



## Révision du schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid de GENERIA

# Rapport de restitution



8 Rue Saint Martin  
75004 Paris  
+33 (0)1 42 71 17 10  
[www.tilia.info](http://www.tilia.info)

SYMCHOWICZ  
WEISSBERG  
& ASSOCIÉS

49 bd de Port Royal  
75013 Paris  
+33 (0)1 44 90 90 80  
[www.swavocats.com](http://www.swavocats.com)

**Ce document vise à présenter de manière détaillée le travail mené dans le cadre de la révision du schéma directeur et les résultats associés.**

## Table des matières

|       |                                                                                                |     |
|-------|------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 1     | Préambule.....                                                                                 | 4   |
| 1.1   | Rappel du contexte .....                                                                       | 4   |
| 2     | Etat des lieux et diagnostic des réseaux.....                                                  | 6   |
| 2.1   | Rappel du contexte .....                                                                       | 6   |
| 2.1.1 | Le syndicat.....                                                                               | 6   |
| 2.1.2 | Les concessions.....                                                                           | 6   |
| 2.2   | Diagnostics.....                                                                               | 9   |
| 2.2.1 | Contrats et faits marquants .....                                                              | 9   |
| 2.2.2 | Diagnostic technique.....                                                                      | 13  |
| 2.2.3 | Diagnostic économique et financier .....                                                       | 25  |
| 3     | Etat des lieux des ressources énergétiques disponibles et valorisables sur le territoire ..... | 59  |
| 3.1   | Potentiel ENR&R du territoire .....                                                            | 59  |
| 3.1.1 | Méthodologie de travail.....                                                                   | 59  |
| 3.1.2 | Détermination du potentiel.....                                                                | 63  |
| 3.2   | Synthèse de l'évaluation du potentiel de valorisation.....                                     | 71  |
| 4     | Evaluation prospective des besoins à horizon 10 ans .....                                      | 73  |
| 4.1   | Evaluation des besoins du territoire .....                                                     | 73  |
| 4.1.1 | Recensement des bâtiments existants non raccordés et des projets .....                         | 73  |
| 4.1.2 | Qualification des besoins sur le territoire .....                                              | 77  |
| 4.2   | Projections à terme des besoins .....                                                          | 83  |
| 4.2.1 | Tendances et hypothèses d'évolution des besoins.....                                           | 83  |
| 4.2.2 | Evolution des besoins énergétiques.....                                                        | 84  |
| 5     | Scénarios de développement.....                                                                | 89  |
| 5.1   | Hypothèses et méthodologie.....                                                                | 89  |
| 5.1.1 | Modélisation horaire des besoins .....                                                         | 89  |
| 5.1.2 | Rappel des objectifs.....                                                                      | 89  |
| 5.2   | Elaboration des scénarios techniques.....                                                      | 90  |
| 5.2.1 | Evolution des opérations existantes.....                                                       | 90  |
| 5.2.2 | Création de nouveaux réseaux (scénario 3).....                                                 | 108 |
| 5.3   | Analyse multicritère des scénarios d'évolution .....                                           | 112 |

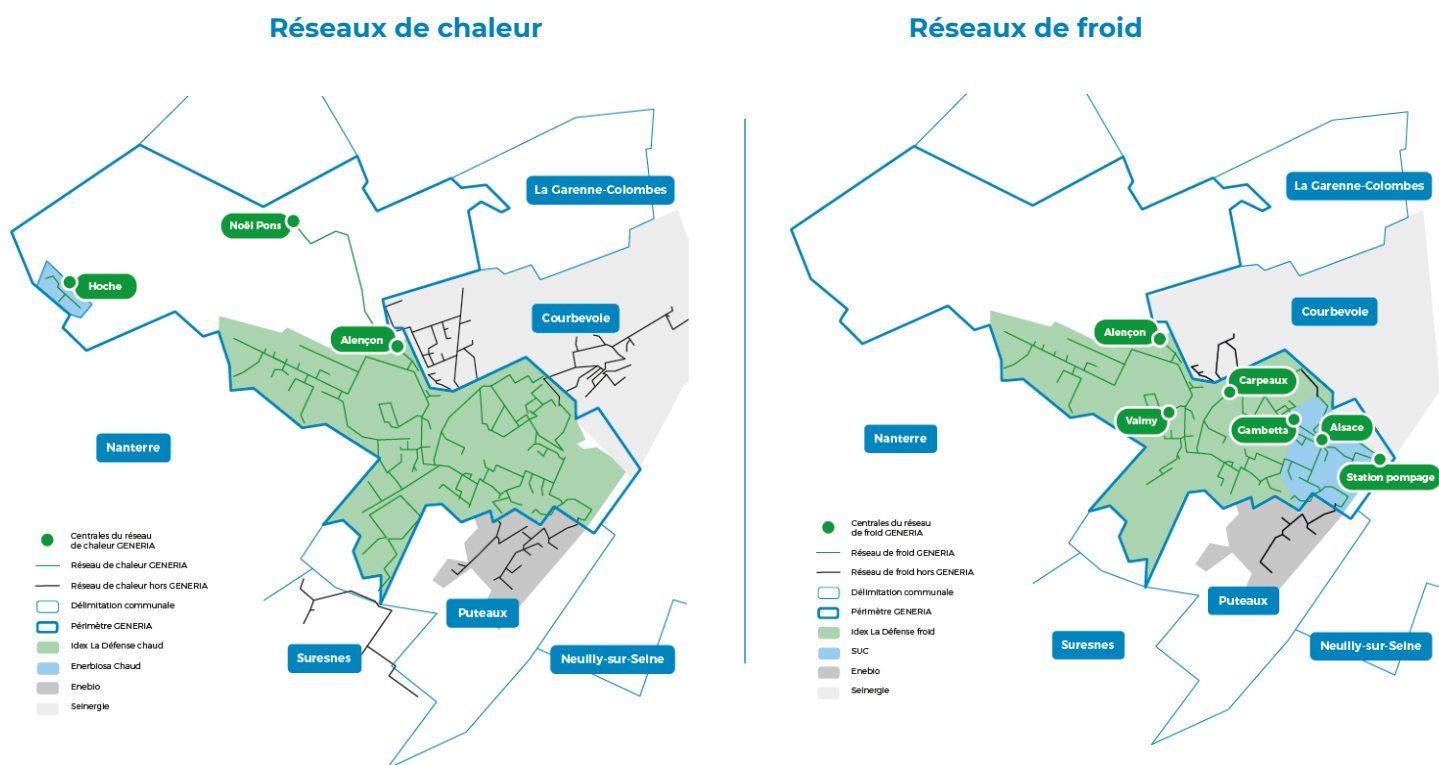
|       |                                                                              |     |
|-------|------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6     | Analyse de la faisabilité économique et juridique des scénarios retenus..... | 115 |
| 6.1   | Architecture géographique des scénarios.....                                 | 115 |
| 6.2   | Evaluation des coûts.....                                                    | 116 |
| 6.2.1 | Estimation des investissement et financements .....                          | 116 |
| 6.2.2 | Evaluation des charges d'exploitation.....                                   | 120 |
| 6.3   | Schémas de production et distribution.....                                   | 122 |
| 6.4   | Analyse des montages juridiques envisageables.....                           | 124 |
| 6.4.1 | Portage de projet.....                                                       | 124 |
| 6.4.2 | Mode de gestion.....                                                         | 125 |
| 6.5   | Synthèse des schémas de scénarisation.....                                   | 127 |
| 7     | Choix du scénario retenu et plan d'actions à terme.....                      | 129 |
| 7.1   | Synthèse de la scénarisation retenue .....                                   | 129 |
| 7.1.1 | Densification et développements associés au scénario retenu .....            | 129 |
| 7.1.2 | Programme de travaux associé au scénario envisagé.....                       | 132 |
| 7.1.3 | Flux d'énergie sur le territoire à terme.....                                | 134 |
| 7.2   | Evaluation des produits d'exploitation.....                                  | 136 |
| 7.3   | Effet du scénario retenu sur le coût de l'énergie.....                       | 136 |
| 7.4   | Plan d'action détaillé .....                                                 | 139 |
| 7.4.1 | Construction des plans d'actions.....                                        | 139 |
| 7.4.2 | Plan d'action ILD .....                                                      | 141 |
| 7.4.3 | Plan d'action NORD.....                                                      | 142 |
| 7.4.4 | Plan d'action SUD.....                                                       | 143 |
| 7.4.5 | Calendrier de déploiement.....                                               | 144 |
| 8     | Tables et annexes.....                                                       | 145 |
| 8.1   | Liste des annexes.....                                                       | 145 |
| 8.2   | Table des illustrations.....                                                 | 146 |
| 8.3   | Table des tableaux.....                                                      | 149 |

# 1 Préambule

## 1.1 Rappel du contexte

GENERIA (Syndicat mixte de chauffage urbain de La Défense) assure le service public de production et de distribution d'énergie calorifique et frigorifique sur le secteur historique du quartier d'affaires de La Défense.

À ce jour, GENERIA gère trois opérations via des conventions de délégation de service public (DSP) couvrant quatre réseaux :



### - Idex La Défense (ILD) :

La concession Idex La Défense alimente en chaleur le quartier historique de La Défense via les centrales d'Alençon et Noël Pons. Elle dessert également en froid les abonnés de ce secteur à l'exception du Front de Seine via ses centrales d'Alençon et de Carpeaux.

### - Société urbaine de climatisation (SUC) :

La SUC est une concession ne produisant que du froid pour les abonnés du front de Seine et pour les réseaux de Puteaux et Courbevoie via ses centrales Alsace et Gambetta.

- Enerbiosa :

La concession Enerbiosa (énergie biomasse Seine-Arche) alimente en chaleur le quartier Hoche, sur la commune de Nanterre.

Pour rappel, le schéma directeur réalisé en 2017 avait permis d'identifier le potentiel de développement et de verdissement des équipements, dont la modernisation a été engagée en 2019. Ainsi, depuis 2022, l'évolution des installations de production permet la valorisation d'agropellets sur le réseau de chaleur historique « Idex La Défense ».

Dans la continuité des développements déjà entrepris, l'évolution du service de fourniture d'énergie doit apporter une réponse aux enjeux des acteurs territoriaux afin d'assurer, d'une part, le maintien de l'attractivité dans un contexte de maîtrise des consommations, tout en verdissant sa production d'autre part.

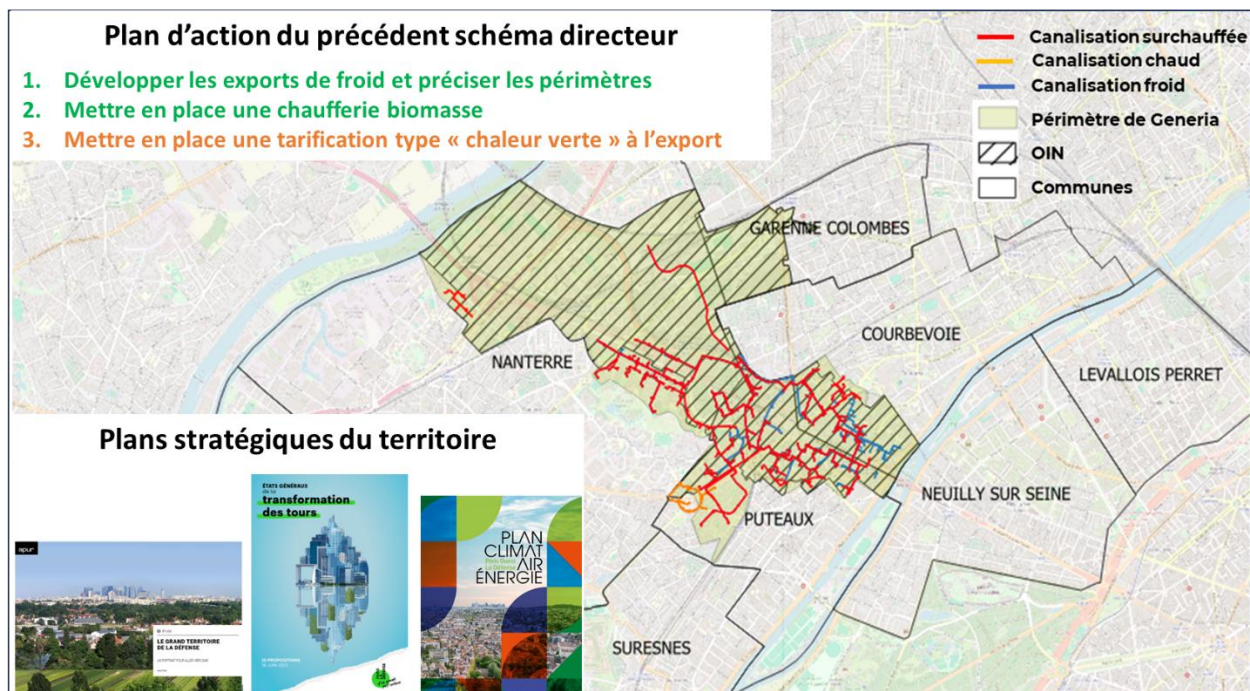


Figure 2 - Plan d'action du SD 2017

Dans cette démarche, la révision du schéma directeur, construite en concertation avec les acteurs du territoire, fournit une nouvelle feuille de route pour le développement des réseaux de chaleur et de froid à l'horizon de 10 ans, alignée avec les objectifs de verdissement et de maîtrise des coûts affichés par GENERIA.

## 2 Etat des lieux et diagnostic des réseaux

### 2.1 Rappel du contexte

#### 2.1.1 Le syndicat

GENERIA (anciennement SICUDEF), est un syndicat mixte ouvert créé par arrêté ministériel du 30 avril 1965 entre les communes de Courbevoie, Puteaux, Nanterre et le département des Hauts-de-Seine. Initialement associé au développement du chauffage et de la climatisation du quartier d'affaire dont l'aménagement est confié à l'Etablissement Public pour l'Aménagement de la Défense (EPAD – devenu Paris La Défense), GENERIA est historiquement compétent sur le périmètre des 2 opérations d'intérêt national du quartier de La Défense (OIN La Défense et OIN Seine Arche).

- **6 centrales** de production (3 chaud, 3 froid), 2 stations déportées de froid et une station de pompage eau de Seine
- **200MW chaud souscris / 200 MW froid souscris**
- **Réseaux : 26 km chaleur 24 km froid**
- **6,5 Mm2 chauffés et refroidis**

#### 2.1.2 Les concessions

- **Ilex La Défense (ILD) :**

La concession Ilex La Défense (ILD) assure la production et la distribution de chaleur et de froid sur le territoire du quartier d'affaires de La Défense. Elle exploite :

- Un réseau de chaleur principal en eau surchauffée (haute pression / haute température) permettant d'alimenter directement les abonnés du service ainsi que qu'une boucle secondaire en basse température sur le quartier des Bergères.
- Un réseau de froid alimentant les abonnés en eau glacée, produite par une centrale équipée de groupes froids et de tours aéroréfrigérantes.

Le schéma organisationnel de la concession est proposé ci-après.

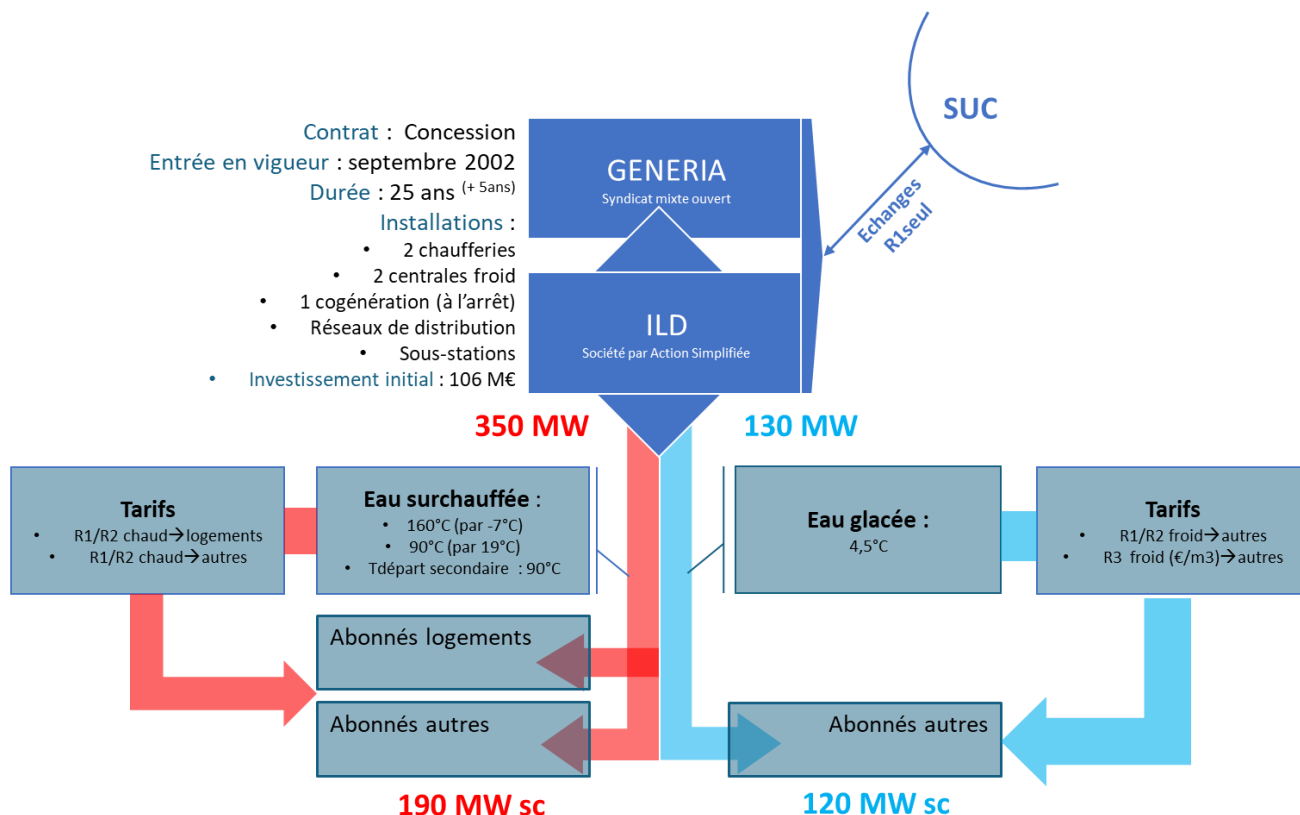


Figure 3 - Schéma organisationnel ILD

#### - **Société urbaine de climatisation (SUC) :**

La concession SUC assure la production et la distribution de froid sur le secteur front de Seine du territoire de La Défense. Elle exploite un réseau de froid dédié qui dessert les abonnés en eau glacée produite par des groupes froids refroidis majoritairement par échange direct avec l'eau de Seine.

Ce réseau est interconnecté avec le réseau de froid de ILD (conventions d'import-export) et exporte de la chaleur fatale et de l'eau glacée aux réseaux de Courbevoie et de Puteaux (conventions d'export).

Le schéma organisationnel de la concession est présenté ci-après.

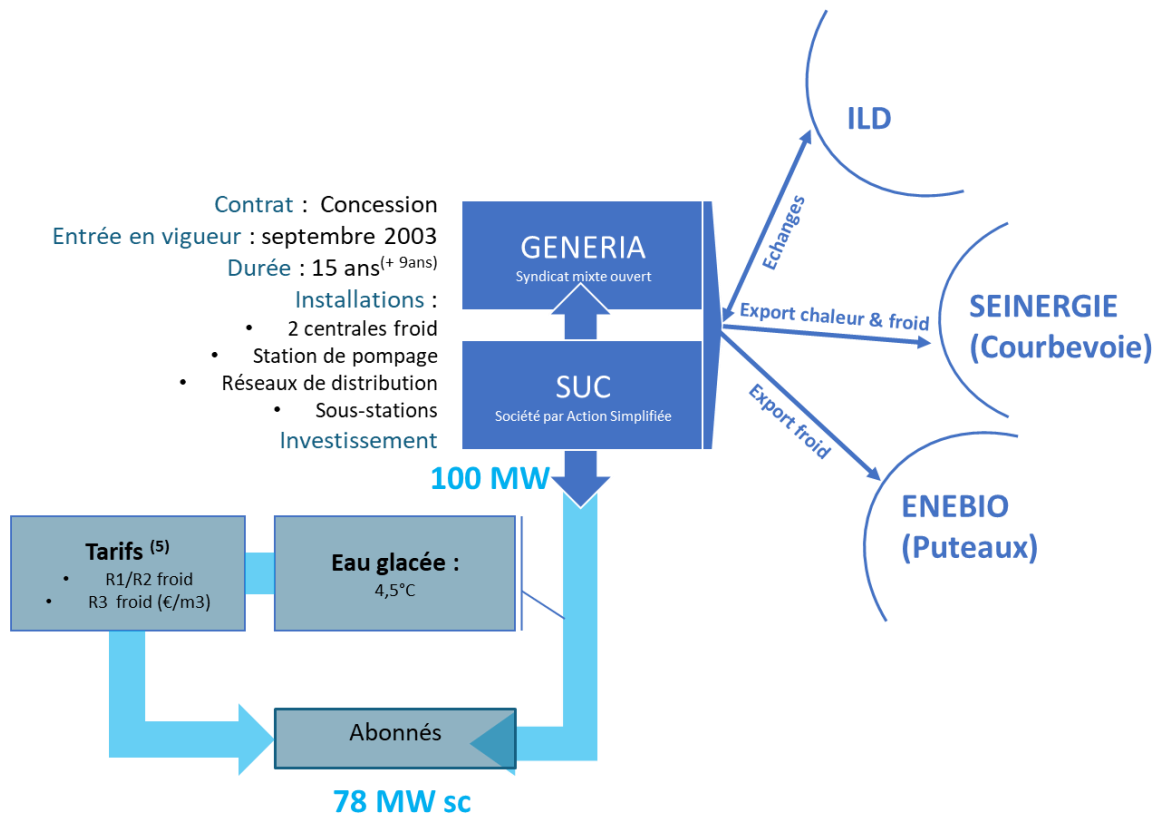


Figure 4 - Schéma organisationnel SUC

#### - **Enerbiosa :**

La concession Enerbiosa, dont le transfert de la compétence a eu lieu en 2017 entre l'EPA Seine Arche et le SICUDEF (devenu GENERIA), a la charge de la production et de la distribution de chaleur pour l'écoquartier Hoche et la « cité Komarov ». Principalement axée sur la valorisation de biomasse (80% du mix contractuel), elle exploite un réseau basse température dédié qui permet d'approvisionner les 12 postes de livraisons du service.

Le schéma organisationnel de la concession est détaillé ci-après.

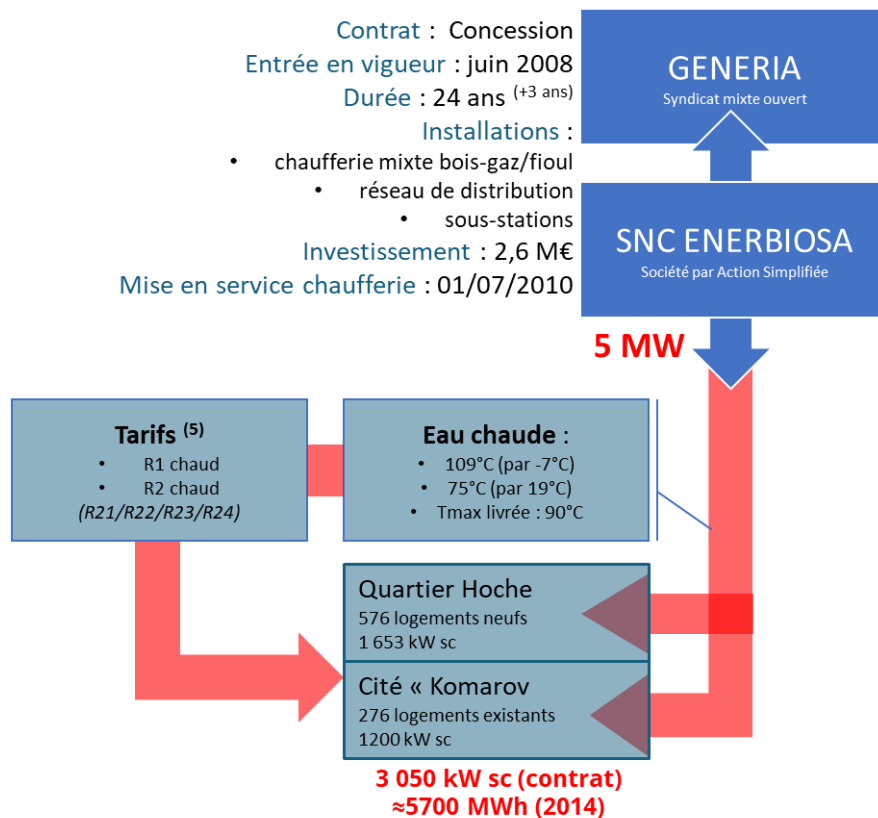


Figure 5 - Schéma organisationnel ENERBIOSA

## 2.2 Diagnostics

### 2.2.1 Contrats et faits marquants

## ILD :

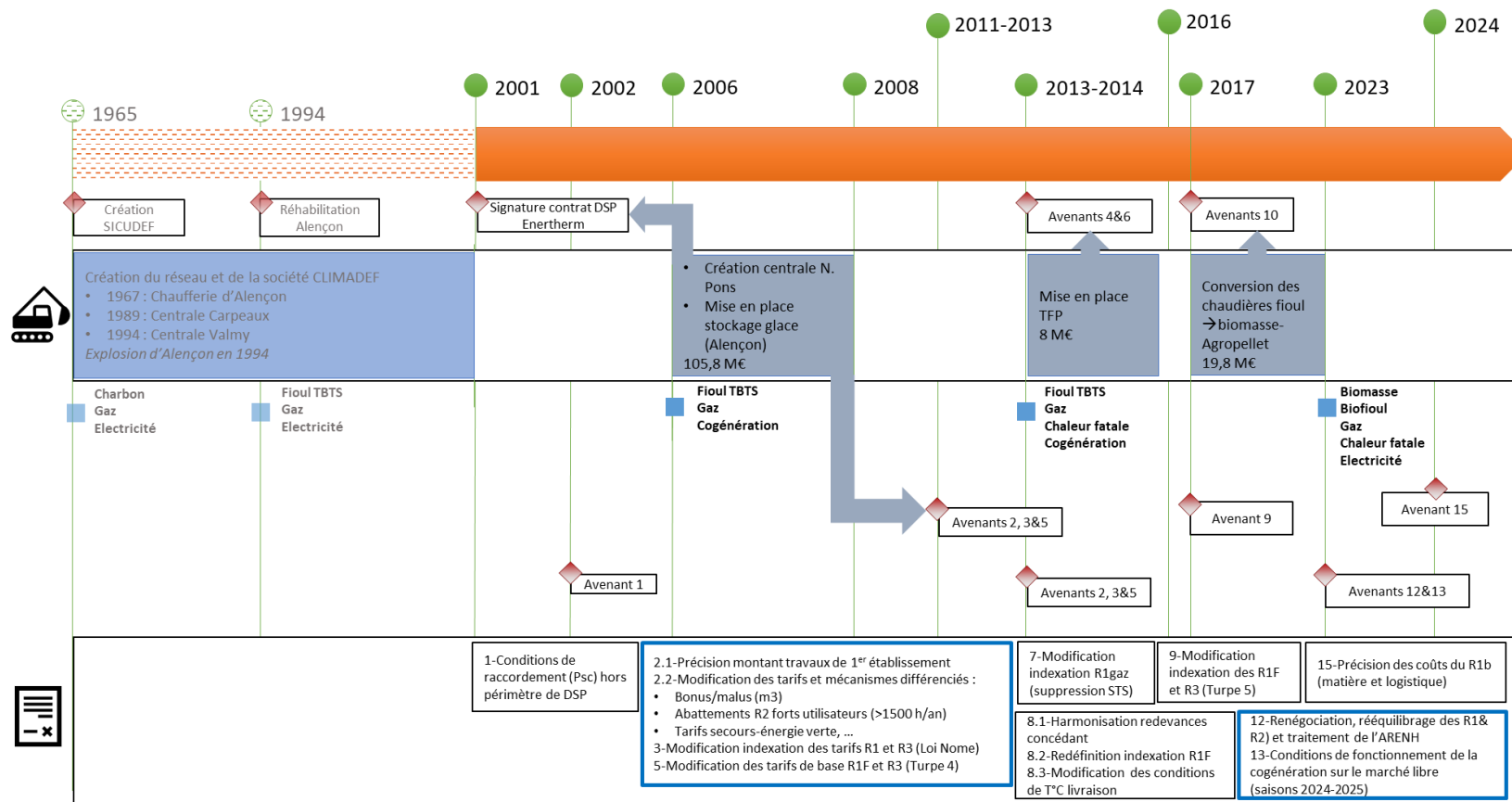


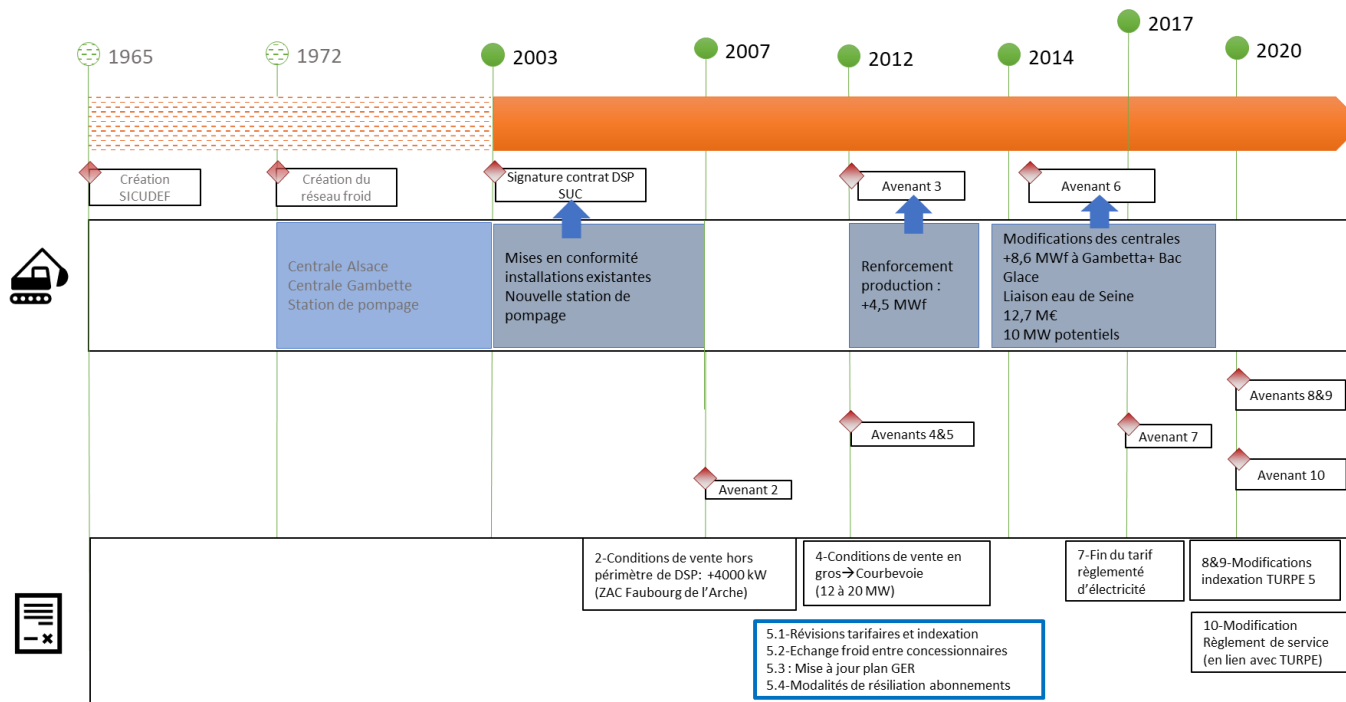
Figure 6 - Frise historique de l'opération ILD

La frise ci-dessus retrace l'historique de l'opération et les faits marquants du contrat. Il en ressort une forte dynamique d'avenants (env. 1 tous les 2 ans) et une complexité tarifaire liée à l'évolution du mix énergétique et des marchés de l'énergie. Les faits marquants de la vie du contrat sont les suivants :

- L'adaptation des modalités de raccordement et facturation à l'abonné suivant les typologies et les termes associés.

- La mise à jour des formules et des indices de révision en lien avec l'ouverture des marchés de l'énergie (gaz et électricité) et l'ensemble des évolutions règlementaires associées.
- L'intégration des nouveaux équipements (thermofrigopompes et agropellet en particulier) dont la mise en service a impacté le mix énergétique, les taux d'énergie renouvelable et carbonés et la facture énergétique.
- Les derniers avenants signés sur la période de réalisation du schéma directeur (avenants 12 à 15) ont consisté à :
  - Renégocier et rééquilibrer les termes R1 et R2 du contrat (avenant 12) ;
  - Encadrer les conditions de fonctionnement de la cogénération sur le marché libre pour les dernières saisons (2024-2025) ;
  - Préciser les coûts de R1 relatif à l'agropellet décomposés en coût matière et logistique ;

### **SUC :**



*Figure 7 - Frise historique de l'opération SUC*

La frise ci-dessus retrace l'historique de l'opération et les faits marquants du contrat. Il en ressort les points suivants :

- D'importants investissements ont été réalisés et anticipés pour renforcer les équipements en place depuis le début du contrat, dans la perspective de développements qui n'ont pas eu lieu (investissements non réalisés in fine).
- Les prix étant très dépendants de l'électricité, l'évolution des prix en lien avec les marchés de l'énergie impactent directement la structuration des tarifs et les formules de révision (termes et indices).

### **ENERBIOSA :**

Le réseau d'ENERBIOSA a la particularité d'avoir connu la plupart des évolutions du contrat (par voie d'avenant) avant même la mise en service des installations, en lien direct avec l'intégration du projet énergétique au développement immobilier du quartier (projets neufs). Les faits marquants du contrat sont synthétisés ci-dessous.

- Transfert de la compétence en 2017 de l'EPA Seine Arche au SICUDEF (devenu GENERIA)
- Prolongation de la durée (3 ans) pour motif d'intérêt général-décalages de planning (avenant 4)
- Surcoûts d'investissement de 459 k€ dont 310 k€ pris en charge par le Délégrant → sans impact sur le R24 (avenant 4/sept.2009)
- Mise en exploitation de la chaufferie bois décalée au 31/03/2011 au plus tard du fait de retard de commercialisation et de notification de la subvention ADEME/Région (avenant 3)
- Modifications tarifaires/révision :
  - En 2009 (avenant 4) en lien avec surcoût travaux et charges d'exploitation de la chaufferie bois;
  - En 2016 (avenant 5) en lien avec mise à jour d'indices (fin des tarifs règlementés et réforme fiscalité gaz) et maintien de l'équilibre de l'opération
  - En 2018 (avenant 6) en lien avec fin du B2S et révision gaz sur PEG

## 2.2.2 Diagnostic technique

Chaque concession a fait l'objet de visites de sites couvrant l'ensemble des centrales de production et un échantillonnage de postes de livraison. Ces visites ont fait l'objet de rapports contenant :

- La description des ouvrages,
- La synthèse des échanges avec le délégataire (précisions techniques, projets ...),
- Un schéma de principe d'ensemble.

Ces rapports sont disponibles en complément des éléments présentés ci-après au sein des annexes suivantes :

- Annexe 2 : Rapport de visite ILD
- Annexe 3 : Rapport de visite SUC
- Annexe 4 : Rapport de visite Enerbiosa
- Annexe 5 : Reportage photo (toutes opérations)

Les analyses présentées ci-après se basent sur les trois derniers comptes rendus d'activité disponibles à date de réalisation de l'étude (2020 – 2023) et de la situation de référence mise en avant par le précédent schéma directeur (2017).

### 2.2.2.1 ILD

#### 2.2.2.1.1 Equipements et principe de fonctionnement

Les principales caractéristiques des réseaux sont reprises dans le tableau suivant :

|                                    | <b>ILD chaud</b>              | <b>ILD froid</b>            |
|------------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Age opération                      | 1967                          | 1967                        |
| Nb sous-station                    | 266                           | 129                         |
| longueur réseau                    | 27,0 km                       | 19,1 km                     |
| caractéristique fluide caloporteur | eau surchauffée (70/90-160°C) | eau glacée positive - 4,5°C |

*Tableau 1 - caractéristiques réseaux ILD*

Pour assurer la production, les installations de production d'eau surchauffée et d'eau glacée d>IDEX La Défense se répartissent sur 3 sites :

- Alençon (site principal accueillant également les locaux de personnels)
- Noël Pons (site d'appoint secours pour la production de chaleur)
- Carpeaux (centrale d'appoint de production d'eau glacée)

Un quatrième site, Valmy, appartient au périmètre concessif mais n'est à ce jour plus exploité en tant que centrale de production.

Le schéma ci-dessous propose une représentation des capacités de production et de leur implantation.

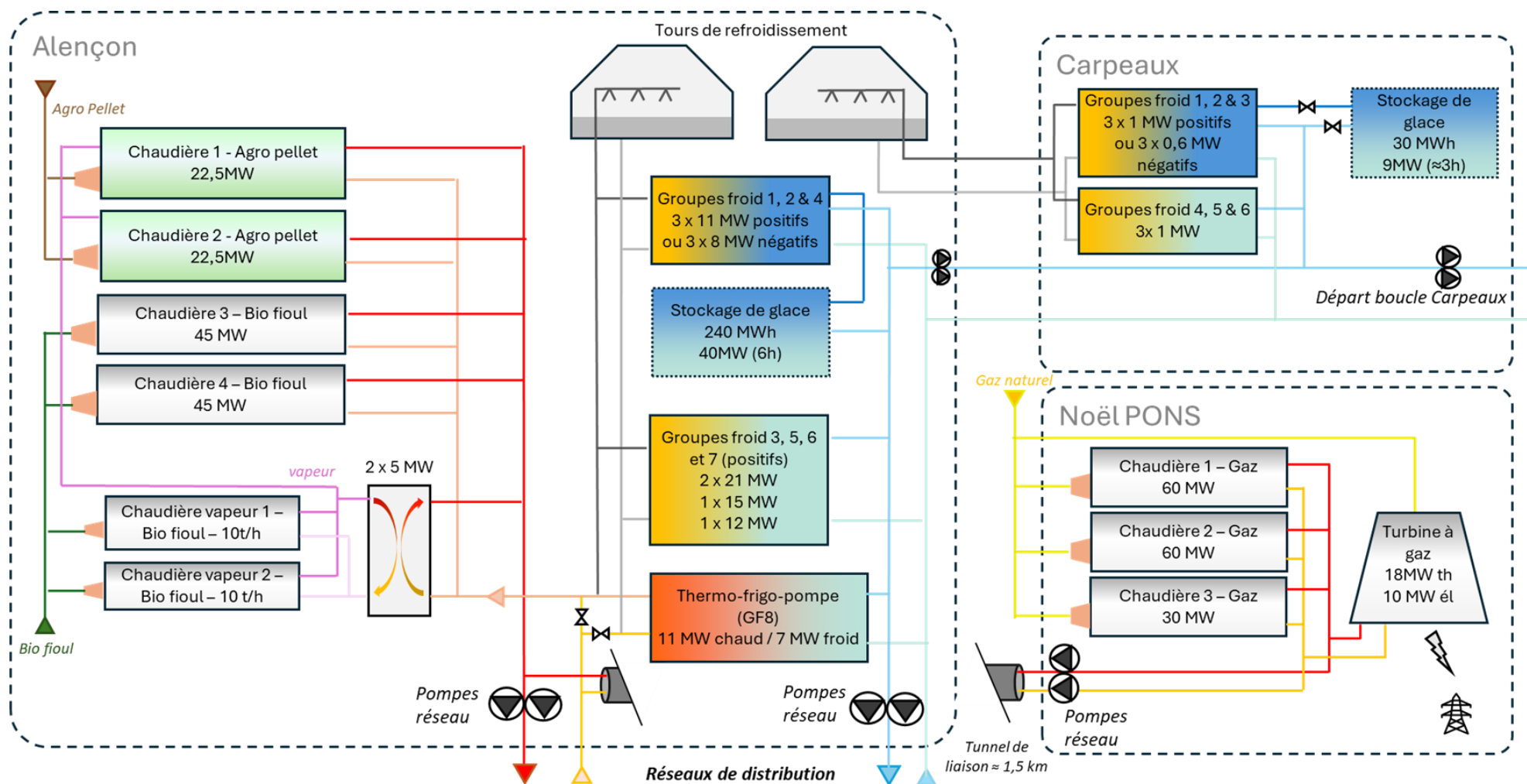


Figure 8 - Schéma fonctionnel ILD

### 2.2.2.1.2 Performances

#### **Réseau de chaleur :**

##### Ventes et souscription :

Sur la période de référence, on observe une diminution des ventes de 21%. Cette évolution suit en partie l'évolution de la rigueur climatique (DJU<sup>1</sup>) mais s'est intensifiée entre les saisons 21-22 et 22-23 malgré la relative stabilité du climat :

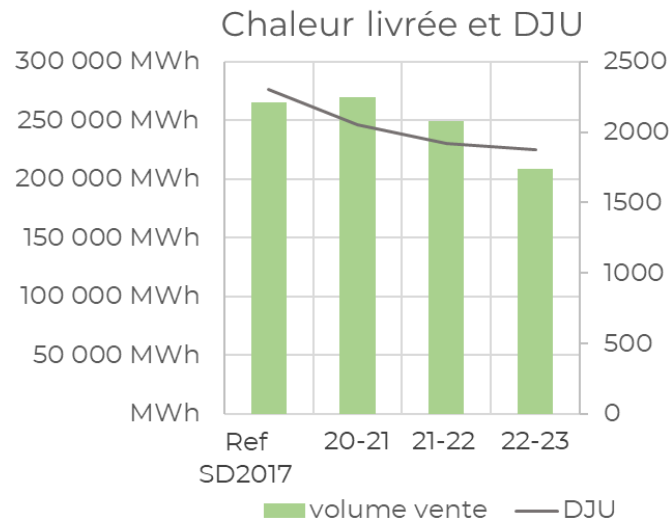


Figure 9 - évolution des ventes d'énergie - ILD chaud

Au cours de la même période la souscription enregistre une légère hausse (+1%) :

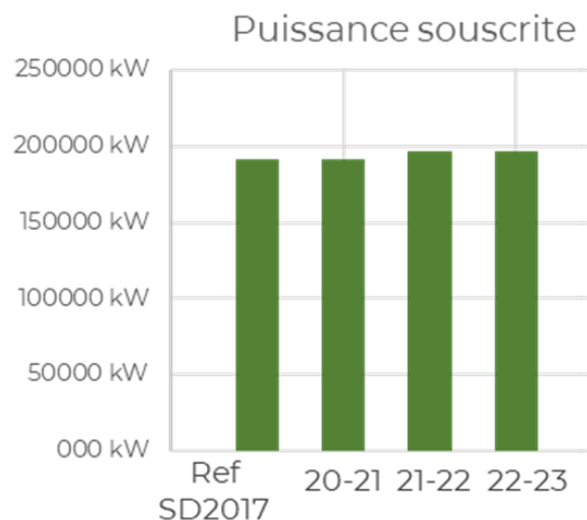


Figure 10 - évolution de la puissance souscrite – ILD chaud

<sup>1</sup> Degré jour unifié

### Production et distribution :

En moyenne sur la période étudiée, 235 GWh de chaleur sont livrés par an. La production associée s'élève à 260 GWh, soit une perte calorifique moyenne de l'ordre de 9%. Sur cette période les volumes produits par groupes de générateurs se sont répartis de la manière suivante :

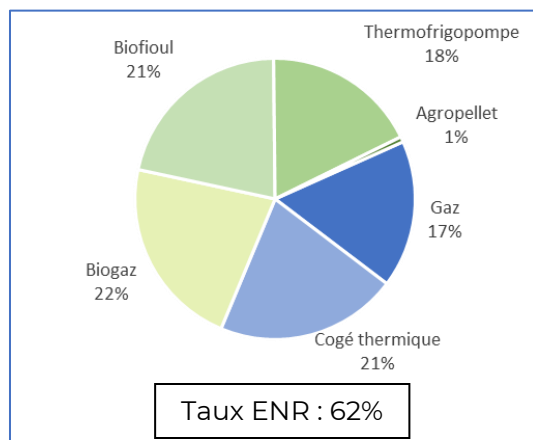


Figure 11 - mixité de production 2020-2023 ILD chaud

|                  | 2021        | 2022       | 2023       | Moyenne           |
|------------------|-------------|------------|------------|-------------------|
| Gaz              | 34 130 MWh  | 45 062 MWh | 53 621 MWh | <b>44 271 MWh</b> |
| Cogé élec        | 34 676 MWh  | 33 528 MWh | 20 404 MWh | <b>29 536 MWh</b> |
| Cogé thermique   | 64 273 MWh  | 62 266 MWh | 37 733 MWh | <b>54 757 MWh</b> |
| Biogaz           | 109 789 MWh | 39 946 MWh | 22 764 MWh | <b>57 500 MWh</b> |
| Biofioul         | 53 132 MWh  | 62 774 MWh | 52 158 MWh | <b>56 021 MWh</b> |
| Thermofrigopompe | 43 301 MWh  | 36 743 MWh | 59 915 MWh | <b>46 653 MWh</b> |
| Agropellet       |             |            | 1 592 MWh  | <b>1 592 MWh</b>  |

Tableau 2 - production énergétique – ILD chaud

Les performances associées sont présentées dans le tableau suivant :

|                           | 2021 | 2022 | 2023 | Moyenne                |
|---------------------------|------|------|------|------------------------|
| rendement gaz (+biogaz)   | 86%  | 86%  | 85%  | <b>86%</b>             |
| rendement cogé élec       | 30%  | 30%  | 30%  | <b>30%</b>             |
| rendement cogé thermique  | 55%  | 56%  | 56%  | <b>56%</b>             |
| rendement cogé global     | 85%  | 86%  | 86%  | <b>86%</b>             |
| rendement biofioul        | 88%  | 88%  | 86%  | <b>87%</b>             |
| rendement TFP (COP chaud) | 3,93 | 3,78 | 3,40 | <b>3,65</b>            |
| rendement Agropellet      |      |      | 64%  | <b>93%<sup>2</sup></b> |

Tableau 3 - rendement pas groupe de générateurs – ILD chaud

<sup>2</sup> Le jeu de données disponible n'étant pas significatif sur la période de référence (phase de test en décembre 2023 uniquement), le rendement retenu a été déterminé sur la base des comptages de décembre 2023 à mars 2024.

## **Réseau de froid :**

### Ventes et souscription :

Sur la période de référence, on observe une diminution des ventes de 40%. Cette évolution suit en partie l'évolution de la rigueur climatique (DJU<sup>3</sup>) mais s'est intensifiée entre les saisons 21-22 et 22-23 :

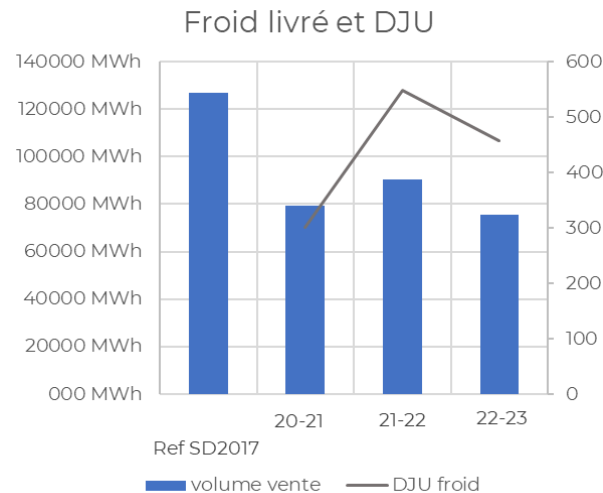


Figure 12 - évolution des ventes d'énergie – ILD froid

Pour rappel, le schéma directeur réalisé en 2017 avait déjà mis en avant une diminution de 19% du froid livré entre 2011 et 2015.

Au cours de la même période, la souscription reste relativement stable :

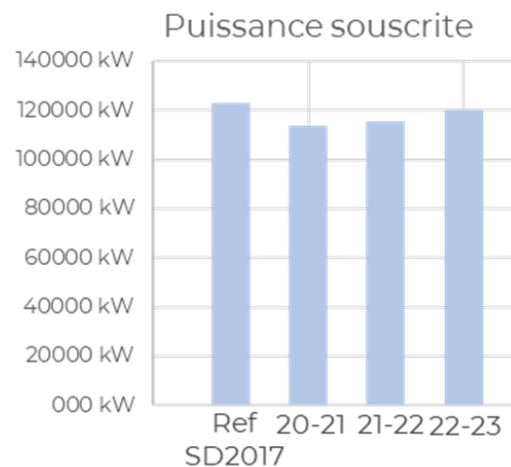


Figure 13 - évolution de la puissance souscrite – ILD froid

<sup>3</sup> Degré jour unifié

### Production et distribution :

En moyenne sur la période étudiée, 81 GWh de froid sont livrés par an. La production associée s'élève à 91 GWh, soit une perte énergétique moyenne de l'ordre de 11%. Le détail des chiffres associés à la production et à la distribution sont repris dans le tableau ci-dessous.

|                                  | 2021       | 2022        | 2023       | Moyenne           |
|----------------------------------|------------|-------------|------------|-------------------|
| Energie livrée                   | 78 975 MWh | 89 431 MWh  | 75 387 MWh | <b>81 264 MWh</b> |
| Energie produite                 | 88 473 MWh | 100 863 MWh | 83 503 MWh | <b>90 946 MWh</b> |
| Pertes de distribution           | 11%        | 11%         | 10%        | <b>11%</b>        |
| Delta T °C                       | 3,86 °C    | 4,46 °C     | 3,96 °C    | <b>4,11 °C</b>    |
| Puissance souscrite              | 123 021 kW | 113 531 kW  | 115 459 kW | <b>117 337 kW</b> |
| Puissance appelée                | 57 208 kW  | 73 022 kW   | 60 300 kW  | <b>63 510 kW</b>  |
| Taux d'appel                     | 47%        | 64%         | 52%        | <b>54%</b>        |
| Consommation électriques         | 25 020 MWh | 29 358 MWh  | 29 887 MWh | <b>28 088 MWh</b> |
| Production froid                 | 88 473 MWh | 100 863 MWh | 83 503 MWh | <b>90 946 MWh</b> |
| Coefficient de performance (EER) | 3,54       | 3,44        | 2,79       | <b>3,24</b>       |

Tableau 4 - production énergétique froid – ILD

De manière générale :

- Les pertes de distribution semblent stables,
- Le delta T moyen du réseau semble stable

Les performances sur la période observée ont fortement fluctué sans raison apparente. Pour rappel, le schéma directeur de 2017 avait mis en avant un EER moyen de 2,75 (contre 2,79 en 2023).

### **2.2.2.2 SUC**

#### 2.2.2.2.1 Equipements et principe de fonctionnement

Les principales caractéristiques du réseau sont reprises dans le tableau suivant :

|                                    | <b>SUC</b>                  |
|------------------------------------|-----------------------------|
| Age opération                      | 1972                        |
| Nb sous-station                    | 38                          |
| longueur réseau                    | 8 km                        |
| Caractéristique fluide caloporteur | eau glacée positive - 4,6°C |

Tableau 5 - caractéristiques réseaux ILD

Pour assurer la production, les installations de la SUC se répartissent sur 2 sites :

- Alsace (site principal accueillant également les locaux de personnels),
- Gambetta (centrale d'appoint de production d'eau glacée).

Le schéma ci-dessous propose une représentation des capacités de production et de leur implantation.

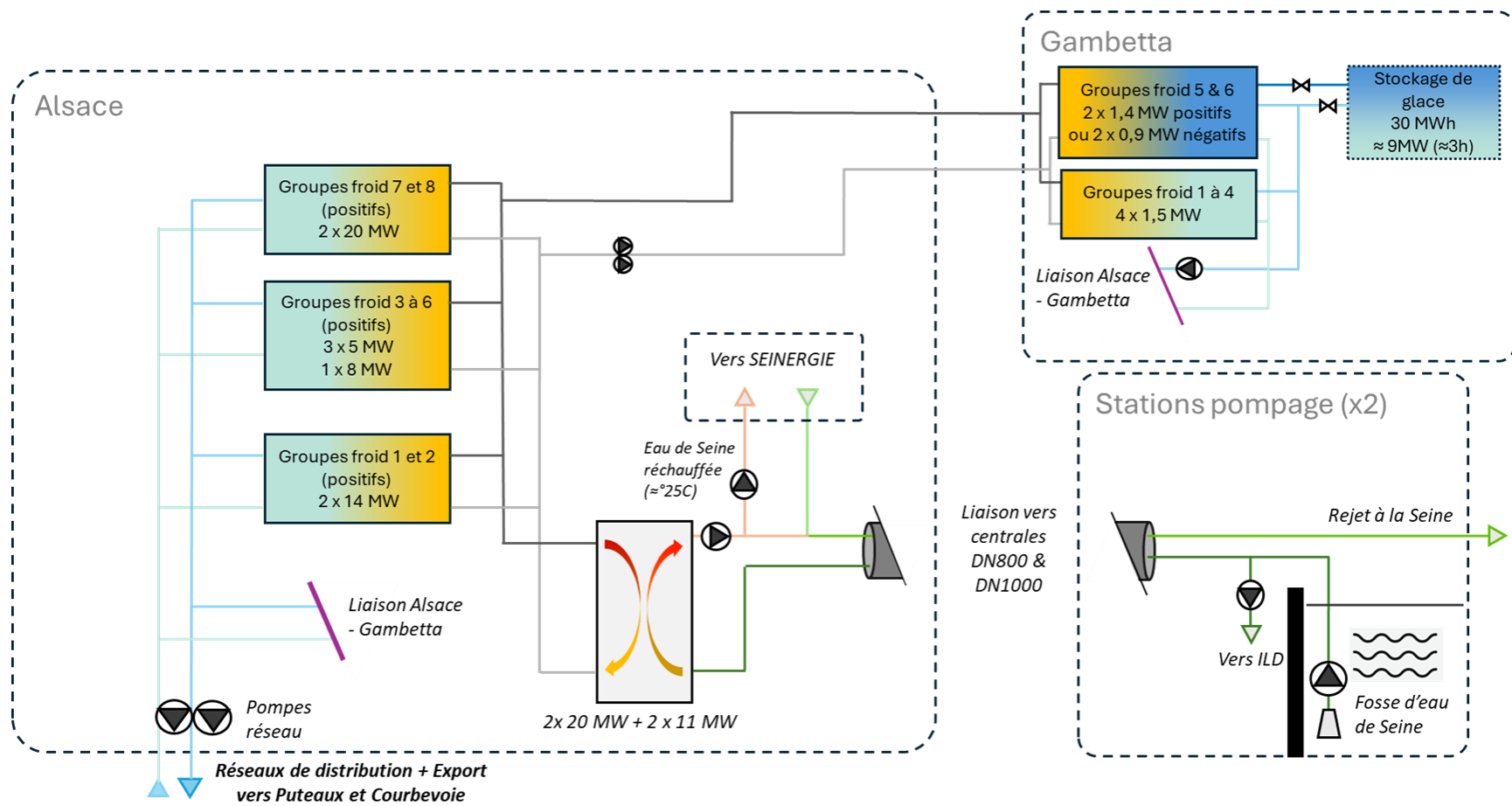


Figure 14 - Schéma fonctionnel SUC

#### 2.2.2.2.2 Performances

##### Ventes et souscription :

Sur la période de référence, on observe une diminution des ventes de 24% :

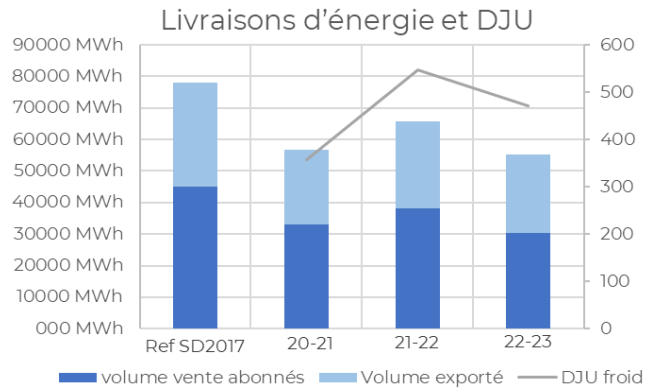


Figure 15 - évolution des ventes d'énergie – ILD froid

Au cours de la même période la souscription reste relativement stable :

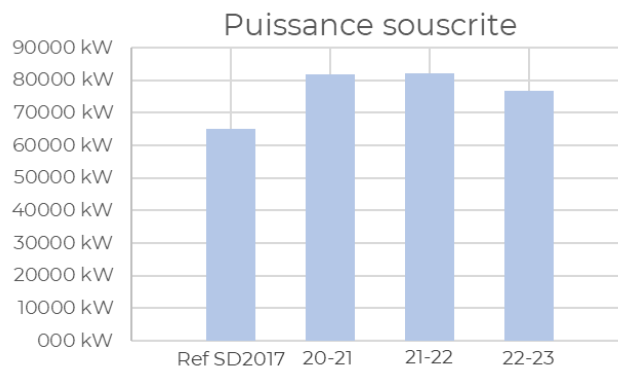


Figure 16 - évolution de la puissance souscrite – ILD froid

La forte diminution des volumes livrés semble faire suite à une évolution des comportements (efficacité, sobriété) après une période historique de référence très stable.

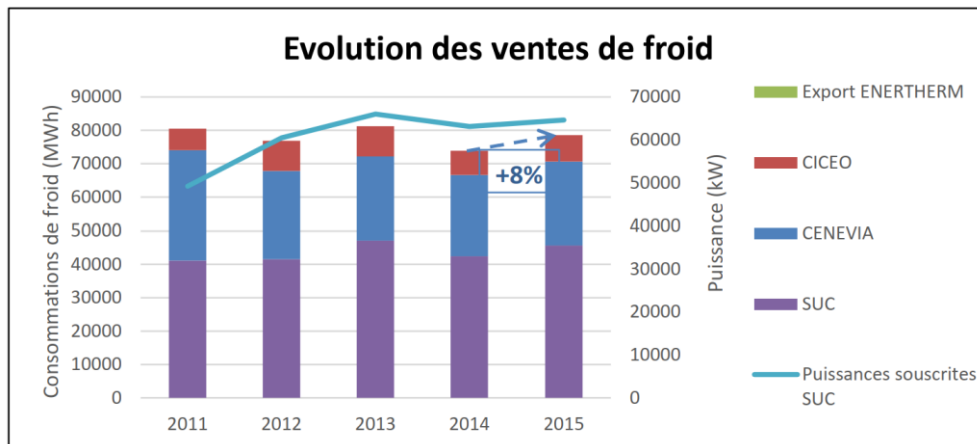


Figure 17 - extrait du SD 2017 - annexe 2 p.16

### Production et distribution :

En moyenne sur la période étudiée, 59 GWh de froid sont livrés par an. Les installations n'étant pas dotées de comptages en sortie de centrale, le rendement des machines ne peut être dissocié des pertes réseaux. Le coefficient global de performance associé moyen est de 3,35.<sup>4</sup>

Le détail des chiffres associés à la production et à la distribution sont repris dans le tableau ci-dessous. De manière générale :

- Les performances semblent stables,
- Le delta T moyen du réseau semble stable et reste inférieur à la cible contractuelle (entre 6 et 8°C).

|                           | 2021                            | 2022       | 2023       | moyenne            |
|---------------------------|---------------------------------|------------|------------|--------------------|
| Energie livrée            | 56 858                          | 65 703     | 55 344     | <b>59 302 MWh</b>  |
| Energie produite          | Pas de comptage sortie centrale |            |            |                    |
| Pertes de distribution    |                                 |            |            |                    |
| Delta T °C                | 3,44 °C                         | 3,88 °C    | 3,78 °C    | <b>3,71 °C</b>     |
| Puissance souscrite       | 81 786 kW                       | 82 136 kW  | 76 636 kW  | <b>80186 kW</b>    |
| consommations électriques | 17 368 MWh                      | 20 341 MWh | 15 378 MWh | <b>17695,67 °C</b> |
| EER                       | 3,27                            | 3,23       | 3,60       | <b>3,35</b>        |

Tableau 6 - production énergétique froid – SUC

<sup>4</sup> À titre purement informatif, si le rendement réseau était de 89% (cf. ILD), l'EER résultant serait de 3,78.

### 2.2.2.3 ENERBIOISA

#### 2.2.2.3.1 Equipements et principe de fonctionnement

Les principales caractéristiques du réseau sont reprises dans le tableau suivant :

Tableau 7 - caractéristiques réseaux ILD

|                                    | ENERBIOISA           |
|------------------------------------|----------------------|
| Age opération                      | 2011                 |
| Nb sous-station                    | 12                   |
| longueur réseau                    | 1,4 km               |
| caractéristique fluide caloporteur | eau chaude (70/90°C) |

Pour assurer la production, les installations de production se concentrent sur un unique site à proximité immédiate du quartier desservi (quartier Hoche).

Le schéma ci-dessous propose une représentation des capacités de production.

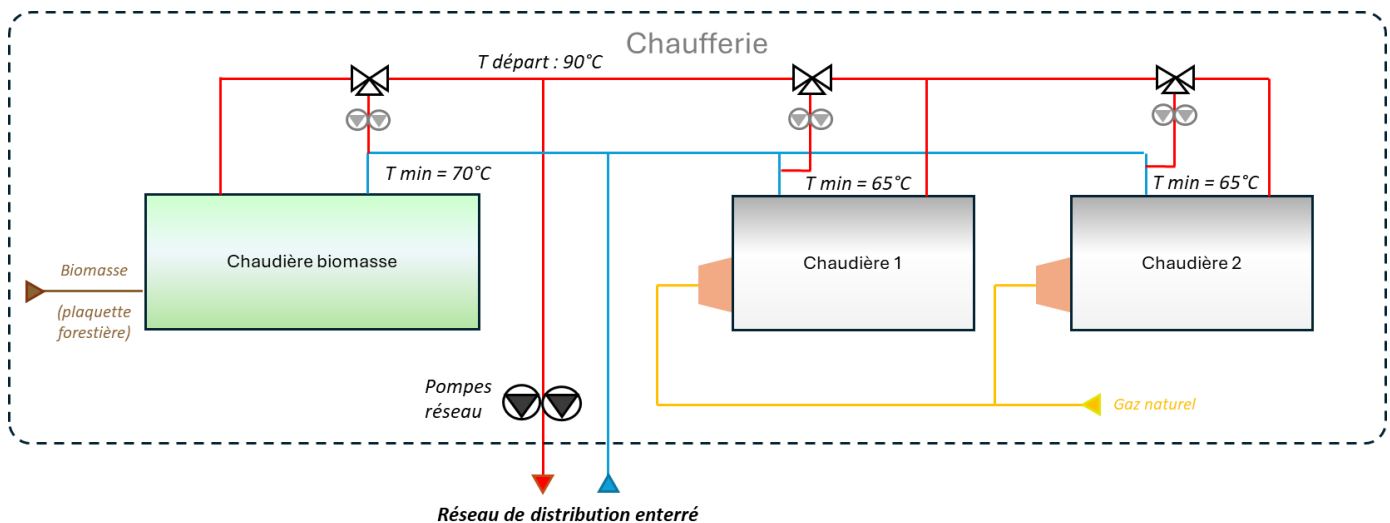


Figure 18 - Schéma fonctionnel ENERBIOISA

#### 2.2.2.3.2 Performances

##### Ventes et souscription :

Sur la période de référence, on observe une diminution des ventes de 10% qui semblent en partie liées à la baisse de la rigueur climatique ainsi qu'à une évolution des usages (sobriété et efficacité).

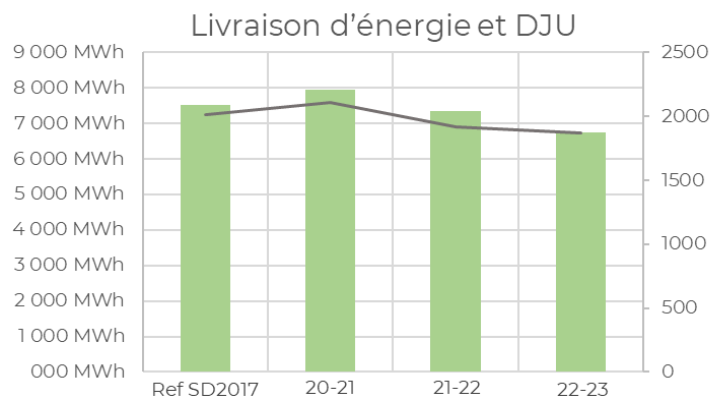


Figure 20 - évolution des ventes d'énergie - ILD chaud

Au cours de la même période, la souscription enregistre une légère hausse grâce à un nouveau raccordement (+4%) :

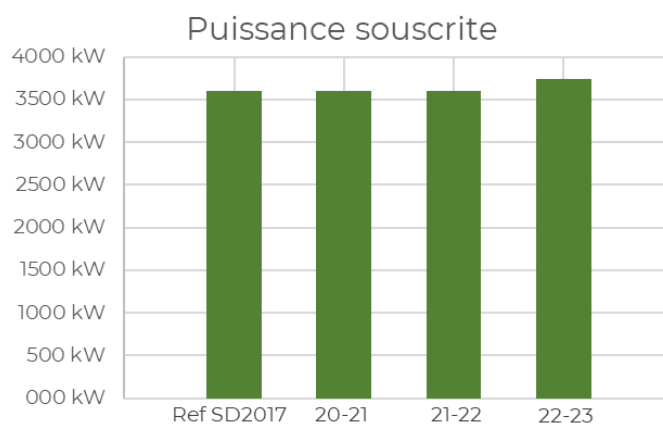


Figure 21 - évolution de la puissance souscrite – ILD chaud

#### Production et distribution :

En moyenne sur la période étudiée, 7,3 GWh de chaleur sont livrés par an. La production associée s'élève à 8 GWh, soit une perte calorifique moyenne de l'ordre de 8%. Sur cette période les volumes produits par groupes de générateurs se sont répartis de la manière suivante :

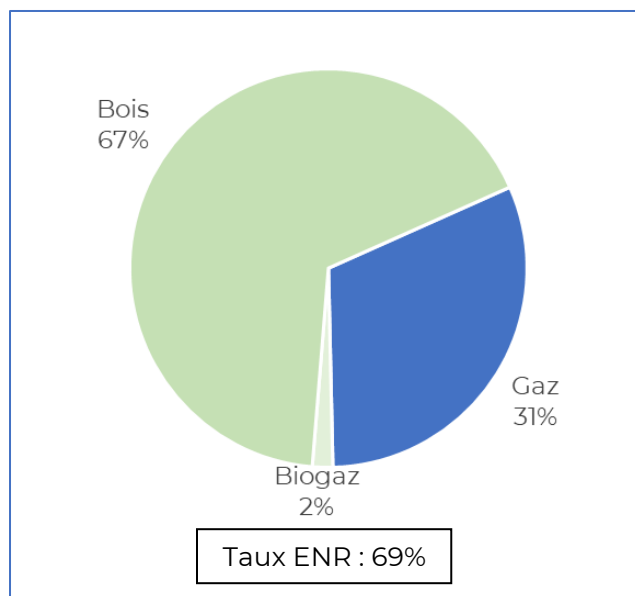


Figure 22 - mixité de production 2020-2023 ENERBIOSA

|        | 2021      | 2022      | 2023     | Moyenne          |
|--------|-----------|-----------|----------|------------------|
| Gaz    | 1 647 MWh | 2 287 MWh | 3570 MWh | <b>2 501 MWh</b> |
| Biogaz | 396 MWh   | 0 MWh     | 0 MWh    | <b>132 MWh</b>   |
| Bois   | 6 635 MWh | 5 627 MWh | 3804 MWh | <b>5 355 MWh</b> |

Tableau 8 - production énergétique – ENERBIOSA

Les équipements ne sont pas équipés de comptages individuels, leurs performances unitaires ne sont donc pas disponibles. Le rendement global moyen de la chaufferie (bois + gaz) est de 92%.

## 2.2.3 Diagnostic économique et financier

La tarification appliquée aux réseaux de chaleur et de froid repose sur plusieurs composantes :

- R1 – terme proportionnel à l'énergie consommée (chaud ou froid), en €/MWh,
- R2 – terme fixe calculé sur l'abonnement souscrit, en/kW,
- R3 – pour les réseaux de froid, terme proportionnel aux volumes pompés pour assurer la livraison énergétique. Cette grandeur est reliée au volume d'énergie par le Delta T de l'abonné, en €/m<sup>3</sup>

Description des modes de tarification de l'énergie pour chaque opération (tableau).

|           | R1 | R2 | R3 |
|-----------|----|----|----|
| ILD chaud |    |    |    |
| ILD froid |    |    |    |
| SUC       |    |    |    |
| Enerbiosa |    |    |    |

Tableau 9 - récapitulatif de la tarification appliquée par opération

### 2.2.3.1 ILD

#### 2.2.3.1.1 Tarification - chaud

Construction des prix :

⇒ **Terme R1 :**

Le R1 unitaire mensuel est déterminé sur la base de la contribution de chaque source d'énergie mobilisée. Le prix unitaire par source est révisé en fonction des coûts d'achat des combustibles. Historiquement, les deux sources entrant dans la construction du prix étaient le gaz et le fioul : R1C fioul (R1Cf) et R1C gaz (R1Cg).

Cette structure tarifaire s'est diversifiée à deux reprises en lien avec la diversification du mix énergétique :

- Au cours de l'exercice 2022-23 : intégration d'un terme R1C TFP,
- Au cours de l'exercice 2023-24 : intégration d'un terme R1 Agropellet.

Chacune des composantes des prix est indexée selon des modalités contractuelles en vigueur afin de suivre notamment le cours des prix des énergies. En 2023, l'avenant 12 au contrat de concession est entré en vigueur introduisant notamment un mécanisme de plafonnement tarifaire par la modération du terme R1 gaz via la mise en place de prix plancher et plafond.

Les usagers logements et les autres usagers (tertiaire), disposent chacun d'un tarif de base spécifique.

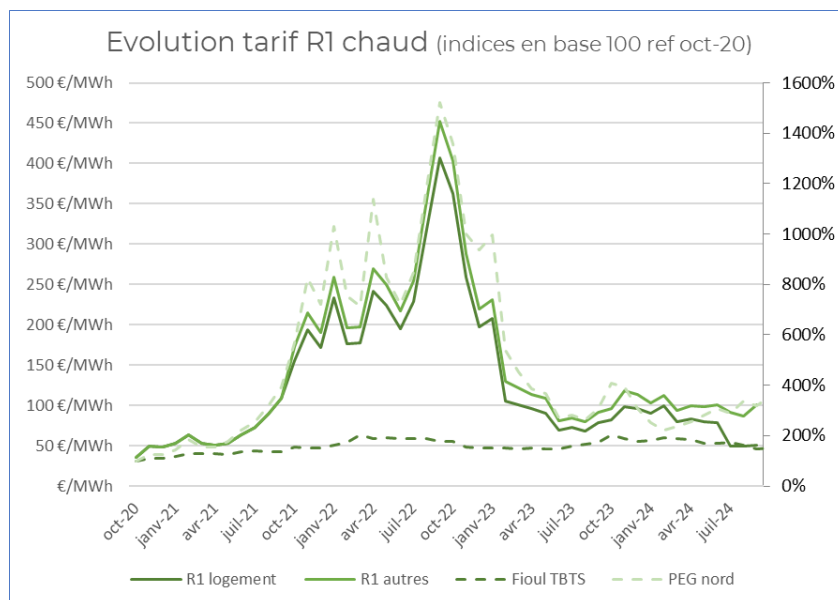


Figure 23 - évolution du R1 chaud ILD (PEG = indice de référence gaz)

#### ⇒ Terme R2 :

Le R2 unitaire mensuel est déterminé sur une base fixe représentant les différentes charges non proportionnelles aux consommations :

- Exploitation courante,
- Gros entretien et renouvellement,
- Charges liées aux investissements initiaux.

Cette structure tarifaire a évolué par suite de l'entrée en vigueur de l'avenant n°12 au contrat de concession début 2023, parallèlement à l'encadrement du R1, dans l'optique de réduire le déficit associé à ce poste (voir §2.2.3.1.5 **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Chacune des composantes des prix est indexée selon des modalités contractuelles de la manière suivante :

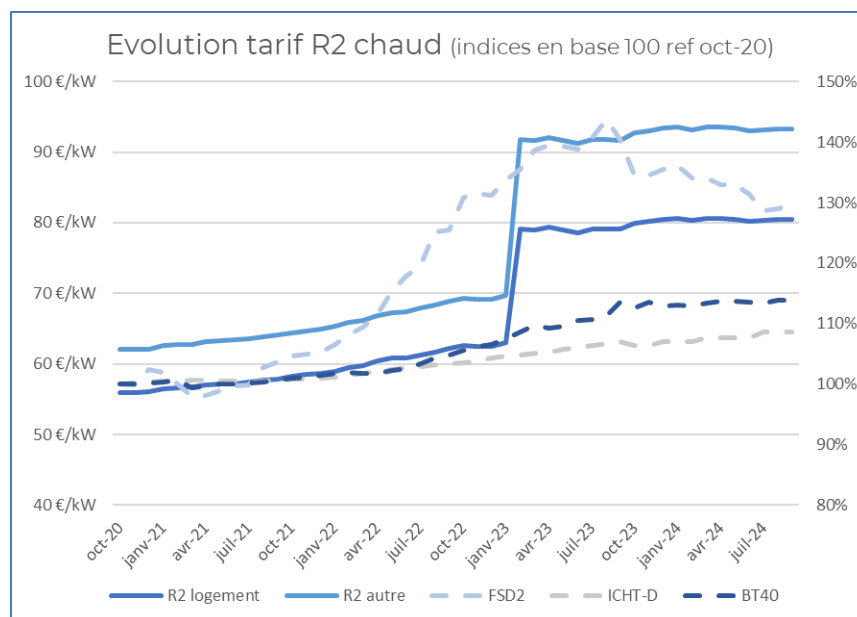


Figure 24 - évolution du R2 chaud ILD<sup>5</sup>

Les usagers logements et les autres usagers (tertiaire), disposent chacun d'un tarif de base spécifique.

<sup>5</sup> Indices :

FSD2 : Frais et services divers

ICHT-D : indice du coût horaire du travail

BT40 : Index du bâtiment - Chauffage central (à l'exclusion du chauffage électrique)

### Evolution du cout de l'énergie :

Sur la base des assiettes de facturation présentées ci-avant (volumes de ventes et kW souscrits), l'évolution du prix moyen de la chaleur perçu par les abonnés est la suivante :

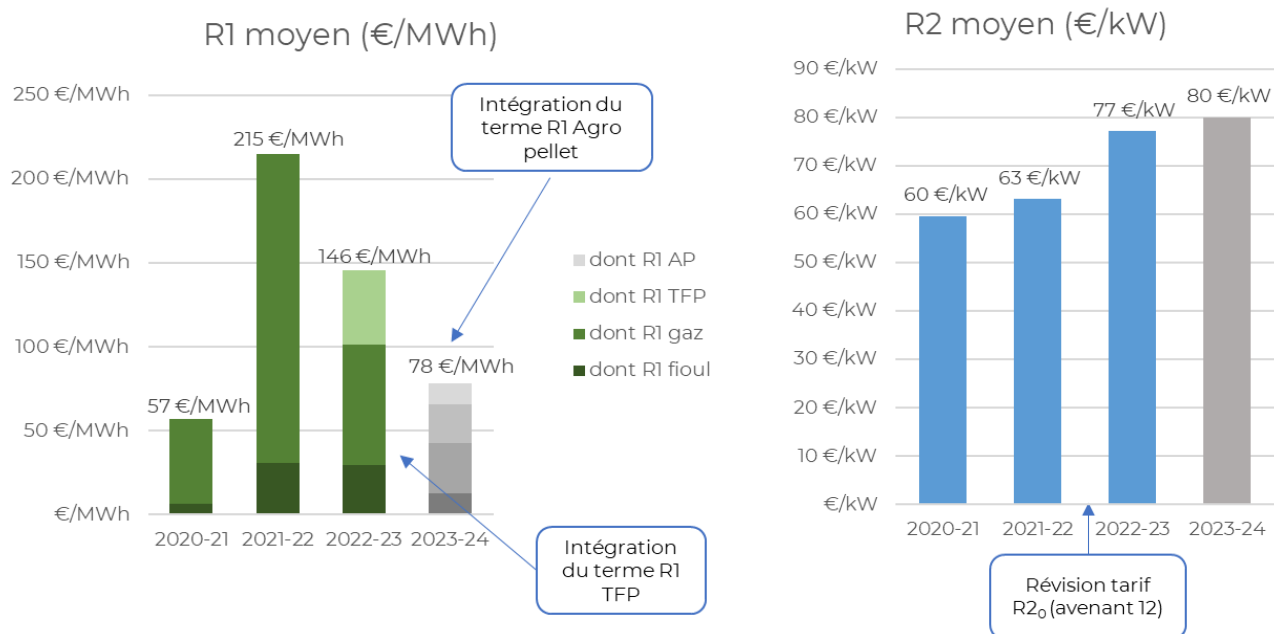


Figure 25 - Evolution annuelle des termes R1 et R2 chaud - ILD

De manière générale :

- Le tarif R1 est en baisse depuis la crise énergétique (fin 2022-mi 2023) :
  - Baisse du prix des énergies
  - Diversification du mix énergétique contractuel + avenant 12
- Le tarif R2 est en hausse en lien avec :
  - La révision du tarif de référence en 2023 (avenant 12)
  - L'effet de l'indexation (inflation)

Le cout global moyen résultant sur la période de référence de l'étude est le suivant :

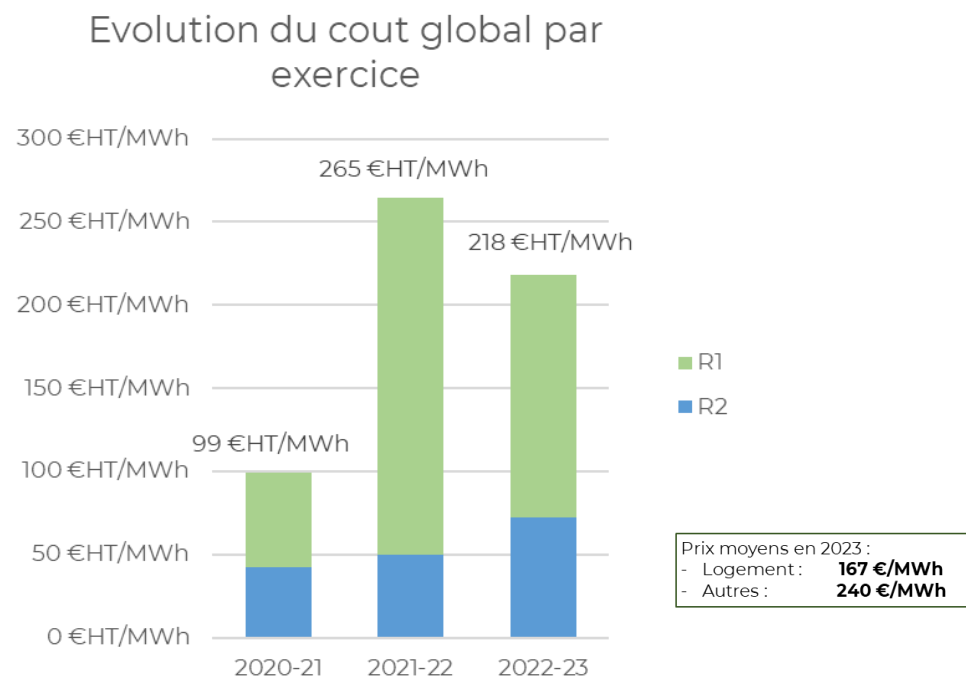


Figure 26 - Evolution du tarif moyen - ILD chaud

L'évolution du cout du service a été multipliée par 2,5 entre 2020 et 2022 en raison de l'évolution des prix des énergies. A la suite de la mise en œuvre de l'avenant 12 (février 2023), une baisse de 18% entre 2022 et 2023 est observable (47 €/HT/MWh).

Le détail par abonné du cout moyen perçu est disponible dans le graphe ci-dessous (2023) :

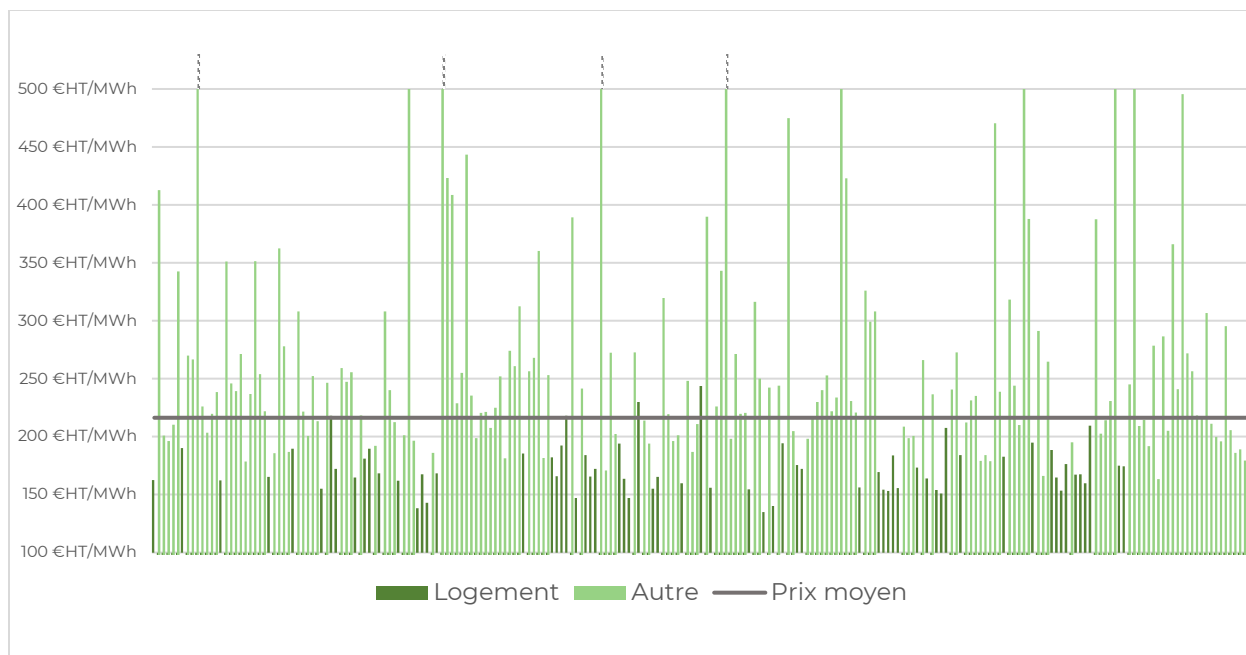


Figure 27 - Coût moyen par abonné en 2023 – ILD chaud

En lien avec la construction des prix de référence, presque tous les abonnés logements ont un coût inférieur à la moyenne.

### 2.2.3.1.2 Analyse en coût global et compétitivité - chaud

La méthodologie utilisée pour cette analyse est résumée ci-dessous :

- **Les outils de calcul** utilisés sont les outils **Amorce** de calcul des coûts globaux de chauffage. En effet, deux outils<sup>6</sup> ont été développés par Amorce permettant une mise en perspective neutre vis-à-vis d'autres modes de chauffage.

Ces outils permettent de réaliser des simulations avec les tarifs d'ILD.

- **Les solutions alternatives au réseau** retenues dans le cadre de cette analyse sont listées ci-dessous. Les hypothèses de coûts sont celles de l'outil Amorce.
  - Logement : chaudière gaz collective (condensation), chaudière gaz individuelle (condensation), chaudière fioul collective, chaudière biomasse collective, chauffage électrique individuel, pompe à chaleur ;
  - Tertiaire : Chaudière gaz à condensation, chaudière fioul, chaudière bois, chauffage électrique, pompe à chaleur.

<sup>6</sup> Logement : RCE33 / Tertiaire : ENE42

L'analyse en cout global n'est pas représentative du réseau de manière exhaustive mais propose une photographie pour une sélection de bâtiments « type ».

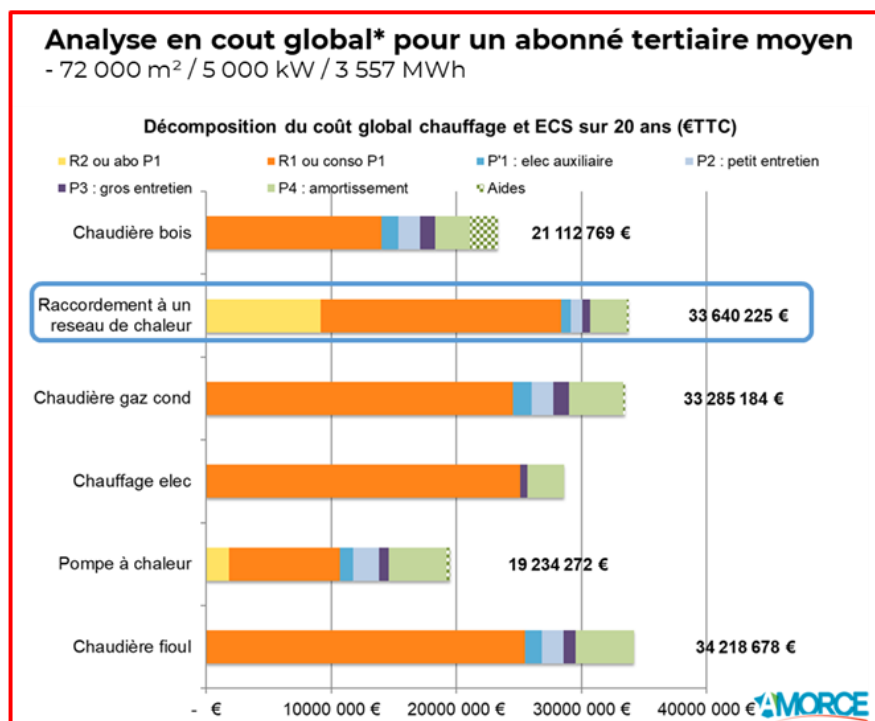
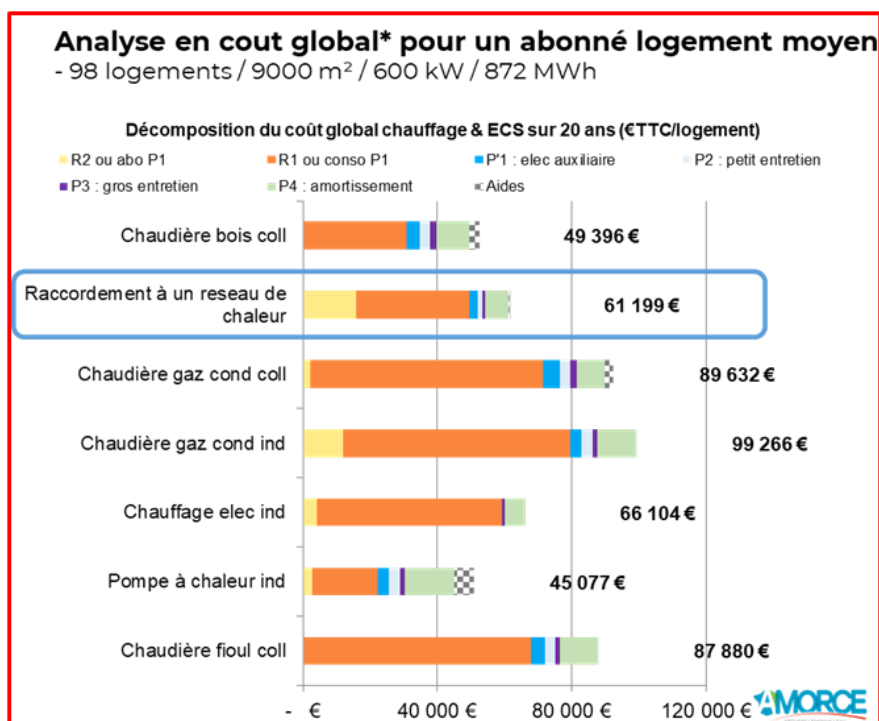


Figure 28 - Analyse en cout global ILD méthode AMORCE

Le raccordement au réseau ILD apparaît comme :

- Au moins aussi compétitif qu'une solution gaz ou fossile
- En l'état plus onéreux que les alternatives ENR

### 2.2.3.1.3 Tarification - froid

#### Construction des prix :

⇒ **Termes R1 et R3 :**

Les R1 et R3 unitaires mensuels partagent le même mécanisme de révision. Ils sont déterminés sur la base de l'évolution du prix de l'électricité, seule énergie mobilisée pour la production. Le prix unitaire est révisé en fonction de l'évolution du prix d'achat majoritairement dépendant du prix de l'électron ainsi que des taxes (TURPE, accise ...) et de mécanismes spécifiques, dont l'écrêtement ARENH notamment.

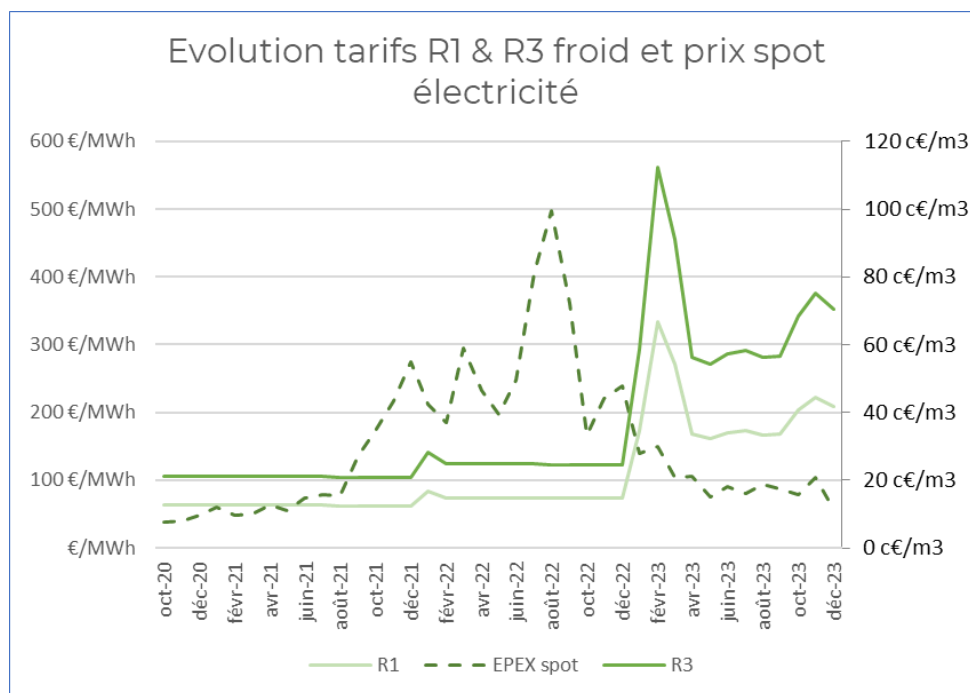


Figure 29 - évolution du R1 froid ILD (EPEX spot = prix spot de l'électron)

En 2023, la structure moyenne du prix de l'électricité était la suivante<sup>7</sup> :

- Energie 64%
- Transport 20%
- Taxes 16%

<sup>7</sup> Donnée issue du rapport d'analyse du RAD 2023

⇒ **Terme R2 :**

Le R2 unitaire mensuel est déterminé sur une base fixe représentant les différentes charges non directement proportionnelles aux consommations :

- Exploitation courante,
- Gros entretien et renouvellement,
- Charges liées aux investissements initiaux.

Chacune des composantes des prix est indexée selon des modalités contractuelles de la manière suivante :

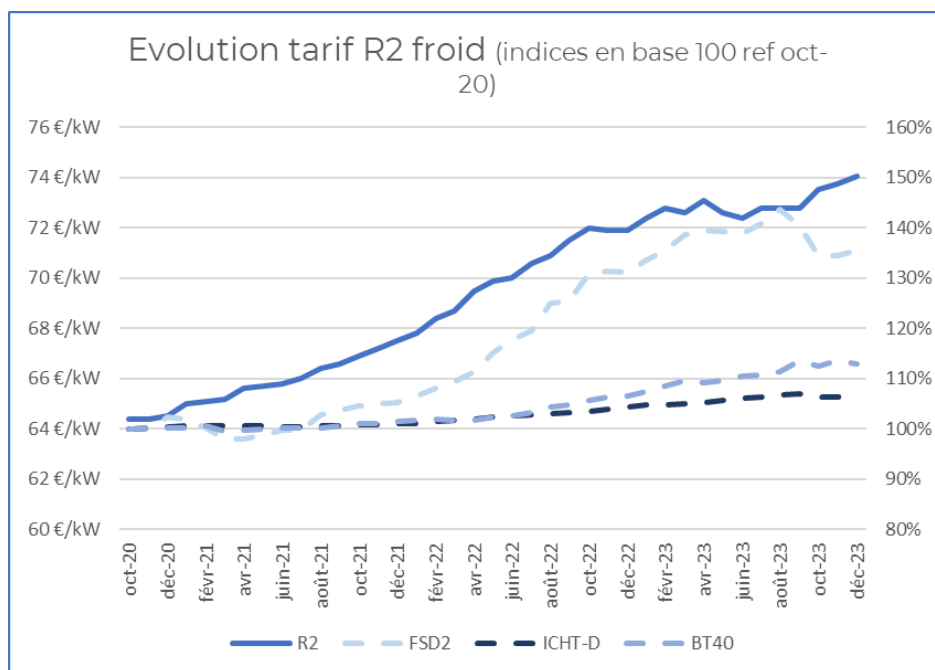


Figure 30 - évolution du R2 chaud ILD<sup>8</sup>

La progression du R2 observée est principalement liée à l'indexation et à l'impact de l'inflation (15% fixe + 85% variable suivant coûts de main d'œuvre et des travaux du secteur du chauffage).

<sup>8</sup> Indices :

FSD2 : Frais et services divers

ICHT-D : indice du coût horaire du travail

BT40 : Index du bâtiment - Chauffage central (à l'exclusion du chauffage électrique)

### Evolution du cout de l'énergie :

Sur la base des assiettes de facturation présentées ci-avant (volumes de ventes et kW souscrits), l'évolution du prix moyen de la chaleur perçu par les abonnés est la suivante :

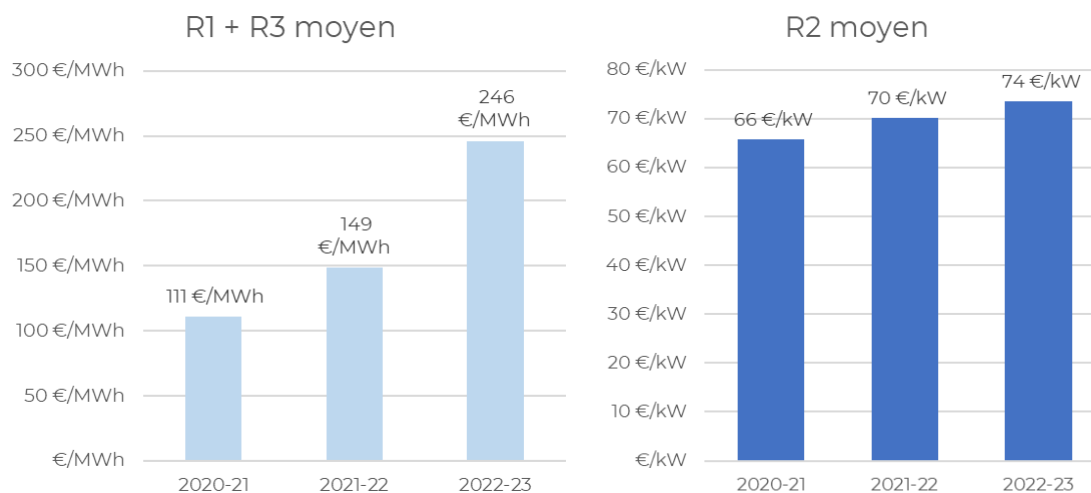


Figure 31 - Evolution annuelle des termes R1, R2 et R3 froid - ILD

De manière générale :

- Le tarif R1 est en hausse sur la période observée en lien avec la hausse du prix de l'électricité,
- Le tarif R2 est en hausse en lien avec l'effet de l'indexation (inflation).

Le cout global moyen résultant sur la période de référence de l'étude est le suivant :

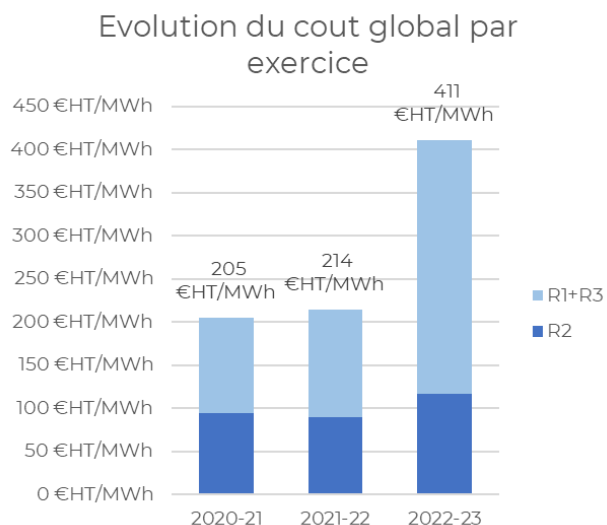


Figure 32 - Evolution du tarif moyen - ILD froid

L'évolution du coût du service a été multiplié par 2 entre 2021 et 2023, en raison de l'évolution du prix de l'énergie : à la suite de la mise en œuvre de l'avenant 12 (février 2023), la composante R1 élec de la concession a été mise à jour entrainant une hausse tarifaire. Cette évolution liée au mécanisme « prix » est accentuée par la diminution des volumes de ventes.

Le détail par abonné du coût moyen perçu est disponible dans le graphe ci-dessous (2023) :

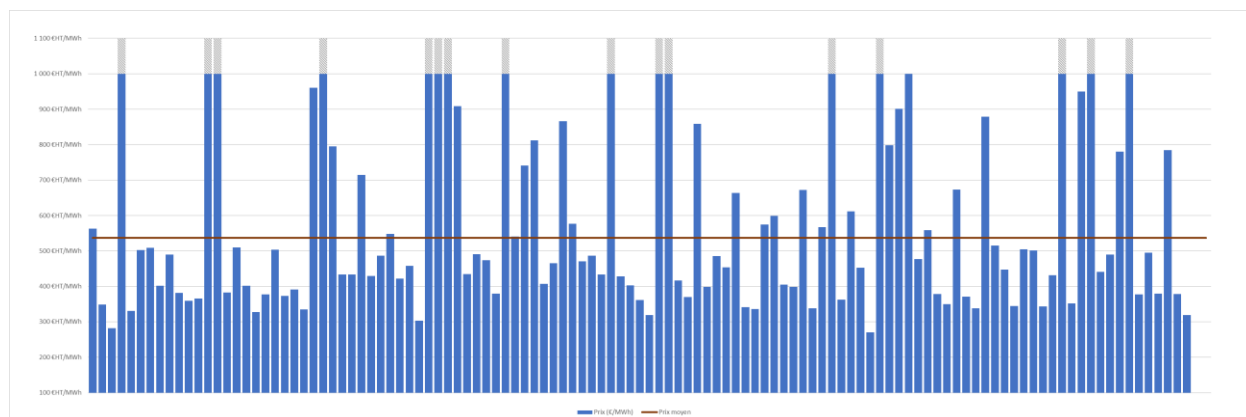


Figure 33 - Coût moyen par abonné en 2023 – ILD froid

En lien avec la construction des prix de référence, presque tous les abonnés logements ont un coût inférieur à la moyenne.

#### 2.2.3.1.4 Analyse en cout global et compétitivité - froid

A l'image de la méthodologie présentée au §2.2.3.1.2, une approche semblable a été mise en œuvre pour l'analyse du coût global du froid<sup>9</sup>. L'outil n'étant pas configuré pour une analyse de production de froid, l'analyse proposée a été réalisée en adaptant les hypothèses de l'outil sur la base d'une comparaison de machine type pompe à chaleur.

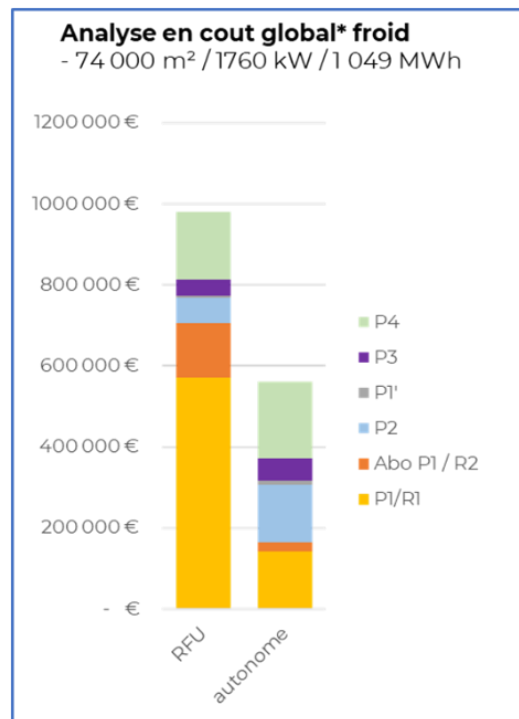


Figure 34 - Analyse en cout global ILD froid

Le raccordement au réseau de froid urbain apparaît plus onéreux qu'une solution alternative à l'échelle bâtiminaire.

<sup>9</sup> Méthode similaire à l'approche AMORCE pour le chaud et cout de fonctionnement similaire (P1',P2,P3 & P4 PAC) ; EER retenu = 2

Comparaison en date de valeur 2023 avec MAJ tarif élec sur donnée SDES « enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité »

### 2.2.3.1.5 Analyse de l'économie globale de l'opération

#### Evolution des charges et produits :

Le tableau suivant propose une synthèse des produits et charges par poste :

|                 |                                       | 20-21     | 21-22     | 22-23     |
|-----------------|---------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Produits</b> | R1 chaud                              | 15 328 k€ | 53 413 k€ | 30 410 k€ |
|                 | R1 froid                              | 4 961 k€  | 6 543 k€  | 12 240 k€ |
|                 | R2 chaud                              | 11 434 k€ | 12 396 k€ | 15 162 k€ |
|                 | R2 froid                              | 7 469 k€  | 8 095 k€  | 8 810 k€  |
|                 | R3 froid                              | 3 806 k€  | 4 693 k€  | 10 002 k€ |
|                 | vente elec                            | 2 070 k€  | 2 578 k€  | 9 294 k€  |
|                 | ventes divers                         | 2 731 k€  | 865 k€    | 2 469 k€  |
|                 | autres produits (stock quotas CO2)    | 1 441 k€  | 743 k€    | 2 336 k€  |
| <b>Charges</b>  | Personnel                             | 6 523 k€  | 5 974 k€  | 6 577 k€  |
|                 | énergie                               | 12 513 k€ | 40 773 k€ | 33 479 k€ |
|                 | eau                                   | 119 k€    | 473 k€    | 334 k€    |
|                 | fournitures                           | 500 k€    | 585 k€    | 732 k€    |
|                 | sous-traitance                        | 1 391 k€  | 1 364 k€  | 1 409 k€  |
|                 | Autres et frais de siège              | 3 991 k€  | 4 316 k€  | 6 728 k€  |
|                 | GER                                   | 890 k€    | 1 478 k€  | 1 526 k€  |
|                 | Crédit bail                           | 7 890 k€  | 7 801 k€  | 7 707 k€  |
|                 | impôts et taxes                       | 1 551 k€  | 1 603 k€  | 1 784 k€  |
|                 | charges relatives aux investissements | 10 684 k€ | 9 541 k€  | 9 439 k€  |
|                 | participations contractuelles         | 2 723 k€  | 3 112 k€  | 3 275 k€  |
|                 | provisions                            | 248 k€    | 350 k€    | 170 k€    |
|                 | charges financières                   | 548 k€    | 483 k€    | 1 028 k€  |
|                 | charges exceptionnelles               | 1 154 k€  | 333 k€    | 0 k€      |

Tableau 10 - suivi des produits et charges - ILD

De manière générale, l'analyse des rapports annuels de chacun des exercices repris dans ce tableau met en avant :

- Une augmentation des produits et des charges d'énergie en lien avec l'évolution du marché et la mise en œuvre de l'avenant 12,
- Une augmentation des produits de la cogénération depuis son passage en fonctionnement sur le marché libre,
- Une légère diminution des charges d'investissement suite à une diminution des prestations de raccordement en lien avec la pandémie.

### Analyse par poste :

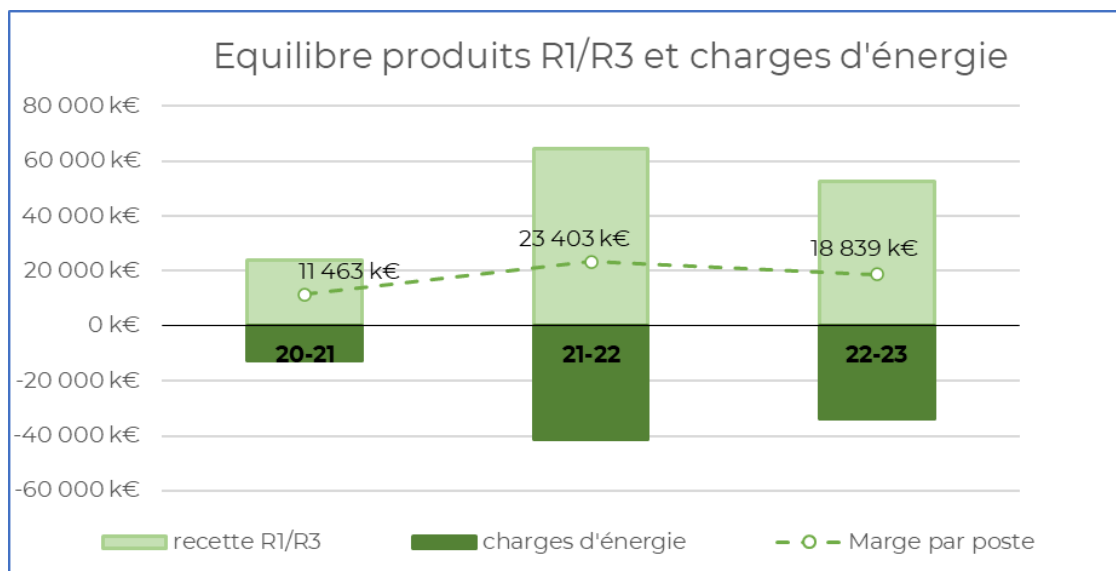


Figure 35 - Analyse de l'équilibre R1/R3 et charges d'énergie - ILD

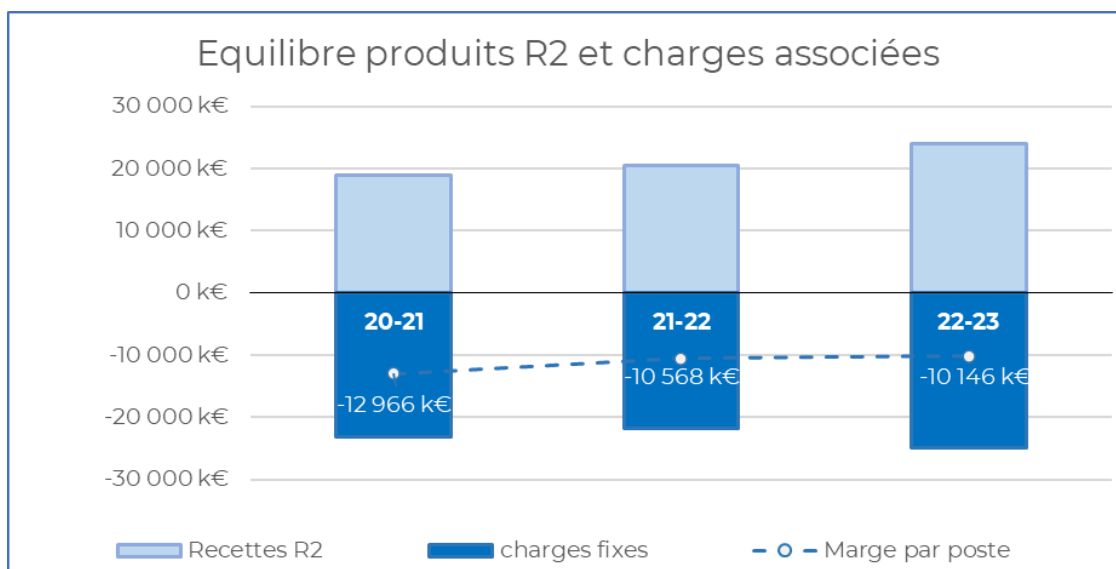


Figure 36 - Analyse de l'équilibre R2 et charges associées – ILD

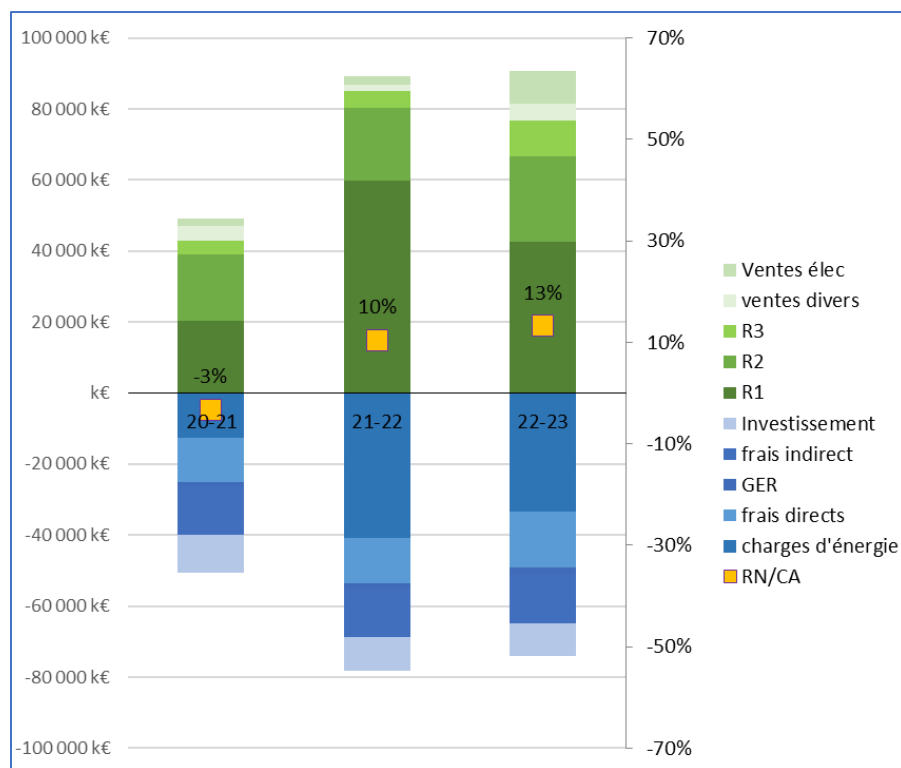
Sur les trois exercices étudiés on observe :

- Un solde positif entre les charges et produits liés à l'énergie
- Un solde négatif entre les charges et produits associés aux « coûts fixes » du service.

L'avenant 12, entré en vigueur début 2023, a permis de ré-équilibrer la structure des produits de la concession.

### Equilibre général :

Le graphique ci-après synthétise l'équilibre de la concession sur les trois derniers exercices. Par soucis de lisibilité, les catégories présentées dans le tableau « suivi des produits et charges – ILD » ci avant a été synthétisé de la manière suivante :



| Catégorie agrégée | Catégorie RAD                         |
|-------------------|---------------------------------------|
| R1                | R1 chaud                              |
|                   | R1 froid                              |
| R2                | R2 chaud                              |
|                   | R2 froid                              |
| R3                | R3 froid                              |
| Ventes élec       | Ventes élec                           |
| ventes divers     | ventes divers                         |
| charges d'énergie | autres produits (stock quotas CO2)    |
| frais directs     | énergie                               |
|                   | eau                                   |
|                   | fournitures                           |
|                   | sous-traitance                        |
| GER               | Autres et frais de siège              |
|                   | GER                                   |
| frais indirects   | Crédit bail                           |
|                   | impôts et taxes                       |
|                   | participations contractuelles         |
|                   | provisions                            |
|                   | charges financières                   |
| Investissement    | charges exceptionnelles               |
|                   | charges relatives aux investissements |

Figure 37 - Equilibre de la concession ILD

Depuis l'exercice 2020-21, il ressort une progression plus rapide des produits de la concession que celle des charges, se traduisant par une croissance de l'indicateur RN/CA<sup>10</sup>. La marge sur la part énergie étant fixe, l'augmentation proportionnelle des tarifs induit notamment une marge absolue en hausse. Sur la période observée, le chiffre d'affaires est constitué en moyenne à 62% par les recettes R1+R3.<sup>11</sup>

Pour rappel, l'analyse des RAD réalisée sur une période de 20 ans (exercices 2002 à 2023) montre que :

- Les produits sont supérieurs de 10,4% à ceux du CEP (+110 M€),
- Les charges sont supérieures de 7,0% à celles du CEP (+70 M€)
- ➔ Le résultat brut cumulé est supérieur de 71,9% à celui du CEP (+40 M€)

Le taux de résultat brut moyen est supérieur de près de 3 points à celui du CEP.

---

<sup>10</sup> Résultat net/chiffre d'affaires

<sup>11</sup> R2 : 28%

Autres recettes : 10% (cogénération, CO<sub>2</sub>)

### 2.2.3.2 SUC

#### 2.2.3.2.1 Tarification

##### Construction des prix :

##### ⇒ Termes R1 et R3 :

Les R1 et R3 unitaires mensuels partagent le même mécanisme de révision. Ils sont déterminés sur la base de l'évolution du prix de l'électricité, seule énergie mobilisée pour la production. Le prix unitaire est révisé en fonction de l'évolution du prix d'achat majoritairement dépendant du prix de l'électron ainsi que des taxes (TURPE, accise ...) et de mécanismes spécifiques, dont l'écèlement ARENH notamment.

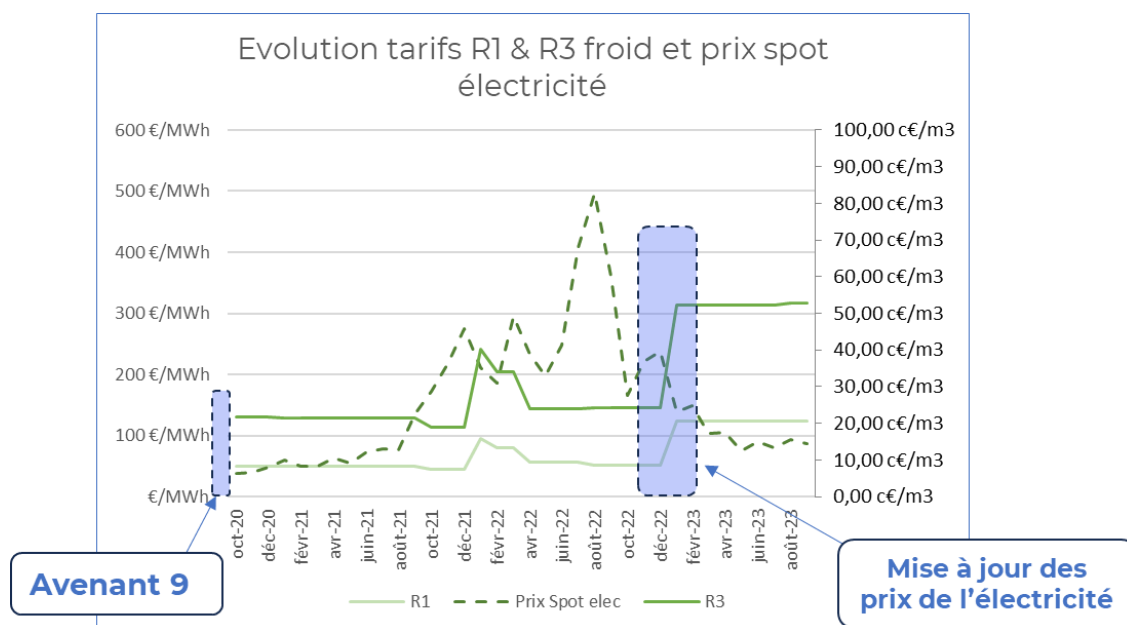


Figure 38 - évolution du R1 froid SUC (EPEX spot = prix spot de l'électron)

Au cours des trois derniers exercices, le prix du froid a essentiellement évolué en lien avec la mise à jour du prix de l'électricité (tarif heures pleines/ heures creuses).

La part fourniture représente 49% de la construction du prix et est sous la responsabilité contractuelle du délégataire.

##### ⇒ Terme R2 :

Le R2 unitaire mensuel est déterminé sur une base fixe représentant les différentes charges non directement proportionnelles aux consommations :

- Exploitation courante,
- Gros entretien et renouvellement,
- Charges liées aux investissements initiaux.

Chacune des composantes des prix est indexée selon des modalités contractuelles de la manière suivante :

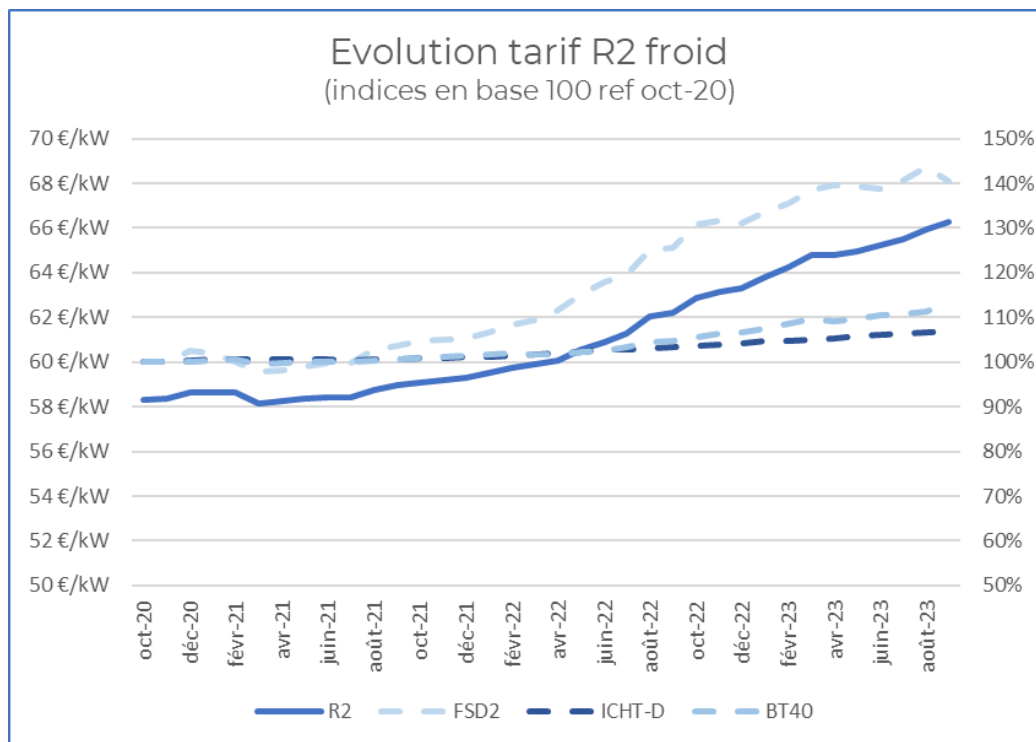


Figure 39 - évolution du R2 chaud ILD<sup>12</sup>

Le tarif R2 connaît une progression stable liée à l'actualisation contractuelle :

- 15% fixe,
- 85% variable selon les coûts de main d'œuvre et de travaux du secteur du chauffage.

<sup>12</sup> Indices :

FSD2 : Frais et services divers

ICHT-D : indice du coût horaire du travail

BT40 : Index du bâtiment - Chauffage central (à l'exclusion du chauffage électrique)

### Evolution du cout de l'énergie :

Sur la base des assiettes de facturation présentées ci-avant (volumes de ventes et kW souscrits), l'évolution du prix moyen de la chaleur perçu par les abonnés est la suivante :

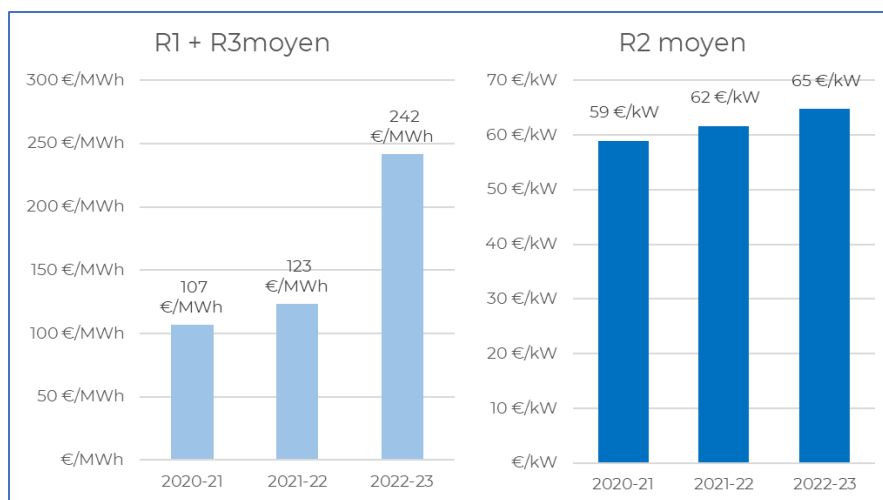


Figure 40 - Evolution annuelle des termes R1, R2 et R3 froid - SUC

A l'image des tendances observées pour ILD :

- Le tarif R1 est en hausse sur la période observée en lien avec la hausse du prix de l'électricité,
- Le tarif R2 est en hausse en lien avec l'effet de l'indexation (inflation).

Le cout global moyen résultant sur la période de référence de l'étude est le suivant :

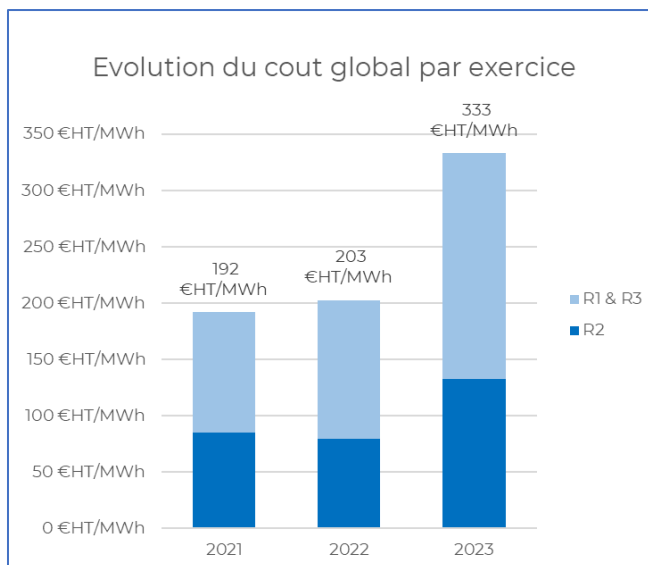


Figure 41 - Evolution du tarif moyen - ILD froid

L'évolution du coût du service a été multiplié par 1,5 entre 2021 et 2023. Sur la même période, le prix de l'énergie supporté par la concession a été multiplié par 2,4. Cette évolution liée au mécanisme « prix » est accentuée par la diminution des volumes de ventes.

Le détail par abonné du cout moyen perçu est disponible dans le graphe ci-dessous (2023) :

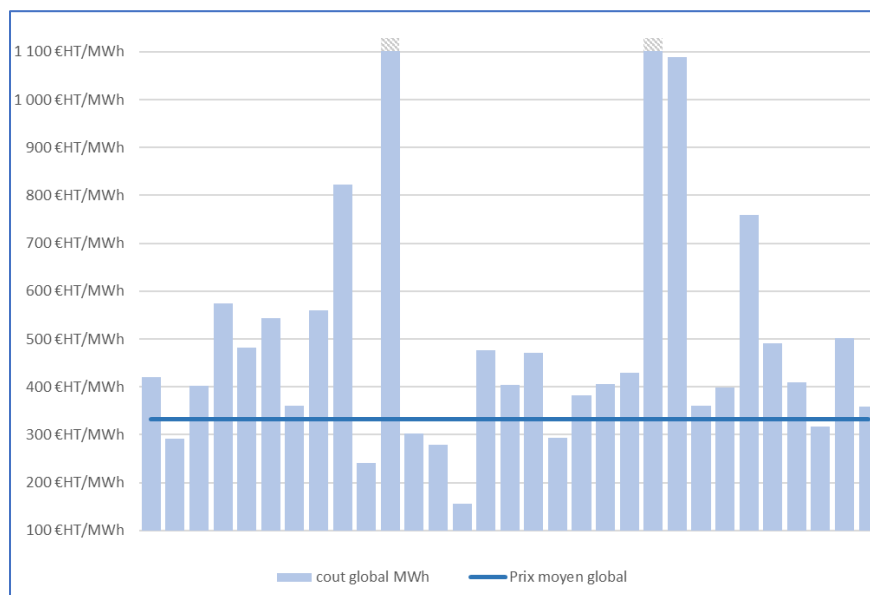


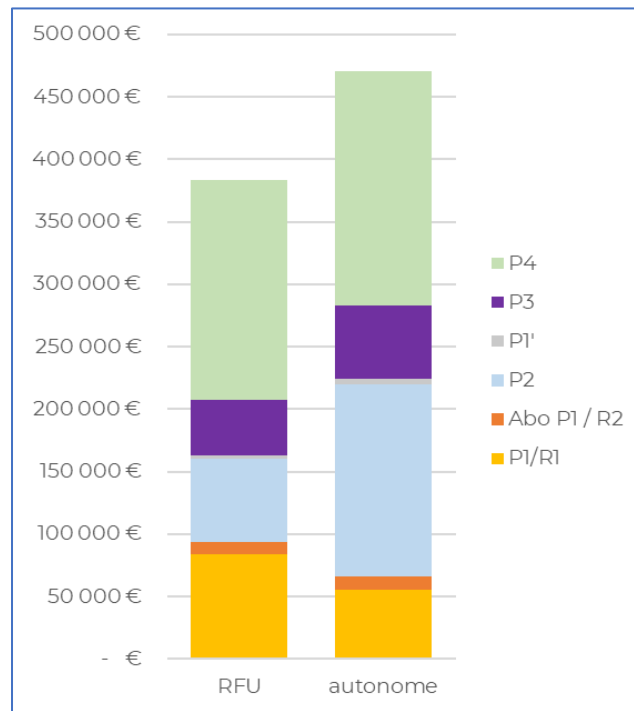
Figure 42 - Cout moyen par abonné en 2023 – SUC

Le prix moyen observable sur le graphe tient compte des exports vers les réseaux de Courbevoie et Puteaux (non représentés dans les histogrammes).

Les principaux écarts de coûts moyens observables s'expliquent généralement par un déséquilibre R1/R3 ou R1/R2 induisant une sur-représentation de ces charges vis-à-vis des volumes d'énergies consommés.

### 2.2.3.2.2 Analyse en cout global et compétitivité - froid

A l'image de la méthodologie présentée au §2.2.3.1.42.2.3.1.2 , une approche semblable a été mise en œuvre pour l'analyse du coût global du froid de la SUC.



\*Méthode similaire à l'approche AMORCE pour le chaud et cout de fonctionnement similaire (P1',P2,P3 & P4 PAC) ; EER retenu = 2  
Comparaison en date de valeur 2023 avec MAJ tarif élec sur donnée SDES « enquête transparence des prix du gaz et de l'électricité »

Figure 43 - Analyse en cout global SUC

Le raccordement au réseau de froid urbain apparait compétitif vis à vis d'une solution alternative à l'échelle bâtiminaire.

### 2.2.3.2.3 Analyse de l'économie globale de l'opération

#### Evolution des charges et produits :

Le tableau suivant propose une synthèse des produits et charges par poste :

|                 |                                   | 20-21    | 21-22    | 22-23    |
|-----------------|-----------------------------------|----------|----------|----------|
| <b>Produits</b> | R1                                | 2 861 k€ | 3 945 k€ | 6 945 k€ |
|                 | R2                                | 4 818 k€ | 5 056 k€ | 4 959 k€ |
|                 | R3                                | 3 201 k€ | 4 139 k€ | 6 434 k€ |
|                 | Eau de Seine réchauffée           | 35 k€    | 179 k€   | 96 k€    |
|                 | Autres produits d'exploitation    | 23 k€    | 232 k€   | 331 k€   |
|                 | Reprises provisions gros travaux  | 492 k€   | 1 049 k€ | 926 k€   |
|                 | Reprises sur provisions           | 1 k€     | 0 k€     | 0 k€     |
|                 | Produits financiers               | 355 k€   | 424 k€   | 494 k€   |
|                 | Produits exceptionnels            | 54 k€    | 0 k€     | 336 k€   |
| <b>Charges</b>  | Personnel                         | 1 042 k€ | 1 043 k€ | 1193 k€  |
|                 | Matières premières (dont énergie) | 1 675 k€ | 2 270 k€ | 4 369 k€ |
|                 | Charges de gestion                | 2 053 k€ | 2 168 k€ | 2 336 k€ |
|                 | Redevances                        | 775 k€   | 930 k€   | 1 257 k€ |
|                 | Dotations GER                     | 493 k€   | 1 051 k€ | 928 k€   |
|                 | Charges financières               | 2 022 k€ | 2 027 k€ | 5 095 k€ |
|                 | Charges exceptionnelles           | 172 k€   | 5 k€     | 0 k€     |
|                 | Frais de groupe                   | 832 k€   | 751 k€   | 1 305 k€ |

Tableau 11 - suivi des produits et charges - SUC

De manière générale, l'analyse des rapports annuels de chacun des exercices repris dans ce tableau met en avant :

- Une augmentation des produits et des charges d'énergie en lien avec l'évolution du marché,
- Une nette augmentation des produits R1 en 2023 malgré la diminution des volumes livrés,
- Une augmentation des charges financières liée à la mise en place d'une PRCI pour l'amortissement des ouvrages prévus par l'avenant 6 (1,8 M€ en 2023).

Analyse par poste :

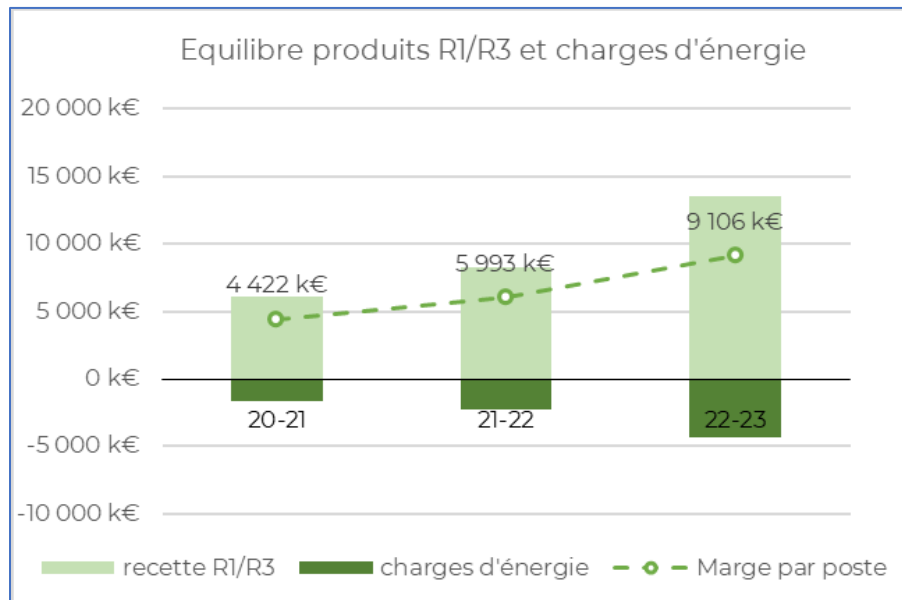


Figure 44 - Analyse de l'équilibre R1/R3 et charges d'énergie - SUC

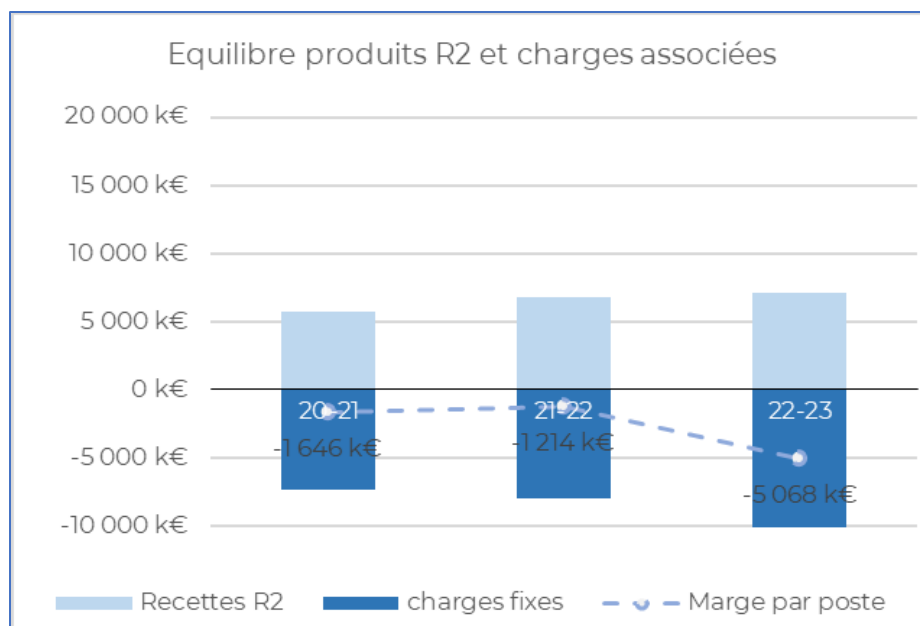


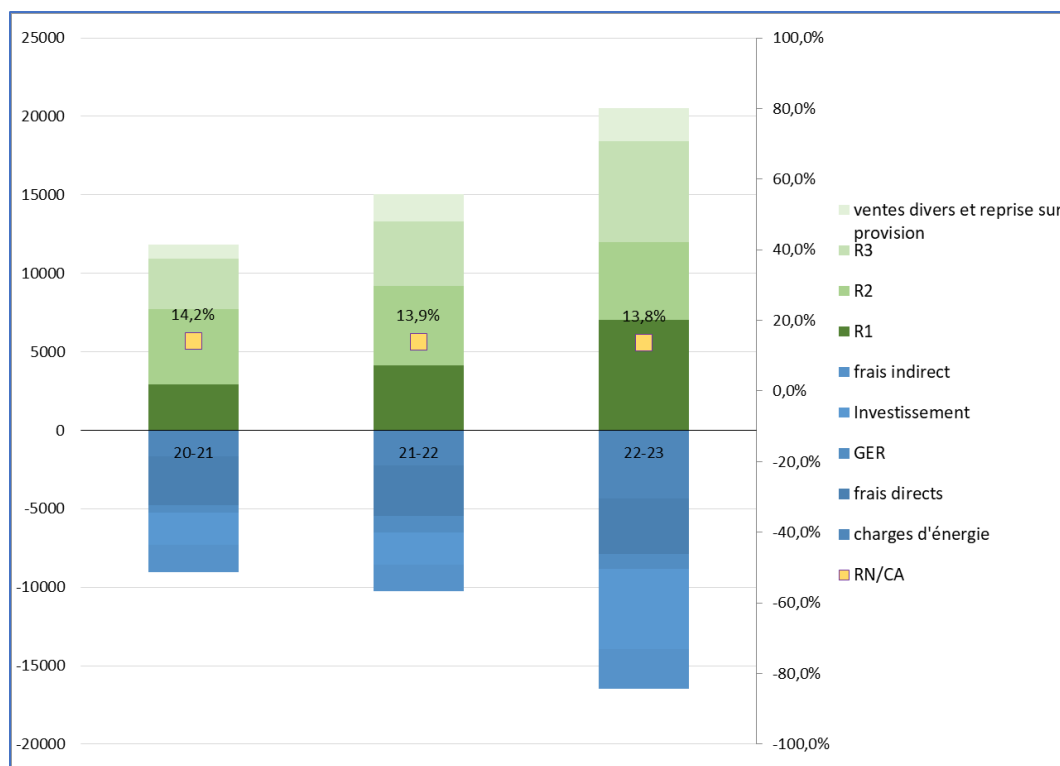
Figure 45 - Analyse de l'équilibre R2 et charges associées – SUC

Sur les trois exercices étudiés on observe :

- Un solde positif entre les charges et produits liés à l'énergie
- Un solde négatif entre les charges et produits associés aux « coûts fixes » du service.

### Equilibre général :

Le graphique ci-après synthétise l'équilibre de la concession sur les trois derniers exercices. Par souci de lisibilité, les catégories présentées dans le tableau « suivi des produits et charges – SUC » ci avant ont été synthétisées de la manière suivante :



| Catégorie agrégée                        | Catégorie RAD                    |
|------------------------------------------|----------------------------------|
| R1                                       | R1                               |
|                                          | Eau de Seine réchauffée          |
| R2                                       | R2                               |
| R3                                       | R3                               |
| Ventes diverses et reprise sur provision | Autres produits d'exploitation   |
|                                          | Reprises provisions gros travaux |
|                                          | Reprises sur provisions          |
|                                          | Produits financiers              |
|                                          | Produits exceptionnels           |
| Charges d'énergie                        | matières premières               |
| GER                                      | Dotations GER                    |
| Frais directs                            | Personnel                        |
|                                          | Charges de gestion               |
| Frais indirects                          | Redevances                       |
|                                          | Charges exceptionnels            |
|                                          | Frais de groupe                  |

Figure 46 - Equilibre de la concession SUC

Sur la période étudiée :

- Les charges et produits ont une tendance haussière,
- Indépendamment des conditions de l'exercice (prix et volumes), le résultat net ramené au chiffre d'affaires est stable à 14%.

La marge sur la part énergie étant fixe, l'augmentation proportionnelle des tarifs induit notamment une marge absolue en hausse. Le chiffre d'affaires est constitué en moyenne à 59% par les recettes R1+R3.<sup>13</sup>

L'export moyen vers Enebio (Puteaux) et Seinergie (Courbevoie) représente 43% du CA R1/R3 et 35% du CA R2.

---

<sup>13</sup> R2 : 31%  
Autres recettes : 10% (droits de raccordements, reprises sur provisions)

### 2.2.3.3 ENERBIOSA

#### 2.2.3.3.1 Tarification - chaud

##### Construction des prix :

##### ⇒ **Terme R1 :**

Le R1 unitaire mensuel est déterminé sur la base de la contribution de chaque source d'énergie mobilisée tel que fixé au contrat :

- Biomasse : 80%,
- Gaz : 20%.

Pour rappel, la mixité réel observée dans le diagnostic technique est de l'ordre de 70% biomasse et 30% gaz.

Chacune des composantes des prix est indexée selon des modalités contractuelles en vigueur afin de suivre notamment le cours des prix des énergies.

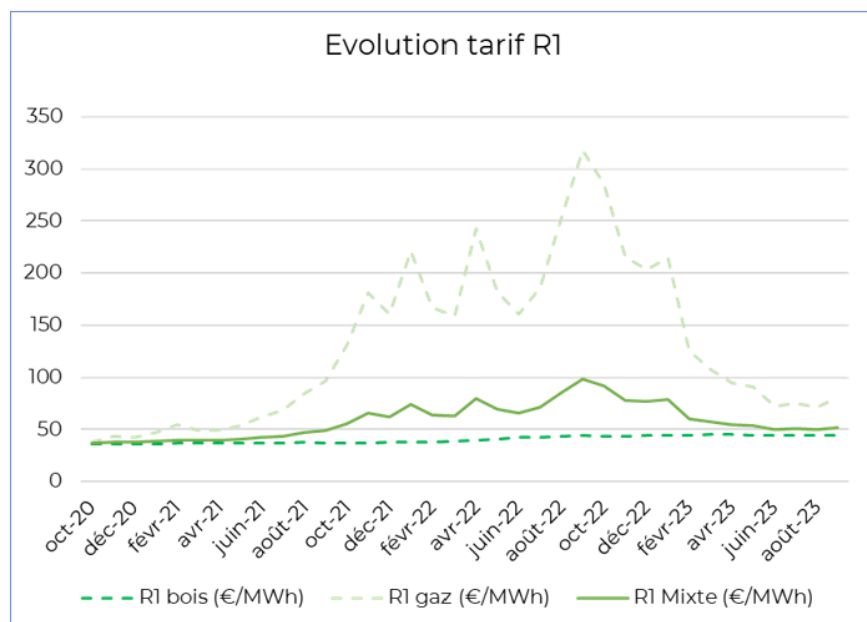


Figure 47 - évolution du R1 chaud Enerbiossa

##### ⇒ **Terme R2 :**

Le R2 unitaire mensuel est déterminé sur une base fixe représentant les différentes charges non directement proportionnelles aux consommations :

- Exploitation courante,
- Gros entretien et renouvellement,
- Charges liées aux investissements initiaux.

Chacune des composantes des prix est indexée selon des modalités contractuelles de la manière suivante :

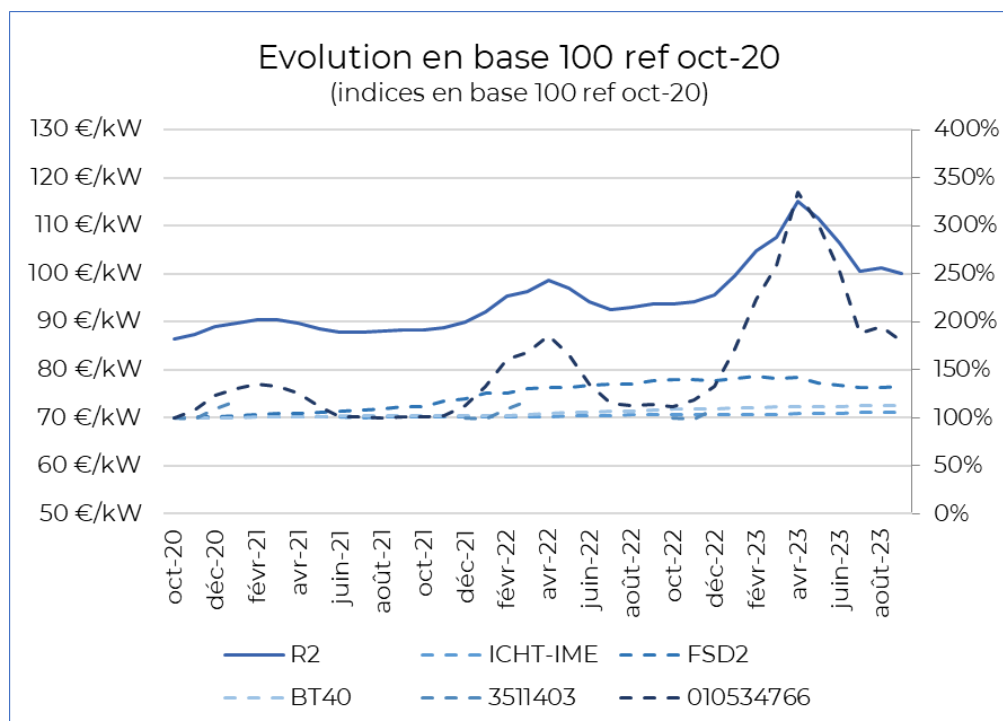


Figure 48 - évolution du R2 chaud Enerbiosol<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Indices :

FSD2 : Frais et services divers

ICHT-IME : indice du coût horaire du travail

BT40 : Index du bâtiment - Chauffage central (à l'exclusion du chauffage électrique)

010534766 (anciennement 3511403) : Électricité vendue aux entreprises >36kVA

### Evolution du cout de l'énergie :

Sur la base des assiettes de facturation présentées ci-avant (volumes de ventes et kW souscrits), l'évolution du prix moyen de la chaleur perçu par les abonnés est la suivante :

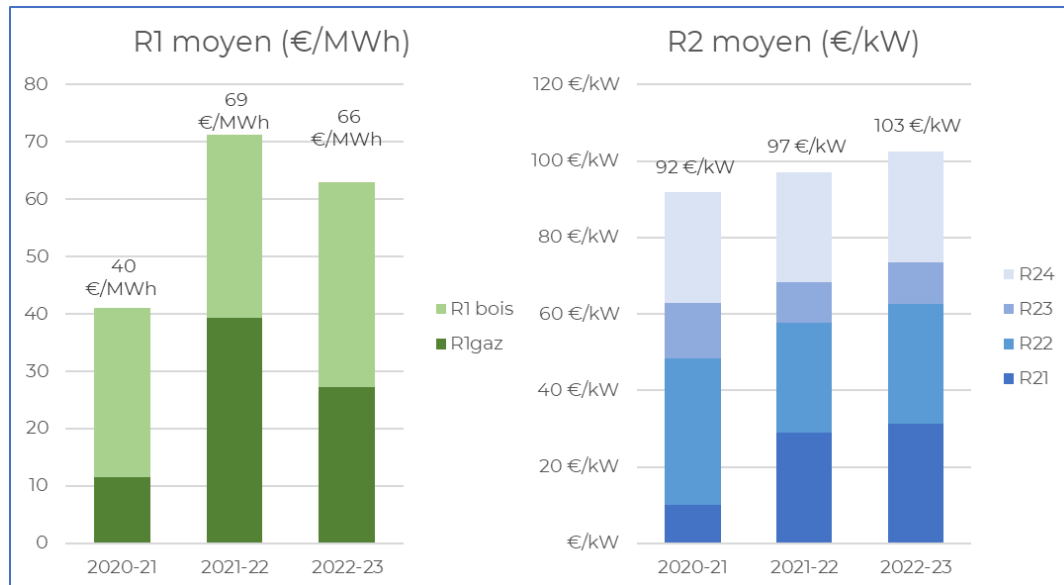


Figure 49 - Evolution annuelle des termes R1 et R2 - Enerbiosa

De manière générale :

- Le tarif R1 :
  - Subit une hausse du prix de la biomasse de 3€HT/an sur la période étudiée,
  - Fluctue principalement selon les variations du prix du gaz naturel.
- Le tarif R2 est en hausse en lien avec :
  - L'évolution d'indice portant sur le coût de l'électricité,
  - L'effet de l'indexation (inflation).

Le cout global moyen résultant sur la période de référence de l'étude est le suivant :

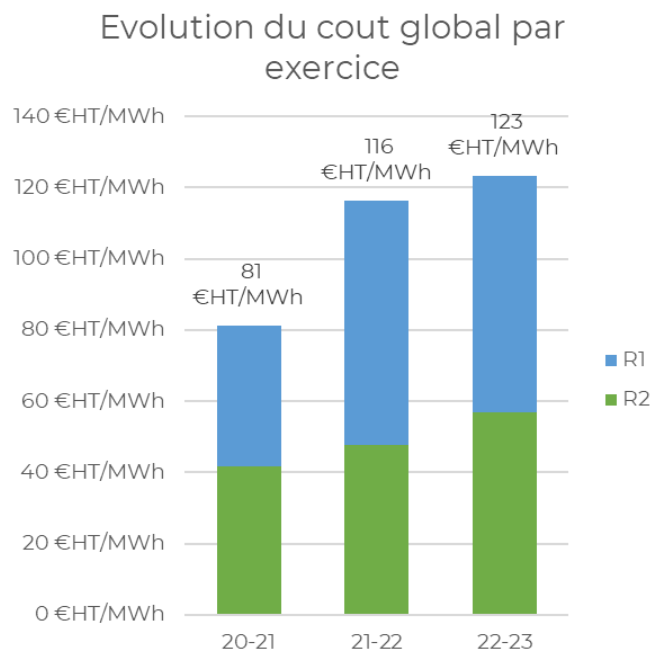


Figure 50 - Evolution du tarif moyen - Enerbiossa

L'évolution du cout du service a augmenté de 25% entre 2020 et 2023 en raison de l'évolution des prix des énergies.

En 2023 :

- Le prix de la biomasse (indices) n'a pas retrouvé son niveau d'avant crise,
- Le prix du gaz a diminué mais reste supérieur à son niveau de 2021 (+60%).

Le détail par abonné du cout moyen perçu est disponible dans le graphe ci-dessous (2023) :

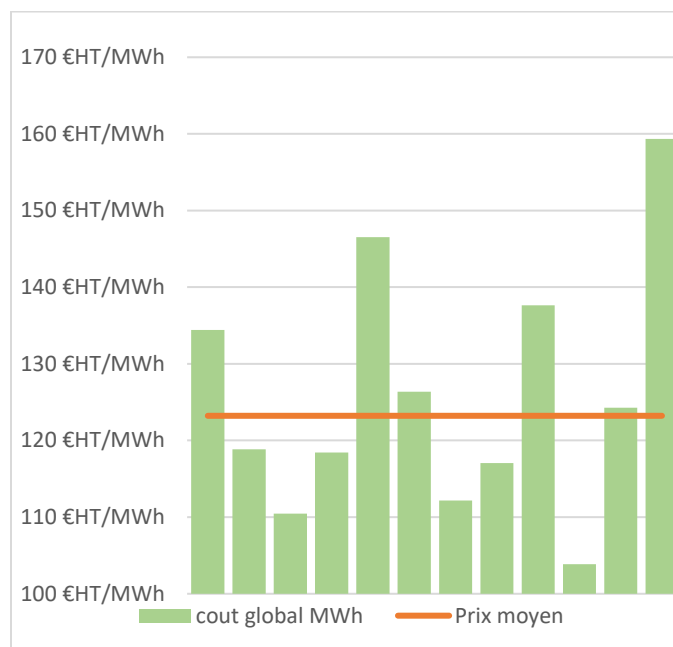


Figure 51 - Cout moyen par abonné en 2023 – Enerbiossa

Le prix moyen perçu par les abonnés du service s'élève à 123 €/HT/MWh en 2023. La majorité des abonnés a un cout inférieur ou proche de cette valeur. L'ensemble des abonnés étant dédié au logement et relativement performants (76 kWh/m<sup>2</sup>.an en moyenne), les écarts semblent principalement provenir de l'équilibre consommation/souscription de chaque client.

### 2.2.3.3.2 Analyse en cout global et compétitivité - chaud

La méthodologie utilisée est similaire à celle décrite au paragraphe 2.2.3.1.2.

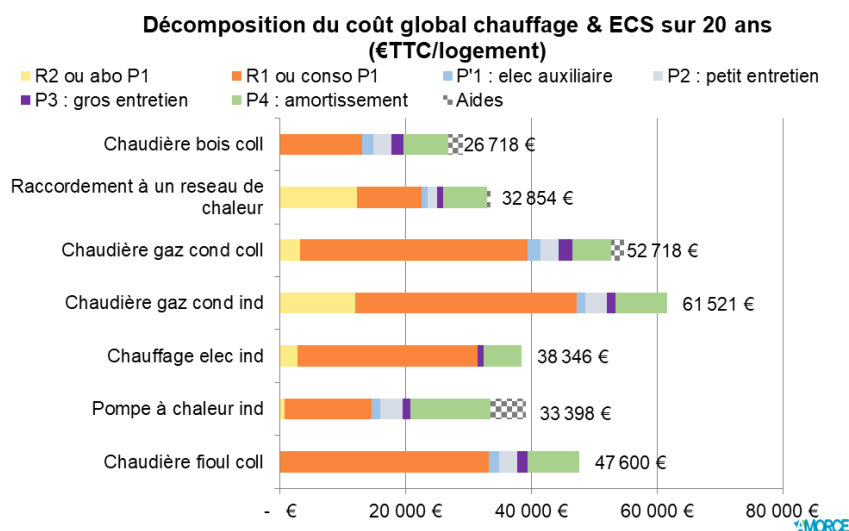


Figure 52 - Analyse en cout global Enerbiossa méthode AMORCE

Le raccordement au réseau Enerbiosa apparaît comme :

- Plus compétitif qu'une solution gaz ou pompe à chaleur,
- Légèrement plus onéreux que l'alternative « bois collectif ».

### 2.2.3.3.3 Analyse de l'économie de l'opération

#### Evolution des charges et produits :

Le tableau suivant propose une synthèse des produits et charges par poste :

|                 |                                  | <b>20-21</b> | <b>21-22</b> | <b>22-23</b> |
|-----------------|----------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Produits</b> | R1                               | 314 080 €    | 504 260 €    | 448 767 €    |
|                 | R2                               | 330 470 €    | 349 409 €    | 383 732 €    |
|                 | Ventes diverses                  | 15 352 €     | 17 683 €     | 16 088 €     |
|                 | Frais de raccordement P6         | 0 €          | 0 €          | 0 €          |
|                 | Reprise sur provision            | 261 €        | 0 €          | 285 €        |
|                 | Autres produits d'exploitation   | 1 263 €      | 0 €          | 1 126 €      |
|                 | Produits financiers              | 0 €          | 627 €        | 33 621 €     |
|                 | Reprise de subvention            | 87 879 €     | 87 879 €     | 87 879 €     |
| <b>Charges</b>  | Energie primaire                 | 319 087 €    | 440 532 €    | 517 239 €    |
|                 | Electricité                      | 25 965 €     | 20 405 €     | 40 365 €     |
|                 | Eau                              | 613 €        | 1 795 €      | 2 943 €      |
|                 | Fournitures                      | 14 977 €     | 11 090 €     | 23 394 €     |
|                 | Sous-traitance                   | 44 941 €     | 50 730 €     | 116 826 €    |
|                 | Frais postaux et télécom         | 320 €        | 332 €        | 354 €        |
|                 | Autres dépenses / frais de siège | 31 309 €     | 30 563 €     | 32 855 €     |
|                 | GER                              | 74 440 €     | 78 668 €     | 17 518 €     |
|                 | Assurances                       | 6 795 €      | 7 114 €      | 7 349 €      |
|                 | Redevances                       | 32 000 €     | 32 500 €     | 35 602 €     |
|                 | Impôts et taxes                  | 3 668 €      | 4 078 €      | 5 434 €      |
|                 | Créance sur exercice antérieur   | 0 €          | 0 €          | 0 €          |
|                 | Provisions et Amortissement      | 236 053 €    | 284 028 €    | 232 171 €    |

*Tableau 12 - suivi des produits et charges - Enerbiosa*

De manière générale, l'analyse des rapports annuels de chacun des exercices repris dans ce tableau met en avant :

- Une baisse du chiffre d'affaires R1 (effet prix et volume) depuis 2011,
- Une stabilité de la structure des charges et produits (sauf énergie).

### Analyse par poste :

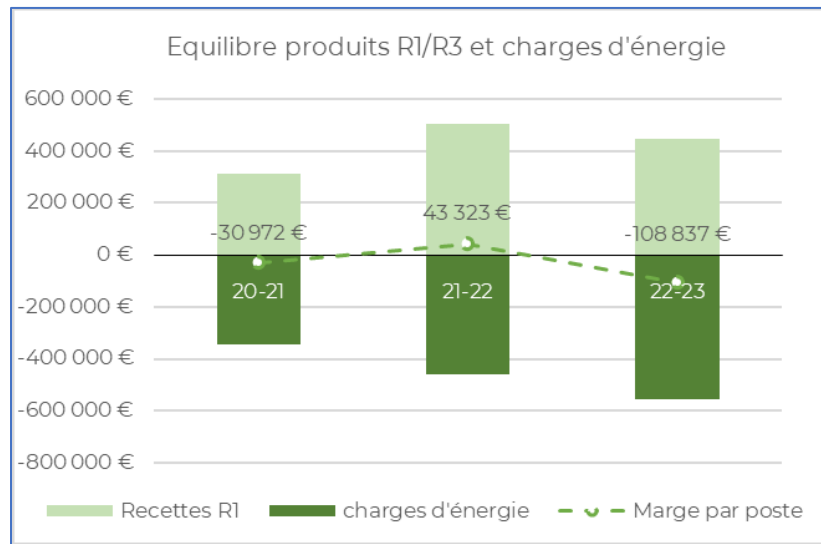


Figure 53 - Analyse de l'équilibre R1 et charges d'énergie - Enerbiossa

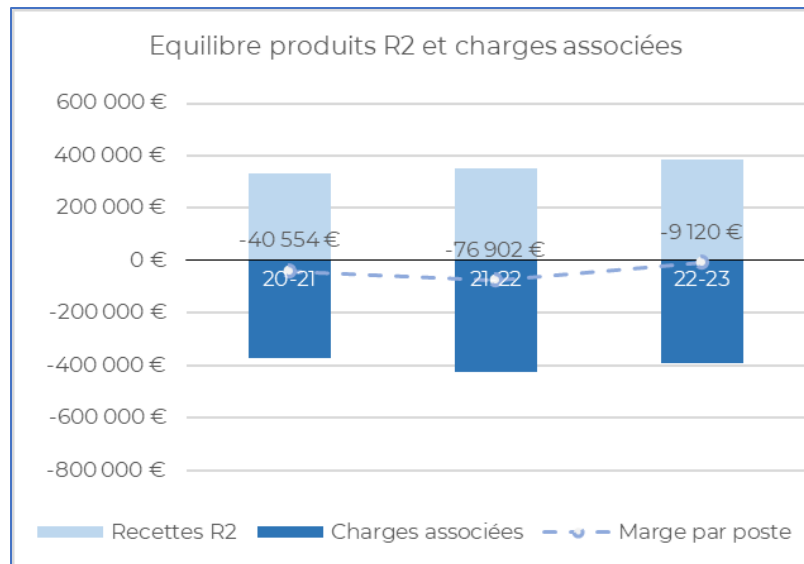


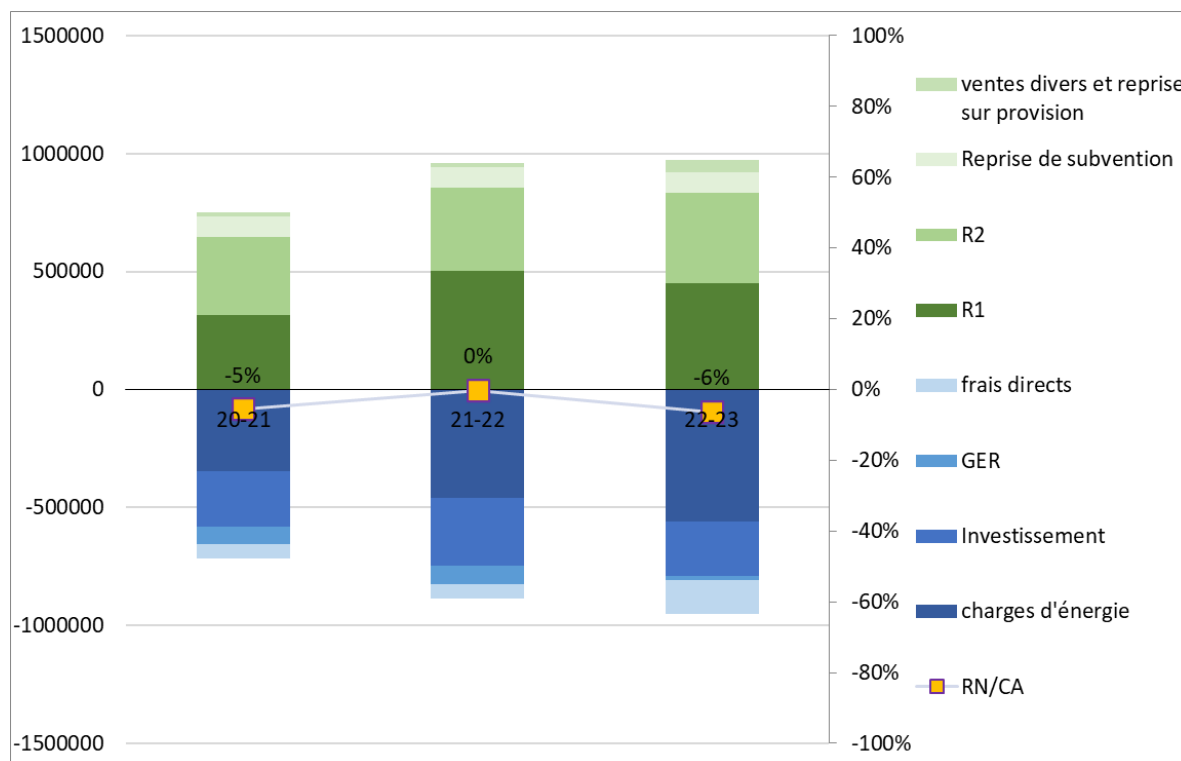
Figure 54 - Analyse de l'équilibre R2 et charges associées – Enerbiossa

Sur les trois exercices étudiés on observe :

- Un solde négatif entre les charges et produits liés à l'énergie,
- Un solde négatif entre les charges et produits associés aux « coûts fixes » du service.

### Equilibre général :

Le graphique ci-après synthétise l'équilibre de la concession sur les trois derniers exercices. Par soucis de lisibilité, les catégories présentées dans le tableau « suivi des produits et charges – Enerbiosa » ci avant, a été synthétisé de la manière suivante :



| Catégorie agrégée                        | Catégorie RAD                             |
|------------------------------------------|-------------------------------------------|
| R1                                       | R1                                        |
| R2                                       | R2                                        |
| Ventes diverses et reprise sur provision | Ventes diverses                           |
|                                          | Reprise sur provision                     |
|                                          | Autres produits d'exploitation            |
|                                          | Produits financiers                       |
| Reprise de subvention                    | Reprise de subvention                     |
| Charges d'énergie                        | Energie primaire                          |
|                                          | Électricité                               |
| Frais directs                            | Eau                                       |
|                                          | Fournitures                               |
|                                          | Sous-traitance                            |
| Frais indirects                          | Frais postaux et télécom                  |
|                                          | Autres dépenses et frais de siège         |
|                                          | Assurances                                |
|                                          | Redevances                                |
|                                          | Impôts et taxes                           |
| GER                                      | GER                                       |
| Investissement                           | Dotations aux provisions et amortissement |

Figure 55 - Equilibre de la concession Enerbiosa

Sur la période étudiée :

- Le résultat est négatif ou nul sur chaque exercice,
- La structure de l'équilibre charge/produit reste relativement stable au regard de la fluctuation du prix des énergies sur la période.

Pour rappel l'analyse des RAD réalisée depuis 2021 montre que :

- Le résultat est structurellement négatif et l'EBNE très faible,
- La pérennité financière reste non remise en cause au regard de la capitalisation de l'opération mais à rester à surveiller,
- Le déficit cumulé s'établit à 1 006 k€ à fin 2022 (soit 824 k€ de déficit de plus que les prévisions du CEP).

## 3 Etat des lieux des ressources énergétiques disponibles et valorisables sur le territoire

### 3.1 Potentiel ENR&R du territoire

#### 3.1.1 Méthodologie de travail

##### a) Sources de données & méthode

L'état des lieux des ressources énergétiques disponibles et valorisables sur le territoire a nécessité un travail de recensement et de prospection par type de solution – décarbonation ou verdissement – et par catégorie de ressources mobilisables. Les paragraphes ci-dessous détaillent, par type de solution, les solutions techniques envisagées ainsi que les sources ayant permis de quantifier le potentiel de chaque type de solution sur le territoire de GENERIA et alentours :

##### ❖ Biomasse :

L'évaluation du potentiel biomasse s'est basée sur :

- L'analyse des tendances régionales et documents d'information macro disponibles sur la filière bois :
  - « *Les chiffres clés du bois énergie en Île-de-France* » (2019-2023)<sup>15</sup>
  - Une « *étude sur le bois énergie en Île-de-France* » (Fibois, janvier 2021)<sup>16</sup>
  - Le schéma régional biomasse de la région Île-de-France<sup>17</sup>
- Les informations économiques disponibles sur le marché du bois :
  - « *Enquête sur le prix des combustibles bois en 2023 – Chauffage domestique, industriel et collectif* » (2024)<sup>18</sup>
- Les études de potentiel qui avaient été réalisées sur le périmètre de GENERIA :
  - Retour d'expérience du schéma directeur de 2017 révisé en 2020 qui détaille notamment le choix de passer à des agropellets (2020).

##### ❖ Chaleur fatale :

Les potentiels de récupération en chaleur fatale permettant d'alimenter/de renforcer des réseaux de chaleur existants ou en conception et représentés sur les cartes d'état des lieux des ressources sont principalement issus de la base de données EnRezo.

**Note : La base EnRezo<sup>19</sup> est une plateforme cartographique nationale développée par le Cerema avec le soutien de l'ADEME et de la DGEC. Elle permet aux collectivités, bureaux d'études et services de l'État d'identifier le potentiel de développement des réseaux de chaleur et de froid sur leur territoire.**

<sup>15</sup> [Les chiffres clés du bois énergie en Île-de-France | FIBois Ile-de-France L'interprofession francilienne de la forêt et du bois](#)

<sup>16</sup> [Le bois énergie en Île-de-France vF.pdf](#)

<sup>17</sup> [Le schéma régional biomasse d'Île-de-France | DRIAAF Île-de-France](#)

<sup>18</sup> [Enquête sur les prix des combustibles bois en 2023](#)

<sup>19</sup> [Experience EnRezo](#)

Dans le cas de la chaleur fatale, la base permet d'identifier quatre types de récupération de chaleur fatale :

- 1- La chaleur fatale provenant des Data Centers. Les informations issues de la base EnRezo ont été complétées, lorsque nécessaire, par les informations disponibles sur les fiches des Data Centers présents sur le territoire de GENERIA et alentours (ex : Equinix PA7, Interxion PAR4...) ;
- 2- La chaleur fatale provenant des unités d'incinération (UIOM) ;
- 3- La chaleur fatale provenant des activités industrielles ;
- 4- La chaleur fatale provenant de stations d'épuration (STEP).

#### ❖ **Géothermie :**

La quantification des ressources géothermiques a distingué :

- 1- La géothermie profonde :

Les informations recueillies à propos de la géothermie profonde proviennent :

- Du Schéma Directeur du 92 ;
- Des avis de la Mission Régionale d'Autorité Environnementale (MRAE) permettant d'obtenir des informations sur la nature et le dimensionnement de projets de géothermie profonde en cours de développement, achevés ou clos sur le territoire (ex : Avis sur le projet de forage géothermique au Dogger situé à Rueil-Malmaison, Avis sur le projet de réalisation géothermique dans le cadre du projet immobilier ARBORETUM à Nanterre).

**Note : La MRAE intervient dans le cadre réglementaire de l'évaluation environnementale, notamment pour les projets soumis à étude d'impact.** Elle examine en particulier la qualité des études d'impact, en s'assurant qu'elles décrivent clairement et complètement les effets du projet sur l'environnement. Elle rend ensuite un avis indépendant destiné à éclairer l'autorité compétente avant toute autorisation. Cet avis vérifie notamment la prise en compte des enjeux sensibles tels que la sismicité induite, la protection des nappes et des milieux naturels, les nuisances liées aux forages, ainsi que la cohérence avec les documents d'urbanisme et les politiques territoriales.

Au moment de l'évaluation des ressources EnR sur le territoire, les résultats de l'étude GEOSCAN de l'ADEME n'étaient pas encore publiés. En revanche, ils ont été pris en compte lors de la phase de scénarisation.

## 2- La géothermie de surface :

La ressource « géothermie de surface » a été quantifiée à l'aide des données issues du site « Géothermies » du BRGM<sup>20</sup>.

A partir de ce site deux types de données ont été croisées :

- Les données géologiques et physiques portant sur la nature du sous-sol, les températures et débits associés ;
- Les retours d'expérience d'opérations de géothermie de surface existantes sur le territoire (ex : géothermie sur sondes de Technip Energies Origin Building).

**Note : Le site Géothermies du BRGM est une plateforme nationale qui centralise les données et outils dédiés à la géothermie.** Pour la géothermie de surface, il permet d'estimer le potentiel de production énergétique en croisant plusieurs types d'informations : cartes des ressources géologiques et hydrogéologiques, bases de données sur les températures du sous-sol, retours d'expérience et guides techniques.

### ❖ **Interconnexions (réseaux de chaleur et de froid)**

L'évaluation des ressources EnR&R sur le territoire intègre également un état des lieux des réseaux alentours et interconnexions possibles. Pour ce faire, nous avons porté nos recherches sur les réseaux présents dans les communes adjacentes au périmètre de GENERIA et recueillis les informations relatives à ces réseaux via :

- Les rapports de la FEDENE ;
- Le site de France Chaleur Urbaine.

**Note : Nous rappelons ici que l'intégralité des réseaux de chaleur ne sont pas recensés sur France Chaleur Urbaine.** Le site met en avant principalement les réseaux dits classés ou ceux qui répondent aux critères réglementaires et techniques définis par l'État.

### ❖ **Solaire :**

Le potentiel d'irradiation solaire du territoire permet de mettre en œuvre deux types de solutions :

- **Solaire Thermique** : solution de décarbonation, le solaire thermique intervient très souvent en complément d'une autre ressource EnR (type biomasse).
- **Solaire Photovoltaïque (PV)** : solution de verdissement, le solaire photovoltaïque intervient de façon diffuse sur le territoire qui présente un important potentiel PV (sur bâtiment ou sur des aires de parking).

Les zones de développement potentiel de solaire thermique ou PV sont identifiées sur carte, grâce au recensement des surfaces disponibles via EnRezo.

---

<sup>20</sup> [Géothermies | le site d'information sur les géothermies de l'ADEME et du BRGM](#)

## b) Présentation de la démarche ENR choix

L'état des lieux des ressources énergétiques a été réalisé selon la **démarche EnR'Choix de l'ADEME**.

Outil mis à la disposition des collectivités et porteurs de projets, EnR'Choix leur permet de structurer leur stratégie énergétique. Elle repose sur un arbre de décision qui priorise sobriété, efficacité, mutualisation et recours aux énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) selon l'ordre suivant :

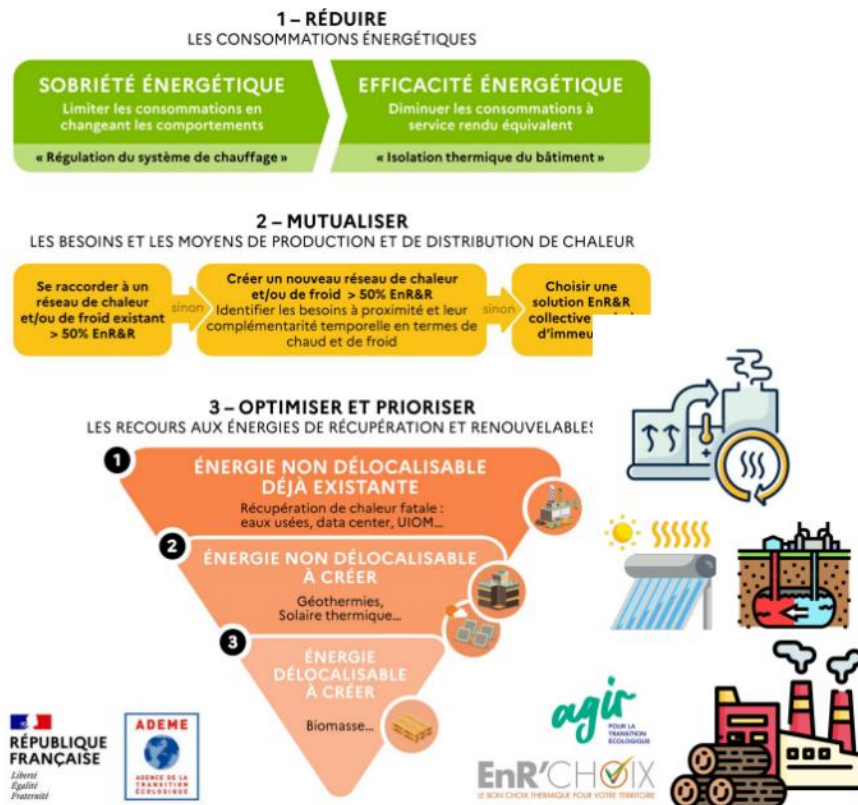


Figure 56 - démarche ENR'choix

La démarche EnR'Choix est un véritable soutien aux objectifs de déploiement durable (des réseaux), qui vise à optimiser les ressources locales et à réduire les dépendances aux énergies fossiles, en identifiant et en promouvant les solutions renouvelables les plus efficaces et adaptées au contexte territorial. Elle s'appuie sur une analyse approfondie des technologies, croisant performance énergétique, coûts d'investissement et d'exploitation, impacts environnementaux sur l'ensemble du cycle de vie, ainsi que la faisabilité technique et opérationnelle. Cette approche intégrée permet de hiérarchiser les options, de sécuriser les décisions d'investissement et d'ancrer les projets dans une trajectoire de transition cohérente et pérenne.

### 3.1.2 Détermination du potentiel

#### a) Avantage et limite de chacune des ressources énergétiques identifiées

##### ❖ Biomasse

La biomasse bois constitue une ressource **facilement mobilisable**, mais **non locale**. Dans le cadre de la démarche EnR'Choix, elle n'est donc pas la première dans l'ordre de priorisation.

Les combustibles solides de récupération (CSR), issus du traitement de déchets non recyclables, sont une bonne alternative à la biomasse bois. Bien qu'ils soient souvent non locaux, leur valorisation énergétique permet de diversifier les approvisionnements, de réduire la dépendance aux ressources fossiles et de contribuer à l'économie circulaire en donnant une seconde vie à des déchets autrement destinés à l'enfouissement.

Deux limites majeures restreignent le développement des solutions biomasse – particulièrement en Île-de-France :

- Les ressources en bois énergie sont de moins en moins disponibles.
- Les coûts et la logistique d'approvisionnement biomasse particulièrement élevés en Île-de-France sont également des paramètres dimensionnants dans le choix de recourir ou non à une telle solution.

##### ❖ Chaleur fatale

Le gisement de chaleur fatale présente l'avantage d'être important, bien que diffus à l'échelle du territoire.

Toutefois, un tel gisement demeure peu sécurisé :

- Dans le temps : pérennité des installations non garanties car dépendante de la continuité de l'activité de l'émetteur de chaleur ;
- Dans l'espace : accessibilité restreinte, localisation contrainte ;
- En volume : puissance disponible parfois limitée et qui peut varier selon l'activité de l'émetteur de chaleur.

##### ❖ Géothermie

###### 1- La géothermie profonde :

Le territoire d'implantation des réseaux de GENERIA présente un fort potentiel de géothermie profonde comme l'ont confirmé les résultats de l'étude Geoscan menée par l'ADEME.

Ce fort potentiel se traduit toutefois par l'existence de nombreux projets en développement sur le territoire.

## 2- La géothermie de surface :

Le gisement de géothermie de surface présente l'avantage d'être important, bien que diffus à l'échelle du territoire.

Toutefois, la mise en place d'une géothermie de surface présente des risques :

- De non atteinte des performances attendues ;
- De concurrence entre bâtiments sur un quartier très dense tel que celui de la Défense.

### ❖ **Interconnexions (réseaux de chaleur et de froid)**

Les trois réseaux de chaleur voisins du réseau de GENERIA (Courbevoie, Puteaux, Suresnes) présentent un besoin de verdissement notable. Des initiatives d'interconnexions – complémentaires de celles déjà existantes – avaient déjà été lancées au moment de la réalisation de l'état des lieux des ressources EnR sur le territoire.

### ❖ **Solaire :**

#### - **Thermique**

Le solaire thermique est une ressource facilement mobilisable et de nombreuses surfaces de parking ont été identifiées directement sur le périmètre de GENERIA.

En revanche, la chaleur produite par des installations de solaire thermique est à faible température et l'usage des emplacements disponibles pour du solaire thermique est directement en concurrence avec le solaire photovoltaïque.

#### - **Photovoltaïque**

Tout comme le solaire thermique, le solaire photovoltaïque est une ressource facilement mobilisable et une surface importante de toitures a été identifiée directement sur le périmètre de GENERIA et alentours.

En revanche, la faisabilité de projets de construction de centrales photovoltaïques sur bâtiments dépend très fortement de la nature et de l'état des toitures disponibles. Une telle solution est, en outre, une solution d'électrification – par opposition aux solutions précédemment évoquées qui génèrent toutes de la chaleur renouvelable.

## **b) Ordre de grandeur des énergies disponibles**

### **❖ Biomasse**

L'Observatoire de la biomasse estime le volume de bois d'industrie-énergie disponible entre 2020 et 2035 à environ 549 000 m<sup>3</sup>/an en Île-de-France<sup>21</sup>.

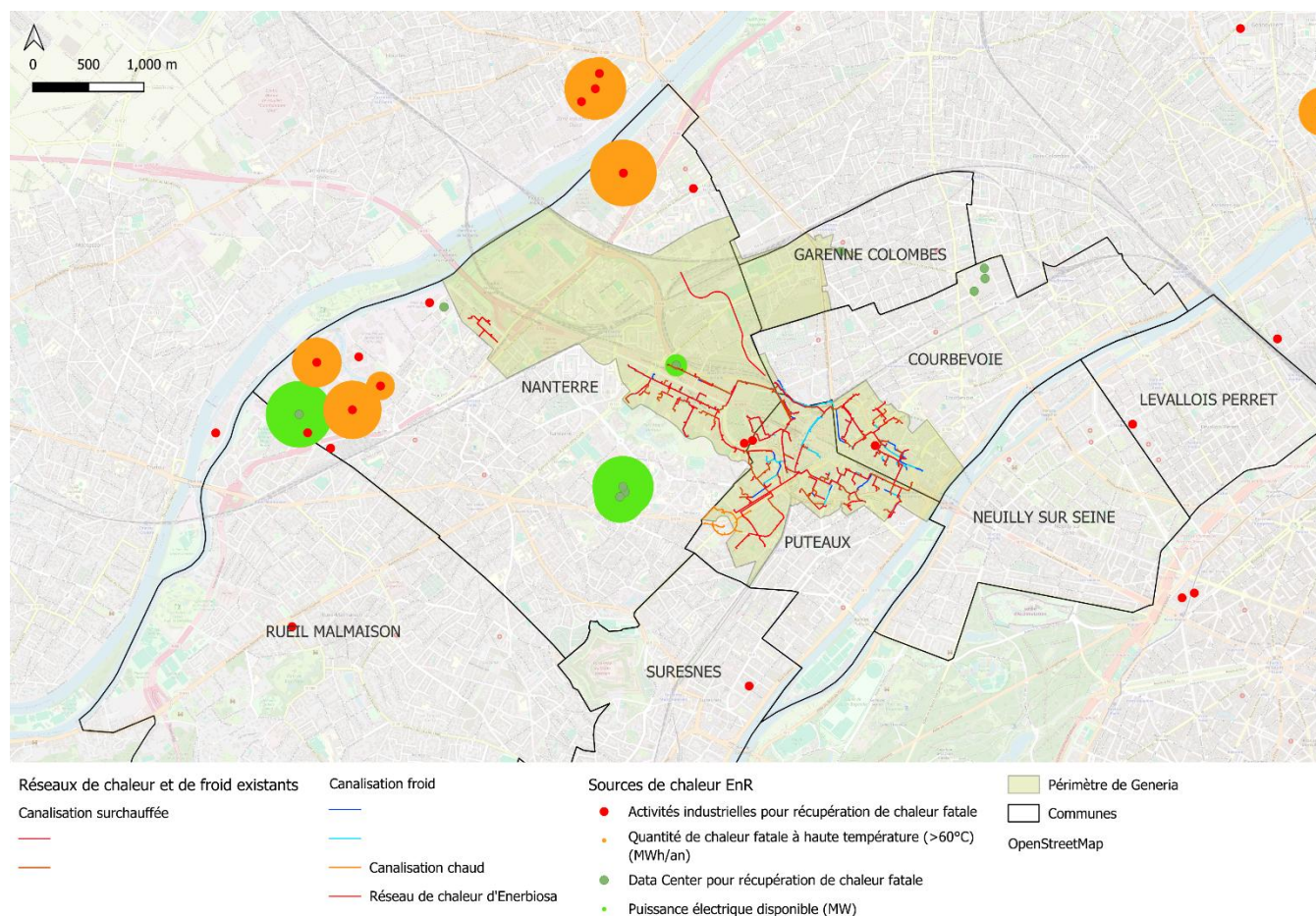
Par ailleurs, une étude de la FNADE et SN2E estime la quantité de CSR disponible en France à 4Mt par an d'ici à 2030 (soit 8 fois plus qu'aujourd'hui)<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> Source : [Projections des disponibilités en bois et des stocks et flux de carbone du secteur forestier français - Portail IGN - IGN](#)

<sup>22</sup> Source : « Synthèse de l'étude du modèle économique de la filière des Combustibles Solides de Récupération (CSR) » : [4855-FNADE-SN2E-Synthese-modele-economique-CSR-VDEF.pdf](#)

## ❖ Chaleur fatale



- Les activités industrielles représentent un potentiel de chaleur fatale à haute température (>60°C) de 20 000 à 30 000 MWh récupérable par an<sup>23</sup>.

- Onze Data Center sont présents sur le territoire avec une puissance électrique disponible identifiée de 24 MW.

- Des usines d'incinération et stations d'épuration ont également été identifiées aux alentours du réseau de Generia mais leurs potentiels de récupération en chaleur fatale sont inexploitable du fait de leur trop fort éloignement au périmètre.

Figure 57 : Valorisation de la chaleur fatale – sources disponibles sur le périmètre de GENERIA et alentours

<sup>23</sup> Sur la commune de Nanterre

## ❖ Géothermie

### 1- La géothermie profonde :

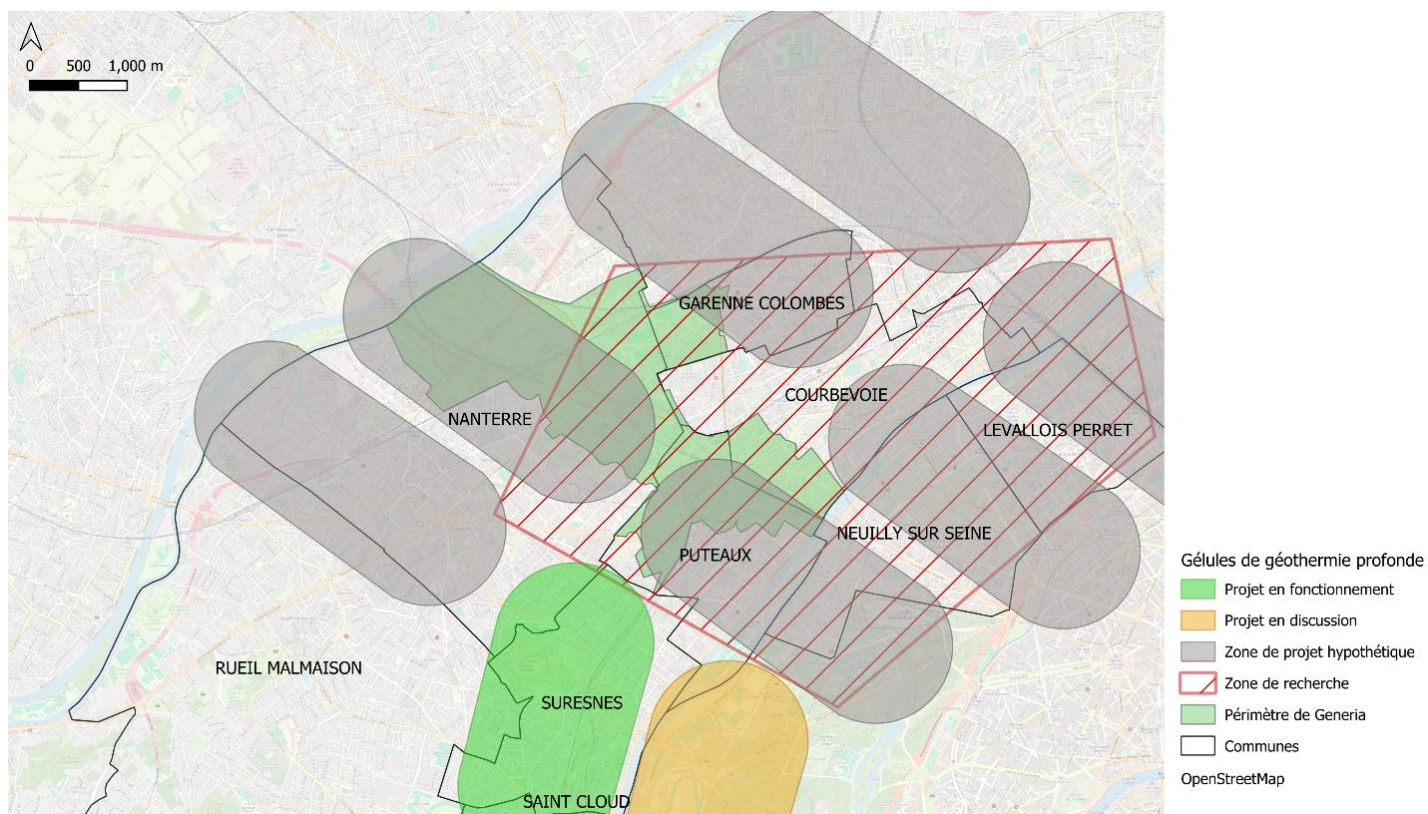


Figure 58 : Géothermie profonde – gélules de géothermie profonde sur le territoire de GENERIA et alentours

- Le périmètre de Generia se trouve à l'intersection de plusieurs potentielles futures zones d'exploitation de géothermie profonde.

- Un projet est en développement sur la commune de Rueil qui permettrait d'alimenter la ZAC de l'Arsenal et le réseau de chaleur de Rueil (en vert sur la carte).

## 2- La géothermie de surface :

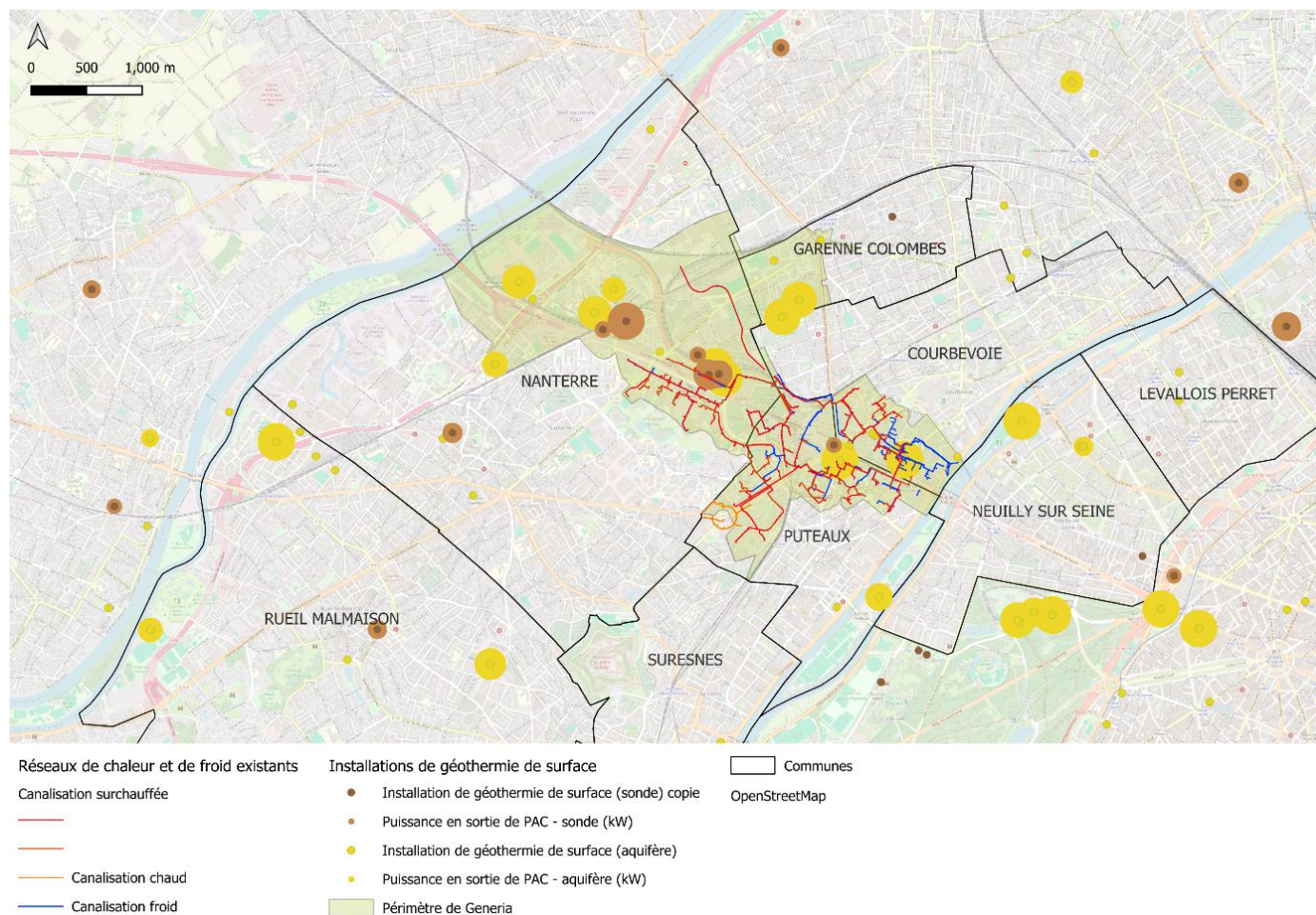


Figure 59 : Géothermie de surface – projets existantes le périmètre de GENERIA et alentours

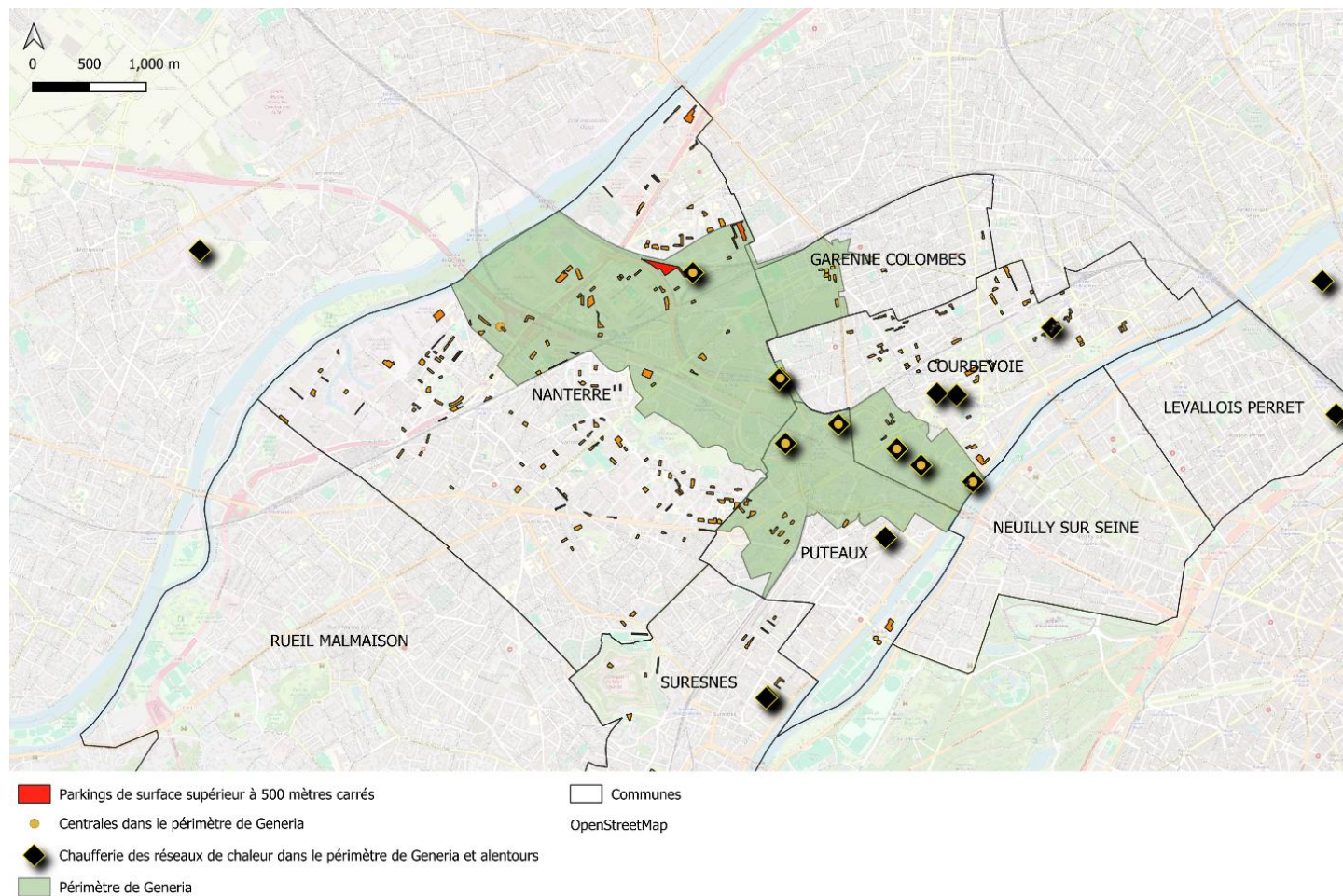
### ❖ Interconnexions (réseaux de chaleur et de froid)

Les réseaux voisins du périmètre de GENERIA sont décrits en partie 4.1.2.2 du présent rapport.

- Plusieurs îlots de géothermie de surface en fonctionnement sont présents sur le périmètre de GENERIA.

- Le potentiel, en géothermie de surface du territoire est, d'après le BRGM, qualifié de « moyen » à « fort » selon les zones géographiques.

❖ **Solaire :**  
- **Thermique**



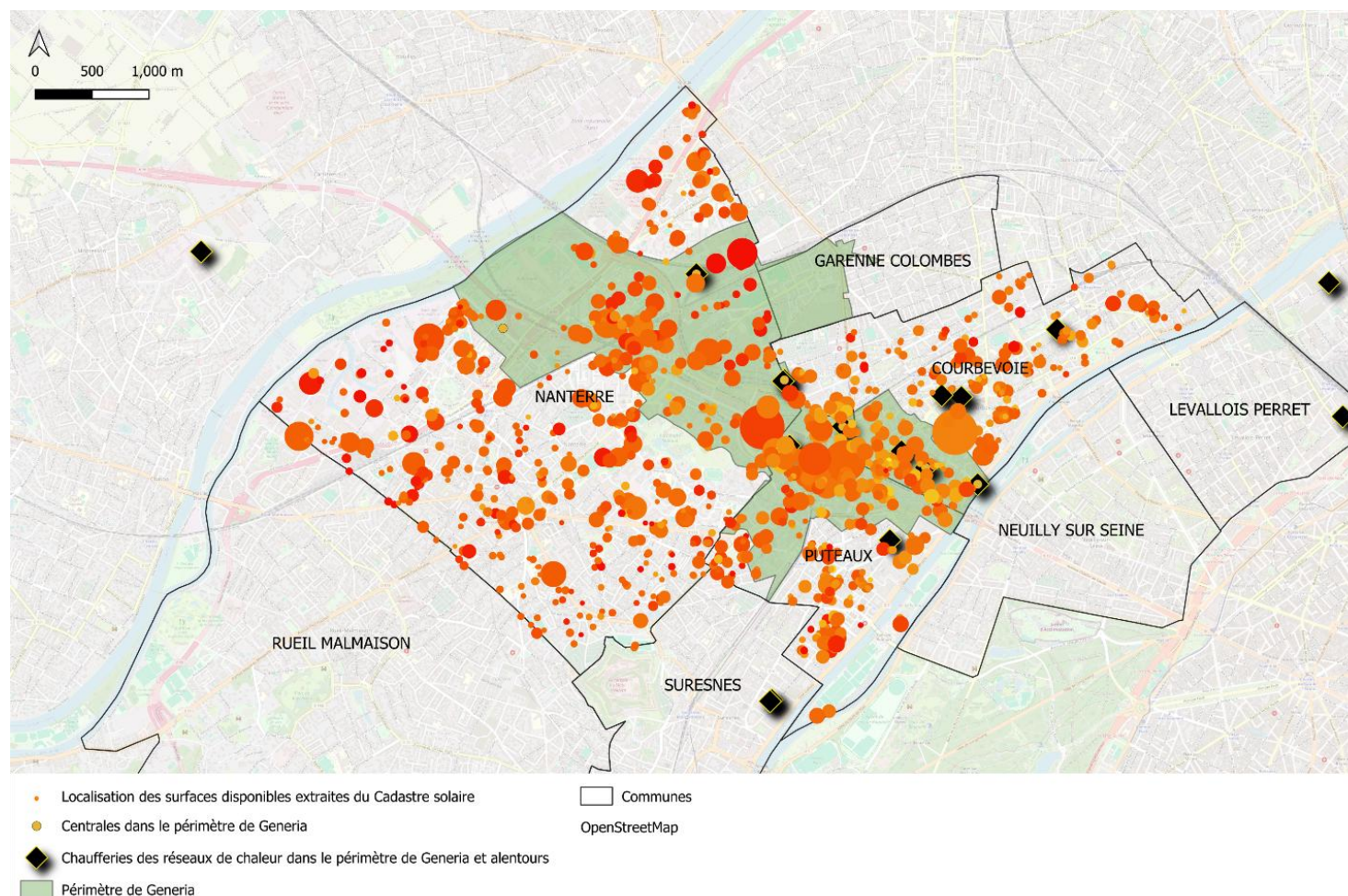
- Les surfaces de parking disponibles sur le périmètre de GENERIA représentent environ 100 000 m<sup>2</sup>.

- Une surface au sol d'intérêt a également été identifiée sur le site Noël Pons (2 400 m<sup>2</sup>).

- Aucune friche n'a été recensée sur le périmètre de GENERIA qui permettrait d'installer du solaire thermique au sol.

Figure 60 : Solaire thermique – surfaces de parking disponibles sur le périmètre de GENERIA et alentours

## - Photovoltaïque



- Presque 800 000 m<sup>2</sup> de toitures disponibles ont été identifiées via l'outil EnRezo sur les communes de Courbevoie, Nanterre et Puteaux.

- Sur le périmètre de GENERIA, deux chaufferies présentent des toitures potentiellement aménageables :

- Noël Pons : env. 1 250 m<sup>2</sup>.
- Enerbiossa : env. 400 m<sup>2</sup>.

Figure 61 : Solaire photovoltaïque – surfaces de toitures disponibles sur le périmètre de GENERIA et alentours

## 3.2 Synthèse de l'évaluation du potentiel de valorisation

Sur la base des différents potentiels énergétiques mobilisables identifiés, une évaluation des atouts et contraintes de chaque solution a été menée afin d'identifier les pistes de valorisation les plus adaptées au contexte local et aux objectifs stratégiques. L'ensemble des axes de mobilisation d'ENR&R peut alors être organisé en deux catégories :

*Solutions à haut potentiel :*

| Énergie                       | Atouts                                                                                                 | Limites                                                                                                                                       |
|-------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Réseaux de chaleur voisins    | Réseaux à verdir permettant d'envisager un développement mutualisé d'ENR.                              | Arrivé à échéance de certaines opérations à intégrer à la réflexion pour sécuriser la valorisation <sup>24</sup> .                            |
| Réseaux de froid voisins      | Capacité de production des réseaux de GENERIA importante.                                              | Anticipation nécessaire de l'augmentation de la consommation liée au développement.                                                           |
| Géothermie profonde           | Production de chaleur stable et continue ; idéale pour l'alimentation du réseau en base toute l'année. | Investissement initial important ; dépendance aux ressources locales ; nécessité d'études de faisabilité ; risques techniques liés au forage. |
| Biomasse et CSR <sup>25</sup> | Ressource facilement mobilisable et compatible avec tous les régimes de fonctionnement.                | Ressource en bois énergie de moins en moins disponible.<br>Difficulté d'acheminement des CSR                                                  |

*Tableau 13 - solutions à haut potentiel*

<sup>24</sup> Arrivée à terme des marchés de Puteaux et Suresnes en 2027 et 2026

<sup>25</sup> Combustibles solides de récupération

### *Solutions complémentaires :*

| <b>Énergie</b>                 | <b>Atouts</b>                                                                                             | <b>Limites</b>                                                                                                                                                   |
|--------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Solaire thermique              | Nombreuses surfaces sous-utilisées localement valorisables (parkings, toitures basses)                    | Nécessite des surfaces importantes et proches du réseau ; perte d'efficacité si le point de consommation est éloigné. Concurrence avec le solaire PV.            |
| Récupération de chaleur fatale | Gisement important et en développement (data centers)                                                     | Gisement peu sécurisé (accès, pérennité), diffus et éloigné des réseaux existants                                                                                |
| Géothermie de surface          | Gisement important mais diffus par nature                                                                 | Risque de non atteinte des performances attendues et de concurrence avec d'autres projets                                                                        |
| Solaire PV                     | Facile à installer sur de nombreuses toitures ; Montage de projet en autoconsommation collective possible | Faisabilité fortement dépendante de l'état des toitures disponibles<br>Impact sur la chaleur et le froid dépendant de la mobilisation de l'électricité produite. |

*Tableau 14 - solutions complémentaires*

La combinaison de différentes solutions énergétiques selon des scénarios géographiques variés est possible. Leur intégration aux mix des réseaux de GENERIA dépend notamment des contraintes techniques (réseaux haute température) et mode de fonctionnement (saisonnalité).

L'adaptation du réseau en eau surchauffée d'ILD (totale ou partielle) à des solutions renouvelables basses températures est nécessaire pour la mobilisation de la majorité des ENR&R disponibles. Les réseaux voisins, qu'ils soient déjà en place ou en cours de développement, s'intègrent pleinement à la réflexion globale, GENERIA occupant un double rôle de producteur et de consommateur d'énergie sur le territoire.

## 4 Evaluation prospective des besoins à horizon 10 ans

### 4.1 Evaluation des besoins du territoire

Dans le cadre de la démarche de projection de l'étude, une analyse a été menée afin de déterminer les besoins existants et leur évolution à horizon 10 ans sur le territoire.

Pour ce faire, trois axes d'analyse ont été nécessaires :

- Patrimoine existant déjà raccordé aux réseaux de GENERIA,
- Bâtiments existants du territoire non raccordés,
- Bâtiments en projet ou programmation immobilière.

#### 4.1.1 Recensement des bâtiments existants non raccordés et des projets

##### 4.1.1.1 Bâtiments existants non raccordés aux réseaux de GENERIA

L'inventaire et la caractérisation des bâtiments existants s'appuie sur deux types de jeux de données principaux :

- Les études de faisabilité déjà réalisées mises à disposition par GENERIA.
- La Base de Données Nationale des Bâtiments (BDNB)<sup>26</sup>

Le traitement de ces sources d'information est détaillé ci-après, les jeux de données associés sont disponibles en annexe 06.

##### 4.1.1.1.1 Synthèse des résultats des études de faisabilité préexistantes

Dans le cadre des projets portés sur le territoire, certaines études ont été entreprises préalablement à la mise à jour du schéma directeur. Il s'agit notamment :

- D'études de faisabilité (raccordement de prospects ou projets),
- D'analyse d'opportunités de développement.

La liste des analyses mobilisées est la suivante :

| Intitulé                                                                                                    | Réalisé par | Année |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------|
| Etude de raccordement aux réseaux énergétiques de GENERIA de la ZAC des Champs Philippes et du PUP PSA RATP | SERMET      | 2021  |
| Schéma directeur du réseau de chaleur de l'université Paris Ouest La Défense                                | NALDEO      | 2016  |

<sup>26</sup> La Base Nationale de Données Bâtiment (BNDB) est une plateforme centralisée pilotée par le CSTB pour structurer, harmoniser et diffuser les données techniques et environnementales des bâtiments afin de soutenir l'innovation et la performance énergétique.

|                                                                                                        |        |      |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|------|
| Etude de faisabilité pour la mise en œuvre d'un réseau de chaleur sur le secteur de la ZAC Seine Arche | SERMET | 2023 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|------|

*Les documents associés tels que mis à disposition par GENERIA sont disponibles en annexe 07.*

Les données de sorties de ces études étant directement alignées sur les attendus du schéma directeur, aucun traitement n'a été nécessaire pour leur intégration à l'inventaire des prospects.

#### 4.1.1.1.2 Traitement de la base de données

La Base de Données Nationale des Bâtiments (BDNB) constitue un référentiel exhaustif regroupant des informations sur l'ensemble du parc bâti en France. Une note descriptive produite sur la base de données et méthode proposée par le CSTB est disponible en annexe 08.

En raison de son caractère national et de la diversité des sources d'alimentation, un travail d'affinage et de nettoyage a été mis en œuvre pour permettre d'exploiter les données à l'échelle locale. Il a principalement consisté à :

- Vérifier la cohérence des données,
- Harmoniser les formats,
- Corriger les éventuelles erreurs ou doublons.

Un croisement a été effectué avec les études de faisabilité antérieures pour compléter l'inventaire et identifier les écarts et doublons.

La caractérisation des bâtiments du jeu de données restreint s'est basée sur les données suivantes (dans la mesure de leur disponibilité) :

- **Secteur géographique :**
  - Adresses,
  - Coordonnées GPS.
- **Typologie :**  
Catégorisation et harmonisation selon les activités déclarées :
  - Résidentiel,
  - Tertiaire,
  - Mixte.
- **Données constructives :**
  - Surface,
  - Equipements en place et mode de distribution interne,
  - Année de construction.
- **Données énergétiques de référence :**
  - Consommations de chauffage et ECS,
  - Consommations d'énergie finale (gaz, électricité, fioul ...),
  - Diagnostic énergétique (DPE).

Sur la base de ces données, un pré-traitement a permis une restriction du jeu de données :

1/ Restriction de la base nationale aux communes du territoire étudié :

- Courbevoie
- La Garenne Colombes
- Nanterre
- Puteaux
- Suresnes

2/ Restriction propre aux équipements assurant la **production de chauffage** et/ou d'eau chaude **collectifs**.

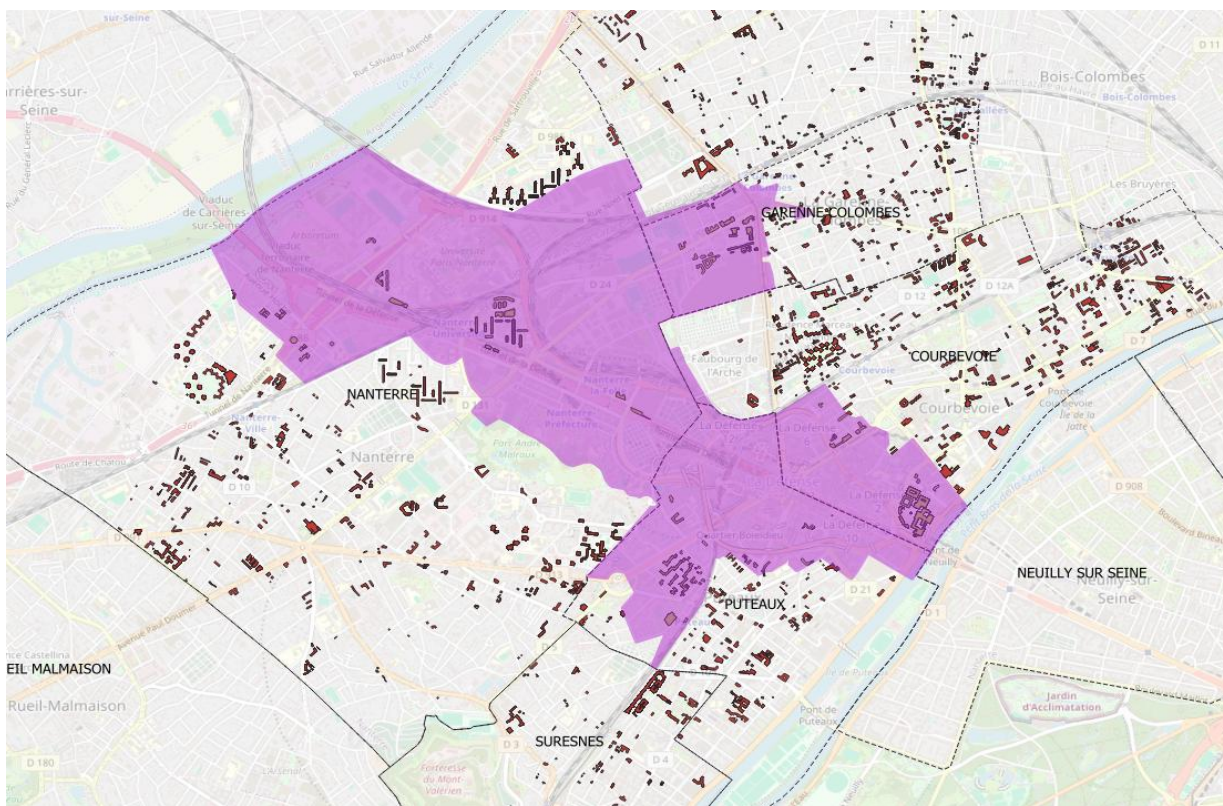


Figure 62- Carte des bâtiments identifiés « chauffage collectif au gaz » (en violet : périmètre OIN)

Dans un souci d'uniformisation du traitement des données, l'ensemble des géométries « surface » de bâtiment traitées telles que présenté dans la carte ci-avant est converti en unités « ponctuelles » par la suite.

#### 4.1.1.2 Projets en développement sur le territoire

Afin de compléter les informations disponibles dans la base de données des bâtiments existants sur le territoire, un travail de prospection a été mené sur le sujet des projets de développement immobiliers sur le périmètre de GENERIA. Ce travail s'est découpé en deux phases :

1. Recensement des projets de développement dont les informations sont publiques et disponibles – utilisation d'open data de l'APUR<sup>27</sup> et des sites internet de chaque acteur du développement territorial (SEMNA, ville de Nanterre, PLD, AUDE...) identifié ;
2. Echange avec les principaux acteurs du développement immobilier sur le territoire : aménageurs, établissements publics locaux, offices publics d'habitat afin d'avoir la confirmation des informations recueillies.

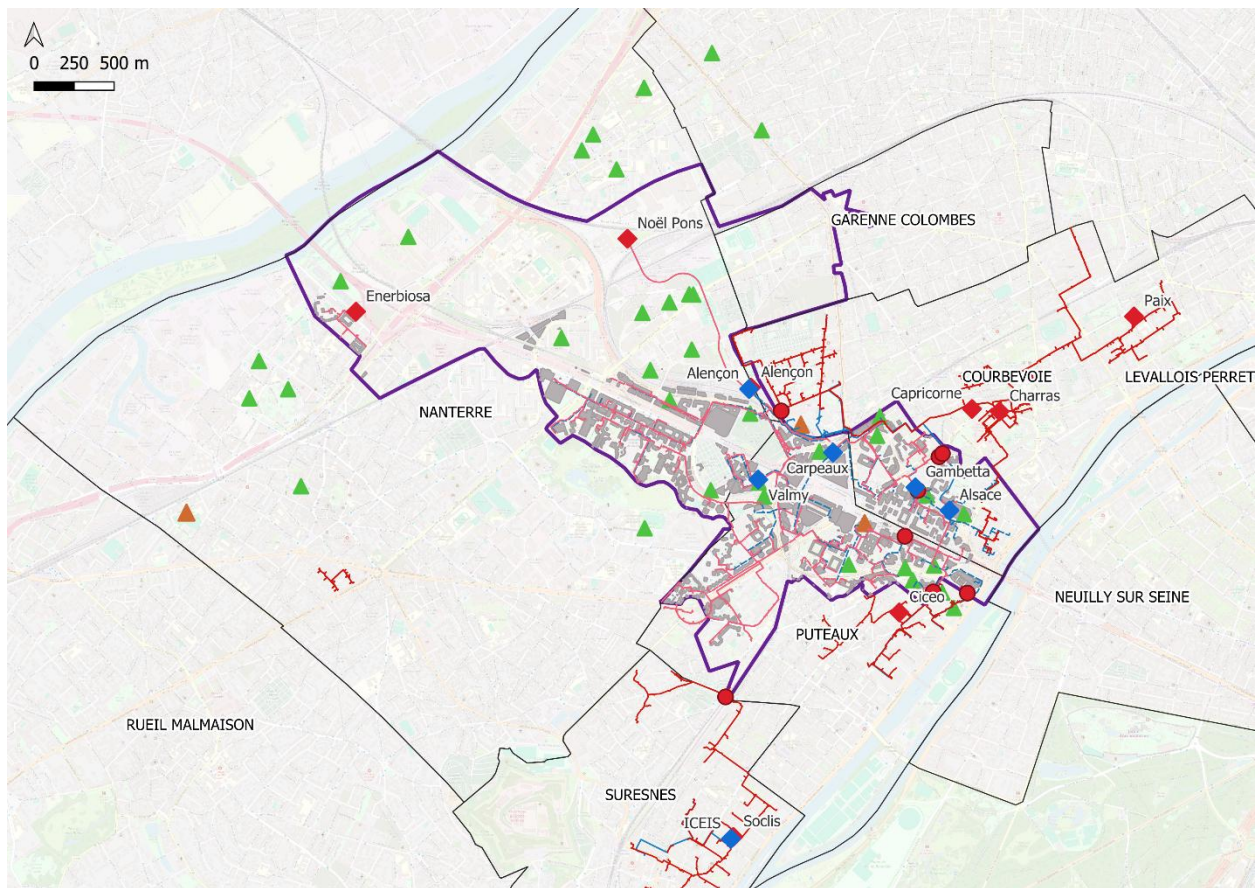


Figure 63 - Carte des projets de développements (triangles) identifiés sur le périmètre de GENERIA

<sup>27</sup> [Atelier Parisien d'Urbanisme](#)

## 4.1.2 Qualification des besoins sur le territoire

### 4.1.2.1 Qualification des besoins de référence

#### 4.1.2.1.1 Abonnés existants

Les besoins de référence des abonnés existants ont été directement repris du travail mené dans le cadre de l'état des lieux des réseaux pour chacune des 4 opérations de GENERIA. Les données de consommations sont directement issues de la base de facturation du service. Le détail pour chaque consommateur est disponible dans l'annexe 6.

La synthèse des volumes enlevés et des principaux indicateurs associés est disponible dans le tableau ci-dessous :

| Opération          | Energie livrée | Puissance souscrite | Points de livraison | Volume moyen (/SST) | Puissance moyenne (/SST) |
|--------------------|----------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------------|
| <b>ILD – chaud</b> | 209 GWh        | 196 MW              | 262                 | 951 MWh             | 750 kW                   |
| <b>ILD – froid</b> | 76 GWh         | 112 MW              | 129                 | 700 MWh             | 895 kW                   |
| <b>SUC</b>         | 55 GWh         | 82 MW               | 38                  | 1 077 MWh           | 1 425 kW                 |
| <b>ENERBIO SA</b>  | 7,3 GWh        | 3,6 MW              | 12                  | 611 MWh             | 300 kW                   |

Tableau 15 - synthèse des ventes existantes

#### 4.1.2.1.2 Prospects

Les besoins énergétiques des prospects ont été estimés sur la base du traitement des bases de données présentées au §4.1.1.

Selon le niveau d'information disponible, le traitement s'est appuyé sur les méthodes suivantes, par ordre de priorité :

Pour les bâtiments existants :

**1/** Consommation finale connue :

⇒ Intégration des chiffres disponibles comme donnée d'entrée.

**2/** Consommation d'énergie primaire connue :

⇒ Prise en compte d'un rendement de référence selon le type de générateur :

| Equipement                      | Rendement |
|---------------------------------|-----------|
| Chaudière gaz standard          | 90%       |
| Chaudière fioul standard        | 90%       |
| Chaudière gaz condensation      | 100%      |
| Chaudière gaz basse température | 95%       |
| Chaudière bois                  | 85%       |

Tableau 16 - Performances de référence

### 3/ Etiquette énergétique connue :

Détermination d'un niveau de consommation « thermique » catégorisé sur la base des classes DPE, exprimé par unité de surface, permettant de remonter à la consommation globale<sup>28</sup> :

| CHAUD      |                                                       |                                                 |
|------------|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| Classe DPE | Consommation chauffage<br>(kWhPCI/m <sup>2</sup> /an) | Consommation ECS<br>(kWhPCI/m <sup>2</sup> /an) |
| A          | 31                                                    | 2                                               |
| B          | 53                                                    | 4                                               |
| C          | 98                                                    | 8                                               |
| D          | 120                                                   | 11                                              |
| E          | 142                                                   | 13                                              |
| F          | 175                                                   | 15                                              |
| G          | 286                                                   | 21                                              |

Figure 64 – Extraits de tableau de ratio énergétique par catégorie DPE<sup>29</sup>

Pour le cas du froid, en raison de la spécificité des usages sur le territoire, un ratio de consommation moyen a été retenu sur la base des données de consommations observées en état des lieux. Une correction a été ensuite appliquée sur la base d'une pondération selon les échelles des niveaux de consommations propres aux classes DPE.<sup>30</sup>

### 4/ Année de construction connue :

La dernière information valorisable afin d'intégrer un maximum de prospect à la démarche est l'année de construction. Pour ce faire, les données statistiques de résultats DPE selon les années de construction du patrimoine ont été rapprochées aux années de construction de bâtiment connus afin d'appliquer une méthode d'estimation similaire.

#### Pour les constructions projetées

Dans le cas des projets de développement, les consommations estimées se basent sur les informations suivantes, par bâtiment :

- Surface de plancher ;
- Type de développement : construction/rénovation ;

<sup>28</sup> Dans la limite de la disponibilité des informations de surface des bâtiments.

<sup>29</sup> Source : ADEME – DPE du parc résidentiel national en Île-de-France

<sup>30</sup> Consommations résultantes comprises entre 30 et 70 kWh<sub>EF</sub>/m<sup>2</sup>/an.

- Labels et certificats énergétiques visés pour le bâtiment neuf ou rénové. Le label appliqué aux projets de développement par défaut est le label Bâtiment Basse Consommation (BBC)<sup>31</sup> ;
- Usage du bâtiment : la plupart des projets de développement portent sur des programmes mixtes associant logements, services ou bureaux. En conséquence, les ratios utilisés pour les modélisations de consommation présentées ci-après ont été établis à partir des références disponibles dans le secteur résidentiel.

## **1/ Rénovation :**

Dans le cas des rénovations, le ratio de consommation énergétique moyen par défaut pour :

- Le chauffage et l'ECS (et associé au label BBC rénovation) est de 80 kWh/m<sup>2</sup>/an. Cette valeur correspond à la part chauffage et ECS (environ 70-80%) de la consommation énergétique maximale définie pour le label « BBC Rénovation Résidentiel 2024 » (110 kWh/m<sup>2</sup>/an).
- Le froid est de 40 kWh/m<sup>2</sup>/an<sup>32</sup>
- Le rafraîchissement est de 5 kWh/m<sup>2</sup>/an

## **2/ Neuf :**

Dans le cas des constructions neuves, le ratio de consommation énergétique moyen par défaut pour :

- Le chauffage et l'ECS (et associé au label BBC neuf) vaut 50 kWh/m<sup>2</sup>/an
- Le froid vaut 40 kWh/m<sup>2</sup>/an<sup>33</sup>
- Le rafraîchissement vaut 5 kWh/m<sup>2</sup>/an

---

<sup>31</sup> Source : [Labels Bâtiment Basse Consommation en rénovation / Ministères Aménagement du territoire Transition écologique](#)

<sup>32</sup> Source : « Rapport technique – Etude de raccordement aux réseaux énergétiques de GENERIA de la ZAC des Champs Philippes et du PUP PSA RATP Charlebourg », SERMET

<sup>33</sup> Source : « Rapport technique – Etude de raccordement aux réseaux énergétiques de GENERIA de la ZAC des Champs Philippes et du PUP PSA RATP Charlebourg », SERMET

#### 4.1.2.1.3 Estimations des besoins du territoire

A l'échelle du territoire élargi et avant tout traitement, le nombre total de prospects et projets recensés s'élèvent à :

|                                | Chaleur | Froid   |
|--------------------------------|---------|---------|
| <b>Existant – raccordé</b>     | 208 GWh | 158 GWh |
| <b>Existant – non raccordé</b> | 204 GWh | 3 GWh   |
| <b>Projet</b>                  | 422 GWh | 188 GWh |

Tableau 17 - Besoins de chaleur et de froid identifiés

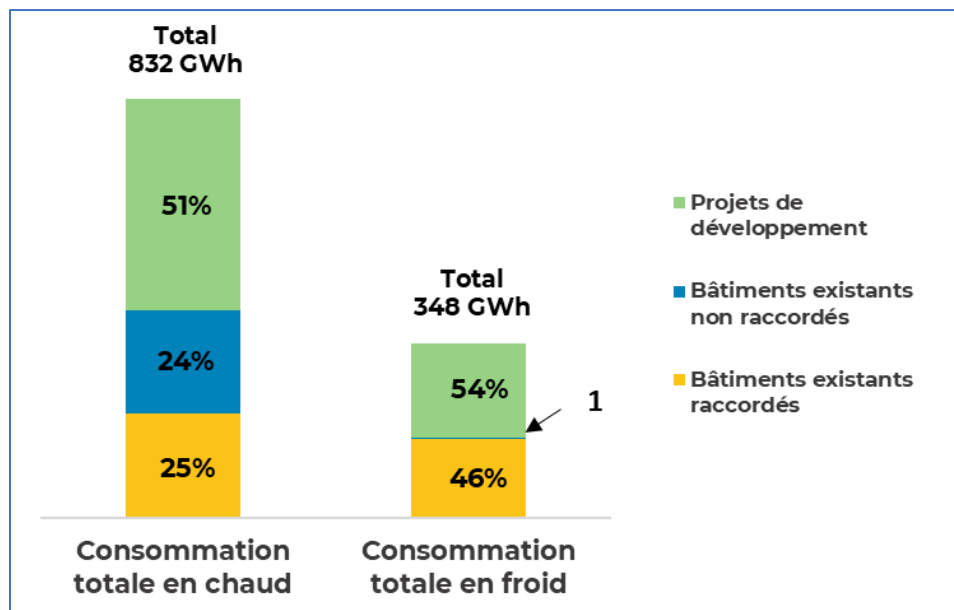


Figure 65 - Décomposition des besoins identifiés

Les données de performance énergétique connues ou estimées se répartissent de la manière suivante :

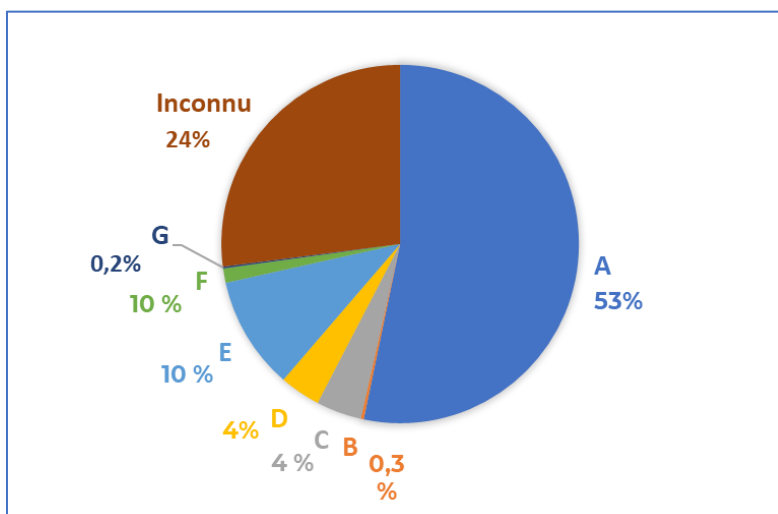


Figure 66 - Classe DPE du patrimoine étudié (existant et projeté)

La carte ci-dessous propose une représentation géographique de leur implantation (indépendamment de toute pondération).

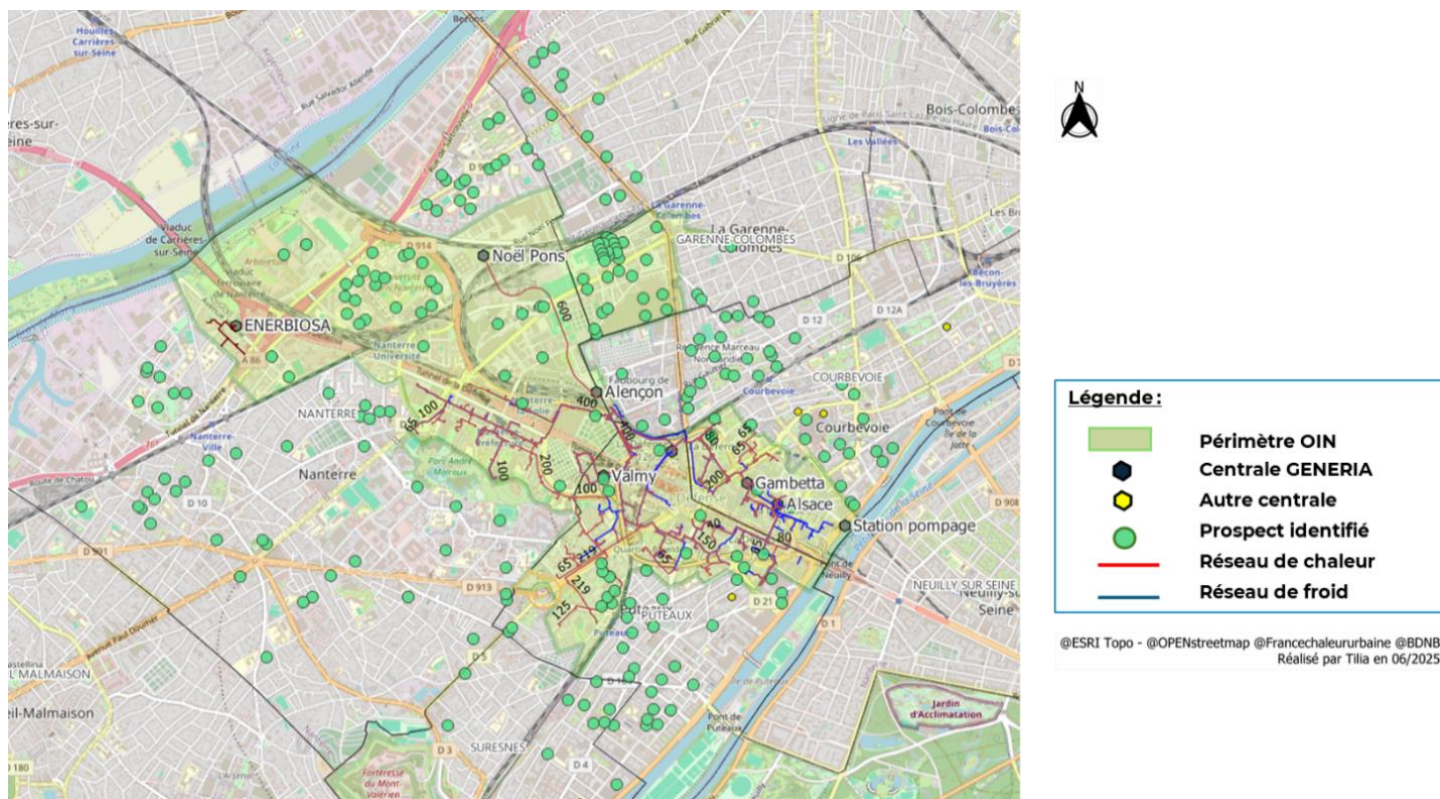


Figure 67 - Identification des prospects sur le secteur de développement potentiel

#### 4.1.2.2 Besoins des réseaux à proximité

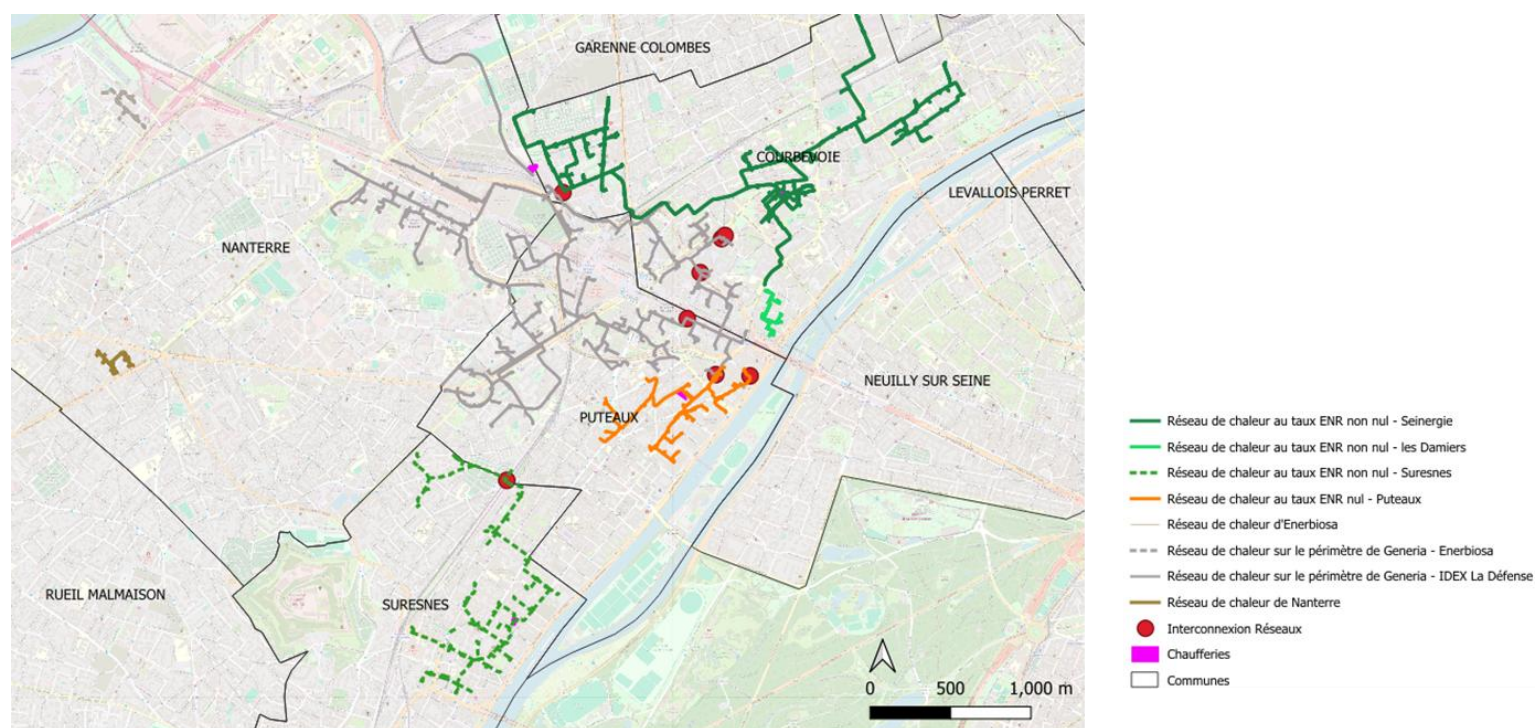
En complément de l'identification des besoins énergétiques des prospects, les besoins couverts par les réseaux voisins ont également été pris en compte dans la réflexion.

Les données utilisées sont issues des données France chaleur Urbaine :

| Nom réseau       | Maître d'ouvrage    | Type de service | Fluide     | Volume d'énergie livré annuel | Taux ENR |
|------------------|---------------------|-----------------|------------|-------------------------------|----------|
| <b>SEINERGIE</b> | Ville de Courbevoie | Chaleur         | Eau chaude | 72 GWh                        | 38%      |
|                  |                     | Froid           | Eau glacée | 17 GWh                        |          |
| <b>ENEBIO</b>    | Ville de Puteaux    | Chaleur         | Eau chaude | 52 GWh                        | 0%       |
|                  |                     | Froid           | Eau glacée | 8 GWh                         |          |

|                   |                   |         |                 |         |     |
|-------------------|-------------------|---------|-----------------|---------|-----|
| <b>SOCLIS</b>     | Ville de Suresnes | Chaleur | Eau surchauffée | 48 GWh  | 13% |
| <b>ICEIS</b>      |                   | Froid   | Eau glacée      | 10 GWh  |     |
| <b>Boismarine</b> | Ville de Colombe  | Chaleur | Eau chaude      | 9,5 GWh | 48% |

Tableau 18 - Présentation des réseaux du territoire



(Source : Rapport Annuel Fedene Edition 2023)

Figure 68- Réseaux de chaleur sur le périmètre de GENERIA et sur les communes voisines

## 4.2 Projections à terme des besoins

### 4.2.1 Tendances et hypothèses d'évolution des besoins

Les besoins énergétiques identifiés dans le cadre de la démarche prospective se basent sur des données de référence correspondant à une période généralement comprise entre 2015 et 2023. Afin de construire la feuille de route des réseaux à horizon 10 ans nous avons estimé les tendances d'évolution de ces besoins selon les objectifs nationaux.

Cette projection se base notamment sur les objectifs du décret tertiaire<sup>34</sup> et de la loi climat et résilience<sup>35</sup>.

#### Evolution pour les usagers tertiaires :

Le décret tertiaire impose aux propriétaires et locataires de bâtiments à usage tertiaire de plus de 1 000 m<sup>2</sup> de réduire progressivement leur consommation d'énergie finale. Il impose des objectifs précis de réduction de la consommation énergétique des bâtiments tertiaires par rapport à une année de référence choisie entre 2010 et 2019, à savoir :

| 2030  | 2040  | 2050  |
|-------|-------|-------|
| - 40% | - 50% | - 60% |

Pour rappel, d'importantes diminutions de consommations énergétiques sont constatées sur les bâtiments raccordés aux réseaux (disposant d'un historique suffisant). La baisse déjà constatée a été intégrée aux tendances d'évolution en se basant sur la plus grande consommation de référence disponible avant 2019 quand applicable. Pour les autres prospects, les consommations de référence retenues sont celles estimées à l'étape précédente.

#### Evolution pour les usagers résidentiels :

La loi climat et résilience impose aux propriétaires et locataires de logements résidentiels de respecter des obligations croissantes en matière de rénovation énergétique. Elle fixe des contraintes précises concernant l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, avec des échéances progressives pour la réalisation de travaux visant à réduire la consommation d'énergie. Les logements classés comme les passoires thermiques doivent ainsi être rénovés afin d'atteindre des seuils de performance définis par la réglementation, selon un calendrier s'étalant

<sup>34</sup> Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie dans les bâtiments à usage tertiaire

<sup>35</sup> Promulguée le 22 août 2021 (loi n° 2021-1104)

sur plusieurs années à partir de 2025. Les hypothèses de niveau de rénovation retenues (évolution de classe DPE) sont les suivantes :

|          | 2025 | 2028 | 2034 |
|----------|------|------|------|
| Existant | G    | F    | E    |
| Rénové   | D    | C    | C    |

## 4.2.2 Evolution des besoins énergétiques

### 4.2.2.1 Evolution des besoins existants

Sur la période de référence, on observe une diminution des consommations des abonnés tertiaires de 24%. Cette baisse vient en déduction de l'objectif de -40% en 2030 pris en compte. Les chiffres présentés ci-après se basent sur l'intégralité des prospectus au paragraphe 5.2.1.1. A ce stade ils ne constituent pas la base de scénarisation mais uniquement une évaluation du panorama énergétique territorial.

#### Focus chaleur :

L'évolution des besoins énergétiques des abonnés existants<sup>36</sup> est présentée sur les graphiques ci-dessous.

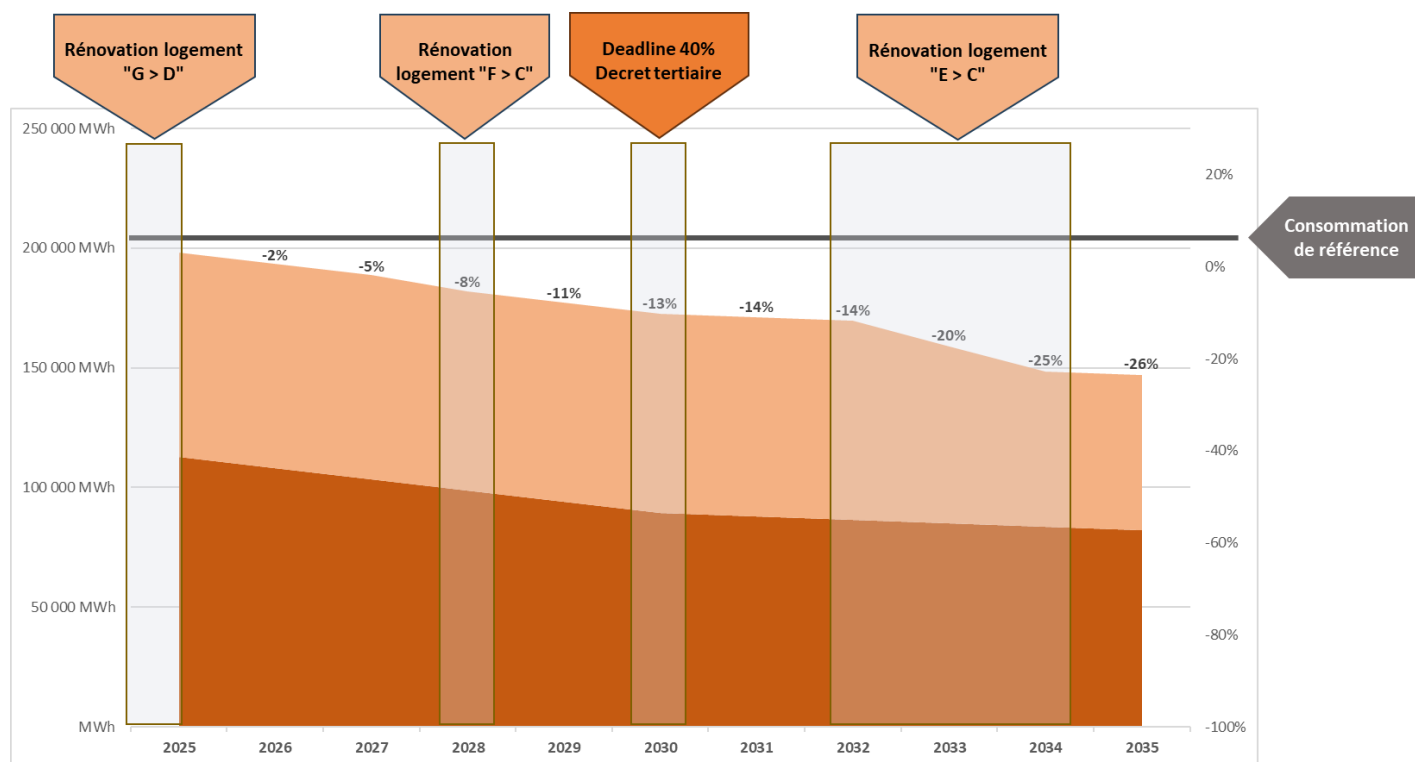


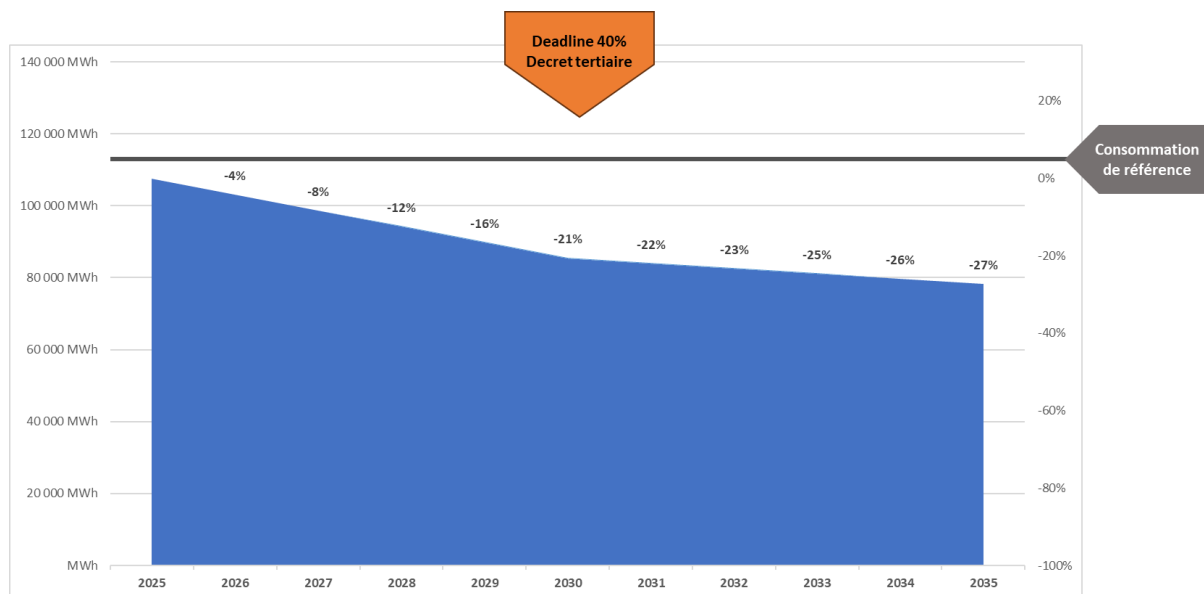
Figure 69 - Projection des besoins - abonnés existants

<sup>36</sup> Toutes opérations de GENERIA confondues.

La réduction globale des consommations sur la période est estimée à 26%, soit environ 50 GWh.

Focus froid :

L'évolution des besoins énergétiques des abonnés existants<sup>37</sup> est présentée sur les graphiques ci-dessous.



La réduction globale des consommations sur la période est estimée à 27%, soit environ 30 GWh.

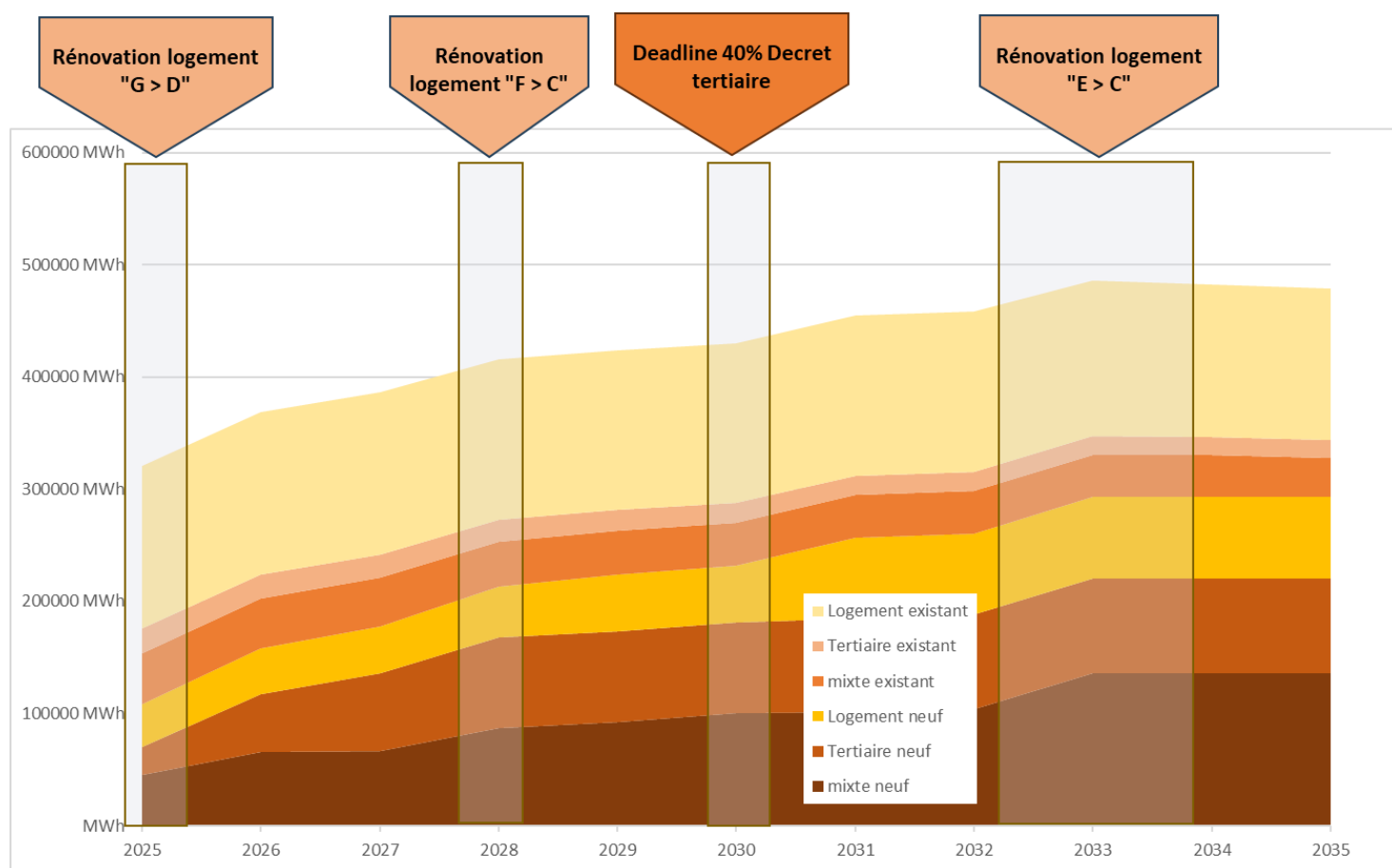
<sup>37</sup> Toutes opérations de GENERIA confondues.

#### 4.2.2.2 Patrimoine non raccordé et projets

L'évolution des consommations projetées pour les prospects dépend d'une part des tendances d'amélioration des performances énergétiques (§**Erreur ! Source du r envoi introuvable.**4.2.2.1) mais également du calendrier prévisionnel de déploiements des programmes de construction et de rénovation. L'ensemble des données d'entrée par prospect est disponible dans l'annexe 6.

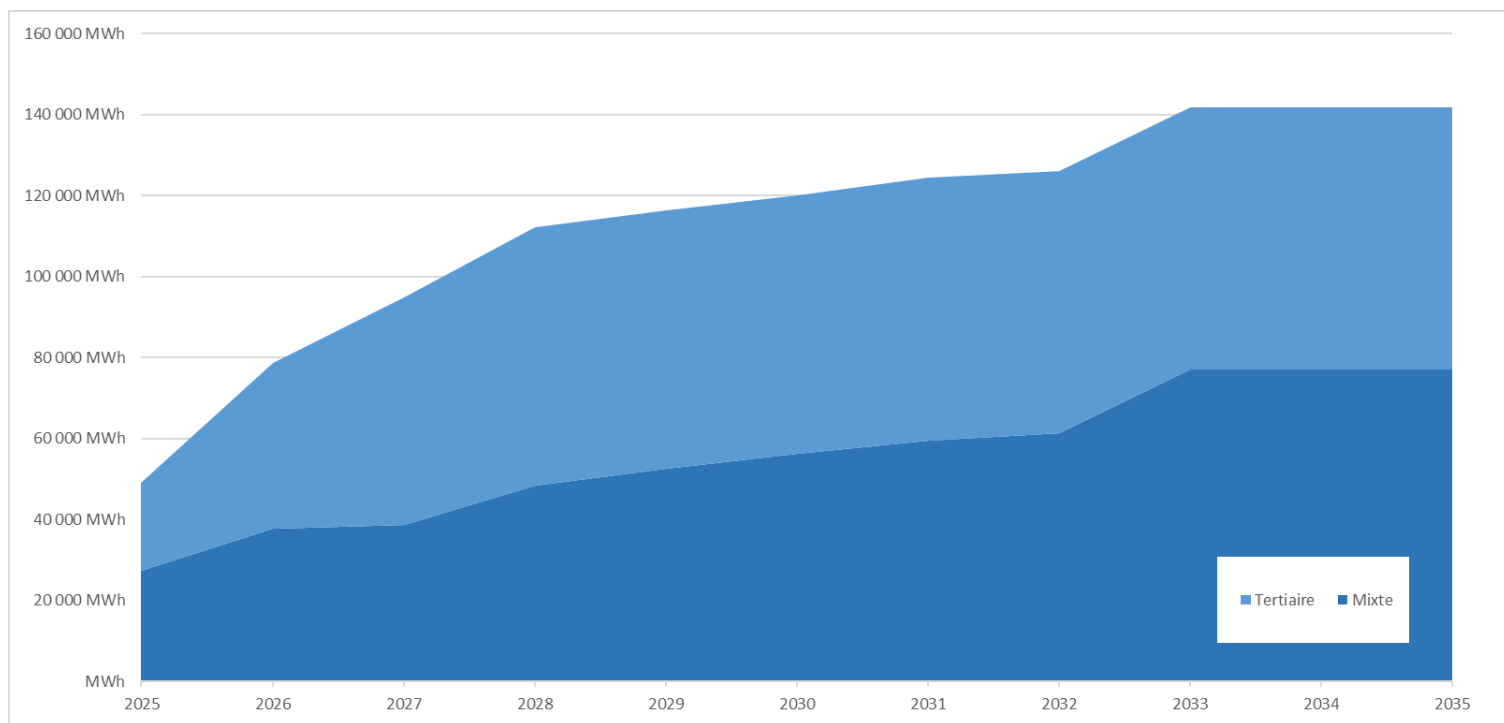
##### Focus chaleur :

A l'échelle du périmètre étudié, l'évolution des besoins sur les 10 ans à venir est présentée dans le graphe ci-après :



### Focus froid :

A l'échelle du périmètre étudié, l'évolution des besoins sur les 10 ans à venir est présentée dans le graphe ci-après :

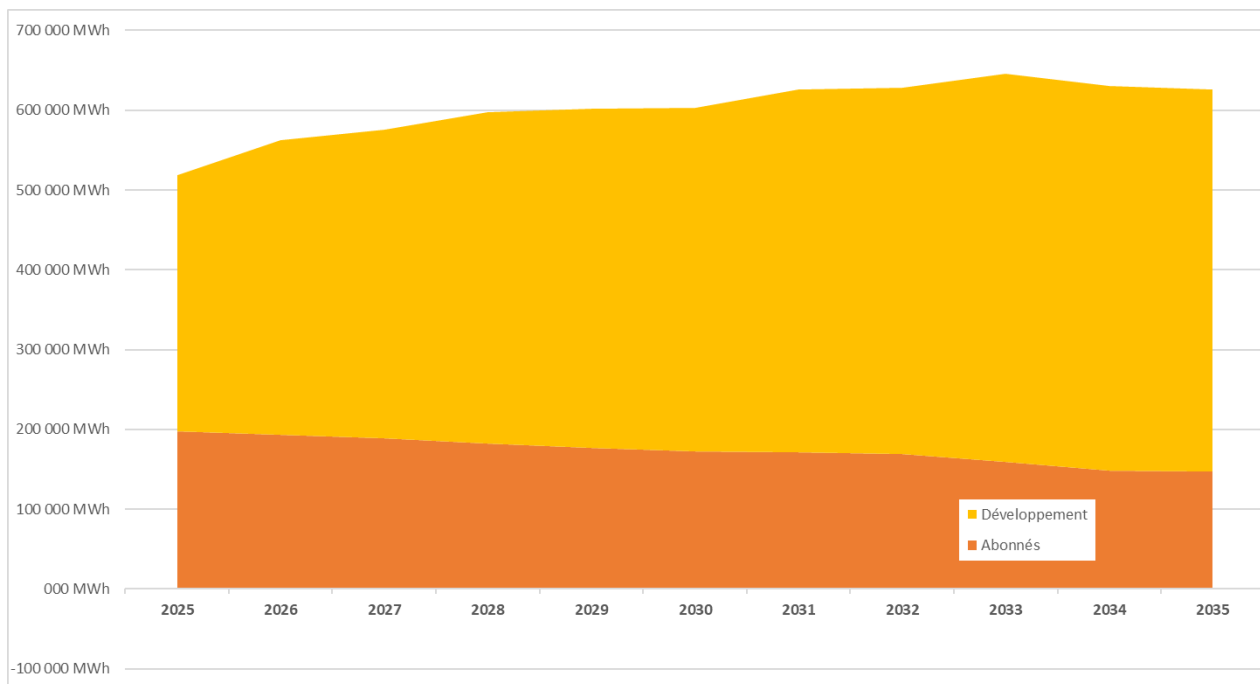


Pour rappel, les prospects pour lesquels l'usage final du bâtiment ou du projet ont été catégorisés « mixte ». Une part des besoins énergétique de ces derniers ont été alignés sur ceux du tertiaire. C'est notamment le cas des projets de ZAC ou d'opérations de grande ampleur prévoyant de combiner des usages tertiaires et logements, y compris certaines tours du quartier d'affaire.

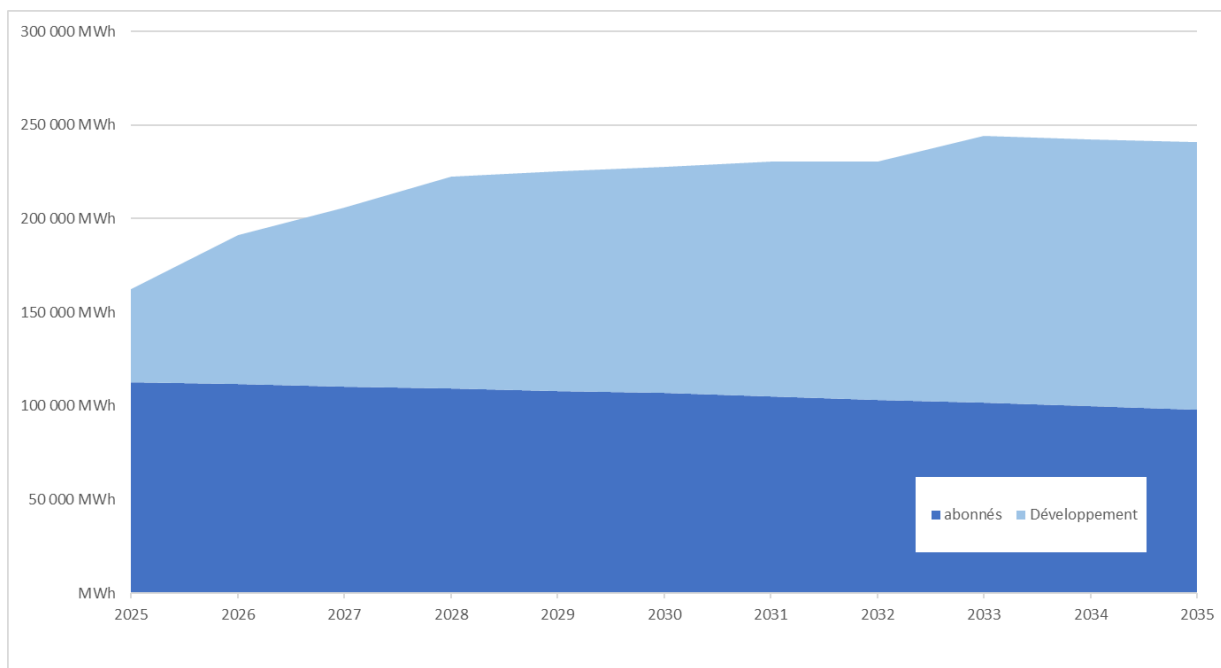
#### 4.2.2.3 Besoins envisagés à terme

Au global, le panorama croisé d'évolution des consommations sur le secteur d'étude représenté sur les graphes ci-après montre que la baisse des consommations attendu pourrais être amortie voire contrebalancée par les développements selon la scénarisation de raccordement établie.

##### Synthèse chaud :



##### Synthèse froid :



## 5 Scénarios de développement

### 5.1 Hypothèses et méthodologie

La détermination des secteurs de développement, des besoins énergétiques et des ressources ENR disponibles sert de socle à l'élaboration des scénarios de développement. L'élaboration de ces scénarios passe par une première étape d'analyse des besoins énergétiques permettant la modélisation annuelle des profils de consommation, appelée « monotone ».

La production d'une monotone implique un tri décroissant des puissances appelées sur chaque pas horaire de l'année, permettant d'identifier les besoins maximaux et la variabilité de la demande. Ce profil sert de base à la définition des contraintes techniques des réseaux, au dimensionnement des moyens de production et au calibrage des solutions EnR&R.

#### 5.1.1 Modélisation horaire des besoins

Sur la base de la catégorisation établie précédemment, trois profils de consommations ont été modélisés afin de déterminer le profil de consommation annuel pour chaque usager<sup>38</sup>, et par extension au global :

- Profil « Tertiaire »,
- Profil « Résidentiel »,
- Profil « Mixte ».

Chacun de ces profils est associé à :

- L'évolution des températures extérieures,
- Un profil d'usage types (journalier, quotidien ...).

Le profil climatique de base retenu pour la réalisation de la modélisation a été produit sur la base des relevés de températures de la station Paris Montsouris pour l'année 2022<sup>39</sup>.

Une note spécifique sur la méthode de détermination des profils de consommations employée est disponible en annexe 9.

#### 5.1.2 Rappel des objectifs

Pour rappel, les objectifs du schéma directeur sont les suivants :

- Garantir la sécurisation et l'optimisation de l'approvisionnement énergétique,
- Favoriser le développement des énergies renouvelables et de récupération avec une cible de 70% du mix,

---

<sup>38</sup> Le terme "usager" se réfère à l'ensemble des consommateurs étudiés, qu'ils soient déjà abonnés ou prospects.

<sup>39</sup> Données historisées issues du site « prevision-meteo.ch »

- Optimiser la performance économique et environnementale des réseaux.

Pour déterminer les évolutions à mettre en œuvre afin de tendre vers ces cibles, il est nécessaire de mettre en relation les besoins énergétiques avec :

- Les configurations existantes de réseaux (distance, limites de capacités),
- Les installations de production existantes,
- Les capacités de renforcement de production mobilisable.

Ces critères ont été évalués au cas par cas, pour chaque opération ainsi que dans l'optique d'éventuelles nouvelles opérations, afin d'envisager un éventail de configurations permettant de répondre à tout ou partie des objectifs fixés.

## 5.2 Elaboration des scénarios techniques

Hormis pour ENERBIOSA, qui représente un volume d'énergie considérablement inférieur à ceux des autres opérations, les scénarios se sont structurés autour de deux axes stratégiques :

- Evolutions technico-économiques dans le cadre des opérations existantes,
- Intégration d'opérations nouvelles et densification des opérations existantes sur leurs périmètres.

### 5.2.1 Evolution des opérations existantes

#### 5.2.1.1 Détermination des secteurs de développement potentiels

La méthode de traitement des besoins par secteurs, indépendamment de l'intérêt du raccordement, repose dans un premier temps sur une analyse objective des caractéristiques propres à chaque zone, notamment pour les secteurs éloignés ou enclavés (Voies de circulation routière ou ferroviaire, parcs ...).

Sur la base d'un premier traitement par identification géographique, les prospects appartenant à certaines « zones » ont été écartés de la démarche tel que décrit pas les cartes ci-dessous :

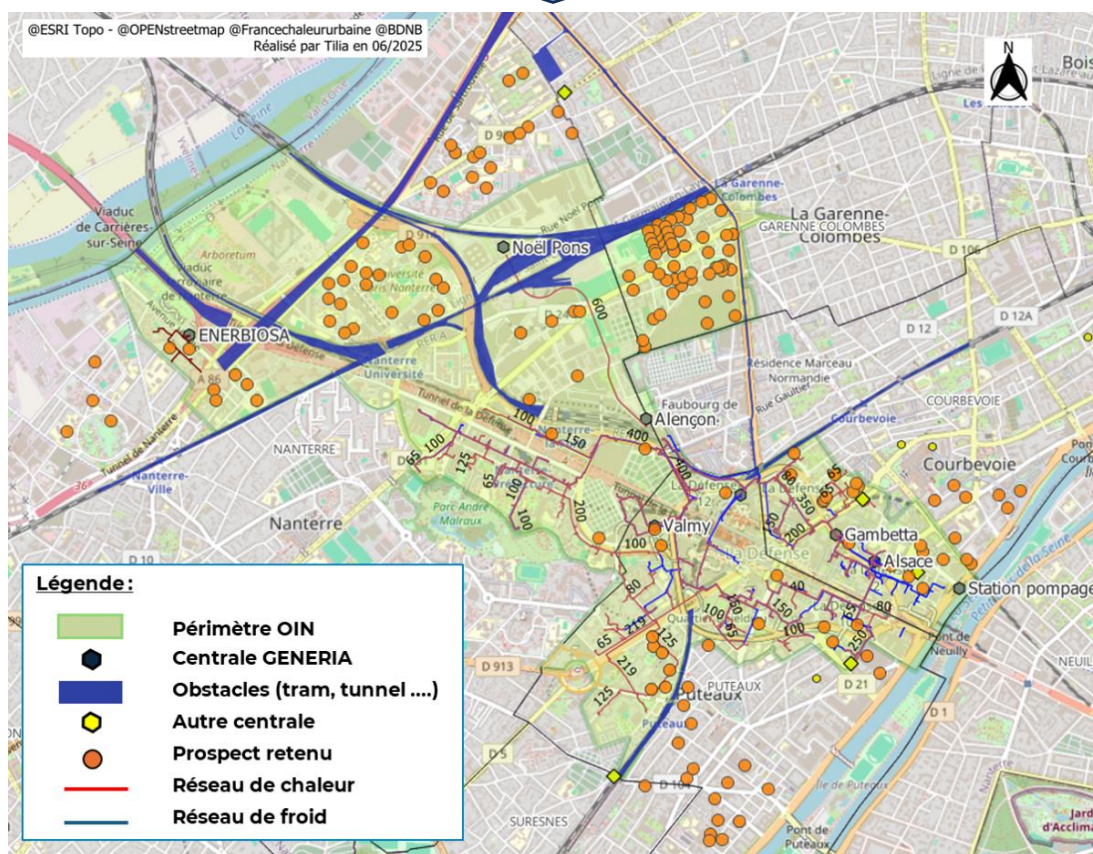
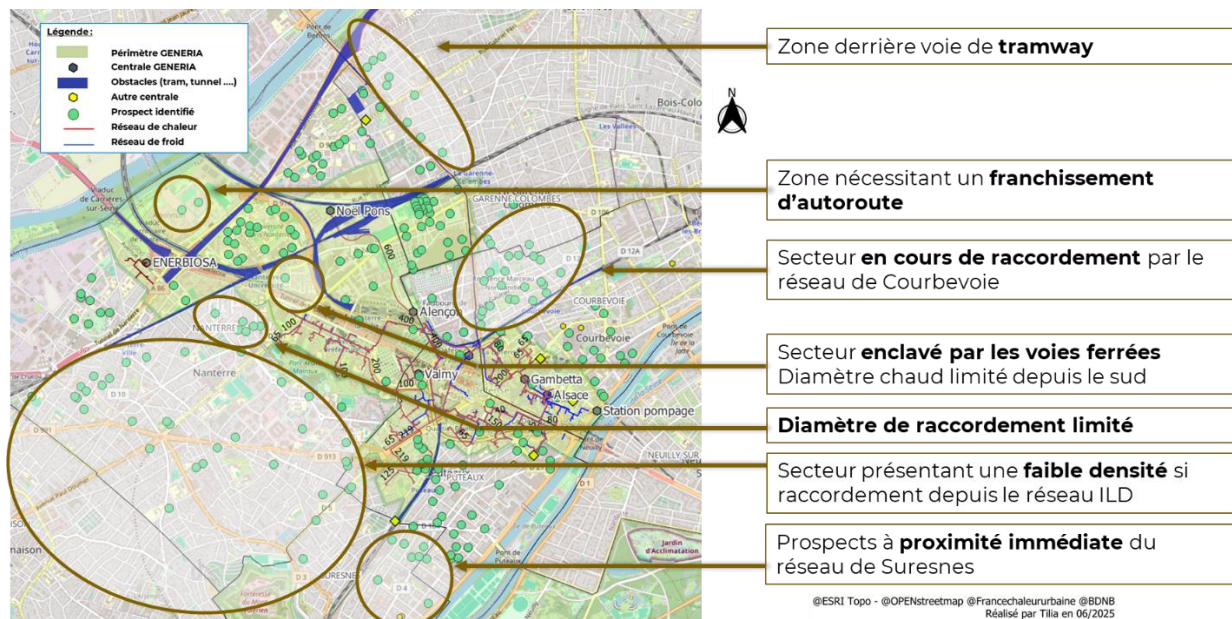


Figure 70 - Pré identification des secteurs de développement potentiels - chaud

### 5.2.1.2 Enerbiosa

#### 5.2.1.2.1 Scénarios étudiés

L'opération ENERBIOA, alimentant le quartier Hoche de Nanterre, affiche un taux de couverture ENR inférieur de 10% au taux contractuel mais reste dans la cible fixée par le schéma directeur (70%). En l'état, il n'est donc pas envisageable de prévoir un développement du service vers de nouveaux abonnés sans un renforcement des capacités de production ENR. Aucune emprise foncière suffisante pour l'installation de renforcement significatif de production n'a pu être identifiée à proximité de cette opération. Sur la base des emprises disponibles, les scénarios de renforcement des capacités ENR sans développement ont été étudiés :

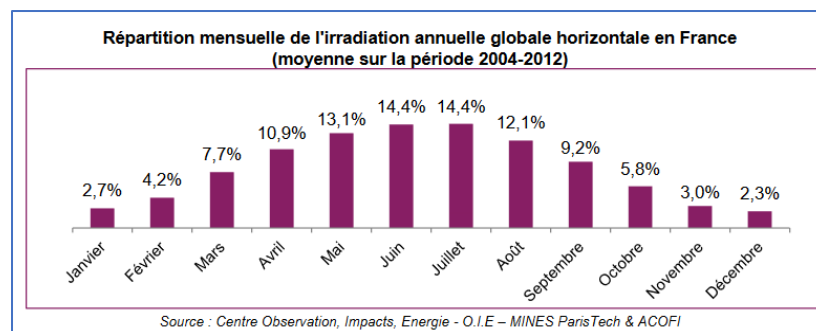
- 1- Situation de référence – aucune évolution et projection à terme des besoins
- 2- Installation de
  - ⇒ 120 m<sup>2</sup> de panneaux solaires thermiques,
- 3- Installation de :
  - ⇒ 120 m<sup>2</sup> de panneaux solaires thermiques,
  - ⇒ Un volume d'hydro accumulation de 150 m<sup>3</sup>,
- 4- Installation de :
  - ⇒ 500 m<sup>2</sup> de panneaux solaires thermiques,
  - ⇒ Un volume d'hydro accumulation de 150 m<sup>3</sup>,

Le volume d'hydroaccumulation envisagé est mis à contribution de la chaudière biomasse et de la centrale solaire selon la saisonnalité.

#### 5.2.1.2.2 Paramètres et hypothèses techniques

Les modélisations techniques des moyens de production décrit précédemment sont basées sur les hypothèses suivantes :

- Biomasse :
  - Minimum technique : 30%
  - Rendement à pleine charge : 90%
  - Période d'arrêt complet entre juin et septembre
- Solaire thermique :
  - Flux solaire reçu source météonorm© : 1 185 kWh/m<sup>2</sup> <sup>40</sup>
  - Répartition annuelle de l'irradiation :



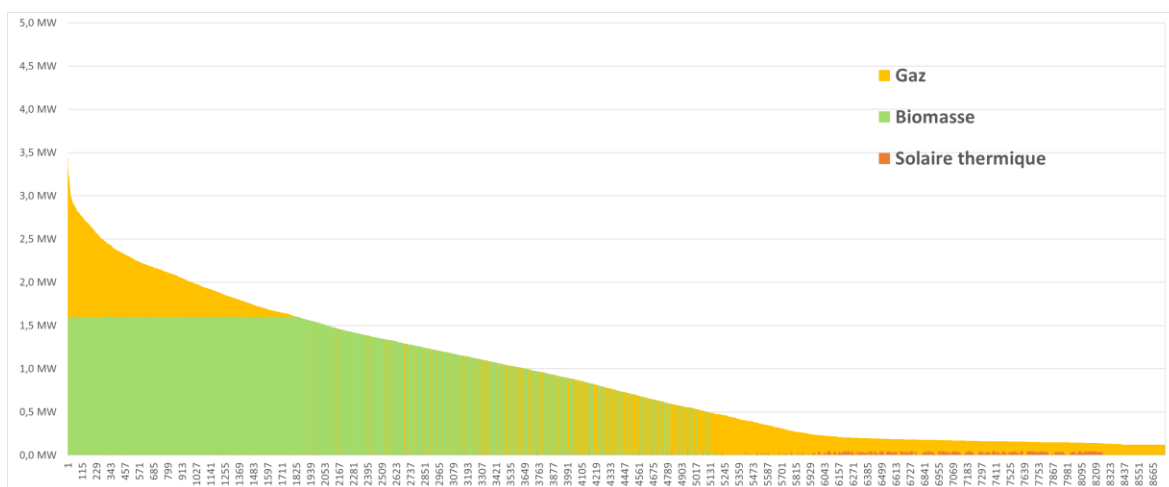
<sup>40</sup> moyenne sur la période 1996-2015

L'ordre de priorité donnée à chaque générateur est le suivant :

- 1- Solaire thermique
- 2- Biomasse
- 3- Hydro accumulation (si disponible)
- 4- Chaudières gaz

### 5.2.1.2.3 Simulations

La figure suivante – monotone de production – illustre la cascade de production sur une année complète pour le cas 2 : biomasse + solaire sans stockage



Les résultats associés aux modélisations de chaque cas de figure sont synthétisés dans le tableau suivant :

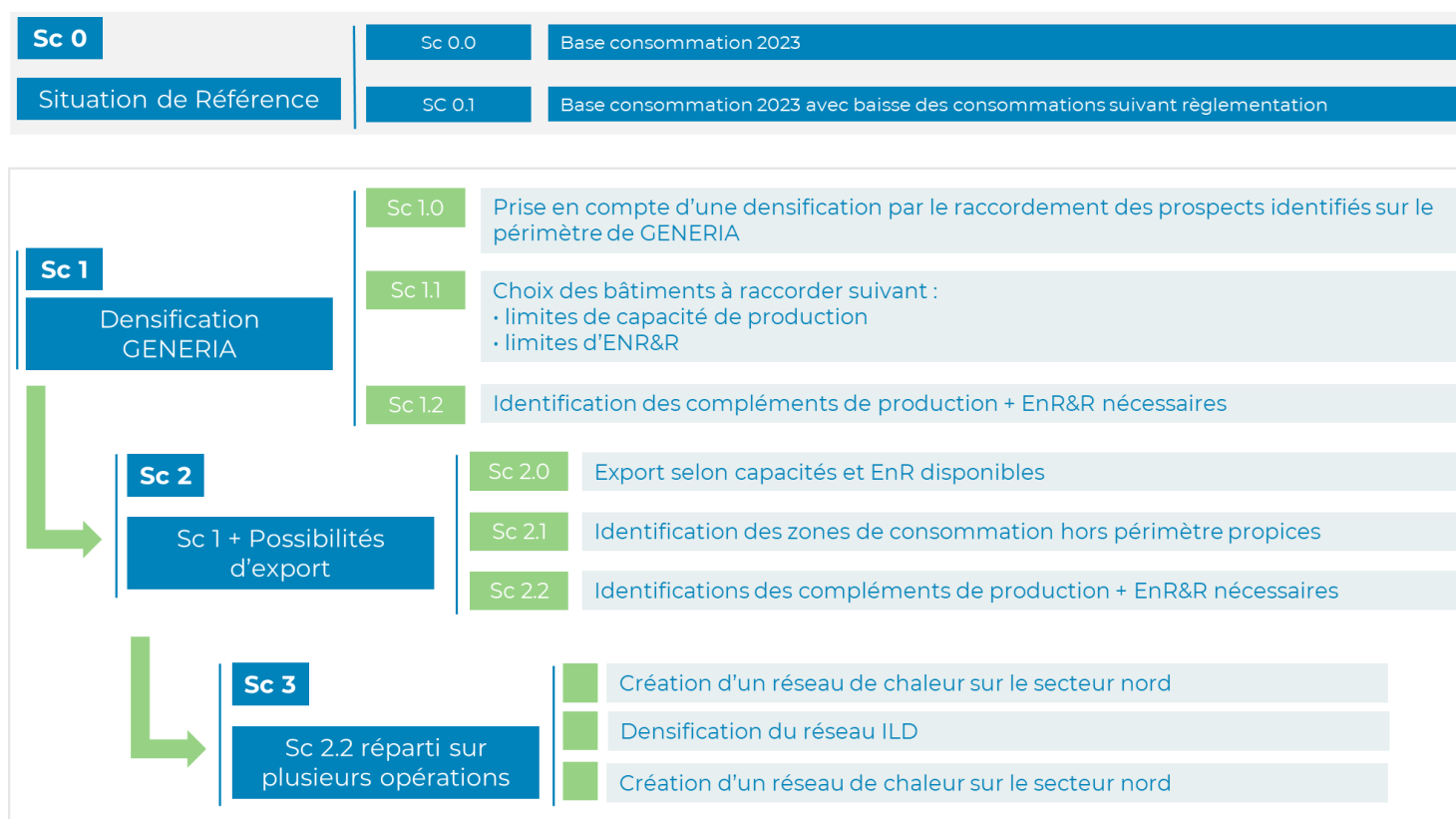
|                               | 1          | 2          | 3          | 4          |
|-------------------------------|------------|------------|------------|------------|
| Consommations                 | 7425 MWh   |            |            |            |
| Pertes réseau de distribution | 8%         |            |            |            |
| Production                    | 8043 MWh   |            |            |            |
| Solaire                       | 0%         | 2%         | 2%         | 6%         |
| Biomasse                      | 75%        | 74%        | 76%        | 74%        |
| Gaz                           | 25%        | 24%        | 23%        | 20%        |
| Taux ENR                      | <b>75%</b> | <b>76%</b> | <b>77%</b> | <b>80%</b> |
| Contenu CO2 (g/kWh) direct    | 56         | 54         | 46         | 41         |
| Contenu CO2 (g/kWh) ACV       | 72         | 70         | 66         | 59         |

On observe que la baisse des consommations envisagée devrait avoir un impact positif sur le taux ENR du réseau. L'ensemble des solutions techniquement envisageables permet de compléter cette progression et de se rapprocher de la cible contractuelle.

D'un point de vue technique, chaque scénario semble pertinent.

### 5.2.1.3 Réseaux SUC et ILD

La réflexion sur les scénarios techniques propres à l'opération ILD est construite sur la base d'une réflexion à plusieurs échelles de développement, allant de la simple densification aux réflexions sur des exports potentiels. Elle est synthétisée par le logigramme suivant :



D'une manière générale, l'analyse préliminaire de ces scénarios à mis en évidence, pour l'ensemble des scénarios présentés ci-après, la faisabilité technique d'un raccordement de tous les prospects cibles ➔ exclusion des Sc1.1 et SC2.1<sup>41</sup>.

<sup>41</sup> Le volume maximaliste pour le scénario 2 s'élève à 357 GWh, contre 400 GWh prévus au programme initial de l'opération.

### 5.2.1.3.1 Solutions de production mobilisables

#### Description des équipements

Pour chaque scénario de consommation, plusieurs moyens de production ont été envisagés :

- **Conservation des moyens de productions existants (ILD) :**
  - Chaudière Agropellet 2 x 22,5 MW
  - Chaudière fioul / biofioul : 2 x 45 MW
  - TFP : 8MW froid / 12 MW chaud
  - Chaudières Gaz : 150 MW
- **Mise en place de 2 thermo-frigo-pompes (TFP)** de 2 MW chaud unitaire sur le réseau ILD,
- **Mise en place d'une TFP** sur le réseau de la SUC de 4 MW chaud,
- **Réalisation d'un forage géothermique au dogger avec pompe à chaleur,**
- **Mise en place d'un apport ENR** complémentaire (import, ou géothermie complémentaire)

Aucune évolution concernant les moyens de production de froid n'a été envisagée dans la mesure où les besoins projetés au sein des scénarios ci-après restent nettement inférieurs au programme sur la base desquels ces besoins ont été dimensionnés.

#### Contraintes de mise en œuvre

Les principes d'implantation des différents équipements envisagés et les contraintes associées spécifiques à chaque site sont décrits ci-après.

- **Mise en place de TFP :**
  - o **Sur le périmètre ILD :**  
Site : Alençon,  
Surface nécessaire :
    - en phase chantier  $\approx 300 \text{ m}^2$
    - en exploitation\*  $\approx 200 \text{ m}^2$

Raccordement facilité par l'unité existante

- o **Sur le périmètre SUC :**  
Site : Gambetta,  
Surface nécessaire :
  - o en phase chantier  $\approx 300 \text{ m}^2$
  - o en exploitation\*  $\approx 200 \text{ m}^2$

➔ **Faisabilité : très bonne**

- **Mise en place d'une géothermie au dogger<sup>42</sup> :**

- **Sur le secteur nord** :

Site : Noel Pons,

Surface nécessaire :

- en phase chantier  $\approx 5\,000\text{ m}^2$
- en exploitation\*  $\approx 1\,500\text{ m}^2$

- **Sur le secteur sud** :

Site : à déterminer – secteur Damiers/ Front de Seine,

Surface nécessaire :

- en phase chantier  $\approx 5\,000\text{ m}^2$
- en exploitation\*  $\approx 1\,500\text{ m}^2$

→ **Faisabilité : bonne** – en cours de sécurisation

### *Paramètres et hypothèses techniques*

Les modélisations techniques des moyens envisagés décrits précédemment sont basés sur les hypothèses suivantes :

- Agropellet :
  - Minimum technique : 30%
  - Rendement à pleine charge : 88%
  - Volume de combustible disponible : 45 000 t/an ( $\approx 200\text{ GWh}$ )
- Biofioul :
  - Rendement à pleine charge : 88%
  - Volume de biofioul disponible : 3 000 t/an ( $\approx 29\text{ GWh}$ )
- TFP :
  - COP chaud : 3,65
  - Minimum technique : 40%
- Géothermie :
  - Température utile :  $59\text{ °C}$ <sup>43</sup>
  - Débit d'exploitation :  $300\text{ m}^3/\text{h}$
  - Température de réinjection minimale :  $30\text{ °C}$
  - COP pompe à chaleur : 3,5
  - Température utile PAC :  $90\text{ °C}$

NB : le Biofioul a un contenu CO2 équivalent à celui de la biomasse mais n'est pas comptabilisé comme ENR.<sup>44</sup>

Les cascades de production sont établies dans le respect des périmètres techniques de fourniture de chaque opération. Les moyens de production complémentaires ont

---

<sup>42</sup> Le potentiel de réalisation de forages géothermique et les paramètres de fonctionnement font l'objets d'étude spécifiques lancées par GENERIA en parallèle du schéma directeur.

<sup>43</sup>  $65\text{ °C} \pm 5\text{ °C}$  en tête de puit →  $60\text{ °C}$  ( $-1\text{ °C}$  de pincement dans l'échangeur)

<sup>44</sup> [https://fedene.fr/wp-content/uploads/2025/04/EARCF-2025\\_Guide-methodologique.pdf](https://fedene.fr/wp-content/uploads/2025/04/EARCF-2025_Guide-methodologique.pdf)

été envisagés sur la base des besoins globaux, notamment en froid, dans la mesure où les réseaux sont interconnectés. Les niveaux de consommations attendus à terme n'ont pas conduit au besoin d'exporter de froid entre réseaux.

Hormis la mise en place de thermo-frigo-pompes permettant de valoriser la chaleur fatale issue de la production de froid, aucune scénarisation comparative des évolutions de moyens de production n'a été étudiée (pas d'enjeu ENR ou CO2 associé).

Les bilans ci-dessous présentent les résultats globaux pour chaque cas de figure. Les monotonies de production associées à chaque scénario sont disponibles dans l'annexe 10.

Par soucis de simplification et de lisibilité de la table associée, les figures et tableaux représentants les mixités de la présente partie ne sont pas nommés.

### 5.2.1.3.2 Sc.0 - Scénario de référence

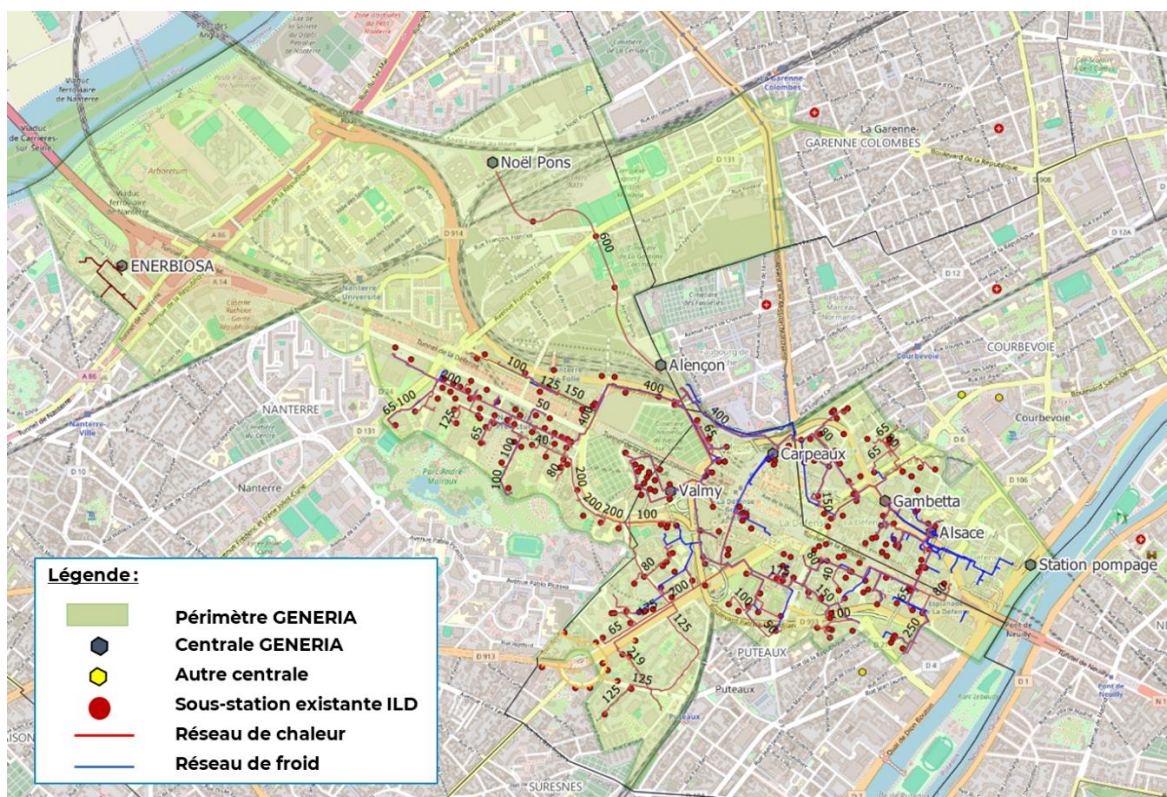


Figure 71 - Répartition géographique du Scénario 0 - ILD + SUC

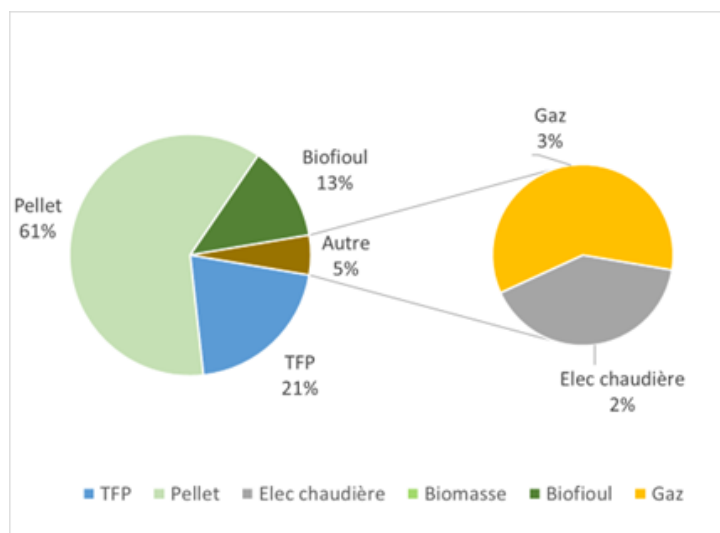
Les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 204 GWh
- Froid : 114 GWh

La mixité de production associée est la suivante :

| Taux ENR                    |           | 76,5%    |
|-----------------------------|-----------|----------|
| Contenu CO <sub>2</sub> ACV | Chaud ILD | 50 g/kWh |
|                             | froid ILD | 25 g/kWh |
|                             | froid SUC | 20 g/kWh |

NB : la part « TFP » représente à la fois une part « chaleur fatale » et une part « électricité » liées au rendement de la machine.



### 5.2.1.3.3 Sc.1 – Densification du réseau ILD sur le périmètre GENERIA

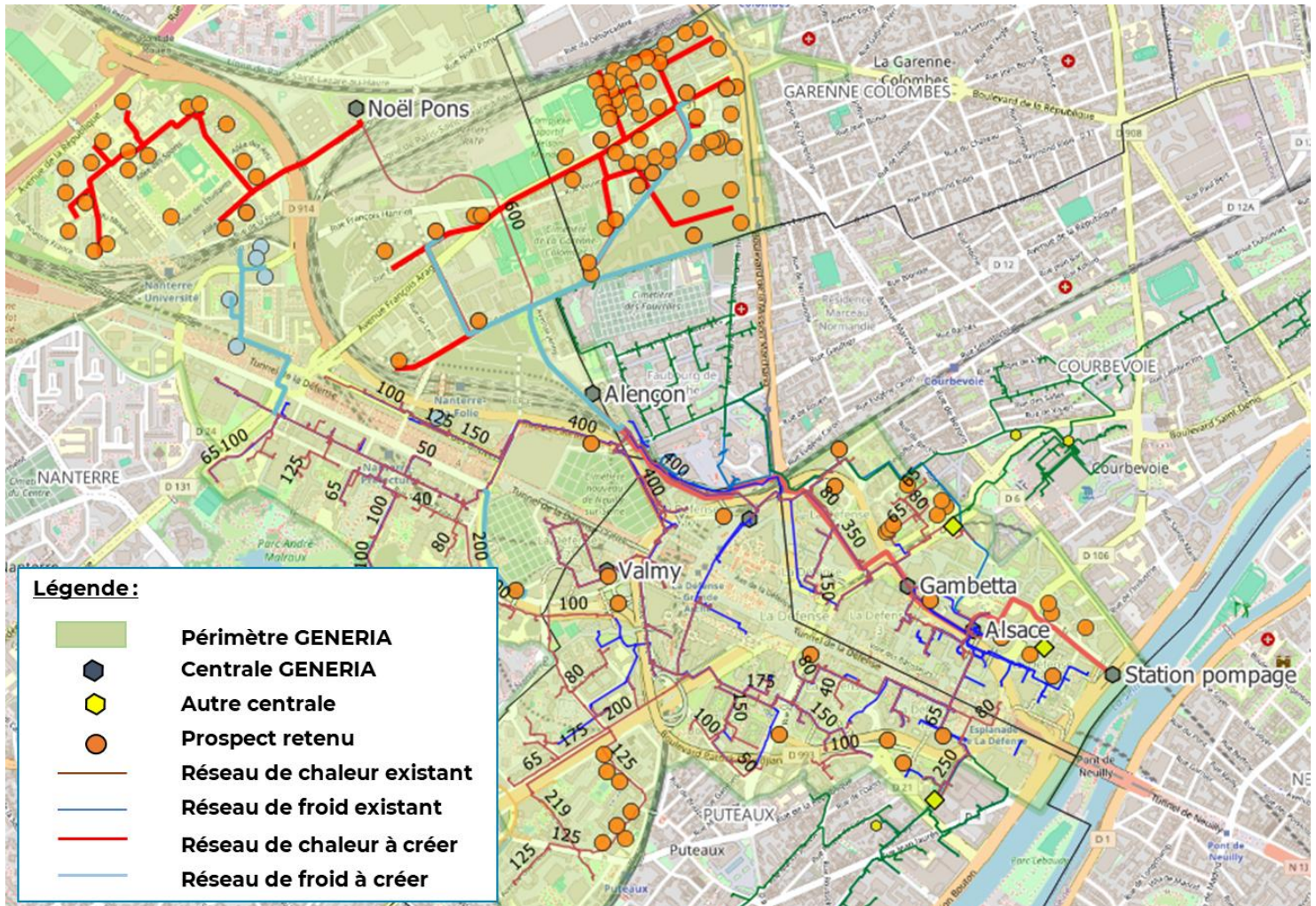


Figure 72 - Répartition géographique du Scénario 1

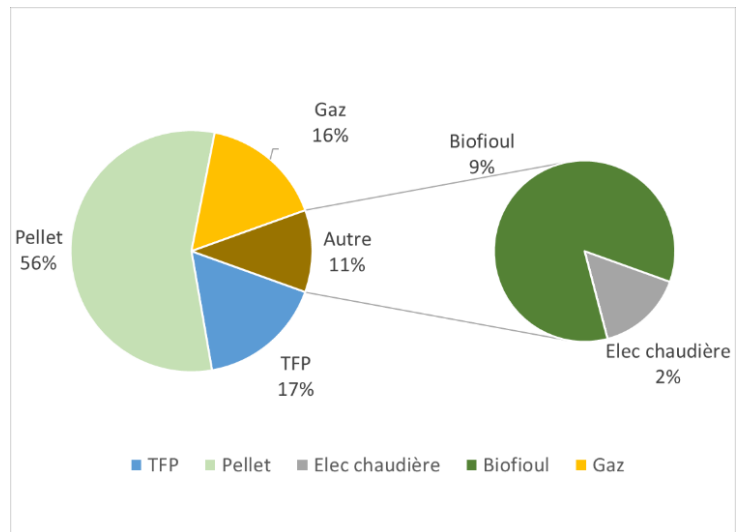
A terme, les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 281 GWh
- Froid : 129 GWh

La mixité de production associée est présentée dans les sections ci-après.

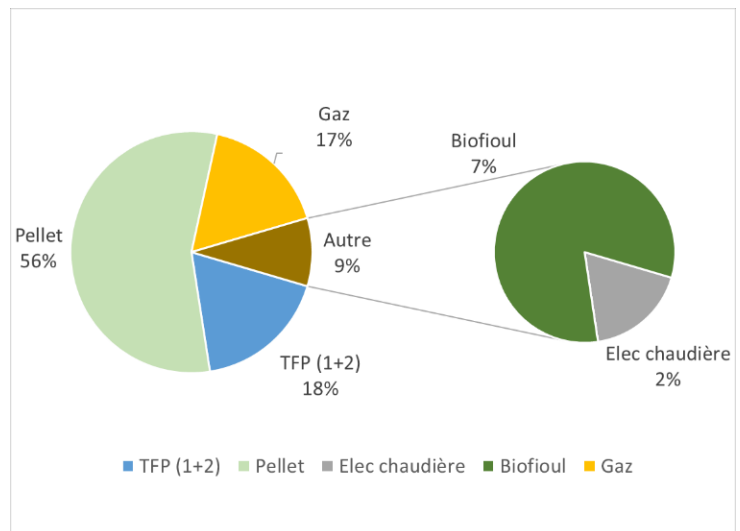
Aucune modification des unités de production

| Taux ENR                    |           | 67,6%    |
|-----------------------------|-----------|----------|
| Contenu CO <sub>2</sub> ACV | Chaud ILD | 67 g/kWh |
|                             | froid ILD | 25 g/kWh |
|                             | froid SUC | 20 g/kWh |



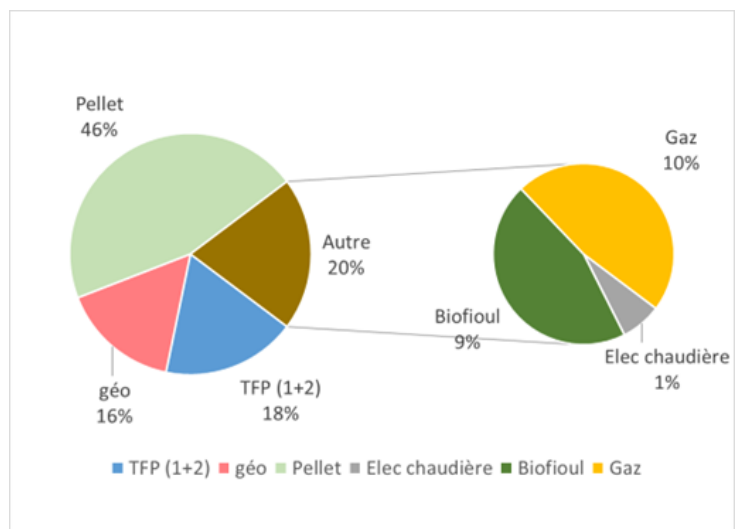
Ajout de 2 TFP

| Taux ENR                    |           | 68,8%    |
|-----------------------------|-----------|----------|
| Contenu CO <sub>2</sub> ACV | Chaud ILD | 63 g/kWh |
|                             | froid ILD | 25 g/kWh |
|                             | froid SUC | 20 g/kWh |



Ajout de 2 TFP + géothermie

| Taux ENR                    |           | 69,9%    |
|-----------------------------|-----------|----------|
| Contenu CO <sub>2</sub> ACV | Chaud ILD | 52 g/kWh |
|                             | froid ILD | 25 g/kWh |
|                             | froid SUC | 20 g/kWh |



#### 5.2.1.3.4 Sc.2.2.a – Densification du réseau ILD sur le périmètre GENERIA + exports

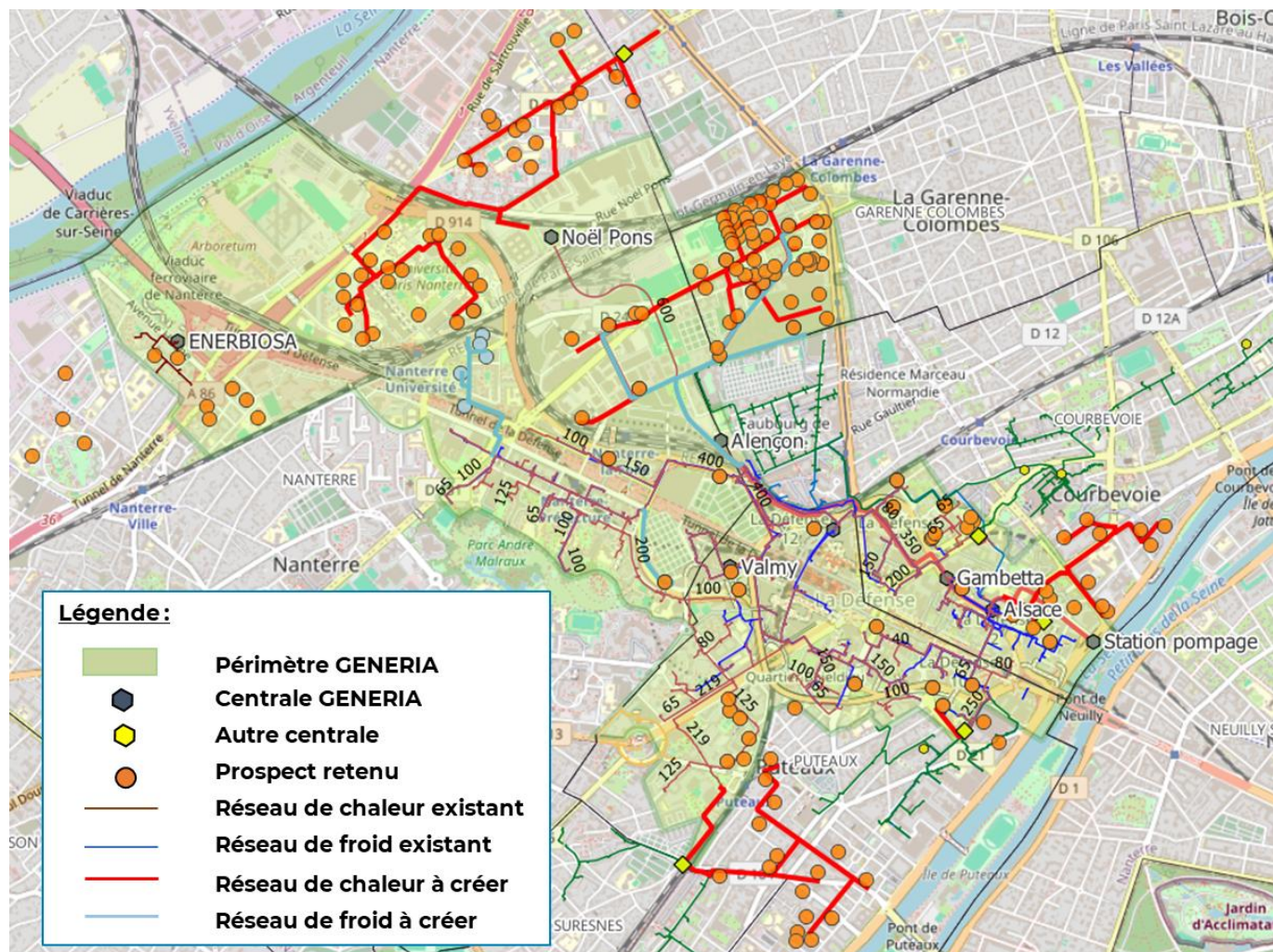


Figure 73 - Répartition géographique du Scénario 2.2.a

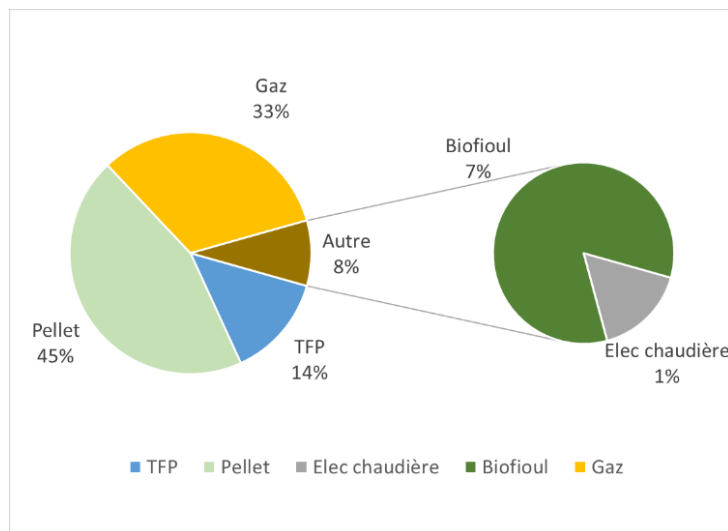
A terme, les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 357 GWh
- Froid : 133 GWh

La mixité de production associée est présentée dans les sections ci-après.

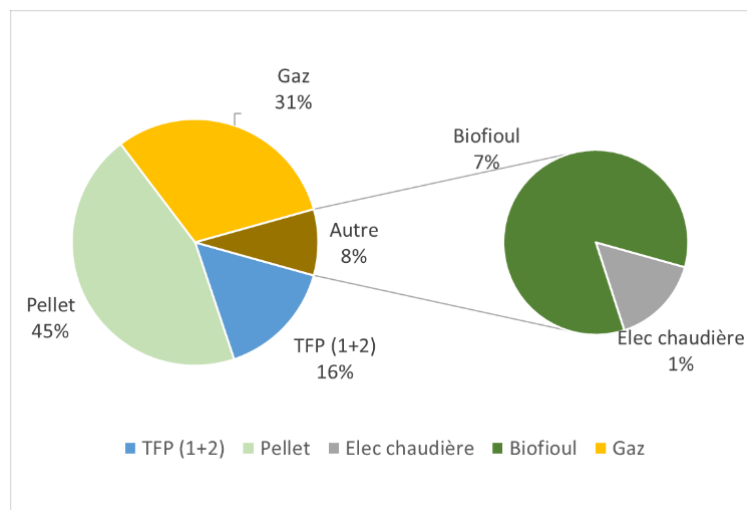
Aucune modification des unités de production

| Taux ENR                       |              | 53,4%     |
|--------------------------------|--------------|-----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 101 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh  |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh  |



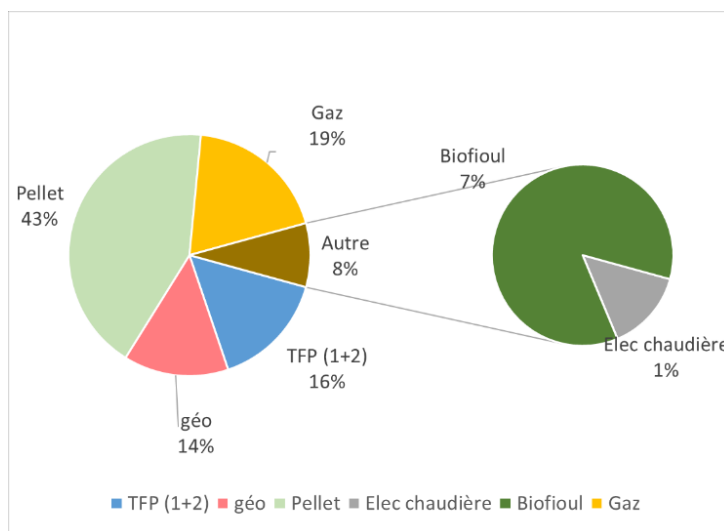
Ajout de 2 TFP

| Taux ENR                       |              | 55%      |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 92 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 2 g/kWh  |



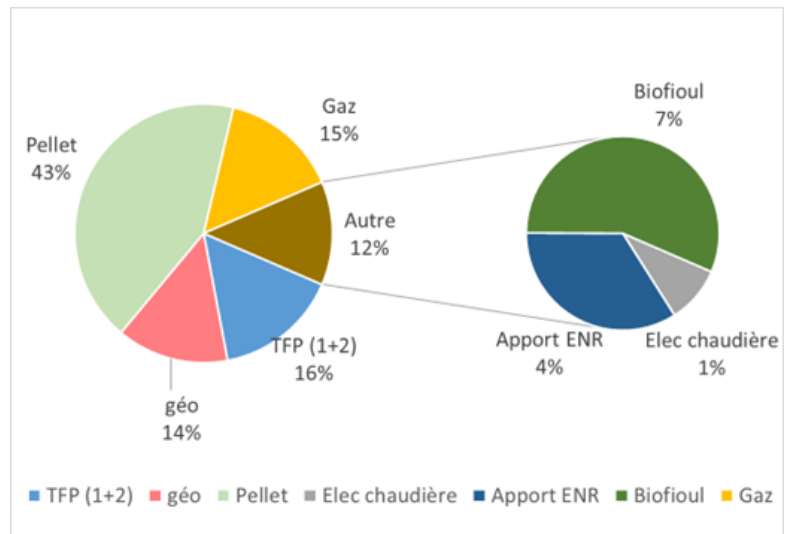
Ajout de 2 TFP + géothermie

| Taux ENR                       |              | 64%      |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 69 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



Ajout de 2 TFP + géothermie + apport ENR

| Taux ENR                       |                      | 69,9%    |
|--------------------------------|----------------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | <b>Chaud<br/>ILD</b> | 55 g/kWh |
|                                | <b>froid ILD</b>     | 25 g/kWh |
|                                | <b>froid SUC</b>     | 20 g/kWh |



### 5.2.1.3.5 Sc.2.2.b – Densification du réseau ILD sur le périmètre GENERIA + exports - Nord

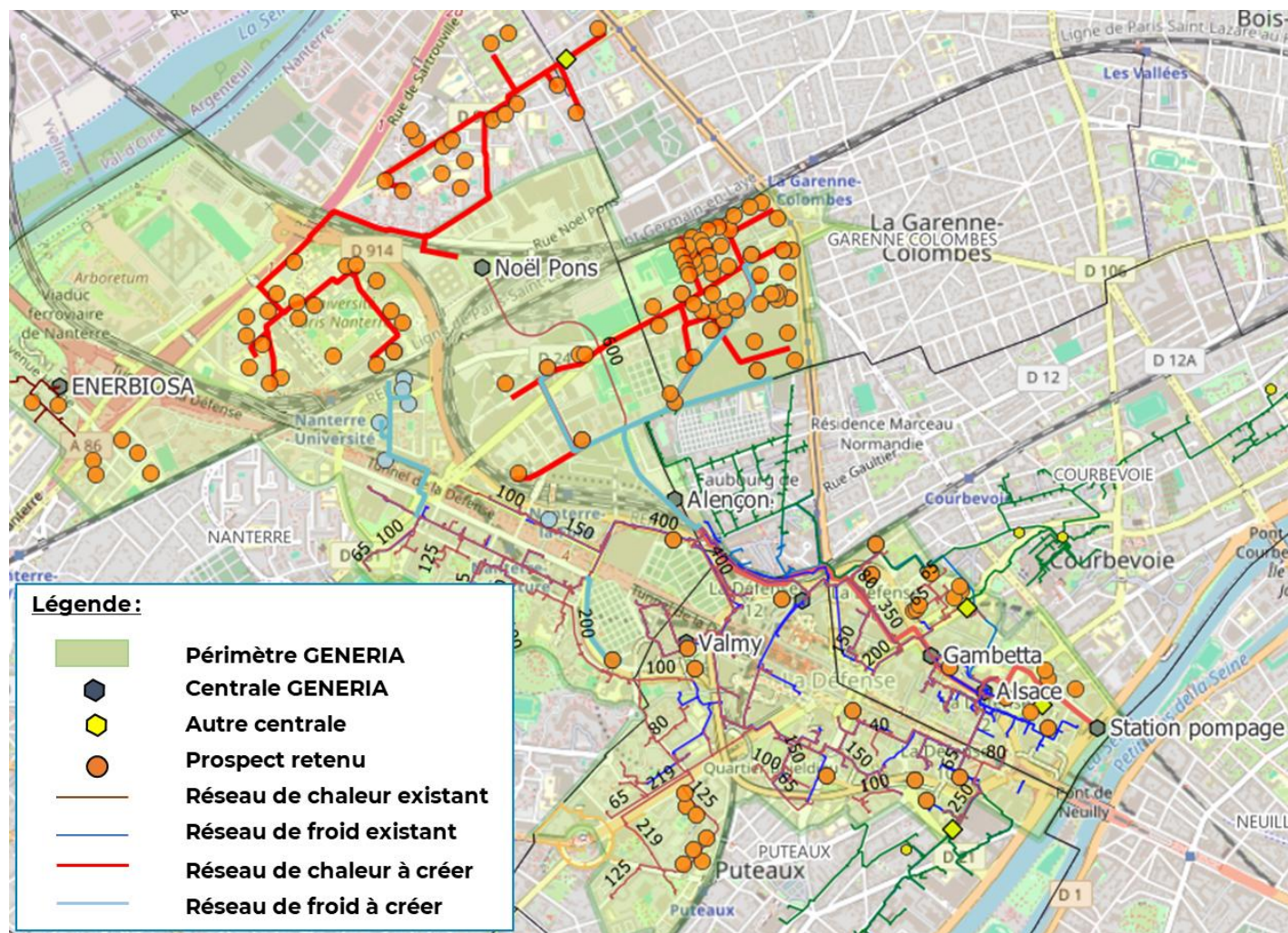


Figure 74 - Répartition géographique du Scénario 2.2.b

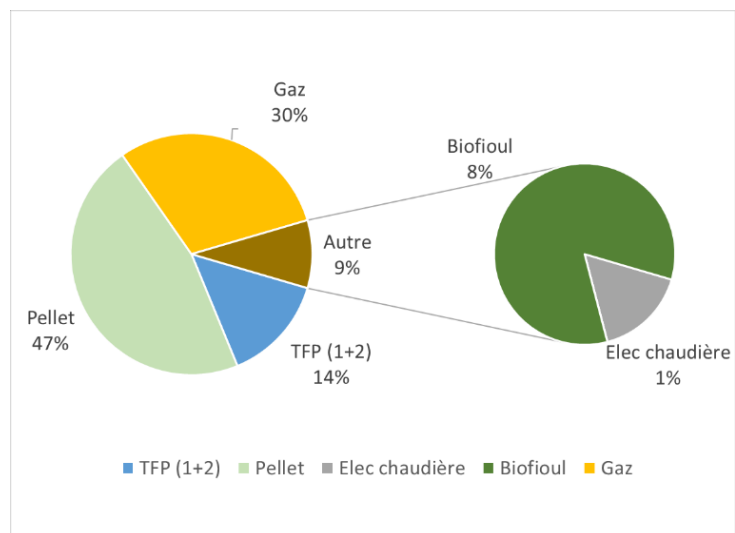
A terme, les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 344 GWh
- Froid : 129 GWh

La mixité de production associée est présentée dans les sections ci-après.

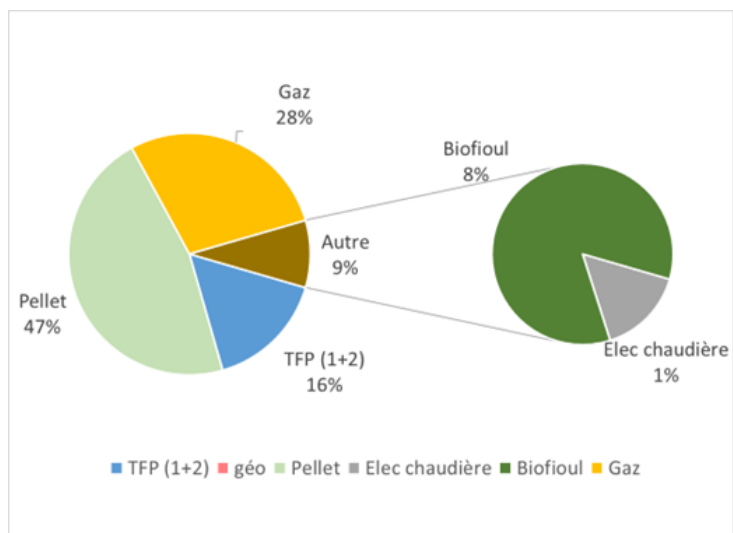
Aucune modification des unités de production

| Taux ENR                       |              | 55,5%    |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 95 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



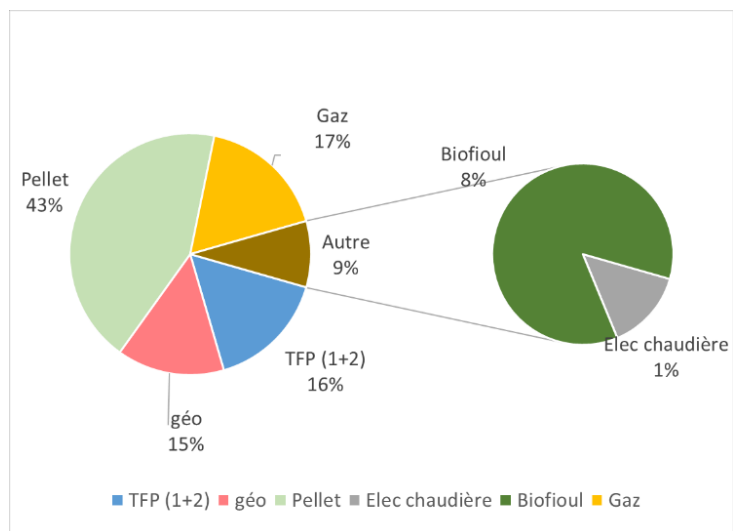
Ajout de 2 TFP

| Taux ENR                       |              | 57,1%    |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 90 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



Ajout de 2 TFP + géothermie

| Taux ENR                       |              | 65,3%    |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 65 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



### 5.2.1.3.6 Sc.2.2.c – Densification du réseau ILD sur le périmètre GENERIA + exports - Sud

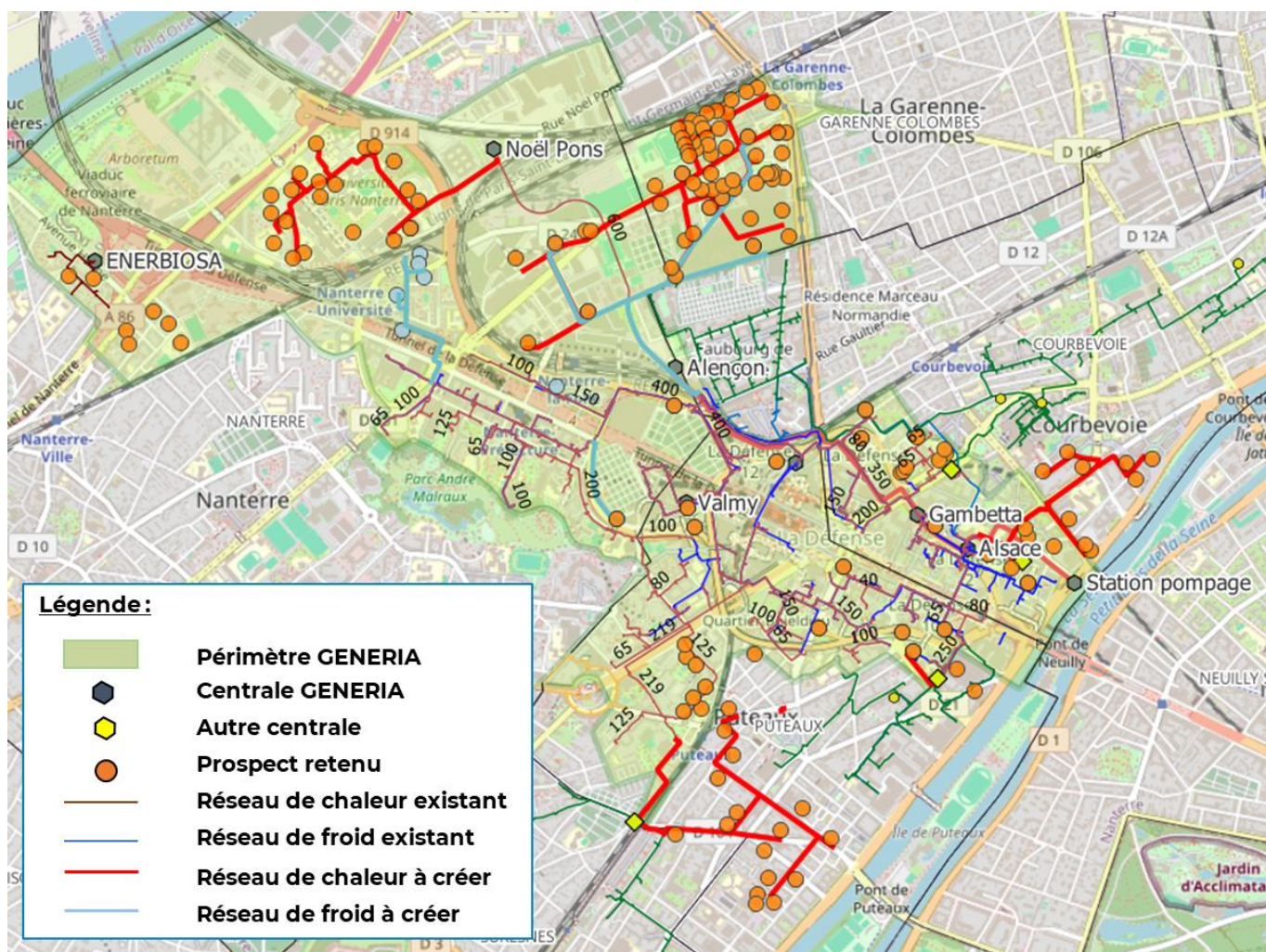


Figure 75 - Répartition géographique du Scénario 2.2.c

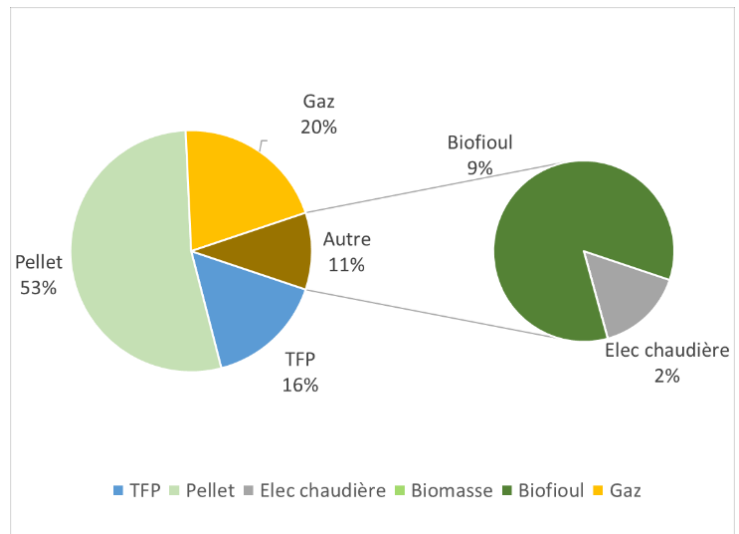
A terme, les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 300 GWh
- Froid : 129 GWh

La mixité de production associée est présentée dans les sections ci-après.

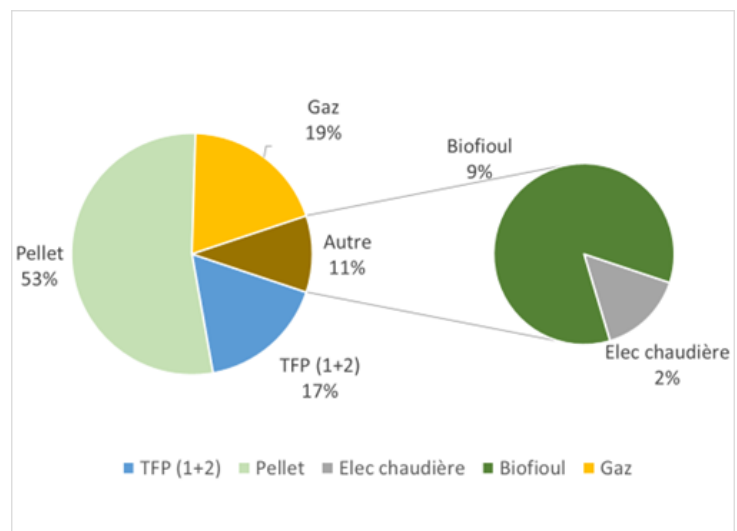
Aucune modification des unités de production

| Taux ENR                       |              | 63,3%    |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 78 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



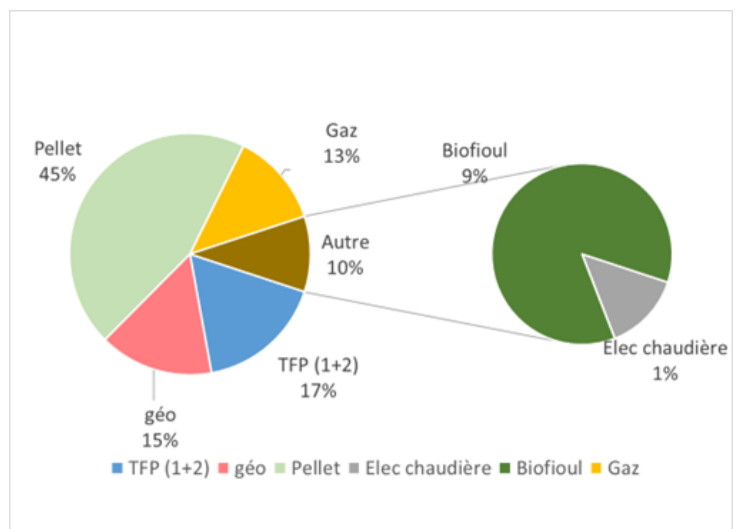
Ajout de 2 TFP

| Taux ENR                       |              | 64,5%    |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 73 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



Ajout de 2 TFP + géothermie

| Taux ENR                       |              | 68,1%    |
|--------------------------------|--------------|----------|
| Contenu<br>CO <sub>2</sub> ACV | Chaud<br>ILD | 58 g/kWh |
|                                | froid ILD    | 25 g/kWh |
|                                | froid SUC    | 20 g/kWh |



### 5.2.2 Création de nouveaux réseaux (scénario 3)

En complément de l'analyse propre aux potentiels de développements des réseaux existants, une réflexion a été menée sur la possibilité de scinder les développements dans le cadre de plusieurs opérations. Au regard des zones de développements identifiées, 3 opérations ont été identifiées :

- Création d'un réseau sur le secteur nord (GENERIA + exports),
- Création d'un réseau de chaleur sur le secteur sud (GENERIA + exports) associé au réseau de froid de la SUC,
- Densification du réseau ILD sur sa zone de chalandise actuelle.

Cette réflexion permet notamment :

- De s'affranchir des contraintes de température de service du réseau ILD pour le déploiement de géothermie au nord comme au sud,
- De renforcer et diversifier les capacités ENR du territoire et de favoriser les échanges entre réseaux,
- D'envisager plusieurs options de phasages des mises en œuvre.

Les hypothèses techniques associées aux moyens de productions existants et mobilisables demeurent inchangées. La représentation des périmètres de chacune de ces opérations et l'affectation des prospects est présentée par la carte ci-dessous.

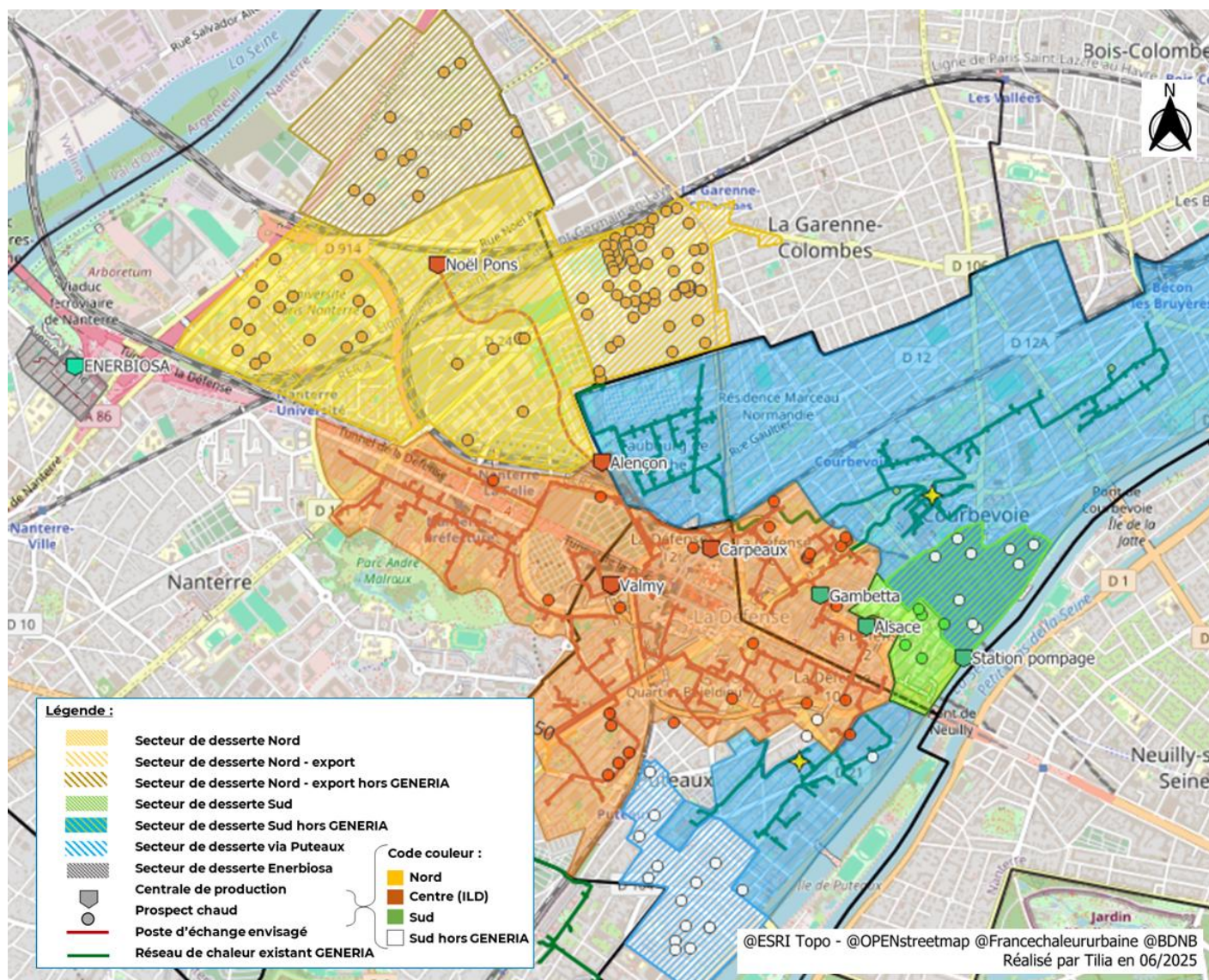


Figure 76 - Répartition géographique du Scénario 3

Sur la base des résultats obtenus dans le cadre de la réflexion sur le périmètre complet, les scénarios présentés ci-dessous ont été établis afin d'atteindre les cibles du schéma directeur. Seuls les moyens de production permettant le respect des conditions de fourniture et l'atteinte des cibles environnementale sont présentés.

Depuis le septembre 2025, les villes de Courbevoie et Puteaux ont validé le transfert de compétence de leur réseau de chaleur et de froid à GENERIA. Les réseaux existants restent autonomes d'un point de vue de la gestion contractuelle tout en faisant partie intégrante du périmètre de GENERIA, en matière de fourniture d'énergie.

Les bilans ci-dessous présentent les résultats globaux pour chaque cas de figure.

#### 5.2.2.1.1 Réseaux Nord

A terme, les besoins retenus sont les suivants :

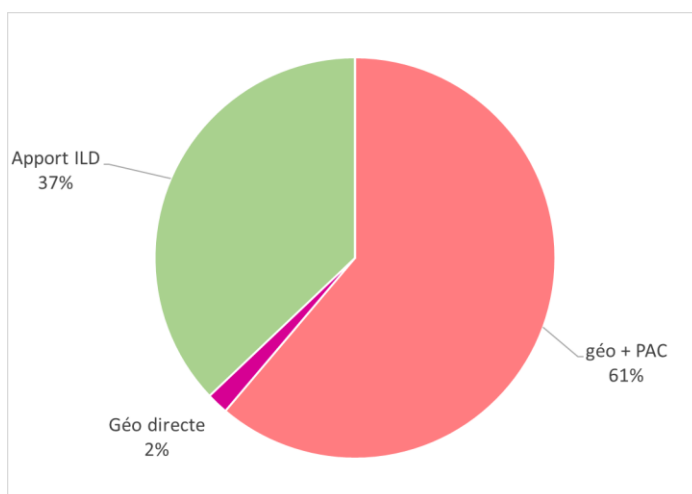
- Chaleur : 111 GWh
- Froid : 0 GWh

Moyens de production mis en œuvre :

- Géothermie + PAC,
- Appoint/secours depuis le réseau ILD sur le site de Noel Pons.

La mixité de production associée est la suivante :

| Taux ENR                    |       | 71,1%    |
|-----------------------------|-------|----------|
| Contenu CO <sub>2</sub> ACV | Chaud | 51 g/kWh |



#### 5.2.2.1.2 Réseau sud (Front de Seine)

A terme, les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 76 GWh (dont 65 GWh exportés vers Puteaux et Courbevoie)
- Froid : 59 GWh

Moyens de production mis en œuvre :

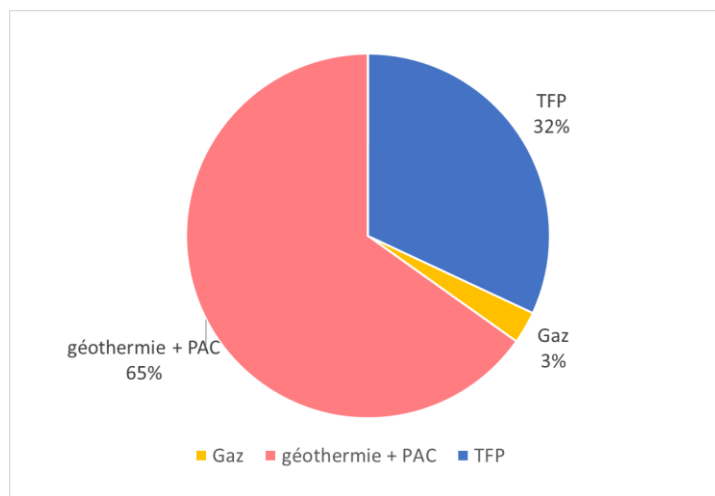
- Mise en place d'une TFP de 4MW (chaud),
- Géothermie + PAC,
- Appoint/secours partiel<sup>45</sup> depuis la chaufferie existante de l'ASL des Damiers.

<sup>45</sup> Une grande partie des besoins étant propres à des réseaux ayant leurs propres moyens de secours, seul le secours des abonnés du périmètre direct de l'opération est couvert.

La configuration du réseau à mettre en œuvre sur le secteur Front de Seine se caractérise par un périmètre propre très réduit en raison des limites de compétences et des périmètres de DSP existants.

La mixité de production associée est la suivante :

|                                   |              |          |
|-----------------------------------|--------------|----------|
| <b>Taux ENR</b>                   |              | 71,2%    |
| <b>Contenu CO<sub>2</sub> ACV</b> | <b>Chaud</b> | 48 g/kWh |
|                                   | <b>Froid</b> | 20 g/kWh |



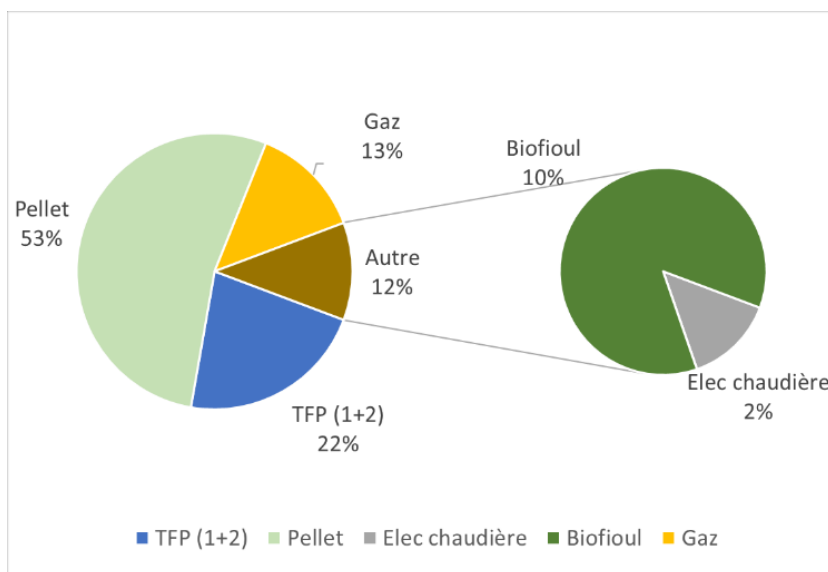
### 5.2.2.1.3 Réseaux centre (ILD)

A terme, les besoins retenus sont les suivants :

- Chaleur : 269 GWh (dont 44 GWh exportés vers le secteur nord)
- Froid : 82 GWh

La mixité de production associée est la suivante :

|                                   |              |          |
|-----------------------------------|--------------|----------|
| <b>Taux ENR</b>                   |              | 70%      |
| <b>Contenu CO<sub>2</sub> ACV</b> | <b>Chaud</b> | 55 g/kWh |
|                                   | <b>Froid</b> | 25 g/kWh |



## 5.3 Analyse multicritère des scénarios d'évolution

Le tableau ci-après synthétise les principaux indicateurs propres à l'analyse technique des scénarios étudiés.

| Scénario | Rappel du périmètre concerné                                                               | Evolution des moyens de production                       | Besoin de chaleur | Besoins de froid | Atteinte de la cible ENR | Contenu Carbone            | Facilité de mise en œuvre |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|-------------------|------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 0        | Abonnés existants - situation 2023                                                         | Inchangé                                                 | ≈ 200 GWh         | ≈ 110 GWh        | ++                       | 50 g/kWh <sub>ACV</sub>    | Sans objet                |
| 1        | Densification sur le périmètre de GENERIA                                                  | Inchangé                                                 | ≈ 280 GWh         | ≈ 130 GWh        | -                        | 67 g/kWh <sub>ACV</sub>    | Sans objet                |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP                                           |                   |                  | -                        | 63 g/kWh <sub>ACV</sub>    | ++                        |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP et géothermie au dogger + PAC             |                   |                  | +                        | 52 g/kWh <sub>ACV</sub>    | -                         |
| 2-2-a    | Densification sur le périmètre de GENERIA et exports vers l'ensemble des zones identifiées | Inchangé                                                 | ≈ 360 GWh         | ≈ 130 GWh        | --                       | 101 g/kWh <sub>ACV</sub>   | Sans objet                |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP (2 MW unitaire)                           |                   |                  | --                       | 92 g/kWh <sub>ACV</sub>    | ++                        |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP + géothermie au dogger + PAC              |                   |                  | -                        | 69 g/kWh <sub>ACV</sub>    | -                         |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP + géothermie au dogger + PAC + Apport ENR |                   |                  | -                        | 55 g/kWh <sub>ACV</sub>    | -                         |
| 2-2-b    | Densification sur le périmètre de GENERIA et exports vers le secteur nord                  | Inchangé                                                 | ≈ 350 GWh         | ≈ 130 GWh        | --                       | 95 g/kWh <sub>ACV</sub>    | Sans objet                |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP                                           |                   |                  | --                       | 90 g/kWh <sub>ACV</sub>    | ++                        |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP et géothermie au dogger + PAC             |                   |                  | -                        | 65 g/kWh <sub>ACV</sub>    | +                         |
| 2-2-c    | Densification sur le périmètre de GENERIA et exports vers le secteur « Sud »               | Inchangé                                                 | ≈ 300 GWh         | ≈ 130 GWh        | -                        | 78 g/kWh <sub>ACV</sub>    | Sans objet                |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP                                           |                   |                  | -                        | 73 g/kWh <sub>ACV</sub>    | ++                        |
|          |                                                                                            | Ajout de 2 TFP et géothermie au dogger + PAC             |                   |                  | +                        | 58 g/kWh <sub>ACV</sub>    | -                         |
| 3        | Nord                                                                                       | Mise en place d'une géothermie + PAC / Appoint ILD       | 111 GWh           | 0 GWh            | +                        | 51 gCO <sub>2eq</sub> /kWh | +                         |
|          | Centre (ILD)                                                                               | Ajout de 2 TFP                                           | 269 GWh           | 82 GWh           | +                        | 55 gCO <sub>2eq</sub> /kWh | ++                        |
|          | Front de Seine                                                                             | Ajout d'une TFP et d'une géothermie + PAC                | 76 GWh            | 59 GWh           | +                        | 48 gCO <sub>2eq</sub> /kWh | -                         |

Figure 77 - Synthèse comparative des scénarios

Il ressort de cette première analyse 4 configurations permettant l'atteinte du taux ENR minimum de 70% :

**A/ Scénario 0 :**

- Absence de développement du réseau
- Aucune adaptation des installations de production

**B/ Scénario 1 :**

- Densification sur le périmètre de l'opération
- Ajout de TFP et Géothermie + Pompe à chaleur

**C/ Scénario 2.2.c :**

- Densification sur le périmètre ILD + export sur le front de Seine
- Ajout de TFP et Géothermie + Pompe à chaleur

**D/ Scénario 3 :**

- Développement de 3 opérations distinctes sur chaque secteur,
- Ajout de moyen ENR sur chaque opération (voir tableau).

Le scénario 0 constitue une situation de référence. Le taux ENR à terme devrait dépasser les 70% au détriment de l'équilibre de l'opération (érosion des ventes et maintien des coûts de fonctionnement fixes). Ce scénario ne constitue pas un axe de développement en tant que tel et n'est donc pas analysé dans la démarche prospective.

Suites aux échanges tenus au sein des instances de gouvernance du projet, le choix a été fait d'orienter la réflexion vers le scénario 3 dans la mesure où il couvre l'ensemble des développements envisagés par les scénarios 1 et 2 tout en présentant les avantages suivants :

- La création de nouveaux réseaux offre une intégration technique optimale des énergies renouvelables,  
⇒ **Optimisation des nouveaux équipements.**
- Le développement du secteur nord avec appoint/secours par ILD permet à la fois de sécuriser la fourniture pour cette opération tout en permettant à l'opération ILD d'augmenter sa fourniture (fonctionnement étendu des chaudières Agropellet) sans adaptation lourde des infrastructures existantes,  
⇒ **Facilitation de la mise en œuvre technique<sup>46</sup>**
- La structuration du réseau de chaleur sur le secteur front de Seine permet la valorisation d'énergies renouvelables avec les réseaux voisins,  
⇒ **Renforce la sécurité énergétique et de la synergie territoriale.**

---

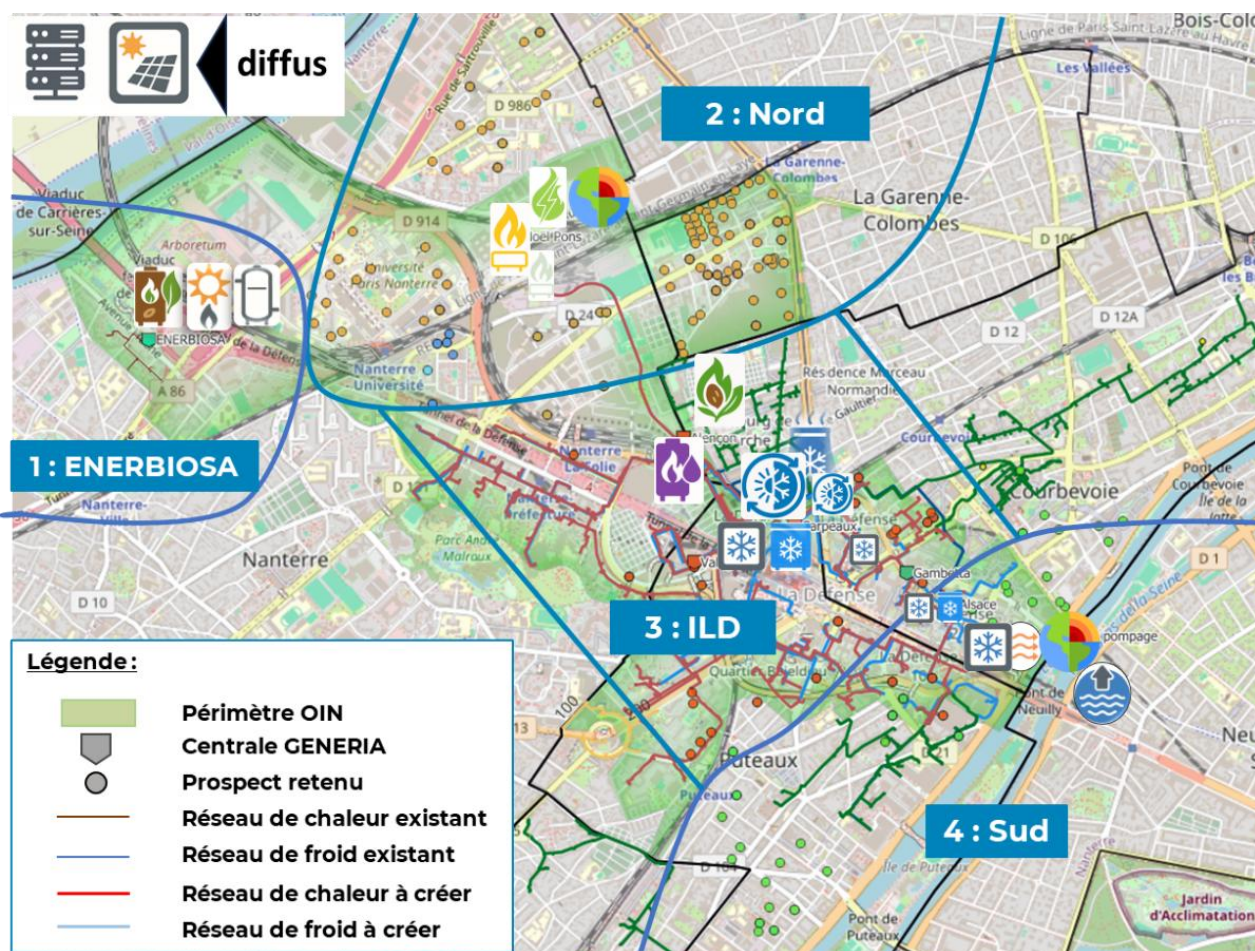
<sup>46</sup> La concession ILD arrivant à terme

Ces orientations répondent aux objectifs de performance énergétique, de transition vers les ENR et d'articulation cohérente entre les différentes infrastructures du territoire.

## 6 Analyse de la faisabilité économique et juridique des scénarios retenus

### 6.1 Architecture géographique des scénarios

Les différentes solutions énergétiques associées aux potentiels de développement identifiés ont été intégrées aux périmètres géographiques et fonctionnels des différentes opérations existantes et des évolutions potentielles alentour. Il en ressort l'architecture sectorielle et fonctionnelle ci-dessous :



En synthèse, 4 zones de développement identifiées :

- **Secteur 1 :** ENERBIOA - Peu de développements possibles
- **Secteur 2 :** Nord – Développement avec une 1<sup>ère</sup> géothermie
- **Secteur 3 :** ILD - Densification du réseau existant
- **Secteur 4 :** Sud : – Développement avec une 2<sup>nd</sup>e géothermie

## 6.2 Evaluation des coûts

### 6.2.1 Estimation des investissements et financements

#### 6.2.1.1 Investissements

La synthèse des postes d'investissement pris en compte pour l'analyse technico-économique de l'ensemble des scénarios est détaillée ci-après. Les postes détaillés sont disponibles dans l'annexe 12 (CEP)<sup>47</sup>.

##### 6.2.1.1.1 Production

##### Renforcement des outils de production

- Installation de géothermie profonde et centrale
  - Réalisation d'un doublet géothermal : 13 600 000 €
  - Liaison géothermale + système de filtration : 820 000 €
  - Centrale géothermale et PAC : 7 600 000 €
  - Terrain (pour l'opération sud) : 1 000 000 €
  - ⇒ **Total :** **22 200 000€**
  
- Installation d'une TFP
  - Thermo-frigo-pompe et hydraulique : 3 750 000 €
  - Adaptation régulation et aménagement divers : 450 000 €
  - Adaptation des circuits froids : 150 000 €
  - ⇒ **Total :** **4 350 000€**
  
- Renforcement de la chaufferie du réseau de l'ASL Les Damiens
  - Remplacement des chaudières : 600 000 €
  - Modifications hydrauliques et échangeurs : 300 000 €
  - Electricité, automatisme et GTC : 200 000 €
  - Etude préalables (dont structure) : 100 000 €
  - Valorisation de la mise à disposition : 450 000 €
  - ⇒ **Total :** **1 650 000€**

##### Mise en place de postes d'échange en centrales

Sur l'ensemble du programme technique, 3 postes d'échange de chaleur sont prévus. La structure de coût associée est la suivante :

- Echangeur + hydraulique
- Electricité / Régulation

---

<sup>47</sup> Compte d'exploitation prévisionnel

- Habillage / Structure / GC

Les enveloppes budgétaires associées sont les suivantes :

| Site       | Montant   |
|------------|-----------|
| Noël Pons  | 900 000 € |
| Courbevoie | 600 000 € |
| Puteaux    | 600 000 € |

Tableau 19 - Budgets des postes d'échange

#### 6.2.1.1.2 Distribution et livraison

Les enveloppes budgétaires associées aux développements des linéaires de distribution et aux sous-stations sont disponibles dans l'annexe 12 (CEP). Les enveloppes considérées tiennent compte de développement exclusivement en basse température/basse pression. Les montants associés aux réseaux de distribution incluent les études (dont géomètre) et les travaux (fourniture et pose).

Ces estimations ne tiennent pas compte des éventuels développements hors périmètre des opérations dont les développements des réseaux de Puteaux et Courbevoie font partie.

| Total réseau et sous-station       | Montant      |
|------------------------------------|--------------|
| Réseau de distribution Nord        | 18 630 000 € |
| Réseau de distribution Sud – chaud | 5 800 000 €  |
| Réseau de distribution Sud – froid | 700 000 €    |

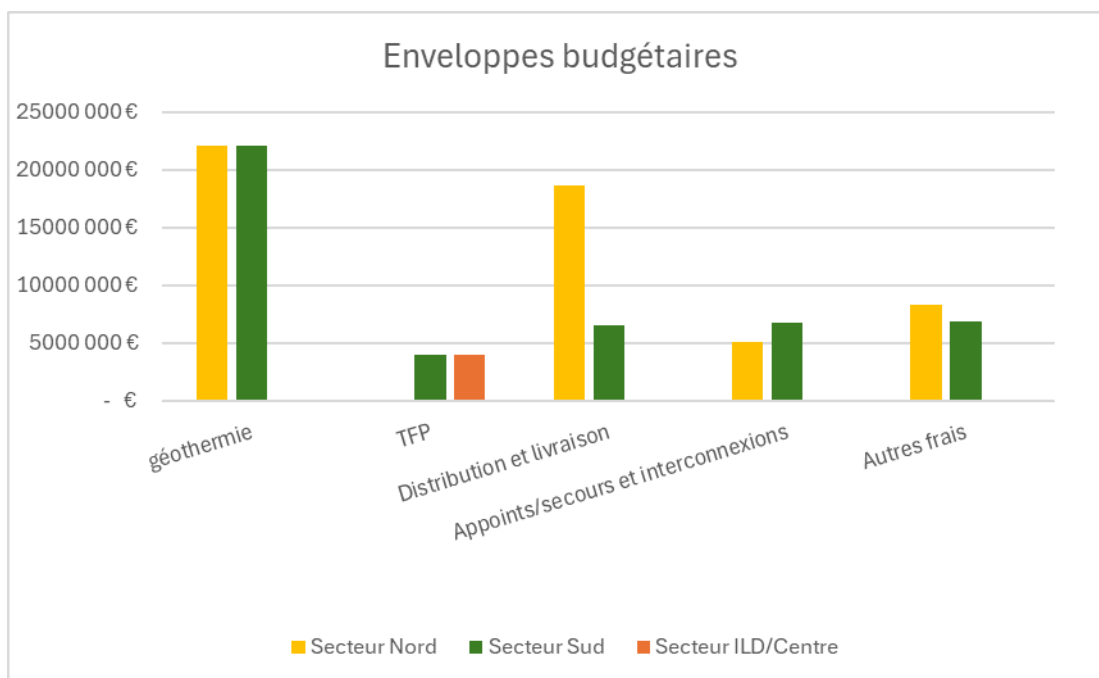
Tableau 20 - Budget réseau et sous-station

#### 6.2.1.1.3 Synthèse de l'évaluation par secteur des coûts associés aux développements

L'évaluation de l'ensemble des postes de coûts liés aux différents scénarios de développement permet d'aboutir aux enveloppes budgétaires et aux coûts d'exploitation complémentaires (tous usages confondus) suivants :

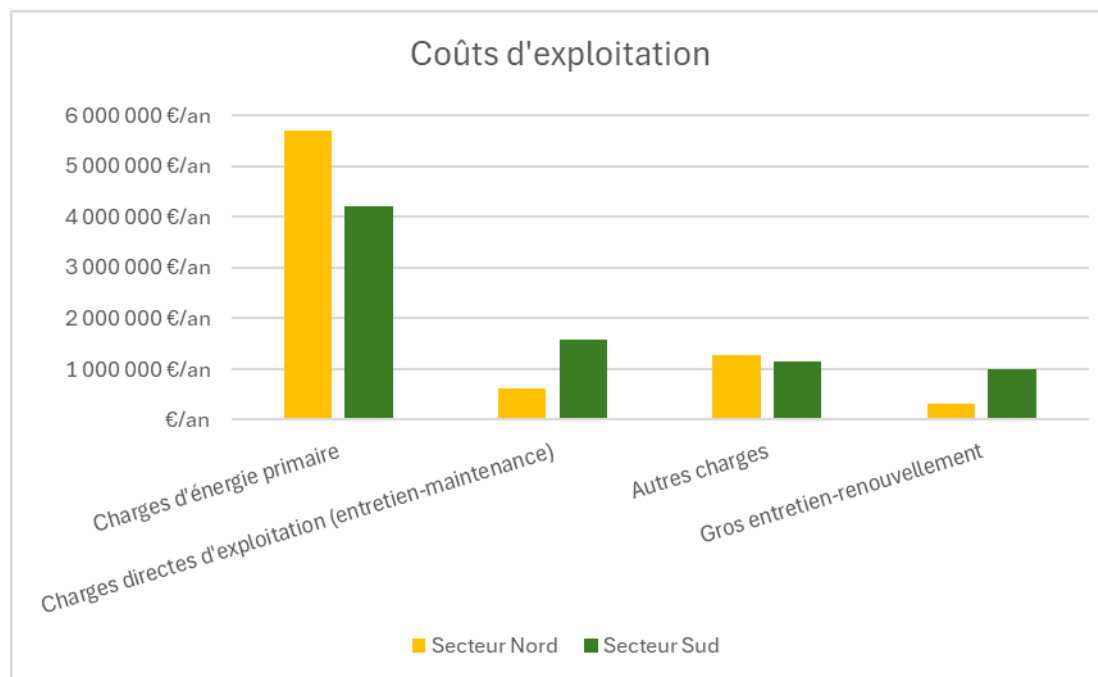
| Secteurs   | Investissements | Exploitation |
|------------|-----------------|--------------|
| Nord       | 49 M€           | 8 M€/an      |
| ILD/Centre | 4 M€            | --           |
| Sud        | 39 M€           | 8 M€/an      |

La répartition par solution technique complémentaire et par poste sur les différents secteurs est la suivante :



Budget prévisionnel – investissements par secteur

*Dont 85% affectés à la fourniture de chaleur et 15% à la fourniture de froid.*



Coûts d'exploitation – décomposition par poste

Il en ressort les commentaires suivants :

- Les **développements en chaleur** génèrent d'importants **investissements liés au déploiement de la géothermie au nord et au sud et des réseaux de distribution** :
  - Au nord, importants potentiels de développement identifiés
  - Au sud, interconnexions pertinentes avec des réseaux à verdir ;
- Les **investissements en froid**, plus limités, se concentrent sur **les réseaux de distribution** en densification et dans le cadre de nouveaux programmes immobiliers ;
- Les **coûts d'exploitation en chaleur et en froid** sont principalement liés aux **achats d'énergie**.

→ Les **structures de coûts et de facturation** associées sont donc fortement **dépendantes** :

- De l'investissement ;
- Des charges d'énergie primaire .

### 6.2.1.2 Financement

#### 6.2.1.2.1 Subvention

En première approche, les montants de subvention retenus dans le cadre de la projection économique sont repris dans le tableau ci-dessous. Ils se basent sur une hypothèse de soutien via le mécanisme fonds chaleur de l'ADEME.

| Poste                      | Montant     |
|----------------------------|-------------|
| Subvention géothermie Nord | 6 500 000 € |
| Subvention géothermie Sud  | 6 000 000 € |
| Subvention réseau Nord     | 5 000 000 € |
| Subvention réseau Sud      | 2 500 000 € |

Tableau 21 - Subventions

Ces subventions représentent de l'ordre de 23% des investissements.

#### 6.2.1.2.2 Fonds propres

Un financement en fonds propres pourrait être assuré, dans une certaine mesure, par le délégataire ou par l'autorité délégante. Cette option permettrait de renforcer la structure financière du projet et d'optimiser le recours à l'emprunt bancaire.

Cette hypothèse restant très spéculative, il n'a pas été pris en compte de financement en fonds propre dans le modèle économique.

### 6.2.1.2.3 Emprunt bancaire

Pour les investissements nets (hors subvention), l'hypothèse de financement retenue est l'emprunt bancaire :

- Taux d'emprunt = 6%.
- Durée d'emprunt = 20 ans

## 6.2.2 Evaluation des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation se répartissent principalement en trois catégories (hors financement) :

- Energie (ou P1)
- Personnel, maintenance courante et consommables (ou P2),
- Gros entretien et renouvellement (ou P3).

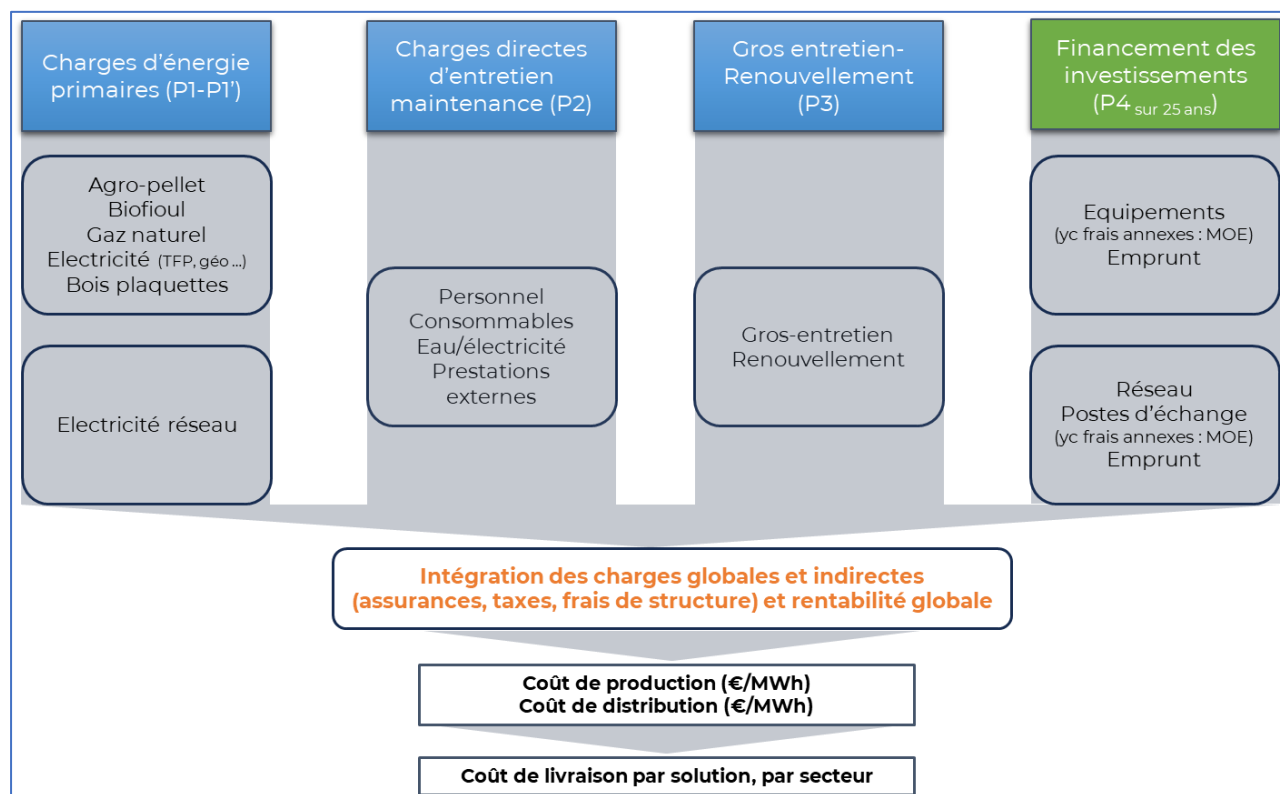


Figure 78 - Logigramme de structuration des coûts

Le détail pour chaque poste est présenté ci-après.

### 6.2.2.1 Energie

| Energie     | Prix (HT)                 | Commentaire                                     |
|-------------|---------------------------|-------------------------------------------------|
| Gaz         | 37 €/MWh <sub>PCS</sub>   | Hypothèse de prix produite par ILD pour 2025/26 |
| Electricité | 100 €/MWh <sub>élec</sub> | Hypothèse de prix produite par ILD pour 2025/26 |

|            |                           |                                                                                           |
|------------|---------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| Agropellet | 114 €/MWh <sub>PCI</sub>  | Déterminé sur la base des hypothèses de prix à terme fournis par ILD – périodes variables |
| Biofioul   | 70,8 €/MWh <sub>PCI</sub> | Hypothèse de prix produite par ILD pour 2025/26 <sup>48</sup>                             |

Tableau 22 - Hypothèses de cout des énergies

### 6.2.2.2 Personnel et maintenance

Les dépenses d'exploitation autres que l'énergie ont été déterminées à partir de :

- L'analyse des comptes annuels d'ILD
- L'évaluation des nouvelles charges engendrées par les développements envisagés.

Ces dépenses, détaillées dans le compte d'exploitation fourni en annexes, concernent notamment :

- Le personnel d'exploitation et d'encadrement,
- Les charges de sous-traitance,
- Les frais de contrôle réglementaire,
- Les consommables ...

### 6.2.2.3 Gros entretien et renouvellement

Les charges de gros entretien et renouvellement sont estimées à partir :

- Du plan prévisionnel actualisé dans le cadre de l'avenant 12 (ILD),
- Du plan de renouvellement envisagé en fonction des hypothèses retenues pour chaque scénario.

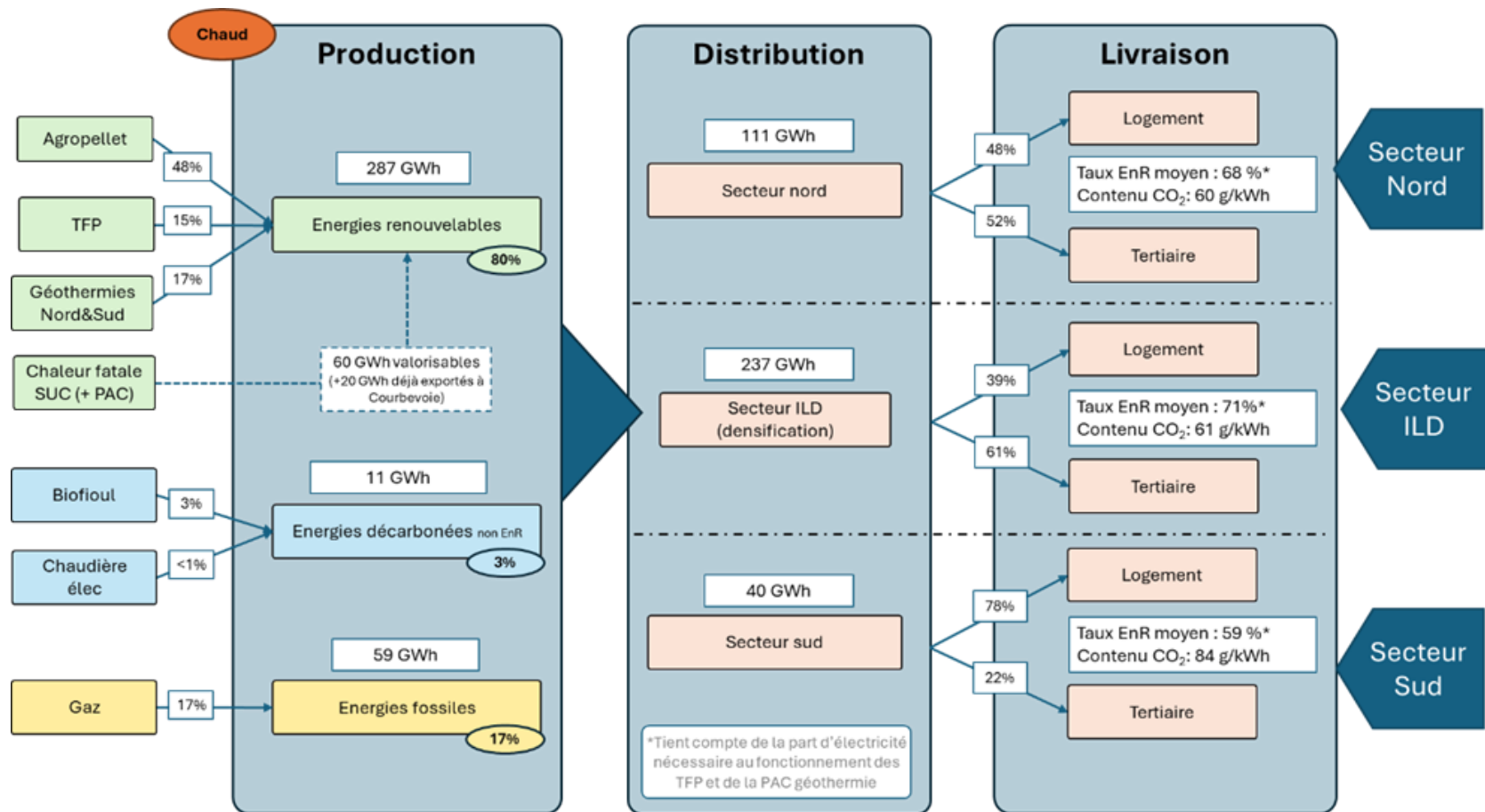
Ces dépenses, détaillées dans le compte d'exploitation fourni en annexe, concernent notamment :

- Les équipements de géothermie (pompes, échangeur titane ...),
- Les provisions pour renouvellement des équipements (PAC ...),
- La réparation de fuites réseau,
- Les provisions pour le renouvellement d'équipements en sous-stations.

<sup>48</sup> 729 €/tonne – 10,3 MWh<sub>PCI</sub> / tonne

## 6.3 Schémas de production et distribution

La répartition des énergies disponibles par secteur a permis de déterminer les **équilibres techniques** et en matière **d'énergie renouvelable** (et contenu carbone) ainsi que les possibilités **d'adaptation des offres de service et des coûts associés** suivant les **typologies et besoins** des abonnés du réseau. Il en ressort les propositions suivantes :



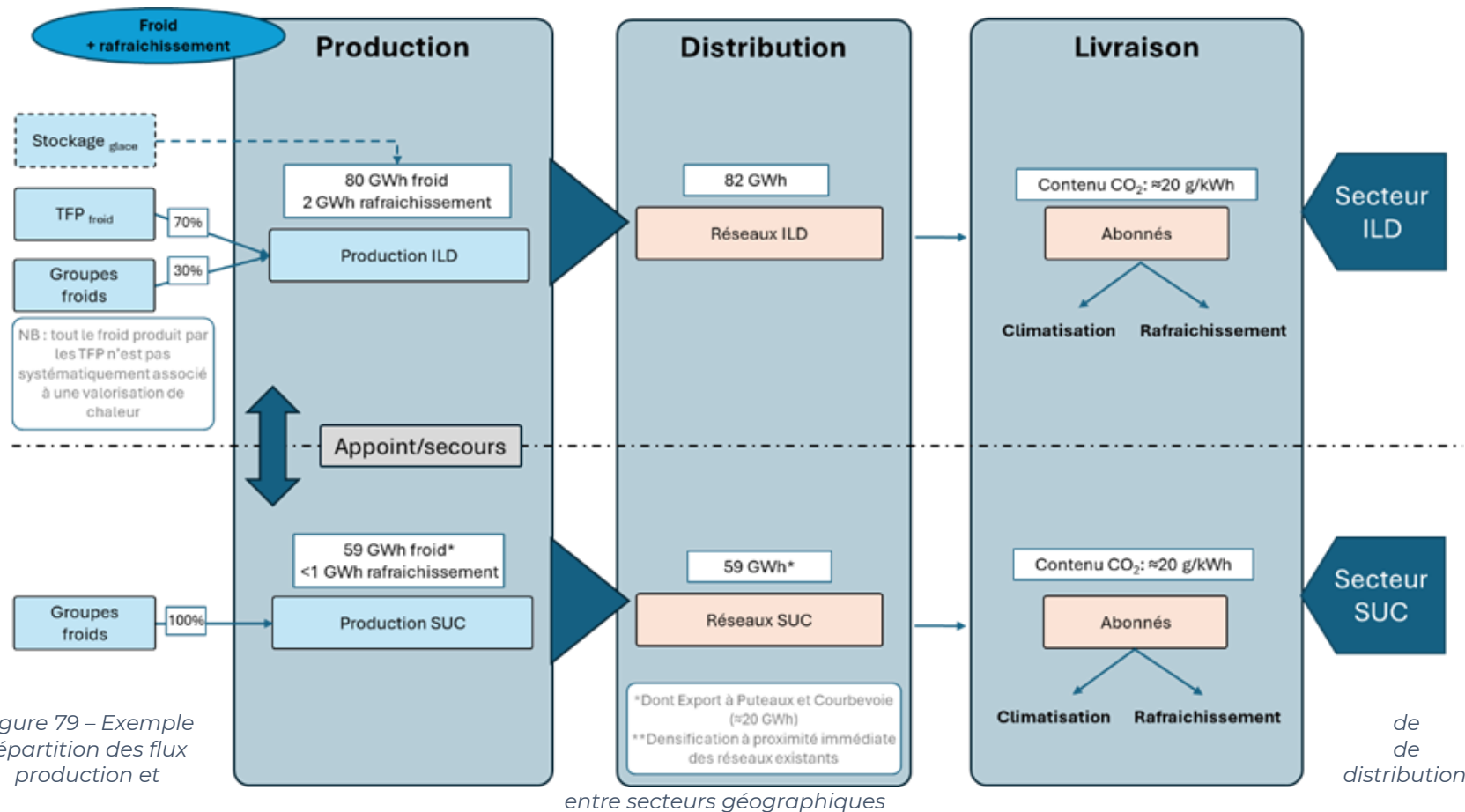


Figure 79 – Exemple répartition des flux production et

Les schémas de distribution ci-dessus permettent de proposer un **taux EnR&R satisfaisant** au global et par secteur et de valider le principe **d'offre adaptée et différenciée suivant les typologies d'abonnés** (logements, tertiaires notamment), **les besoins en énergie renouvelable ou en décarbonation par exemple** (en lien avec la réglementation thermique appliquée aux bâtiments neufs notamment).

La chaleur fatale disponible et non valorisée grâce à la production de froid permet d'envisager des adaptations de l'offre « **froid** » : par des **développements et une offre de rafraichissement à vérifier et affiner**.

## 6.4 Analyse des montages juridiques envisageables

Les enjeux juridiques liés aux scénarios envisagés sont de deux ordres :

1. Comment permettre aux abonnés de bénéficier d'une offre adaptée en contenu EnR&R et carbone ?
2. Quels sont les montages juridiques possibles pour permettre à GENERIA l'intégration des nouvelles solutions EnR&R

### 6.4.1 Portage de projet

Le choix du porteur de projet constitue la première étape dans la structuration du montage juridique. Deux principales configurations peuvent être envisagées :

- La personne publique, responsable du service public, assure la maîtrise d'ouvrage et le pilotage global du projet,
- La personne privée, dans le cadre d'un projet entièrement privé ou d'un projet privé bénéficiant d'un soutien public, tel que la création d'une SAS ENR, assure le rôle de maître d'ouvrage.

L'hypothèse d'un projet strictement privé est exclue dans le contexte de cette étude. La préférence est donnée à un pilotage assuré par GENERIA, permettant ainsi de consolider la gouvernance publique tout en facilitant l'intégration des énergies renouvelables dans une logique d'intérêt général.

## 6.4.2 Mode de gestion

### 6.4.2.1 Portage des nouveaux outils de production

En lien avec le portage de projet, plusieurs modes de gestion sont envisageables. Le logigramme ci-dessous synthétise les différents cas de figure envisageable.

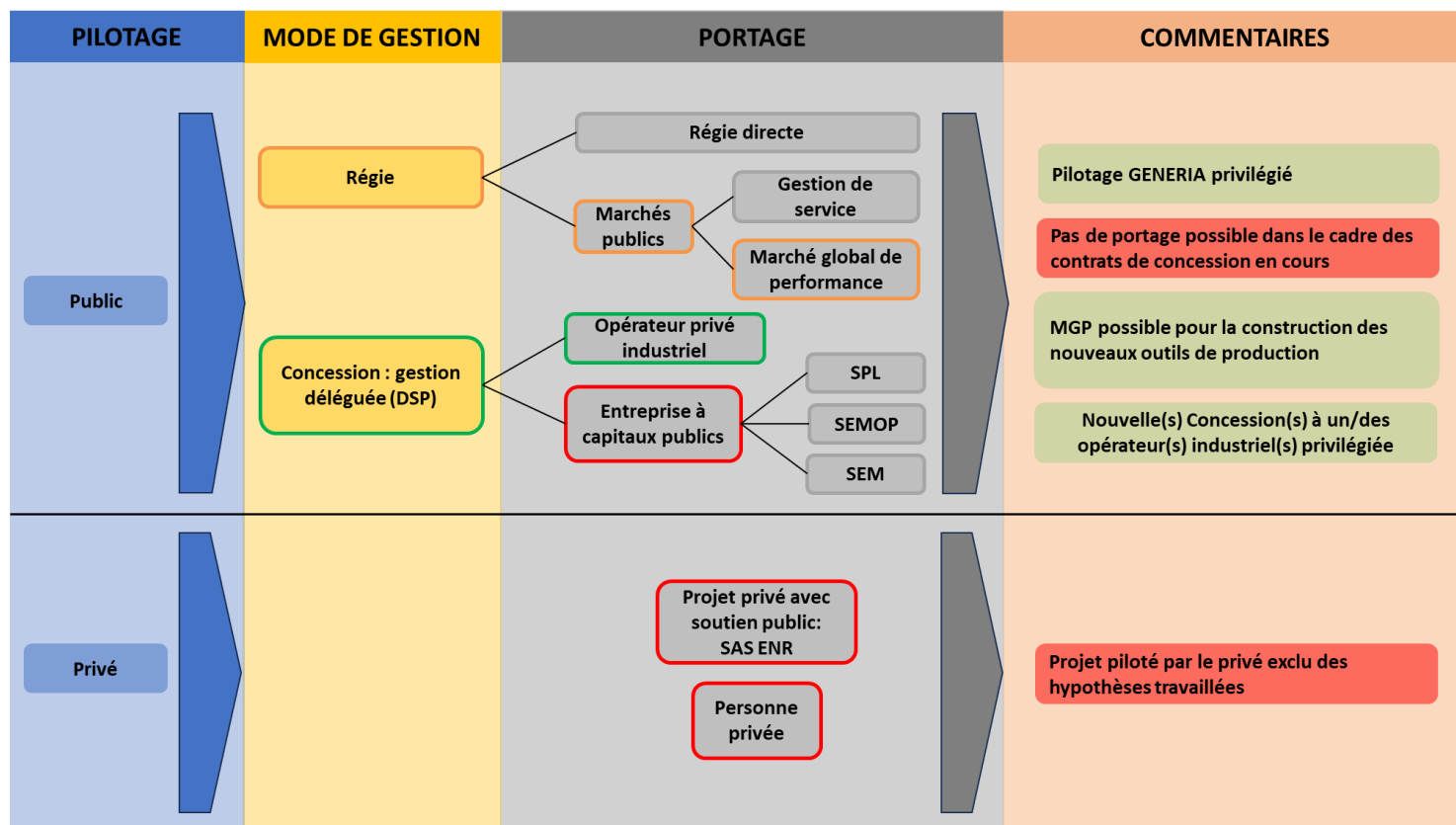


Figure 80 - Logigramme de sélection des modes de gestion

En l'état, le portage des nouveaux outils de production impliquerait une modification trop importante de l'équilibre économique de ces contrats existants pour être envisagé.

Dans le cadre de la mise en œuvre des projets définis au §1.1, deux modes de gestion sont envisageables :

#### Gestion directe :

- Elle peut prendre la forme soit :
  - D'une régie directe par un établissement public,
  - De marchés publics permettant la gestion du service ou la conclusion d'un marché global de performance (MGP).

## Gestion déléguée (DSP) :

- Elle permet soit de confier la gestion intégrale du service à :
  - Un opérateur privé industriel,
  - Des entreprises à capitaux publics telles que les SPL, SEMOP ou SEM.

En réponse aux besoins et objectifs de GENERIA, deux solutions sont envisageables pour le portage de l'investissement dans le cadre de nouveaux contrats.

D'une part, cet investissement peut être intégré directement dans un contrat de concession portant sur la gestion du service sur un périmètre défini, incluant, par exemple, l'exploitation d'autres outils de production et la distribution de la chaleur.

D'autre part, l'investissement peut être porté séparément à travers un contrat spécifique, avec la possibilité d'une remise ultérieure à l'exploitation du ou d'un réseau, selon les modalités définies au préalable.

L'analyse des différents points d'attention propre à chaque configuration est présentée dans le tableau ci-dessous.

|                                                                                         | Portage intégré                                                                                      | Portage séparé                                                                                                                         |                                                                                                                          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                         | Concession                                                                                           | Concession                                                                                                                             | Marché(s) public(s)                                                                                                      |
| <b>Financement de l'investissement</b><br>(éligibilité Fonds Chaleur dans tous les cas) | Préfinancement par le concessionnaire<br>Financement par l'abonné / usager du service                | Préfinancement par le concessionnaire<br>Financement par le / les concessionnaires réseaux de GENERIA                                  | Préfinancement par GENERIA<br>Apport à un concessionnaire réseau / droit d'entrée <b>OU</b> Vente de chaleur par GENERIA |
| <b>Maîtrise d'ouvrage</b>                                                               | Concessionnaire                                                                                      | Concessionnaire                                                                                                                        | GENERIA                                                                                                                  |
| <b>Calendrier de réalisation</b>                                                        | Suit le calendrier de la concession<br>Passation : 12/14 mois                                        | Lancement à échéance libre<br>Passation : 12 mois                                                                                      | Lancement à échéance libre<br>Passation : 10 mois                                                                        |
| <b>Durée du contrat</b>                                                                 | Durée longue = durée amortissement investissement                                                    | Durée longue = durée amortissement investissement<br>Possible décorrélation durée concession outil de production / gestion des réseaux | Durée moyenne (7 à 10 ans)<br>Décorrélation probable durée marché / concession gestion des réseaux                       |
| <b>Destination de la chaleur produite</b>                                               | Réseau dans lequel l'outil de production est intégré<br>Vente du surplus (appoint-secours ou export) | Vente de la chaleur au(x) réseau(x) GENERIA<br>Export                                                                                  | Vente de la chaleur au(x) réseau(x) GENERIA<br>Export                                                                    |
| <b>Risques juridiques éventuels</b>                                                     | -                                                                                                    | Risque de requalification du contrat (insuffisance du transfert de risque)                                                             | -                                                                                                                        |

Figure 81 - Analyse comparative des modes de gestion

La gestion du service public à l'échelle du territoire repose sur la liberté dont dispose la personne publique responsable pour organiser le service selon un zonage géographique pertinent. Cette organisation permet d'adapter la gestion aux spécificités locales, tout en tenant compte des données d'entrée propres à GENERIA, telles que les échéances différenciées des contrats en cours, notamment celui de l'ILD dont le terme est fixé à 2032, ainsi que la nécessité d'accélérer le développement des énergies renouvelables et de récupération (ENR&R).

L'orientation générale préconisée s'articule autour de deux axes temporels : à court terme, il s'agit de structurer la gestion sous forme de concessions distinctes, chacune couvrant un secteur géographique pertinent – ce qui inclut les périmètres existants, leurs extensions potentielles, et la création de nouveaux secteurs au nord et au sud.

À moyen et long terme, une réflexion pourra être menée sur la redéfinition des périmètres actuels, voire sur une unification progressive des réseaux afin d'optimiser la gestion et la cohérence du service à l'échelle du territoire.

Ce schéma présente toutefois un inconvénient principal : la coexistence de différents services et contrats pour un même service sur un même territoire, qui complexifie la gouvernance et la coordination.

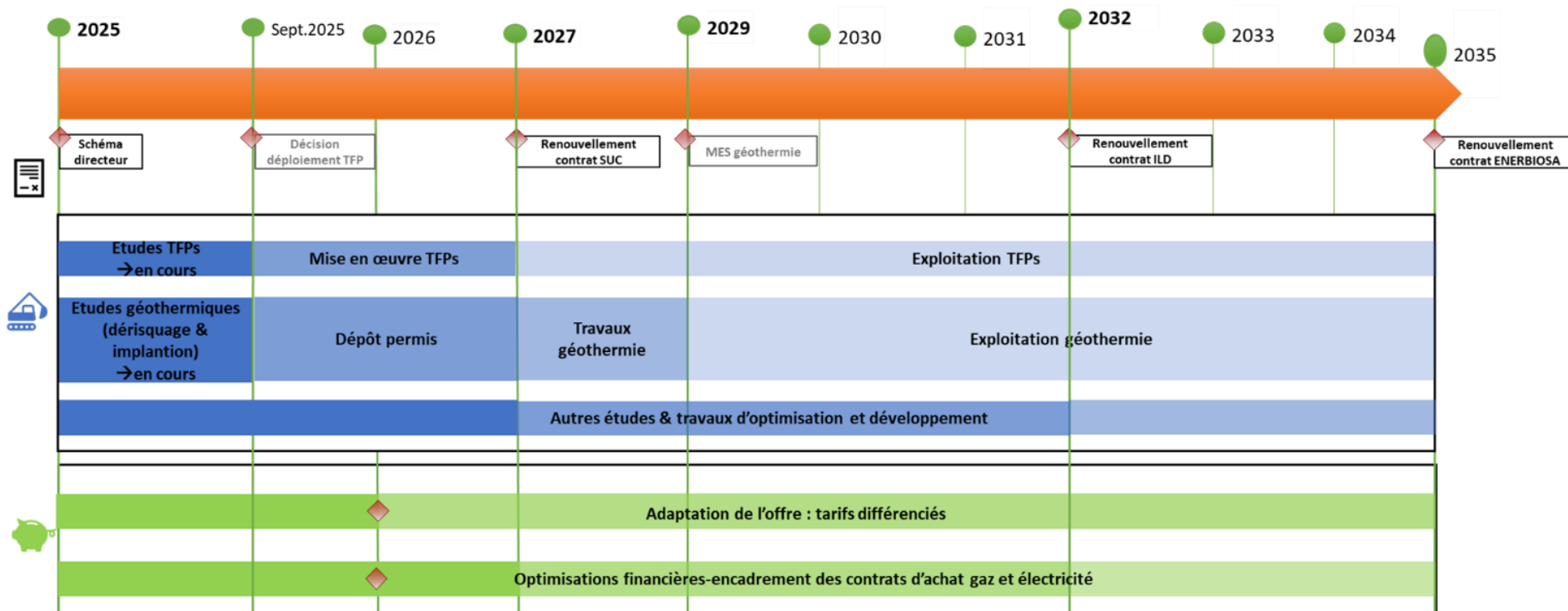
De plus, il existe une impossibilité juridique probable de garantir une cohérence tarifaire entre les différents périmètres, ce qui pourrait engendrer des disparités pour les usagers selon leur secteur de rattachement.

## 6.5 Synthèse des schémas de scénarisation

**En synthèse, compte-tenu des périmètres actuels, les 4 zones de développements identifiées s'articulent de la manière suivante :**

- **Secteur 1** : ENERBIOSA - Peu de développements envisageables
- **Secteur 2** : Nord – Développement avec Géothermie 1→intégrée dans un contrat ad'hoc (DSP)
- **Secteur 3** : ILD - Densification du réseau existant→en interface avec le nord et le sud
- **Secteur 4** : Sud : – Développement avec Géothermie 2→intégrée dans le nouveau contrat de DSP

Le calendrier prévisionnel de **déploiement technique, économique et organisationnel**, qui tient compte des **évolutions et adaptations** identifiées lors des étapes précédentes est présenté ci-après.



**Il permet de vérifier les interfaces entre les opérations, les démarches à mener pour le déploiement de nouvelles solutions et les travaux d'optimisation à mener en parallèle sur les opérations existantes.**

## 7 Choix du scénario retenu et plan d'actions à terme

### 7.1 Synthèse de la scénarisation retenue

#### 7.1.1 Densification et développements associés au scénario retenu

##### 7.1.1.1 Réseaux de chaleur

La phase de scénarisation a mis en avant l'existence d'une forte imbrication entre les réseaux centraux de GENERIA (ILD-Centre, SUC-Sud) et ceux des collectivités, notamment Puteaux et Courbevoie. Une telle articulation a ouvert la voie à des développements possibles tant au nord qu'au sud du périmètre. En particulier :

- Au nord, des possibilités de desserte élargie se dessinent, tant à l'intérieur du périmètre de GENERIA qu'au-delà, ouvrant la voie à de nouveaux développements ;
- Au sud, le périmètre de desserte est plus restreint mais présente néanmoins un fort potentiel d'interconnexions avec les territoires de Puteaux et de Courbevoie. Ces interconnexions permettraient à la fois de verdir les concessions dans leur périmètre actuel mais également de soutenir de nouveaux projets de développement sur le territoire de ces villes.

En parallèle, le secteur central (ILD) apparaît comme une zone présentant un fort potentiel de densification.

- ➔ Le scénario de développement retenu repose sur la **combinaison des projets de développement au nord et au sud du périmètre de GENERIA, ainsi que sur une densification du réseau d'ILD au centre**. La carte présentée en figure 82 en propose une synthèse visuelle.

##### 7.1.1.1 Réseaux de froid et rafraîchissement

Dans le cadre du scénario retenu pour les réseaux de froid et le rafraîchissement, des développements sont envisagés à la fois au sein des périmètres de desserte des DSP existantes et en dehors de ceux-ci, ouvrant la voie à une extension progressive des réseaux. Par ailleurs, un potentiel significatif de rafraîchissement des constructions neuves se dessine à proximité des zones de développement en froid, notamment sur les secteurs ILD-Centre et ILD-Sud.

- ➔ La carte présentée en figure 83 propose une synthèse visuelle du scénario de développement des réseaux de froid.

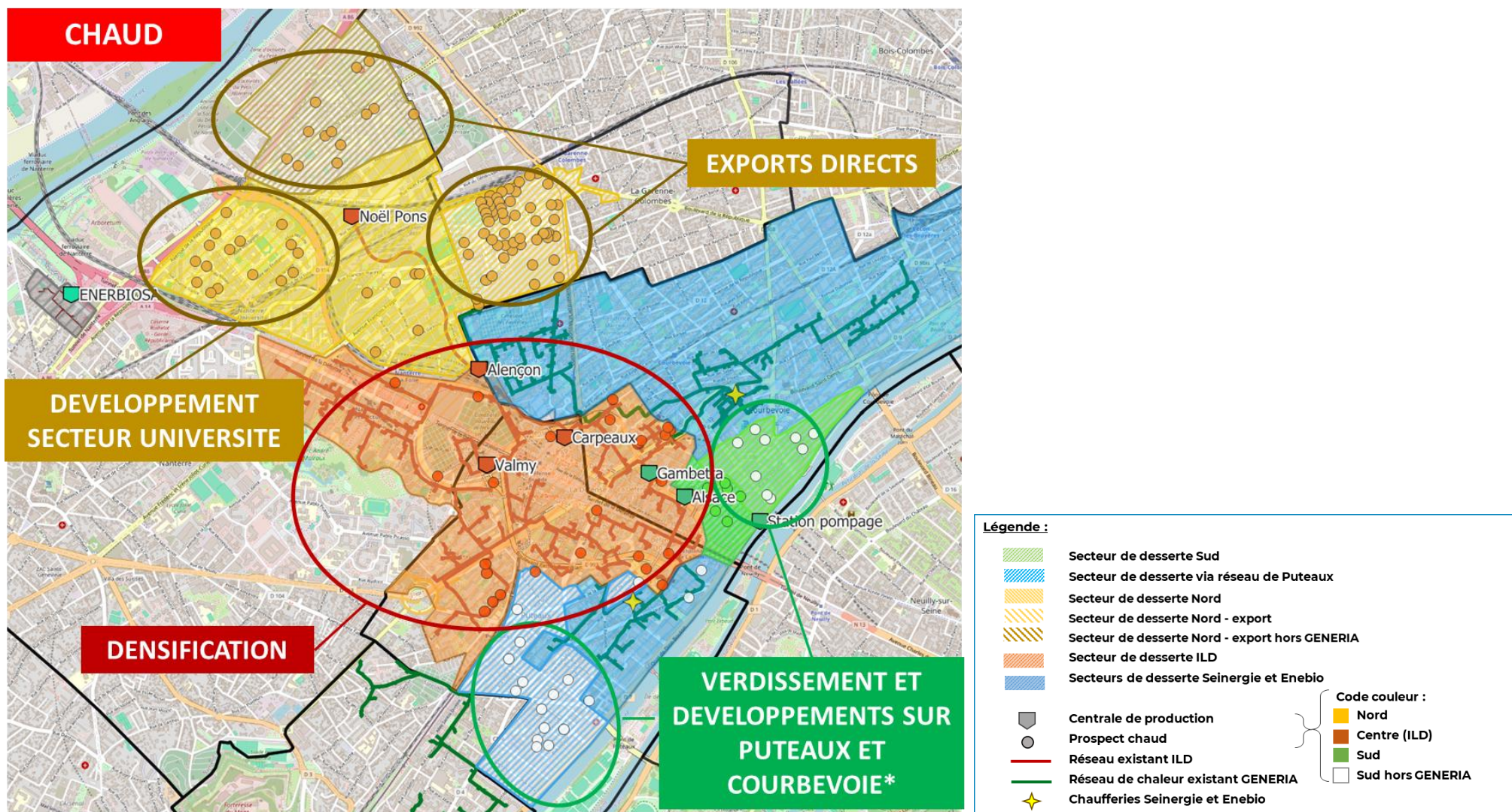


Figure 82 : Représentation cartographique du scénario de développement retenu pour les réseaux de chaleur

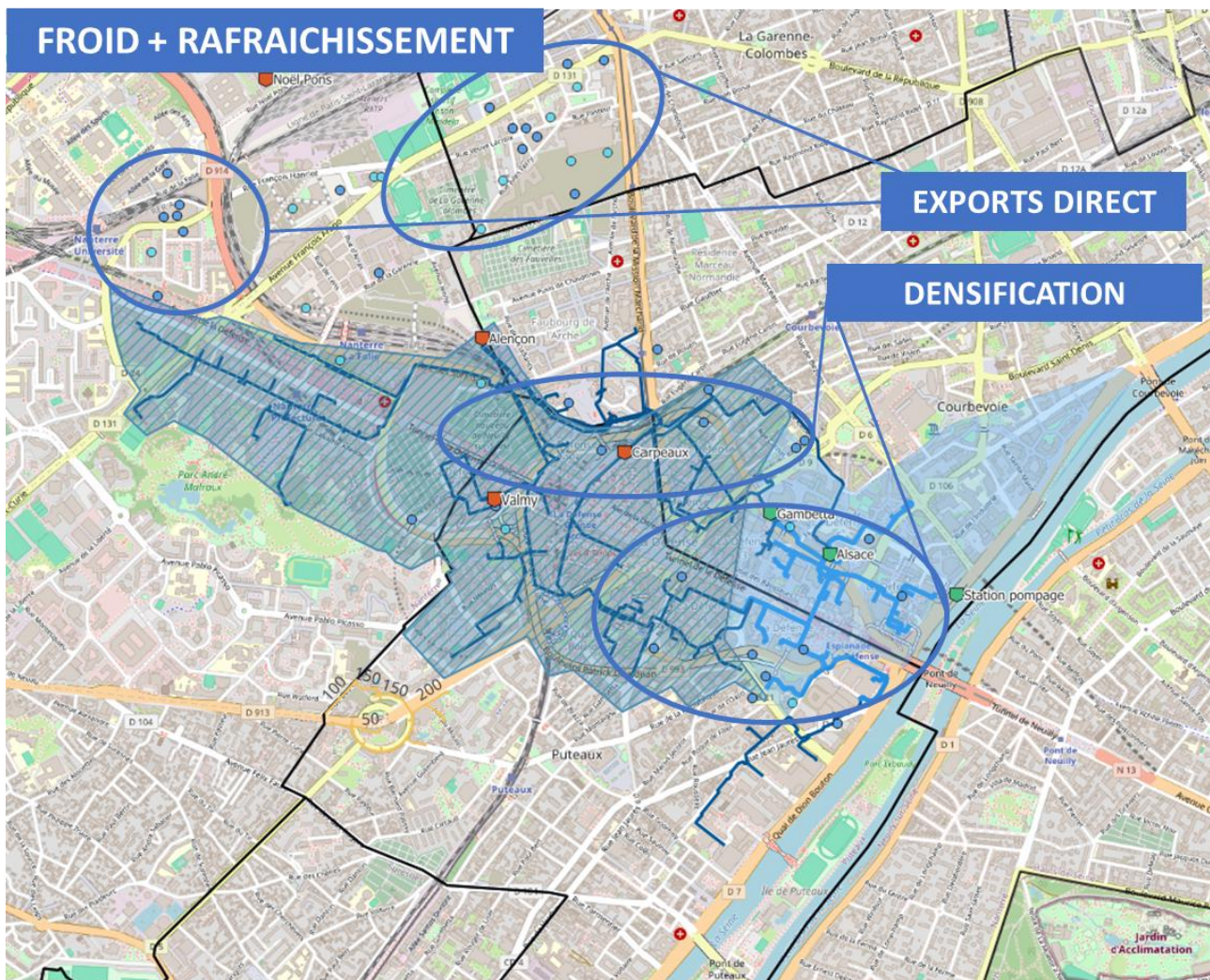


Figure 83 : Représentation cartographique du scénario de développement retenu pour les réseaux de froid

### 7.1.2 Programme de travaux associé au scénario envisagé

La traduction, en termes de travaux, du scénario envisagé est représentée sur la carte ci-dessous. Elle se compose des solutions suivantes :

- Géothermie profonde avec pompe à chaleur : la géothermie profonde mise en place au nord et au sud permettra d'alimenter via une ressource 100% EnR ; les nouveaux réseaux (développements) qui seront construits dans les zones de développement.
- Postes d'échange :
  - Au nord : le poste d'échange permettra l'interconnexion du réseau issu du développement (géothermie) avec le réseau d'ILD – qui servira en appoint secours.
  - Au sud, les postes d'échanges permettront d'acheminer de la chaleur vers les réseaux de Puteaux et de Courbevoie, contribuant ainsi à renforcer leur verdissement.
- Renforcement de l'appoint secours gaz : nécessaire à l'appui des développements prévus dans le sud.
- Thermo-frigo pompe (TFP) de puissance réduite : l'ajustement de la puissance disponible pour la TFP permettra d'optimiser la valorisation des énergies disponibles (chaleur fatale notamment), en maximisant notamment la période de fonctionnement de la TFP.

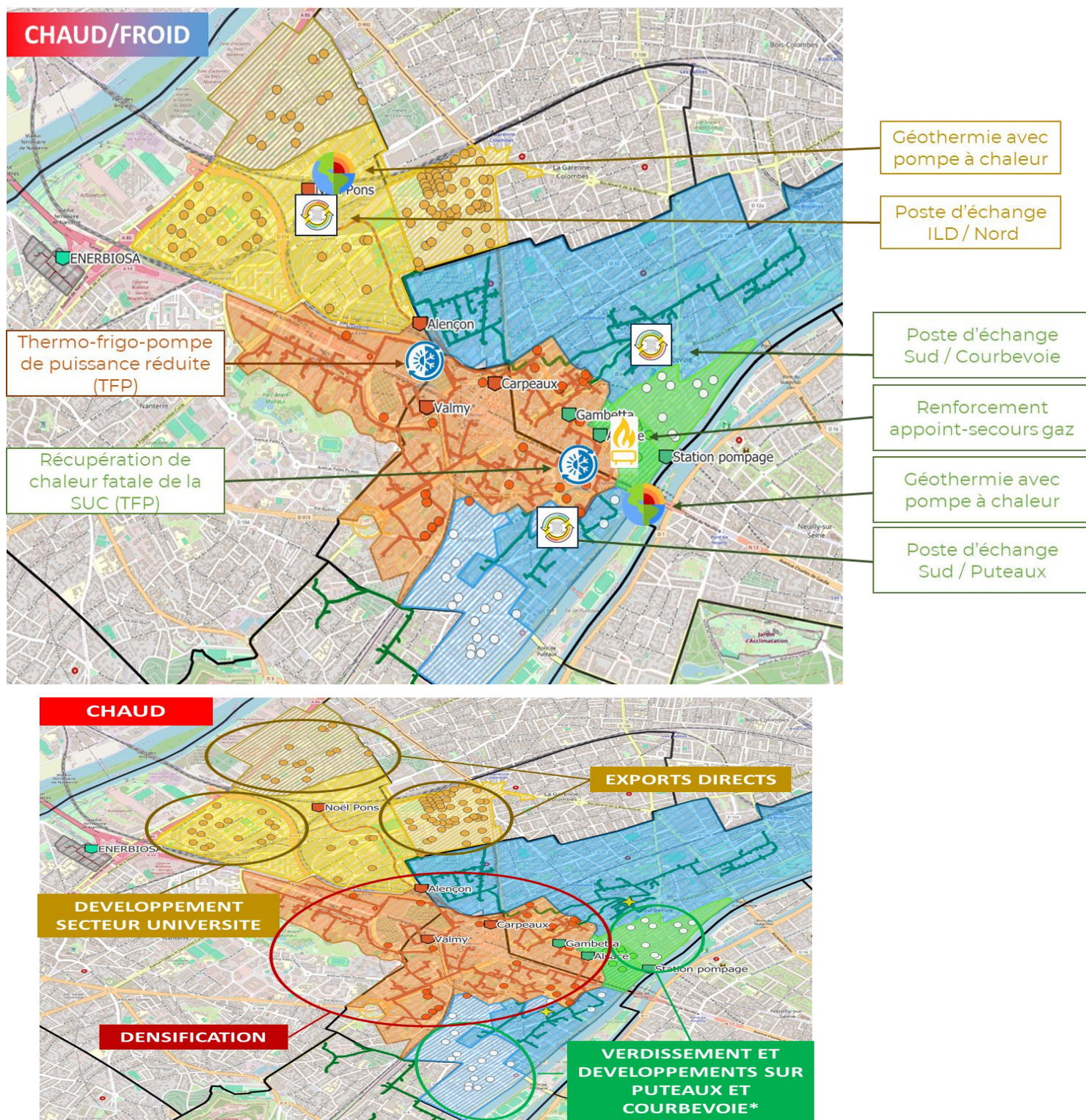


Figure 84 : Représentation des travaux associés aux évolutions du réseau envisagées

### 7.1.3 Flux d'énergie sur le territoire à terme

La traduction, en flux d'énergie, de la carte précédente est représentée ci-dessous :

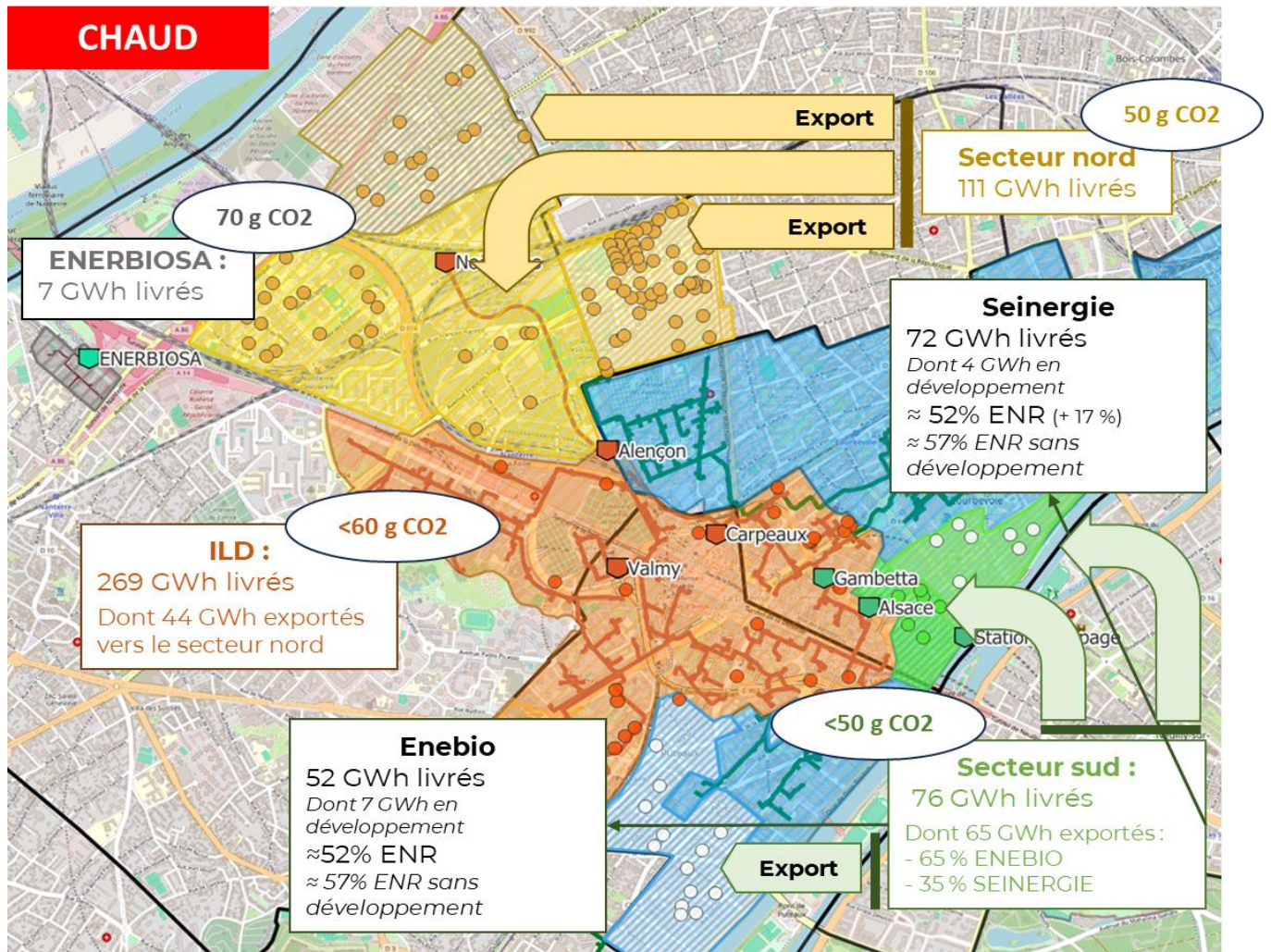


Figure 85 : Flux d'énergie sur le territoire à terme, dans le cas du scénario de développement retenu (chaud)

- Dans le **secteur Nord ; 111 GWh de chaleur sont livrés**, issus :
  - à 60% des installations de géothermie + PAC
  - à 40% de l'interconnexion avec ILD
- Dans le **secteur Sud : 76 GWh de chaleur sont livrés**, issus :
  - à 65% des installations de géothermie + PAC
  - à 30% de la thermo-frigo-pompe
  - à 5% des chaufferies gaz
- Le réseau ILD densifié présente un volume de livraison de 269 GWh.
- Le réseau d'Enerbiossa est inchangé par rapport à la situation actuelle.

La carte suivante synthétise les évolutions des réseaux de froid :

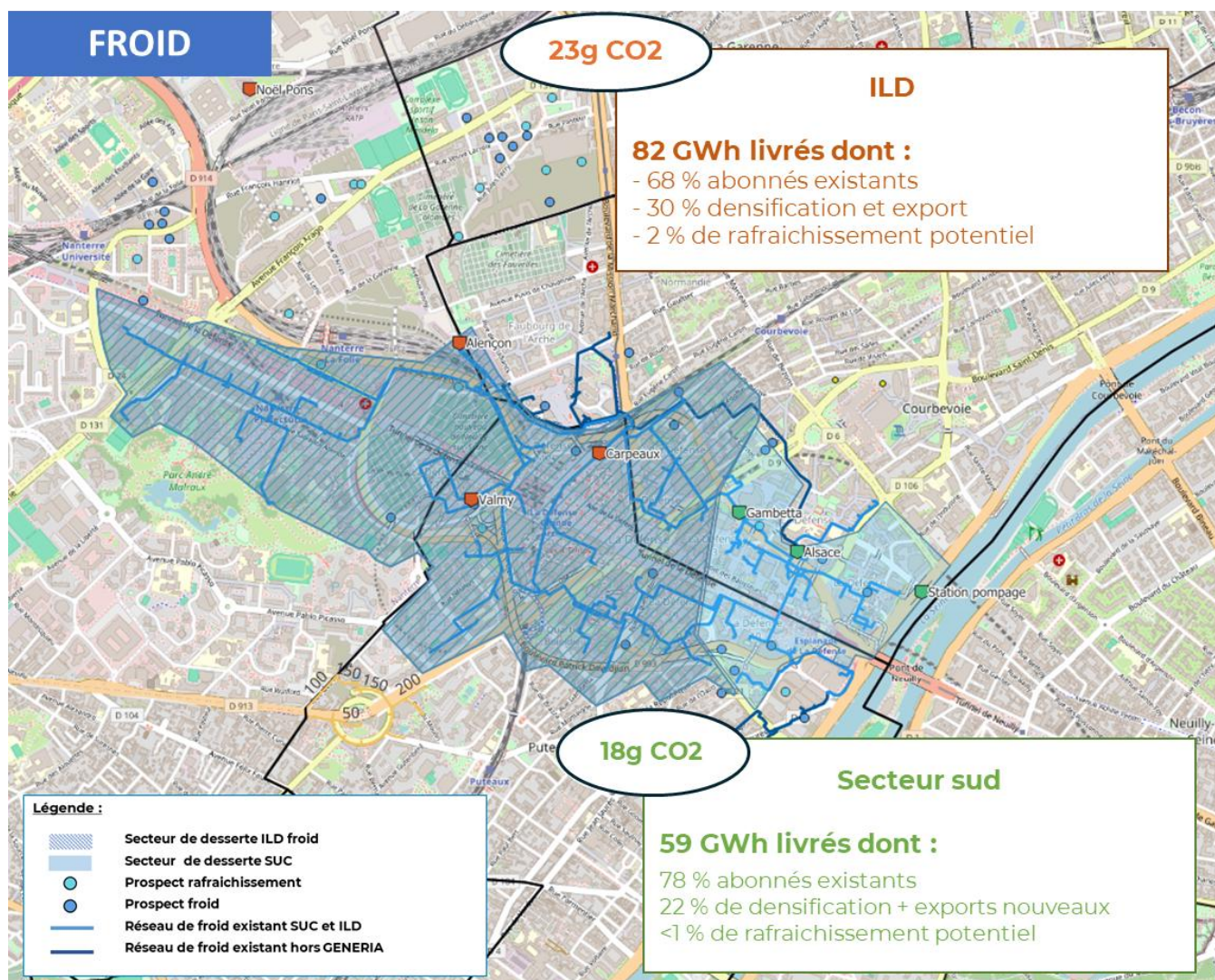


Figure 86 : Flux d'énergie sur le territoire à terme, dans le cas du scénario de développement retenu (froid)

Elle représente principalement les effets de la densification et du développement des réseaux en termes d'évolution – en volume – de la demande de froid. Ainsi :

- **Pour le réseau ILD :**
  - +17% de froid livré pour la densification
  - +6,5% de froid livré pour le développement
- **Pour le réseau du secteur sud :**
  - +17% de froid livré pour la densification

## 7.2 Evaluation des produits d'exploitation

Les recettes d'exploitation des opérations à créer ont été basées sur une structure R1 (€/MWh) et R2 (€/kW). Par souci de simplification du modèle, l'intégration d'un terme incitatif R3 pour l'offre froid - dont la variation des recettes dépend uniquement de la performance des usagers - n'a pas été pris en compte. Les prix de chaque poste ont été construits sur la base :

- Des structures de coûts afférents :
  - P1 → R1,
  - P2, P3, P4 → R2<sub>2</sub>, R2<sub>3</sub>, R2<sub>4</sub>.
- D'un objectif de **TRI projet : 8,5**

Les tarifs estimatifs ainsi obtenus - disponibles en détail dans l'annexe CEP – sont repris dans le tableau suivant :

| Opération   | Energie | R1 (€HT/MWh) | R2 (€HT/kW) |
|-------------|---------|--------------|-------------|
| <b>Nord</b> | Chaleur | 59,6         | 67,6        |
| <b>Sud</b>  | Chaleur | 36,9         | 25,5        |
|             | Froid   | 40,0         | 94,3        |

Tableau 23 – Tarifs des nouvelles opérations

## 7.3 Effet du scénario retenu sur le coût de l'énergie

Sur la base des prévisions de ventes propres à chaque opération, le coût résultant de l'énergie est le suivant :

| Opération               | Energie | €TTC/MWh |
|-------------------------|---------|----------|
| <b>Nord</b>             | Chaleur | 130      |
| <b>ILD<sup>49</sup></b> | Chaleur | 186      |
|                         | Froid   | 237      |
| <b>Sud</b>              | Chaleur | 100      |
|                         | Froid   | 180      |
| <b>Enerbiosa</b>        | Chaleur | 130      |

Tableau 24 - Coût global de l'énergie

<sup>49</sup> Tarifs constatés sur la période 2024-2025

- Dans une première approche, les développements envisagés tant au nord qu'au sud du territoire se distinguent par des tarifs compétitifs, favorisant l'attractivité du projet.
- Les recettes complémentaires générées par l'export de chaleur de l'ILD vers le Nord pourraient permettre de réduire les tarifs appliqués sur ce secteur, une baisse qu'il conviendra de quantifier précisément lors des études ultérieures.
- La mutualisation des infrastructures sur le secteur sud, dédiée à la fois à la production de chaleur et de froid, contribue à l'obtention de prix de revient particulièrement compétitifs, d'autant plus qu'aucun investissement majeur n'est requis pour le froid, optimisant ainsi la rentabilité globale de l'opération.

A l'échelle de GENERIA, le coût moyen de l'énergie se situe à 148€TTC/MWh. Comme le montre la monotone nationale des prix de l'ensemble des réseaux, les projections permettent une rationalisation des coûts.

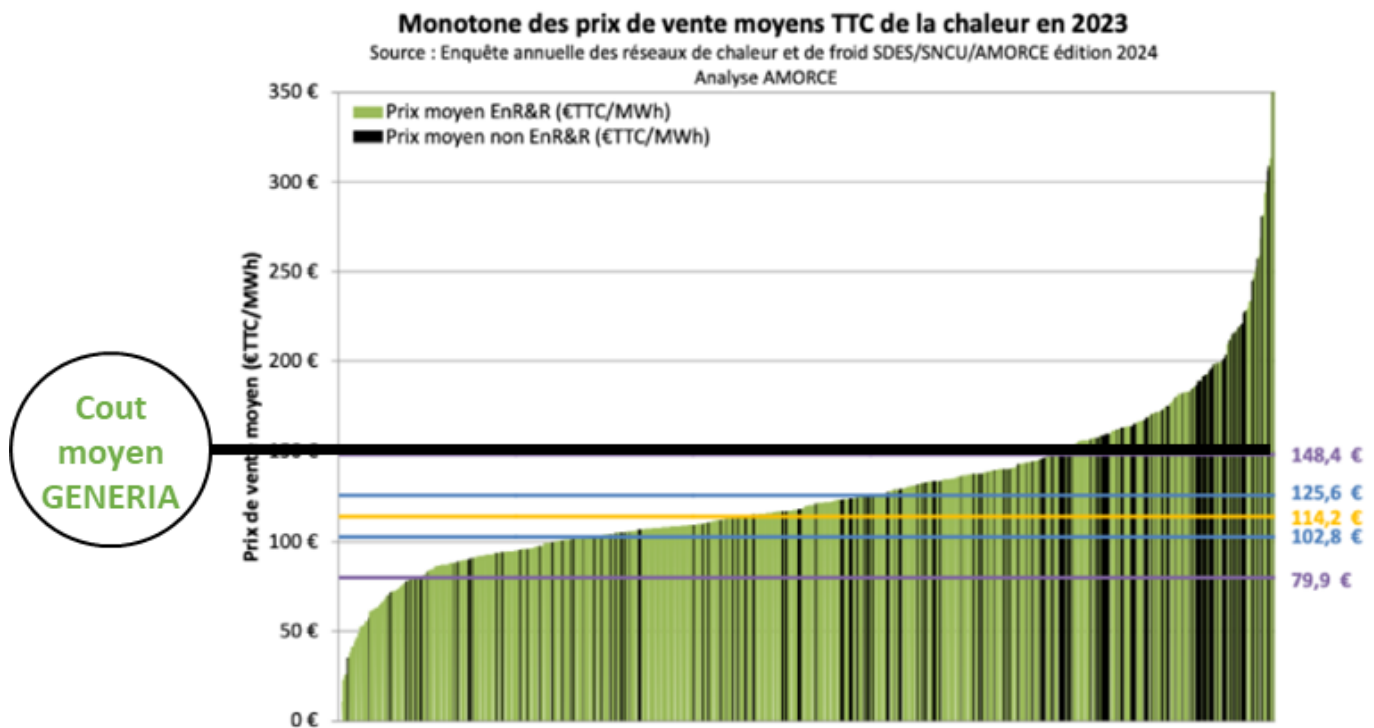


Figure 87 - Monotone des prix des RCU français - AMORCE

Dans la mesure où les orientations retenues impliquent la création de deux nouvelles opérations et le développement de la concession ILD, le travail d'évaluation technico-économique a conduit à l'estimation des charges et produits des opérations afin d'évaluer l'équilibre financier et la tarification associée.

Étant donné qu'aucun investissement majeur n'est prévu prochainement pour le réseau ILD et considérant la poursuite du développement commercial liée à la

densification, aucune analyse économique approfondie n'a été réalisée pour ce réseau.

La traduction tarifaire du scénario de développement retenu est représentée sur la carte ci-dessous :

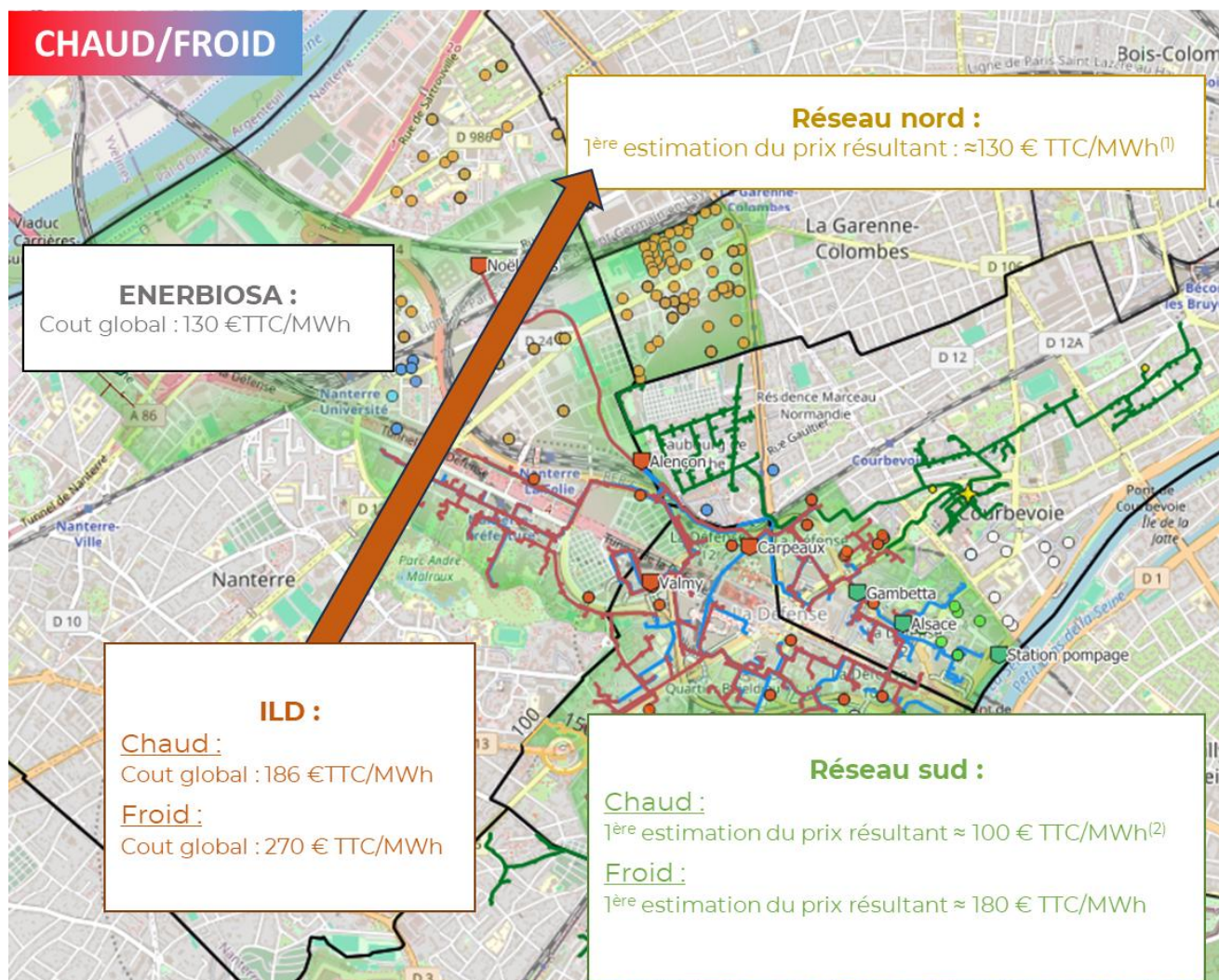


Figure 88 : Effet du scénario de développement sur le coût de l'énergie à l'échelle du territoire

Les constats en lien avec cette cartographie sont les suivants :

- En première approche, les développements envisagés au nord comme au sud présentent à des tarifs compétitifs.
- À cela s'ajoutent des recettes complémentaires issues de l'export de chaleur depuis ILD vers le nord, susceptibles d'entraîner une baisse tarifaire sur ce secteur, dont l'ampleur reste à quantifier.

- Par ailleurs, la mutualisation des postes sur le secteur sud pour la production de chaleur et de froid permet d'aboutir à des prix compétitifs, sans nécessiter d'investissement majeur sur la partie froid.

## 7.4 Plan d'action détaillé

### 7.4.1 Construction des plans d'actions

Afin de traduire le scénario de développement à 10 ans retenu en actions concrètes et d'ancrer le schéma directeur dans la réalité opérationnelle, des plans d'action ont été élaborés pour chacun des secteurs de développement concernés (ILD, secteur Nord, secteur Sud).

Comme illustré sur la figure ci-dessous, chaque plan d'action est spécifiquement adapté aux enjeux majeurs de l'opération concernée, et se décline en axes de travail opérationnels (cf. plans d'action détaillés).

Ainsi, le réseau de chaleur et de froid **d'ILD** : s'inscrit principalement dans une logique de compétitivité, portée par cinq axes de travail structurants :

- Le classement du réseau ;
- L'encadrement du prix des énergies primaires (gaz, électricité) ;
- La diversification des ressources EnR&R alternatives ;
- L'optimisation des interfaces avec les abonnés (existants et futurs) ;
- La modernisation des installations.

Le principal enjeu du **secteur Sud**, est de préparer et mettre en œuvre la future opération envisagée dans le scénario de développement. Avec notamment :

- Le classement des réseaux (dont ceux de Puteaux et Courbevoie) ;
- La formalisation du périmètre technique et géographique (fluides, solutions techniques, abonnés, exports, équipements tiers) ;
- La préparation de la fin du contrat SUC (audits et négociations) ;
- La mise en place du contrat de délégation de service public (DSP).

L'enjeu est similaire pour **secteur Nord**, dont la démarche se concentre sur :

- La formalisation du périmètre technique et géographique ;
- Ainsi que sur la mise en place du contrat de DSP.

En complément des axes de travail spécifiques à chaque réseau, deux interfaces transversales structurent l'ensemble du dispositif : l'intégration territoriale et l'interface avec le bâti, qui assurent la cohérence entre les réseaux, les infrastructures urbaines et les dynamiques locales.

La figure suivante illustre le principe de structuration des plans d'actions :

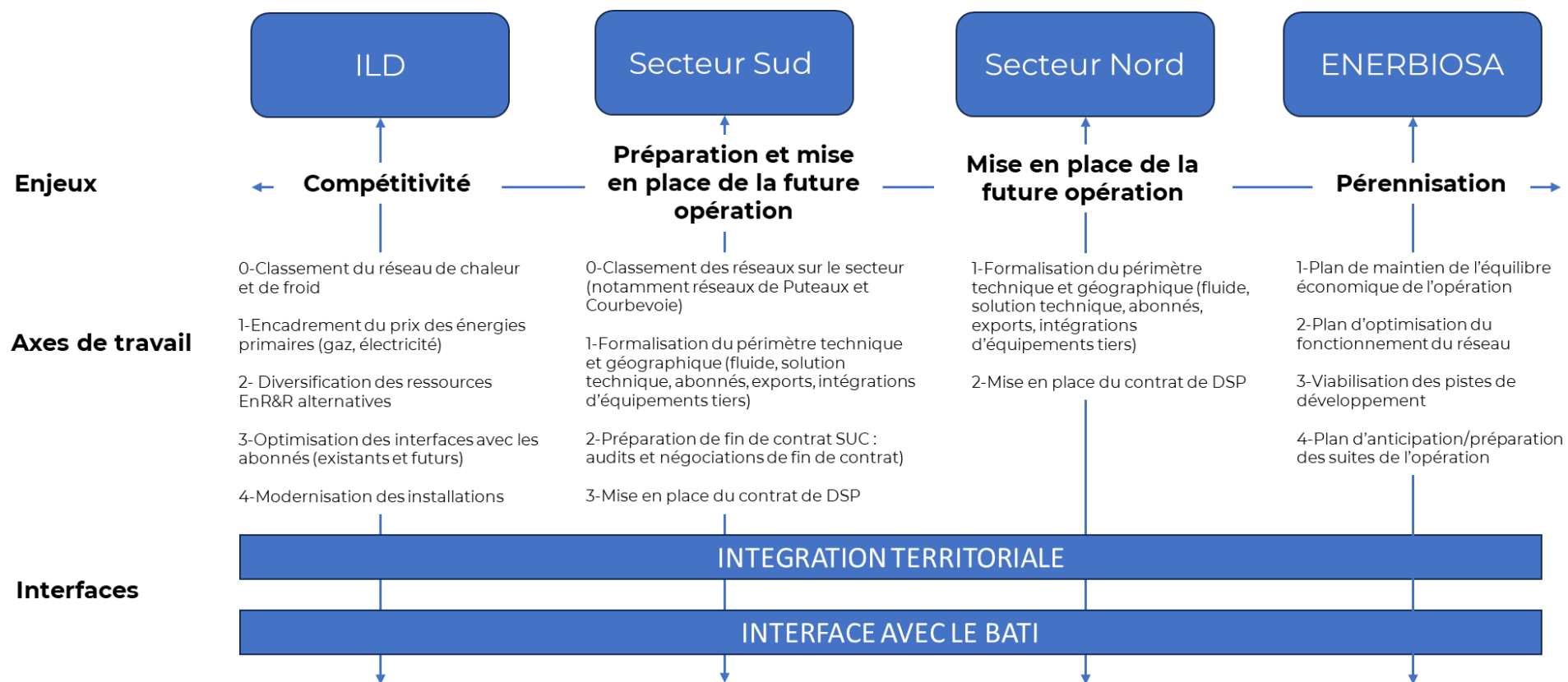


Figure 89 : Structuration des plans d'actions

## 7.4.2 Plan d'action ILD

| ILD Centre                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Préparation du classement du réseau de chaleur et de froid :</b> Déterminer et valider les zones de développement prioritaires                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>ENCADREMENT DU PRIX DES ÉNERGIES PRIMAIRES (GAZ ET ÉLECTRICITÉ) :</b> Limiter la sensibilité du prix de l'énergie aux fluctuations du gaz et de l'électricité, tout en bénéficiant de la mixité et disponibilité des énergies au meilleur coût (selon l'heure et la saison)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
| <b>DIVERSIFICATION DES RESSOURCES ENR&amp;R :</b><br>Mix énergétique ILD important mais forte dépendance à l'électricité et à l'agropellet, à leur structure de coût et filière d'approvisionnement : mix à enrichir pour optimisation technico-économique                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sécuriser les prix par le raccordement de nouveaux abonnés :</b> établir un plan de densification à 5 ans</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| <b>OPTIMISATION DES INTERFACES AVEC LES ABONNÉS (EXISTANTS ET FUTURS) :</b><br>Amener de la flexibilité dans les paramètres de fonctionnement et les modalités de fourniture pour satisfaire au plus grand nombre tout en intégrant tout ou partie des spécificités de chaque bâtiment                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• Croiser les données de rénovation des bâtiments et des abonnés du réseau et <b>organiser un plan d'adaptation en sous-station aux futurs besoins et installations</b></li> <li>• <b>Vérifier les possibilités d'adaptation des régimes de température sur le chaud dans les limites du fonctionnement du réseau :</b></li> <li>• Accompagner les porteurs de projet immobilier et les abonnés dans la <b>recherche d'optimisations de leur secondaire</b> (actions d'efficacité énergétique) --&gt; offre dédiée</li> <li>• <b>Déployer l'offre de tarification différenciée suivant critères de performance et recherche de décarbonation</b></li> </ul> |
| <b>MODERNISATION DES INSTALLATIONS :</b><br>Accompagner les évolutions réglementaires et environnementales impactant les installations et l'intégration de nouvelles sources EnR&R basse température                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |

Figure 90 - plan d'action ILD

Des négociations sont en cours, et appelées à se poursuivre, entre GENERIA et ILD.

En parallèle, des actions sont menées en interface directe avec les abonnés et les acteurs du bâtiment sur le territoire.

### 7.4.3 Plan d'action NORD

| Secteur NORD                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>FORMALISATION DU PÉRIMÈTRE TECHNIQUE ET GÉOGRAPHIQUE (FLUIDE, SOLUTION TECHNIQUE, ABONNÉS, EXPORTS, INTÉGRATIONS D'ÉQUIPEMENTS TIERS, ....) :</b><br/> Définir précisément les contours de la future opération de réseau de chaleur et anticiper les démarches et partenariats à sécuriser avant la procédure mise en concurrence</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Définition du périmètre de fourniture en chaud :</b><br/> Validation des zones de développement à intégrer<br/> Validation des interfaces avec ILD<br/> Détermination des zones et secteurs d'export à intégrer</li> <li>• <b>Sécurisation du périmètre de fourniture en chaud :</b><br/> Plan de développement secteur Défense concerté avec les prospects et développeurs immobiliers sur le secteur</li> <li>• <b>Consolidation des possibilités de tracé selon aménagements du quartier de la défense</b> et des collectivités concernées</li> <li>• <b>Viabilisation de la solution géothermique :</b><br/> Confirmation de la disponibilité de la ressource sur le secteur (paramètres techniques)<br/> Positionnement des gélules</li> <li>• <b>Consolidation du programme de travaux et du financement de l'opération : géothermie, réseaux, appoint :</b><br/> Présentation du projet aux financeurs potentiels<br/> Présentation du projet aux acteurs du territoire<br/> Consolidation des partenariats envisagés (imports, exports, ...)</li> </ul> |
| <p><b>MISE EN PLACE DU NOUVEAU CONTRAT DE DSP :</b><br/> Déterminer le programme technique, économique et juridique de la nouvelle opération : secteur nord<br/> Engager les négociations avec les candidats<br/> Désigner le titulaire du nouveau contrat</p>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |

Figure 91 - plan d'action Nord

Sur le secteur Nord, une démarche de sécurisation de la solution géothermique a été engagée, incluant les phases de dérisking et d'APS.

Parallèlement, des actions doivent être conduites en interface avec les collectivités territoriales et les partenaires institutionnels afin de valider les développements et les prospects associés, et d'organiser le dépôt des permis sur le secteur.

## 7.4.4 Plan d'action SUD

| Secteur Sud                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>PREPARATION DU CLASSEMENT DES RÉSEAUX SUR LE SECTEUR :</b><br>Encadrer et sécuriser le développement des réseaux de chaleur et de froid sur le secteur et les offres de service associées                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sécurisation du périmètre de fourniture en froid</b><br/>               Etat des lieux des bâtiments raccordés--&gt;plan de rencontre et d'adaptation aux besoins (paramètres et modalités de fourniture)<br/>               Plan de développement secteur Défense concerté avec les développeurs immobiliers sur le secteur</li> <li>• <b>Définition du périmètre de fourniture en chaud :</b><br/>               Identification des zones de développement<br/>               Détermination des zones et secteurs d'export</li> <li>• <b>Présentation du dossier de classement et des ZDP pour validation</b></li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| <b>FORMALISATION DU PÉRIMÈTRE TECHNIQUE ET GÉOGRAPHIQUE (FLUIDE, SOLUTION TECHNIQUE, ABONNÉS, EXPORTS, INTÉGRATIONS D'ÉQUIPEMENTS TIERS, ....) :</b><br>Définir précisément les contours de la future opération de réseau de chaleur et de froid et anticiper les démarches et partenariats à sécuriser avant la procédure de passation                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Validation des schémas et modalités d'interconnexion avec les réseaux de Puteaux et Courbevoie :</b><br/>               Validation des volumes en jeu : énergie, EnR&amp;R, contenu carbone<br/>               Validation des conditions technico-économiques d'import-export</li> <li>• <b>Consolidation des possibilités de tracé selon aménagements du quartier de la défense et des collectivités concernées</b></li> <li>• <b>Viabilisation de la solution géothermique :</b><br/>               Confirmation de la disponibilité de la ressource sur le secteur (paramètres techniques)<br/>               Positionnement des gélules<br/>               Identification des implantations de chantiers possibles</li> <li>• <b>Consolidation du programme de travaux et du financement de l'opération : géothermie, réseaux, appoint</b><br/>               Présentation du projet aux financeurs potentiels<br/>               Consolidation des partenariats envisagés (imports, exports, ...)</li> </ul> |
| <b>PRÉPARATION DE FIN DE CONTRAT SUC :</b><br>Faire l'état des lieux complet du contrat et préparer la passation de fin contrat en anticipant les actions et travaux à réaliser pour mettre à disposition des ouvrages conformes et en bon état de fonctionnement                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>MISE EN PLACE DU NOUVEAU CONTRAT DE DSP :</b><br>Déterminer le programme technique, économique et juridique de la nouvelle opération : secteur sud<br>Engager les négociations avec les candidats<br>Désigner le titulaire du nouveau contrat                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |

Figure 92 - plan d'action Sud

Sur le secteur Sud tout comme le Nord, une démarche de sécurisation de la solution géothermique a été engagée, incluant les phases de dérisking et d'APS. Parallèlement, des actions doivent être conduites en interface avec les collectivités territoriales et les partenaires institutionnels afin de valider les développements et les prospects associés, et d'organiser le dépôt des permis sur le secteur.

## 7.4.5 Calendrier de déploiement

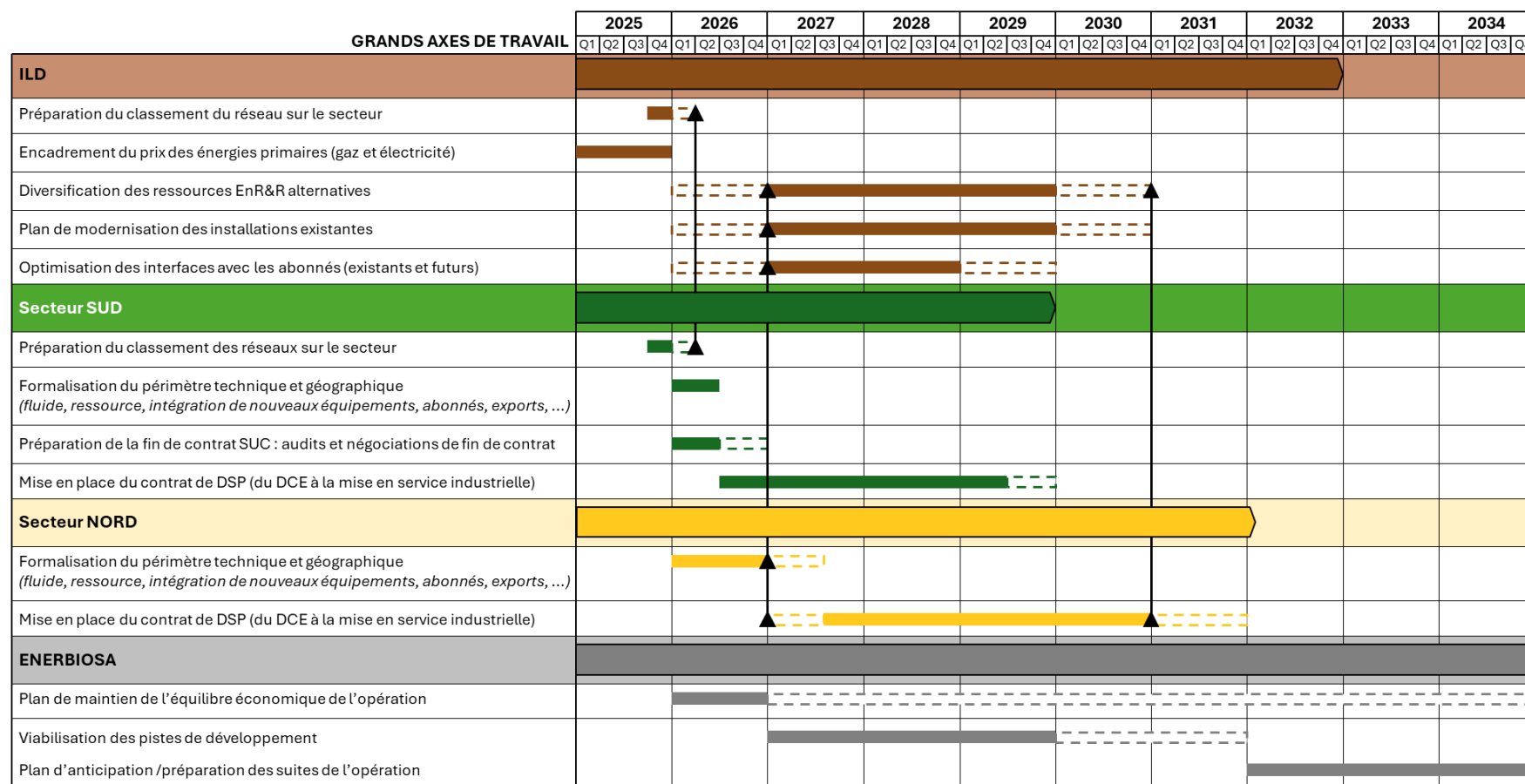


Figure 93 - Calendrier de déploiement

Sur la base du calendrier ci-dessus, il est important de souligner l'importance de mettre en cohérence les jalons de préparation des nouvelles opérations avec les actions d'adaptation des opérations existantes qui favorise les interconnexions. Les phases de préparation menées avec les acteurs du territoire jouent un rôle structurant pour formaliser les périmètres des futures opérations. En outre, la feuille de route du réseau ENERBIOSA demeure indépendante des autres opérations.

## 8 Tables et annexes

### 8.1 Liste des annexes

Annexe 01 : Note sur la démarche de concertation

Annexe 02 : Rapport de visite ILD

Annexe 03 : Rapport de visite SUC

Annexe 04 : Rapport de visite Enerbiossa

Annexe 05 : Reportage photo des visites

Annexe 06 : Base de données des abonnés et prospects

Annexe 07 : Note méthodologique sur la construction de la BDNB

Annexe 08 : Note explicative de la construction des profils de consommation

Annexe 09 : Monotones de production

Annexe 10 : Note d'analyse technico-économique Enerbiossa

Annexe 11 : Compte d'exploitation prévisionnel

Annexe 12 : Présentations de réunions (Copil / Cotech / Concertation)

Annexe 13 : Données SIG

## 8.2 Table des illustrations

|                                                                                   |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure 1 - Présentation des concessions et principaux équipements.....            | 4  |
| Figure 2 - Plan d'action du SD 2017 .....                                         | 5  |
| Figure 3 - Schéma organisationnel ILD .....                                       | 7  |
| Figure 4 - Schéma organisationnel SUC .....                                       | 8  |
| Figure 5 - Schéma organisationnel ENERBIOSA .....                                 | 9  |
| Figure 6 - Frise historique de l'opération ILD .....                              | 10 |
| Figure 7 - Frise historique de l'opération SUC .....                              | 12 |
| Figure 8 - Schéma fonctionnel ILD.....                                            | 14 |
| Figure 9 - évolution des ventes d'énergie - ILD chaud .....                       | 15 |
| Figure 10 - évolution de la puissance souscrite – ILD chaud .....                 | 15 |
| Figure 11 - mixité de production 2020-2023 ILD chaud.....                         | 16 |
| Figure 12 - évolution des ventes d'énergie – ILD froid .....                      | 17 |
| Figure 13 - évolution de la puissance souscrite – ILD froid.....                  | 17 |
| Figure 14 - Schéma fonctionnel SUC .....                                          | 19 |
| Figure 15 - évolution des ventes d'énergie – ILD froid .....                      | 20 |
| Figure 16 - évolution de la puissance souscrite – ILD froid .....                 | 20 |
| Figure 17 - extrait du SD 2017 - annexe 2 p.16 .....                              | 21 |
| Figure 18 - Schéma fonctionnel ENERBIOSA .....                                    | 22 |
| Figure 19 - Schéma fonctionnel ILD .....                                          | 22 |
| Figure 20 - évolution des ventes d'énergie - ILD chaud.....                       | 23 |
| Figure 21 - évolution de la puissance souscrite – ILD chaud.....                  | 23 |
| Figure 22 - mixité de production 2020-2023 ENERBIOSA .....                        | 24 |
| Figure 23 - évolution du R1 chaud ILD (PEG = indice de référence gaz) .....       | 26 |
| Figure 24 - évolution du R2 chaud ILD.....                                        | 27 |
| Figure 25 - Evolution annuelle des termes R1 et R2 chaud - ILD .....              | 28 |
| Figure 26 - Evolution du tarif moyen - ILD chaud .....                            | 29 |
| Figure 27 - Cout moyen par abonné en 2023 – ILD chaud .....                       | 30 |
| Figure 28 - Analyse en cout global ILD méthode AMORCE.....                        | 31 |
| Figure 29 - évolution du R1 froid ILD (EPEX spot = prix spot de l'électron) ..... | 32 |
| Figure 30 - évolution du R2 chaud ILD.....                                        | 33 |
| Figure 31 - Evolution annuelle des termes R1, R2 et R3 froid - ILD .....          | 34 |
| Figure 32 - Evolution du tarif moyen - ILD froid .....                            | 34 |
| Figure 33 - Cout moyen par abonné en 2023 – ILD froid .....                       | 35 |
| Figure 34 - Analyse en cout global ILD froid.....                                 | 36 |
| Figure 35 - Analyse de l'équilibre R1/R3 et charges d'énergie - ILD .....         | 38 |
| Figure 36 - Analyse de l'équilibre R2 et charges associées – ILD .....            | 38 |
| Figure 37 - Equilibre de la concession ILD .....                                  | 39 |
| Figure 38 - évolution du R1 froid SUC (EPEX spot = prix spot de l'électron) ..... | 41 |
| Figure 39 - évolution du R2 chaud ILD.....                                        | 42 |
| Figure 40 - Evolution annuelle des termes R1, R2 et R3 froid - SUC .....          | 43 |
| Figure 41 - Evolution du tarif moyen - ILD froid.....                             | 43 |
| Figure 42 - Cout moyen par abonné en 2023 – SUC.....                              | 44 |

|                                                                                                                         |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure 43 - Analyse en cout global SUC.....                                                                             | 45  |
| Figure 44 - Analyse de l'équilibre R1/R3 et charges d'énergie - SUC.....                                                | 47  |
| Figure 45 - Analyse de l'équilibre R2 et charges associées – SUC .....                                                  | 47  |
| Figure 46 - Equilibre de la concession SUC.....                                                                         | 48  |
| Figure 47 - évolution du R1 chaud Enerbiosa .....                                                                       | 50  |
| Figure 48 - évolution du R2 chaud Enerbiosa .....                                                                       | 51  |
| Figure 49 - Evolution annuelle des termes R1 et R2 - Enerbiosa .....                                                    | 52  |
| Figure 50 - Evolution du tarif moyen - Enerbiosa.....                                                                   | 53  |
| Figure 51 - Cout moyen par abonné en 2023 – Enerbiosa .....                                                             | 54  |
| Figure 52 - Analyse en cout global Enerbiosa méthode AMORCE.....                                                        | 54  |
| Figure 53 - Analyse de l'équilibre R1 et charges d'énergie - Enerbiosa.....                                             | 56  |
| Figure 54 - Analyse de l'équilibre R2 et charges associées – Enerbiosa.....                                             | 56  |
| Figure 55 - Equilibre de la concession Enerbiosa .....                                                                  | 57  |
| Figure 56 - démarche ENR'choix.....                                                                                     | 62  |
| Figure 57 : Valorisation de la chaleur fatale – sources disponibles sur le périmètre de<br>GENERIA et alentours .....   | 66  |
| Figure 58 : Géothermie profonde – gélules de géothermie profonde sur le territoire<br>de GENERIA et alentours .....     | 67  |
| Figure 59 : Géothermie de surface – projets existantes le périmètre de GENERIA et<br>alentours.....                     | 68  |
| Figure 60 : Solaire thermique – surfaces de parking disponibles sur le périmètre de<br>GENERIA et alentours .....       | 69  |
| Figure 61 : Solaire photovoltaïque – surfaces de toitures disponibles sur le périmètre<br>de GENERIA et alentours ..... | 70  |
| Figure 62- Carte des bâtiments identifiés « chauffage collectif au gaz » (en violet :<br>périmètre OIN).....            | 75  |
| Figure 63 - Carte des projets de développements (triangles) identifiés sur le<br>périmètre de GENERIA.....              | 76  |
| Figure 64 – Extraits de tableau de ratio énergétique par catégorie DPE .....                                            | 78  |
| Figure 65 - Décomposition des besoins identifiés.....                                                                   | 80  |
| Figure 66 - Classe DPE du patrimoine étudié (existant et projeté).....                                                  | 80  |
| Figure 67 - Identification des prospects sur le secteur de développement potentiel.....                                 | 81  |
| Figure 68- Réseaux de chaleur sur le périmètre de GENERIA et sur les communes<br>voisines .....                         | 82  |
| Figure 69 - Projection des besoins - abonnés existants.....                                                             | 84  |
| Figure 70 - Pré identification des secteurs de développement potentiels - chaud.....                                    | 91  |
| Figure 71 - Répartition géographique du Scénario 0 - ILD + SUC .....                                                    | 98  |
| Figure 72 - Répartition géographique du Scénario 1.....                                                                 | 99  |
| Figure 73 - Répartition géographique du Scénario 2.2.a .....                                                            | 101 |
| Figure 74 - Répartition géographique du Scénario 2.2.b.....                                                             | 104 |
| Figure 75 - Répartition géographique du Scénario 2.2.c .....                                                            | 106 |
| Figure 76 - Répartition géographique du Scénario 3 .....                                                                | 109 |
| Figure 77 - Synthèse comparative des scénarios .....                                                                    | 112 |
| Figure 78 - Logigramme de structuration des coûts.....                                                                  | 120 |

|                                                                                                                     |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figure 79 – Exemple de répartition des flux de production et distribution entre secteurs géographiques.....         | 123 |
| Figure 80 - Logigramme de sélection des modes de gestion .....                                                      | 125 |
| Figure 81 - Analyse comparative des modes de gestion.....                                                           | 126 |
| Figure 82 : Représentation cartographique du scénario de développement retenu pour les réseaux de chaleur.....      | 130 |
| Figure 83 : Représentation cartographique du scénario de développement retenu pour les réseaux de froid .....       | 131 |
| Figure 84 : Représentation des travaux associés aux évolutions du réseau envisagées .....                           | 133 |
| Figure 85 : Flux d'énergie sur le territoire à terme, dans le cas du scénario de développement retenu (chaud) ..... | 134 |
| Figure 86 : Flux d'énergie sur le territoire à terme, dans le cas du scénario de développement retenu (froid) ..... | 135 |
| Figure 87 - Monotone des prix des RCU français - AMORCE .....                                                       | 137 |
| Figure 88 : Effet du scénario de développement sur le coût de l'énergie à l'échelle du territoire .....             | 138 |
| Figure 89 : Structuration des plans d'actions.....                                                                  | 140 |
| Figure 90 - plan d'action ILD.....                                                                                  | 141 |
| Figure 91 - plan d'action Nord .....                                                                                | 142 |
| Figure 92 - plan d'action Sud.....                                                                                  | 143 |
| Figure 93 - Calendrier de déploiement.....                                                                          | 144 |

## 8.3 Table des tableaux

|                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------|-----|
| <i>Tableau 1 - caractéristiques réseaux ILD.....</i>                      | 13  |
| Tableau 2 - production énergétique – ILD chaud.....                       | 16  |
| Tableau 3 - rendement pas groupe de générateurs – ILD chaud.....          | 16  |
| Tableau 4 - production énergétique froid – ILD.....                       | 18  |
| <i>Tableau 5 - caractéristiques réseaux ILD.....</i>                      | 18  |
| Tableau 6 - production énergétique froid - SUC.....                       | 21  |
| Tableau 7 - caractéristiques réseaux ILD.....                             | 22  |
| Tableau 8 - production énergétique – ENERBIOSA.....                       | 24  |
| Tableau 9 - récapitulatif de la tarification appliquée par opération..... | 25  |
| Tableau 10 - suivi des produits et charges - ILD.....                     | 37  |
| Tableau - suivi des produits et charges - SUC.....                        | 46  |
| Tableau 12 - suivi des produits et charges - Enerbiossa.....              | 55  |
| Tableau 13 - solutions à haut potentiel.....                              | 71  |
| Tableau 14 - solutions complémentaires.....                               | 72  |
| Tableau 15 - synthèse des ventes existantes.....                          | 77  |
| Tableau 16 - Performances de référence.....                               | 77  |
| Tableau - Besoins de chaleur et de froid identifiés.....                  | 80  |
| Tableau 18 - Présentation des réseaux du territoire.....                  | 82  |
| Tableau 19 - Budgets des postes d'échange.....                            | 117 |
| Tableau 20 - Budget réseau et sous-station.....                           | 117 |
| Tableau 21 - Subventions.....                                             | 119 |
| Tableau 22 - Hypothèses de cout des énergies.....                         | 121 |
| Tableau 23 – Tarifs des nouvelles opérations.....                         | 136 |
| Tableau 24 - Coût global de l'énergie.....                                | 136 |