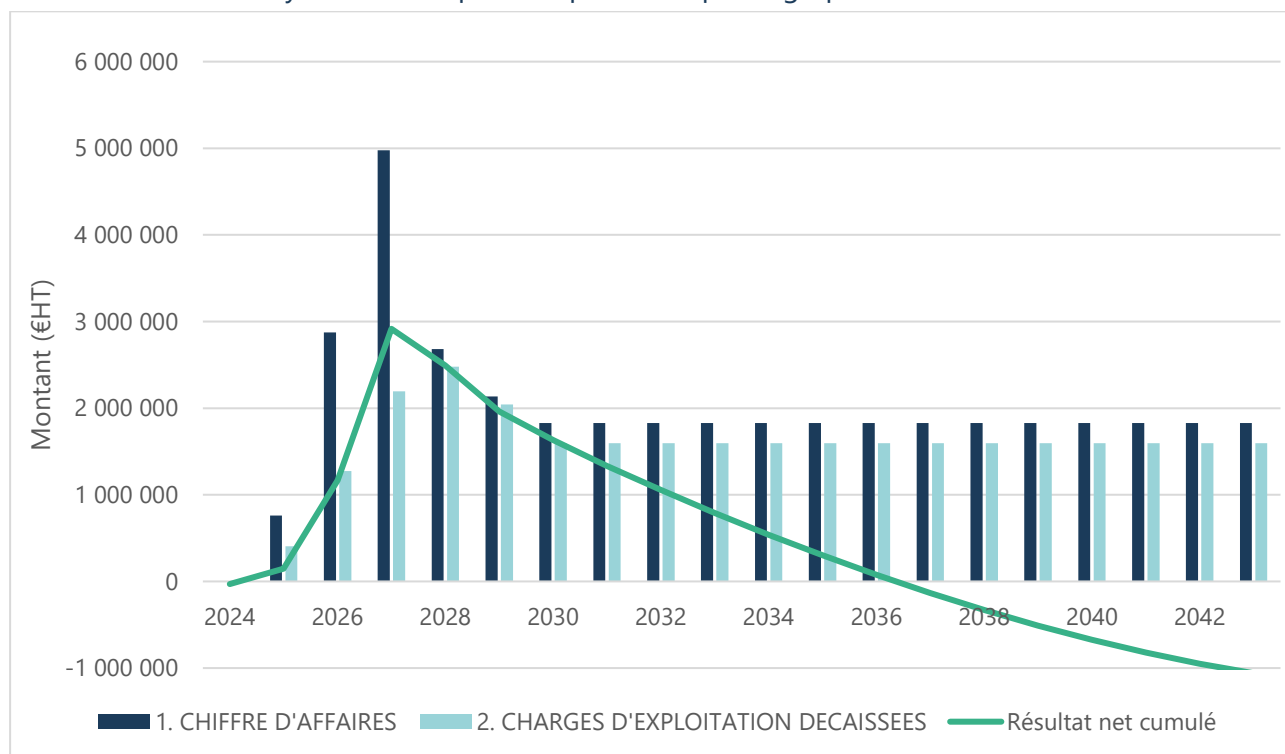
### 5.4.3 Présentation du compte d'exploitation

Le CEP de ce scénario prévoit, en plus de recettes de vente de chaleur, des recettes de droits de raccordement. L'hypothèse prise dans ce CEP est :

➤ **81 €/kW souscrit.**

Au total les droits de raccordement équivalent à un montant de 1 868 489 €HT.

Les résultats de l'analyse économique sont présentés par le graphe suivant.



Cette figure montre que l'augmentation des recettes de ventes de chaleur et l'intégration de droits de raccordement permettent d'améliorer le bilan d'ARGE0 en absorbant les coûts engendrés par les travaux d'extension.

Le remplacement du gaz par de l'import de chaleur renouvelable, compris entre 80-100 €/HT/MWh, vient augmenter la part EnR&R du scénario n°2, sans augmenter les charges d'énergies P1 et permet d'avoir un terme R1 équivalent au scénario n°1. En revanche, l'augmentation des investissements vient augmenter le terme R2.

En considérant un TRI du projet d'extension de **6 % après impôts en marginal du réseau de chaleur existant, le prix de la chaleur résultant est compris entre 91 et 105 €TTC/MWh**, soit une augmentation maximum de 4 €TTC/MWh par rapport au scénario n°2 pour un même prix d'import. Ce prix de la chaleur bien inférieur au prix du réseau actuel (152,67 €TTC/MWh) permet d'affirmer la compétitivité et l'intérêt d'un tel développement et permet d'améliorer considérablement le taux EnR&R du réseau (77 % à horizon 2030).

Cette baisse de prix sur l'extension du réseau permet de réaliser une économie entre 21 648 k€ et 27 788 k€ par rapport au tarif de référence. Réparti sur l'ensemble de la DSP cette somme permettrait **d'abaisser dès 2028 le prix de la chaleur entre 12 et 16 €TTC/MWh pour l'intégralité des**

**abonnés** et ce jusqu'à la fin de la DSP. Le prix final moyen du réseau serait entre **136 et 139 € TTC/MWh**, soit une **diminution entre 8% et 11%** par rapport au tarif de référence.

#### 5.4.3.1 Sensibilité subventions

Une subvention équivalente à 35 % des investissements (hors investissements gaz), soit 3 025 k€ permet d'abaisser les investissements portés par ARGEO à **5 618 k€**.

|                                         |                    |
|-----------------------------------------|--------------------|
| Investissement                          | 8 642 992 €        |
| Subventions                             | 3 025 047 €        |
| <b>Total général net de subventions</b> | <b>5 617 944 €</b> |

Une telle subvention permet d'abaisser le prix de la chaleur finale entre **79 et 93 €TTC/MWh** en fonction du prix de l'import, soit **une baisse de 12 €TTC/MWh grâce aux subventions**.

## 5.5 CONCLUSION DE L'ÉTUDE ÉCONOMIQUE

Le tableau suivant permet d'avoir une vision d'ensemble des différents scénarios étudiés avec le prix de la chaleur résultant en marginal du réseau de chaleur actuel, lui-même représenté par le scénario de référence en première colonne.

Pour rappel concernant les scénarios faisant intervenir de l'export de chaleur depuis le Kremlin-Bicêtre, une fourchette de prix d'achat de la chaleur entre 80 et 100 €/HT/MWh a été considérée.

|                                                     | REF                    | REF 2030   | Scénario<br>n°1 : MIN<br>sans export | Scénario<br>n°2 : MIN<br>avec export | Scénario<br>n°3 : MAX<br>avec export |
|-----------------------------------------------------|------------------------|------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Nombre de sous-stations                             | 149                    | 149        | 180                                  | 180                                  | 202                                  |
| Linéaire du réseau (kml)                            | 19                     | 19         | 21                                   | 21                                   | 23                                   |
| Energie livrée – 2300 DJU<br>(MWh) horizon 2030     | 77 200                 | 68 550     | 94 141                               | 94 141                               | 101 417                              |
| Energie produite (MWh)<br>horizon 2030              | 84 862                 | 76 204     | 103 390                              | 103 390                              | 111 474                              |
| <b>Taux EnR&amp;R</b>                               | <b>74%</b>             | <b>78%</b> | <b>70%</b>                           | <b>79%</b>                           | <b>77%</b>                           |
| <b>Prix de la chaleur sans<br/>subvention</b>       | <b>152,67 €TTC/MWh</b> |            | <b>93<br/>€TTC/MWh</b>               | <b>87 - 104<br/>€TTC/MWh</b>         | <b>91 - 105<br/>€TTC/MWh</b>         |
| <b>Prix de la chaleur avec<br/>subvention (35%)</b> | <b>/</b>               | <b>/</b>   | <b>/</b>                             | <b>74 - 91<br/>€TTC/MWh</b>          | <b>79 - 93<br/>€TTC/MWh</b>          |

Le tableau suivant présente le prix résultant sur l'ensemble du réseau

|                                               | REF                    | REF 2030 | Scénario<br>n°1 : MIN<br>sans export | Scénario<br>n°2 : MIN<br>avec export | Scénario<br>n°3 : MAX<br>avec export |
|-----------------------------------------------|------------------------|----------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>Prix de la chaleur sans<br/>subvention</b> | <b>152,67 €TTC/MWh</b> |          | <b>141,6<br/>€TTC/MWh</b>            | <b>135-142<br/>€TTC/MWh</b>          | <b>136-139<br/>€TTC/MWh</b>          |

## 6 SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE ET PLAN D'ACTION

### **Réseau existant :**

Le réseau de chaleur d'Arcueil et de Gentilly, alimenté par géothermie, a été mis en œuvre entre les années 2015 et 2016. Le réseau de chaleur dispose d'installations de production et de distribution en bon état, malgré des sinistres sur les pompes à chaleur et pompes géothermales ces dernières années ayant nécessité leur remplacement. Des investissements réguliers permettront de maintenir à un bon niveau de fonctionnement l'ensemble des équipements tout au long de la durée de la DSP qui encadre cette opération. L'amélioration du fonctionnement des pompes à chaleur ces dernières années a permis de maximiser les coefficients de performance des installations et de diminuer l'utilisation du gaz. Le retard de développement et subit les premières années et la plus faible part de consommation des abonnés par rapport au prévisionnel entraînent une consommation globale du réseau inférieure au prévisionnel. Il résulte de ces deux caractéristiques que les années 2019 à 2023 affichent une production à près de 80 % d'EnR&R, contre un prévisionnel de 65% en moyenne et présentent par conséquent un potentiel de développement du réseau.

### **Potentiel identifié :**

L'étude des abonnés actuellement raccordés cible un potentiel de consommation de 77,2 GWh pour 2300 DJU. Les baisses de consommations appliquées aux bâtiments aujourd'hui raccordés pourraient diminuer la consommation de chaleur du réseau de près de 8,7 GWh à horizon 2030, soit une consommation de 68,5 GWh sans nouveaux raccordements.

L'étude prospective réalisée pour ce schéma directeur a montré un potentiel de développement du réseau sur son périmètre de DSP (35,2 GWh sur les Communes d'Arcueil et de Gentilly) en lien avec les données identifiées lors de la mise en place du contrat ainsi que les prospects supplémentaires identifiés par ARGEO et l'étude d'accompagnement des réseaux de chaleur à redynamiser, portée par l'ADEME. À horizon 2030, ces besoins atteindraient 32,9 GWh et viendraient porter le besoin de chaleur total du réseau à 101,4 GWh, qui correspond à la consommation de chaleur cible initialement prévue dans le contrat de DSP.

### **Scénarios envisagés :**

Deux scénarios de développement ont ainsi été étudiés :

- Scénario de densification MIN : raccordement de 31 nouveaux prospects pour un besoin supplémentaire de 25,6 GWh à horizon 2030
- Scénario de densification MAX : raccordement de 53 nouveaux prospects pour un besoin supplémentaire de 32,9 GWh à horizon 2030

Ces derniers ont montré qu'un tel développement nécessite la mise en œuvre de nouveaux moyens de production EnR&R, notamment dans le cas où les baisses de consommations ne seraient pas à la hauteur des prévisions, ce qui engendrerait un risque de passer sous le seuil contractuel des 65 % d'EnR&R du réseau.

L'import de chaleur renouvelable depuis le réseau de chaleur du Kremlin-Bicêtre a été étudié et permet d'importer entre 13,4 GWh et 15,2 GWh de chaleur à 70 % d'EnR&R en fonction des scénarios, permettant d'atteindre un taux EnR&R du réseau ARGEO supérieur à 77 % à horizon 2030.

L'analyse de ces scénarios permet de définir l'intérêt économique de ces développements.

### **Méthodologie :**

À travers les deux scénarios de densification, trois scénarios économiques ont pu être bâtis :

- Scénario n°1 : densification MIN **sans import de chaleur**
- Scénario n°2 : densification MIN avec import de chaleur
- Scénario n°3 : densification MAX avec import de chaleur

Pour chacun des trois scénarios étudiés, les simulations énergétiques ont été réalisées et les investissements correspondants ont été estimés, assortis d'une hypothèse de subventions initiale de 0 % avec une sensibilité à 35 % et d'un prix de chaleur d'import compris entre 80 et 100 €HT/MWh. Les scénarios ont été étudiés économiquement en marginal afin d'analyser l'équilibre économique du développement du réseau de chaleur en intégrant les baisses de consommations de l'état initial.

**Le taux de rentabilité interne des projets a été fixé à 6%** après impôts et la date de valeur prise en compte est celle du 01/03/2023 (PEG = 43,87 €HT/MWh PCS ; Électricité = 125 €HT/MWh PCS). À titre de comparaison, le TRI du projet initial d'ARGEO est de 7,7 %.

### **Résultats :**

Le coût moyen de la chaleur, résultant de ces modifications, pour l'ensemble des abonnés est estimé à :

- 141,6 €TTC/MWh pour le scénario n°1
- 135 à 142 €TTC/MWh pour le scénario n°2
- 136 à 139 €TTC/MWh pour le scénario n°3

Et cela pour un taux de subvention nul.

**A ce stade, les trois scénarios présentent des prix de la chaleur inférieurs à l'état initial de référence (152,67 €TTC/MWh). Les scénarios intégrant un import de chaleur depuis le Kremlin-Bicêtre entraîneraient des prix moins élevés de manière générale, et permettraient également d'augmenter le taux EnR&R du réseau.**

**Un dialogue avec l'ADEME et le Kremlin-Bicêtre permettrait de fixer les niveaux de subventions attendues ainsi que le prix de la chaleur à importer, et pourraient confirmer l'intérêt économique des différentes solutions étudiées.**

**La viabilité des extensions est également à valider avec l'exploitant et des efforts de commercialisation sont à réaliser au plus vite afin d'améliorer la rentabilité du projet et augmenter la décarbonation du territoire.**

**Un changement de la mixité tarifaire, par avenant au contrat de DSP, permettrait dès à présent de faire bénéficier aux abonnés d'un tarif plus intéressant économiquement.**



## 7 ANNEXES

- Annexe 1 : Audit énergétique Crématorium d’Arcueil
- Annexe 2 : Stockage thermique
- Annexe 3 : Tableau abonnés actuels – Périmètre de référence
- Annexe 4 : Tableau de prospection
- Annexe 5 : Comptes d’exploitation prévisionnels