



Schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid – Grand Paris Sud

Rapport / Mars 2025



RAPPORT COMPLET

Ce dossier a été réalisé par :

Elcimaï Environnement
Conseil et Innovation pour la Transition Écologique

City Park Bâtiment B
23 avenue de Poumeyrol
69300 Caluire et Cuire
Tél : 04.37.45.29.29

Date	Nom	Rôle
13/03/2025	Tangi RENAUD	Contributeur
01/04/2025	Denis MISSAGHIEH PONCET	Contributeur et validation

Sommaire



DEROULE DU SCHEMA DIRECTEUR	5
DIAGNOSTIC DES RESEAUX	6
Synthèse des réseaux de chaleur sur le territoire	7
Rigueur climatique.....	10
Compétitivité des réseaux.....	10
Réseau GPSEP à Evry-Courcouronnes (MOA GPS)	16
Réseau du Grand Parc à Bondoufle (MOA GPS)	48
Réseau SEER à Grigny et Viry-Châtillon (hors MOA GPS)	67
Réseau Val de Ris à Ris-Orangis (hors MOA GPS)	83
Réseau privé ENRIS à Ris-Orangis (hors MOA GPS)	101
ZONES DE DEVELOPPEMENT	109
BILAN DES RESSOURCES ENR&R	119
TRAJECTOIRES DES RESEAUX	137
1/ Plans d'action	188
ANNEXES	193
Diagnostic des réseaux de chaleur.....	194

Déroulé du schéma directeur

Le schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid est un outil stratégique d'une collectivité lui permettant de projeter l'évolution des réseaux de chaleur et de froid sur son territoire en lien avec les différents acteurs de celui-ci.

Ce schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid est composé des phases suivantes :

- Diagnostics
- Zones de développement
- Trajectoires des réseaux
- Analyse des scénarios
- Plan d'actions
- Annexes

Il concerne l'ensemble du territoire de la Communauté d'Agglomération Grand Paris Sud, composé de 23 communes sur les départements de l'Essonne et de Seine et Marne.



Figure 1 : Carte de situation du territoire

Diagnostic des réseaux

Synthèse des réseaux de chaleur sur le territoire

Le territoire de Grand Paris Sud comporte 5 réseaux de chaleur :

- Deux réseaux sous maîtrise d'ouvrage de Grand Paris Sud :
 - **Le réseau de chaleur d'Evry-Courcouronnes**, concession déléguée à la société GPSEP (Grand Paris Sud Energie Positive), filiale de Dalkia, depuis le 1^{er} janvier 2017. D'importants travaux de 1^{er} établissement ont été réalisés, notamment sur le mix énergétique,
 - **Le réseau de chaleur du quartier du Grand Parc à Bondoufle**, en régie directe et sous maîtrise d'ouvrage de GPS.
- Trois sont hors maîtrise d'ouvrage de GPS :
 - **Réseau de la SEER** (comprenant l'ancien réseau de Grigny et Viry-Châtillon) créé en octobre 2017 par l'interconnexion de réseaux existants et leurs extensions (maîtrise d'ouvrage publique : SPL SEER),
 - **Réseau de Val de Ris**, créé à l'occasion de la création de la ZAC du Val de Ris et exportant de la chaleur à des bâtiments limitrophes (maîtrise d'ouvrage publique : Grand Paris Aménagement)
 - **Réseau du Plateau de Ris à Ris-Orangis**, alimentant également des bâtiments publics et interconnecté au réseau de la SEER (maîtrise d'ouvrage privée : Essonne Habitat)

Représentation des réseaux de chaleur sur le territoire - 2023

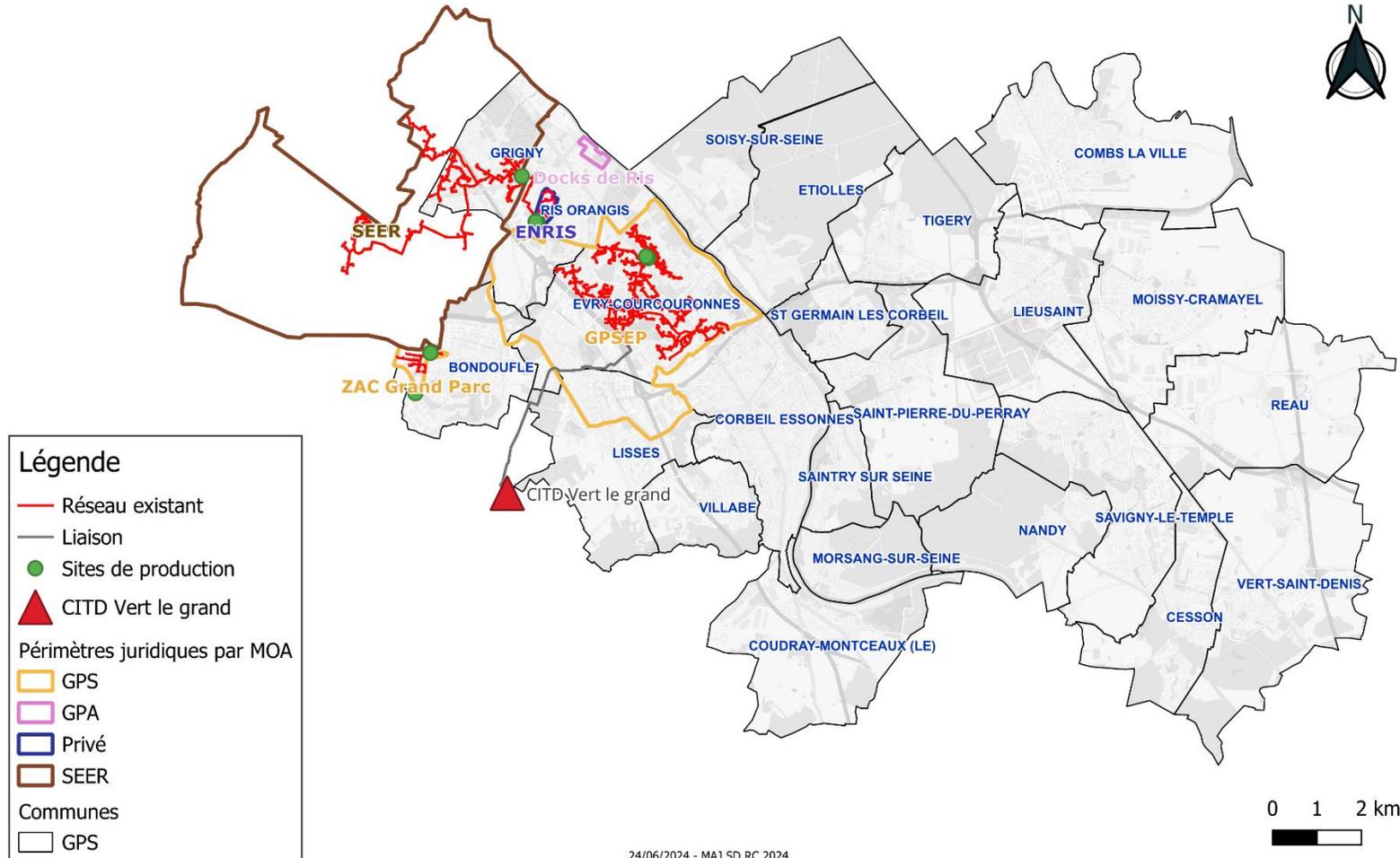


Figure 2 : Carte des réseaux de chaleur existants

Type de Gestion	Nom réseau	Montage juridique et titulaire	Durée contrat	Livraisons chaleur	Longueur réseau	Energies utilisées	Taux de couverture EnR&R	Date de construction
Maitrise d'ouvrage GPS	GPSEP Évry-Courcouronnes	Concession GPSEP (Dalkia)	2017 - 2041	211 GWh (2023)	55km (2022)	Géothermie + Chaleur fatale (CITD) + Gaz	65% (2023)	1971
	Grand Parc - Bondoufle	Régie GPS + CREM (Engie)	2017 - 2023	7,4 GWh (2023)	2,2 km	Biomasse + Gaz	73% (2023)	2017
Hors MOA GPS	Docks de Ris MOA : GPA	Concession (Dalkia)	2011 - 2034	6,4 GWh (2023)	3,7 km	Géothermie ou Biomasse + Gaz	63% (2023)	2012
	SEER Grigny & Viry-Châtillon	Concession (SEER)	/	138 GWh (2022)	28 km	Géothermie (Dogger avec PAC) + Gaz	64% (2022)	2017
	ENRIS	Concession privée Essonne Habitat	/	25 GWh (2022)	2,2 km	Géothermie (Dogger) + cogénération + Gaz	70% (87% sans cogé en 2017)	1971

Tableau 1 : Résumé des réseaux de chaleur existants

Rigueur climatique

La rigueur climatique est calculée en Degré Jour Unifiés (DJU) et fournissent la différence de degrés Celsius entre les températures extérieures et une température de référence. Ce seuil est fixé à 18°C en France, on parle alors de DJU base 18.

Afin de comparer les livraisons de chaleur sur des années aux conditions climatiques différentes, les quantités de chaleur vendues sont ramenés à une même référence de rigueur climatique, appelée **DJUref**, définie contractuellement.

L'évolution des DJU depuis 2019 est présentée ci-dessous.

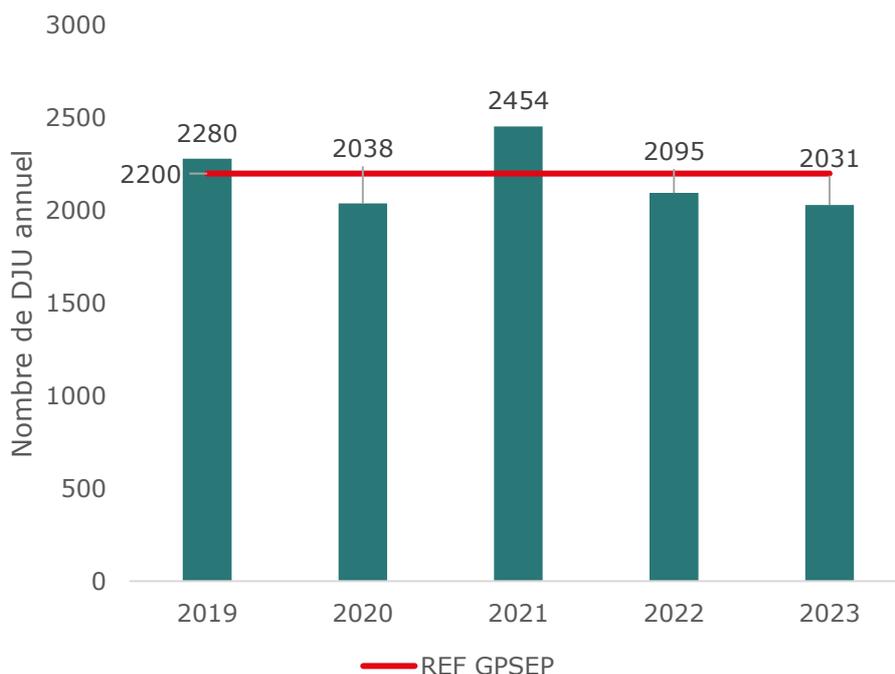


Figure 3 : Evolution des DJU de 2019 à 2023

Dans l'analyse des réseaux, les comparaisons multi-annuelles des consommations sont ramenées au nombre de DJU de référence soit 2200. Ces consommations sont alors indiquées comme MWh unitaire (MWhu).

Compétitivité des réseaux

Méthodologie

La compétitivité des réseaux permet d'analyser le coût moyen pour un foyer aux consommations standards. L'unité de cette consommation standard est **l'équivalent logement** et est considéré à **7 MWh pour 2023** et utilisé tout au long du rapport.

En repartant des coûts de la chaleur de chaque réseau, et en séparant la part fixe (R2) et la part variable (R1), une estimation du prix annuel payé par l'abonné par réseau a été réalisée.

Ces coûts ont ensuite été comparé aux solutions chaudières gaz individuelles et collectives. Ceci a été réalisé et analysé (lorsque possible) sur les 3 dernières années.

Pour l'année 2023, les réseaux de Grand Paris Sud ont également été comparés aux réseaux de la région de taille similaire, en utilisant la base de données RCU de la FEDENE. Seuls les réseaux pour lesquels les informations financières étaient disponibles ont été comparés.

Résultats

Il n'est pas sans rappeler que les prix du marché gaz se sont envolés en 2022 et 2023.

Pendant les années Covid-19 entre 2020 et 2021, les cours du gaz (PEG) ont fortement diminué du fait de la mise à l'arrêt de nombreuses industries et entreprises. Avec la reprise économique, les prix ont été tirés vers le haut à nouveau dès l'été 2021.

La guerre en Ukraine, initiée par la Russie a continué à bouleverser le marché. En 2022, les prix de gros ont fortement augmenté et atteignent des pics historiques. En mai 2023, le prix du gaz a atteint 345 € le MWh. De facto, les installations fonctionnant aux gaz ont été impactées. Ainsi, ce sont les foyers fonctionnant aux chaudières collectives, individuelles ainsi que les réseaux de chaleur fonctionnant au gaz (appoint ou secours) qui ont vu leurs factures augmenter.

Sur ces années, l'état avait mis en place un bouclier tarifaire, permettant de compenser en partie la hausse des coûts de l'énergie. Sur le réseau de GPSEP par exemple, le bouclier tarifaire était de l'ordre de 25€/MWh de chaleur livrée (moyenne sur les abonnés). Cependant, le détail de calcul du bouclier tarifaire n'est pas accessible pour l'ensemble des réseaux. **Afin d'harmoniser les résultats, le bouclier tarifaire n'a pas été considéré.**

Si les prix du gaz et de tous les réseaux de chaleur ont vu les prix augmenter en 2022, ces prix sont revenus à la baisse en 2023 à l'exception de Val de Ris. Les prix des chaudières à gaz ont quant à elles, variés de manière plus marquée.

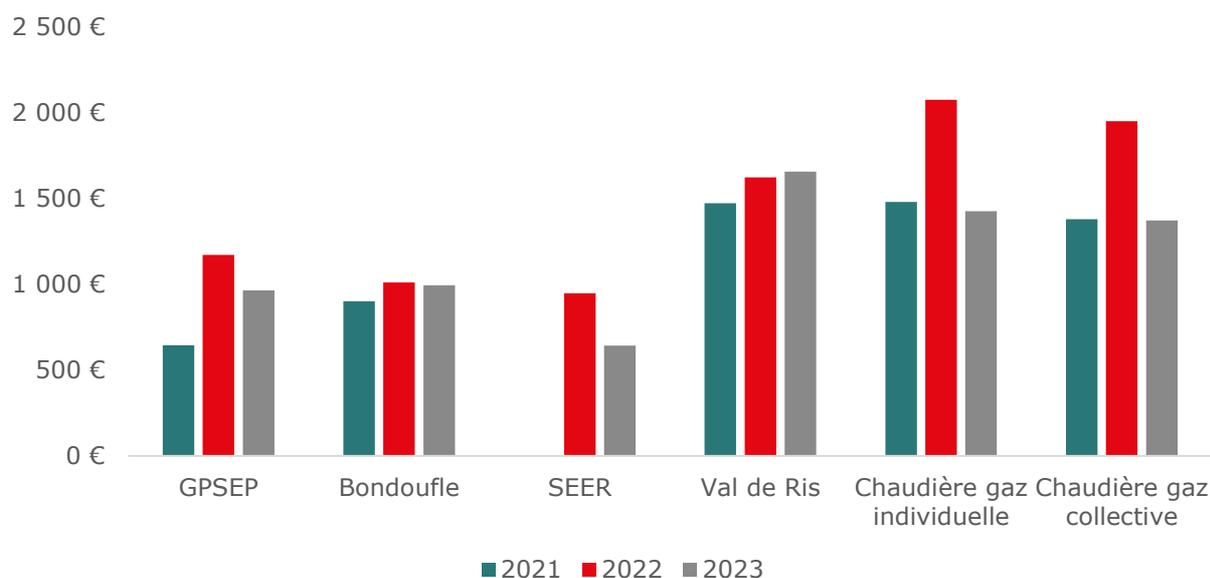


Figure 4 : Evolution des prix des RCU de GPS et leur compétitivité avec les chaudières gaz (en €TTC/an par logement)

Dans la tarification 2023 de GPSEP, la part du BARAC a été déduite de la part variable. Le BARAC, qui représente la portion excédentaire du plafond des bénéfices des délégataires fixé au contrat, est restitué aux abonnés sous forme de remboursement ou d'avoir. Pour l'année 2023, le montant du BARAC est de 1 017 k€, soit une réduction de 40€ par foyer.

Pour l'année 2023, la part fixe liée à la fourniture de chaleur du réseau Val de Ris est particulièrement élevée, près de 10 fois plus élevée que celle du réseau SEER. Les autres réseaux et chaudières gaz se situent entre les deux autour de 600€/an. Il est en réflexion, pour le réseau de Val de Ris, un arrêt de la concession pour un raccordement au réseau de la SEER.

La différence entre les réseaux et les chaudières se note majoritairement sur la part variable, où les deux chaudières dépassent de plus de 30% tous les autres réseaux.

Tout compris, seul Val de Ris apparaît moins compétitif que les chaudières gaz individuelles et collectives.

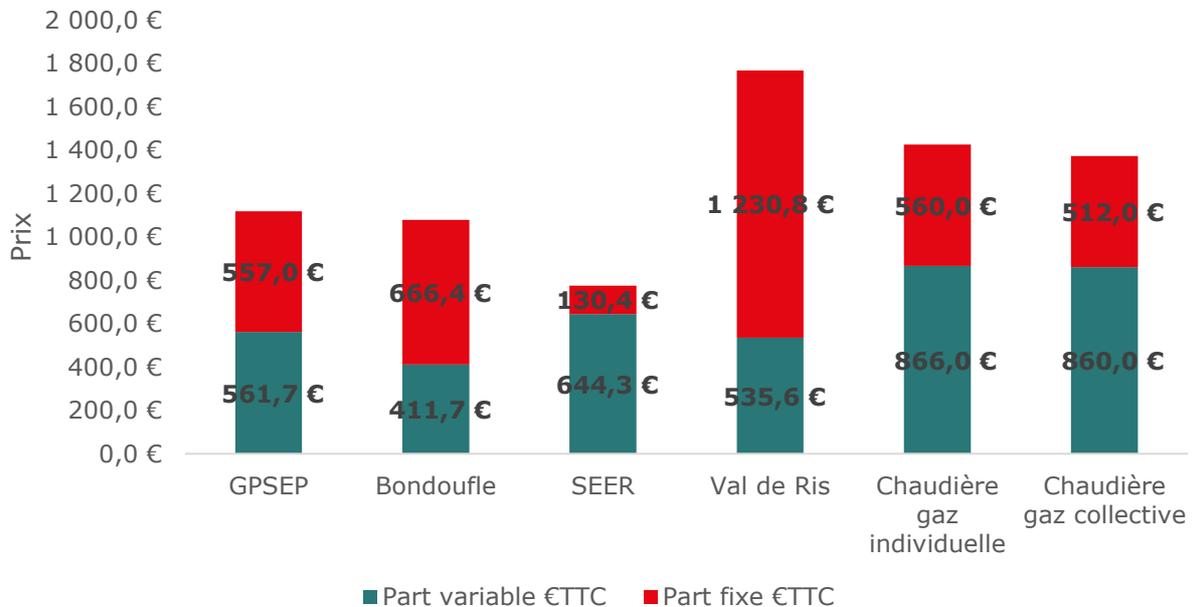


Figure 5 : Prix annuel pour un logement moyen en 2023 (en €TTC/an par logement)

Notre exercice de comparaison s'arrête en 2023, année aux fortes variations des coûts électriques et gaz, ainsi qu'aux températures douces. Il serait intéressant de refaire régulièrement l'exercice, notamment avec l'année 2024, avec des marchés de l'énergie de nouveaux stabilisés.

Ces résultats montrent la compétitivité économique des réseaux de GPS par rapport à une solution classique au gaz, que ce soit individuelle ou collective.

Il faut également noter qu'outre les arguments économiques, les réseaux de chaleur (avec une part faible de production gaz dans le mix énergétique) offrent pour le territoire de GPS :

- Une relocalisation et maîtrise de la production énergétique (tant sur la disponibilité que sur les coûts),
- Une diminution à l'exposition de la volatilité des prix du marché énergétique,
- Un nouveau service pour les usagers.

Au regard de la crise énergétique 2022, ces trois arguments prévalent d'autant plus.

Comparaison aux réseaux similaires

La comparaison des réseaux GPSEP et SEER à des réseaux similaires révèle des prix dans la moyenne de 762€ par logement. GPSEP apparaît comme un réseau légèrement au-dessus de la moyenne, notamment par l'impact des investissements forts et ce, malgré la remise du BARAC. Le réseau SEER fait partie des plus compétitifs.

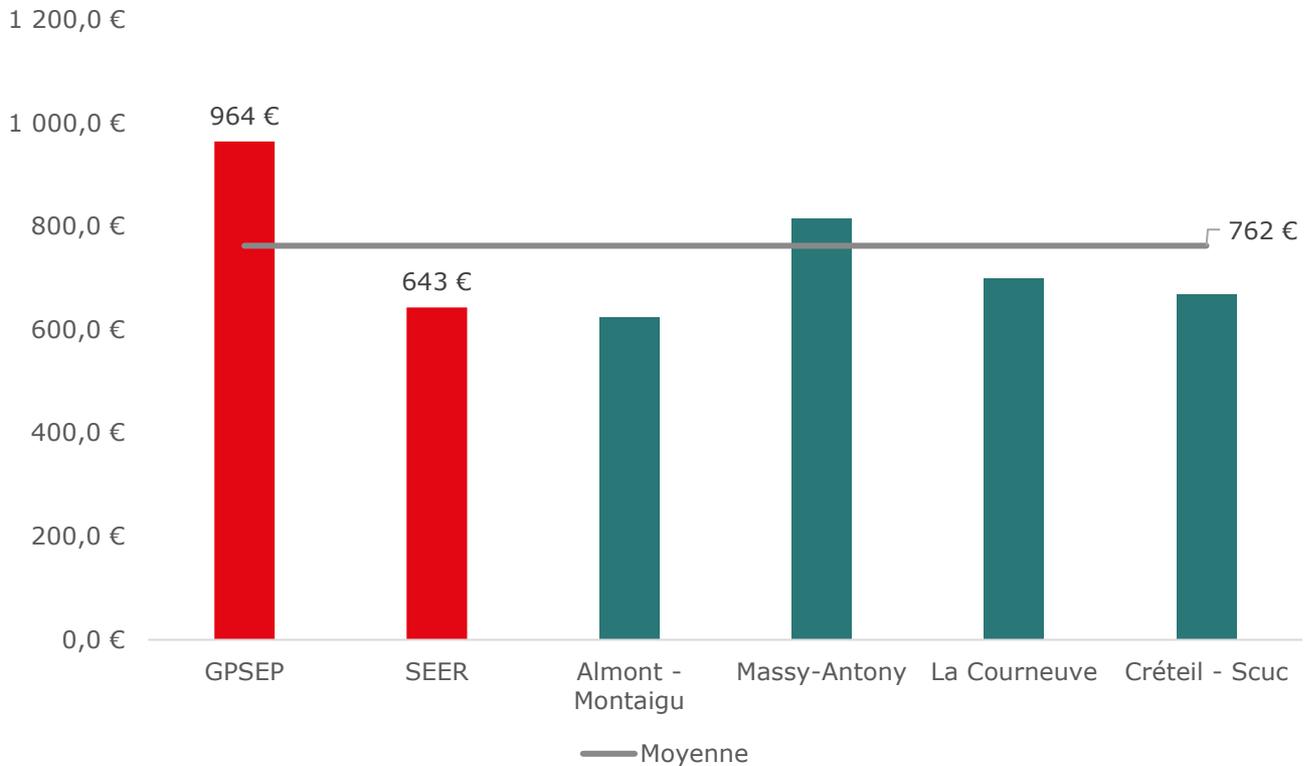


Figure 6 : Compétitivité des réseaux de 20 à 50km en Île-de-France (en €TTC/an par logement)

Le réseau de Bondoufle apparaît dans la moyenne des tarifs des réseaux comparables pour un logement type, tandis que Val de Ris dépasse les coûts des réseaux de taille comparable.

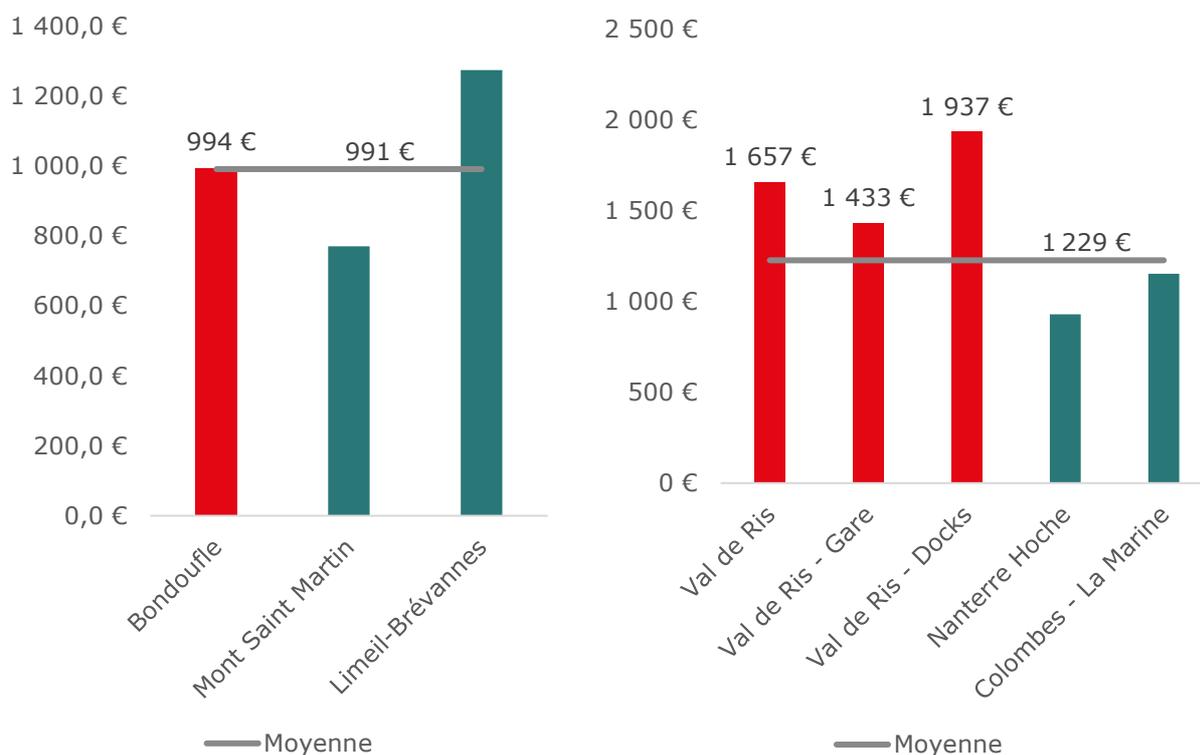


Figure 7 : Compétitivité des réseaux en Île-de-France (en €TTC/an par logement). De 2 à 5km (à gauche) et de 0 à 2km (à droite).

Evolutions prix Gaz

Avant les années COVID, et les divers conflits mondiaux, l’approvisionnement en gaz était stable, cette source d’énergie était considérée comme une solution efficace, facile à mettre en œuvre et peu coûteuse.

Depuis, la vision de tous les fournisseurs et les consommateurs se portent sur l’analyse du PEG et de son évolution non contrôlée, peu prévisible. Aujourd’hui, une vision plus large doit exister, en considérant :

- La TICGN et ses évolutions
- Les certificats biogaz (à partir de 2026),
- Quotas émissions CO2,
- CEE,
- Tarif d’acheminement.

Evolution des termes du tarif gaz entre 2023 et 2028

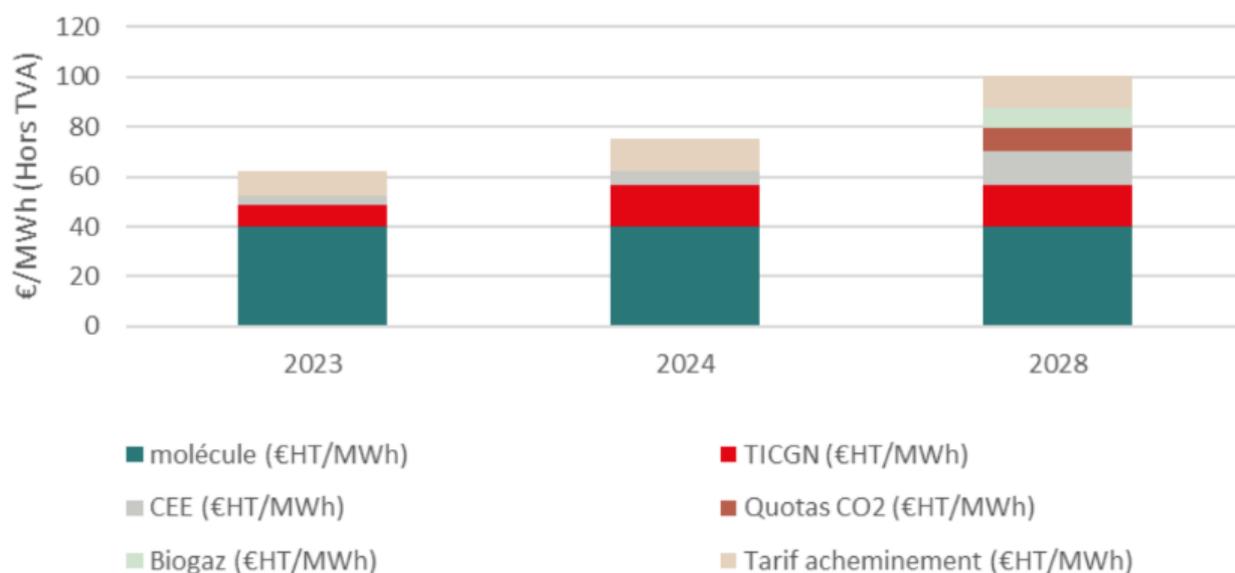


Figure 8 : Evolution du tarif gaz entre 2023 et 2024, pour une molécule à 40€HT/MWh

Le coût de la chaleur des réseaux de GPS sont donc dans la moyenne des coûts des autres réseaux francilien. Ces coûts sont, à l'échelle nationale, relativement bas. Ceci peut s'expliquer notamment grâce au Dogger, qui permet la géothermie profonde, ainsi qu'à la forte densité des consommateurs, réduisant ainsi les pertes et le coût d'investissement par mètre linéaire.

La fourniture de chaleur par les réseaux est dans l'ensemble plus avantageuse pour les consommateurs que les chaudières à gaz (individuelles ou collectives). La fourniture de chaleur via géothermie du réseau Val de Ris fait office d'exception avec un prix élevé de 1657€ annuel par logement qui frôle les 2000€ pour le réseau Docks, ce qui justifie les réflexions de l'intégration du réseau dans le réseau SEER.

Réseau GPSEP à Evry-Courcouronnes (MOA GPS)

Les chiffres clés 2023

70%

De la chaleur livrée est à destination des logements

55 km

De réseau, dont 7 km de liaison avec le CITD

65%

De taux d'EnR&R dans le réseau

30 200¹

Équivalents logements alimentés par le réseau de chaleur

390

Abonnés du réseau de chaleur en 2023

211 GWh

De chaleur finale livrée aux abonnés en 2023

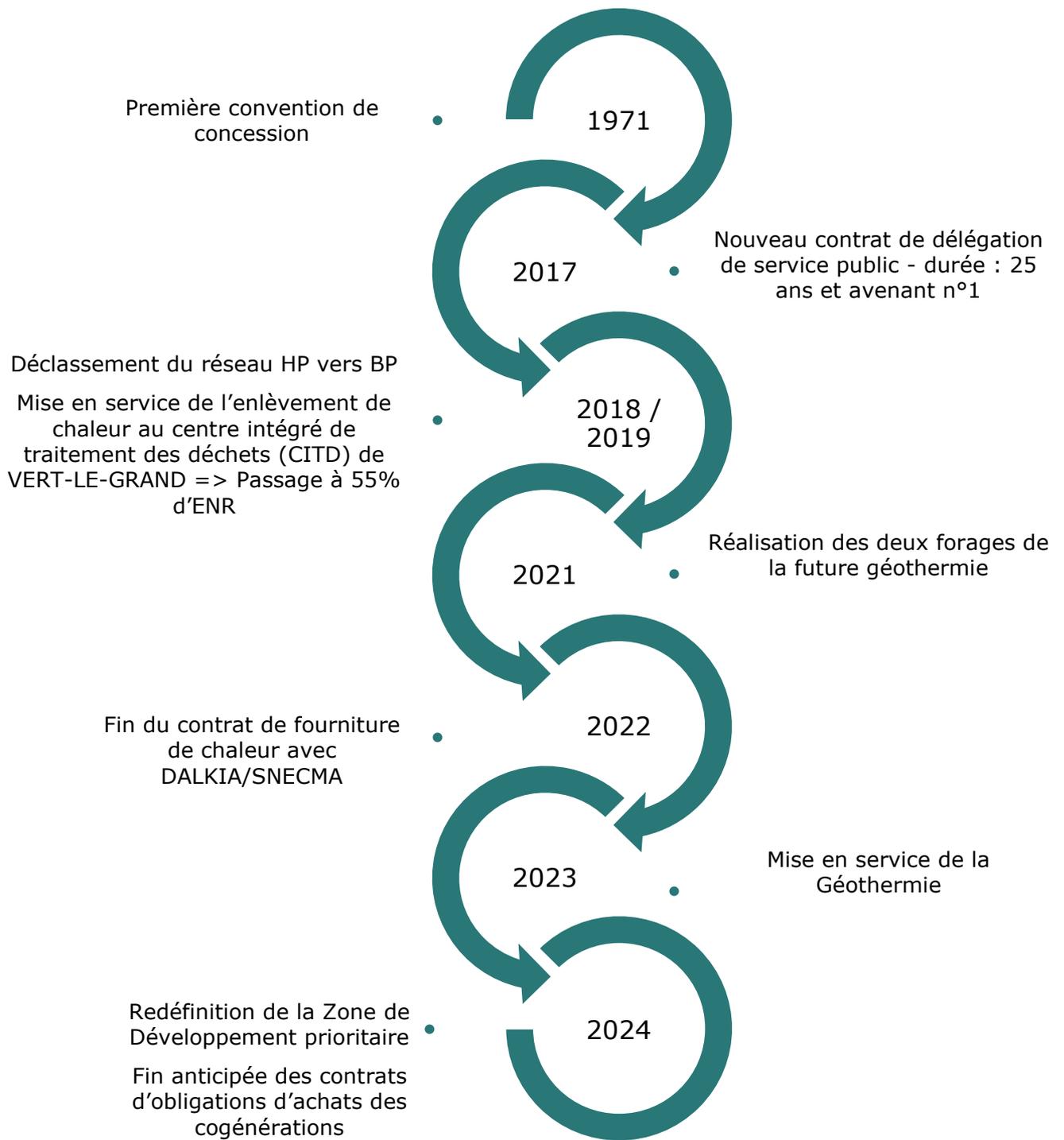
Analyse du réseau

Historique du réseau

Le réseau de chaleur déployé à Evry-Courcouronnes fait l'objet d'une délégation de service public conclue entre Grand Paris Sud et Dalkia, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2017 pour une durée de 25 ans.

La mise en œuvre de ce contrat a conduit Dalkia, le délégataire, à créer une société dédiée à l'activité de la DSP : Grand Paris Sud Energie Positive (GPSEP).

¹ Equivalent logement : 7MWhu / lgt / an



À la suite de la mise en service de la première chaudière en 1973, trois autres chaudières ainsi que des chaufferies annexes, dites chaufferies d'îlots (au nombre de cinq : H, KLM, BC, F, D), ont été installées pour tenir compte de l'augmentation des besoins en chaleur liée au développement des anciennes villes d'Evry et de Courcouronnes.

Les techniques de production ont également évolué. Ainsi, la chaufferie centrale est passée de l'utilisation du fioul lourd comme combustible unique à celle du gaz naturel, tout ceci dans un souci d'optimisation et de protection de l'environnement.

De 1983 à 1997, une géothermie a été exploitée dans le quartier du Canal. Cette dernière avait une puissance théorique de 8 MW, mais des difficultés inhérentes à la conception, ajoutées aux coûts importants de fonctionnement, ont conduit à la décision d'abandonner l'exploitation de cette installation.

Dans un souci de réduction des coûts énergétiques, mais également de protection de l'environnement, deux centrales de cogénération assurant à la fois une production d'électricité et de chaleur ont été réalisées au cours de la saison 2000-2001. Il s'agit de deux turbines à gaz implantées en chaufferie centrale et de moteurs à gaz implantés sur le site de l'ancienne géothermie dans le quartier du Canal.

Dans le même esprit, depuis novembre 2009, la cogénération de la SNECMA fournit de la chaleur à la chaufferie H, permettant ainsi de générer des économies sur la consommation de gaz.

Par ailleurs, en 2013, sont arrivés également à échéance les contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite par les 2 turbines à gaz implantées en centrale. Compte tenu de l'intérêt pour la tarification de la chaleur aux abonnés du maintien de ces installations de cogénération, il a été décidé moyennant le renouvellement des turbines à gaz de contracter avec EDF deux nouveaux contrats d'obligation pour une durée de 12 ans.

GPS a mené de nombreuses études dès 2008 afin de diversifier le mix énergétique du réseau de chaleur. Cette évolution du fonctionnement du réseau a été possible grâce au renouvellement du contrat de DSP, permettant de modifier de manière importante l'ensemble des installations de production et de distribution de chaleur en vue de passer d'un mix énergétique 100% fossile à un mix énergétique majoritairement issue de sources d'énergie renouvelable et de récupération.

Le précédent contrat de délégation de service public s'est achevé le 31 décembre 2016. A l'issue d'une procédure de passation d'une délégation de service public de type concessif, le nouveau contrat a été confié à DALKIA. Il a pris effet le 1^{er} janvier 2017 pour une durée de 25 ans. La mise en œuvre de ce nouveau contrat a conduit DALKIA, le délégataire, à créer une société dédiée à l'activité de la DSP, Grand Paris Sud Energie Positive, domiciliée Avenue de la Liberté à Evry-Courcouronnes.

Depuis, pour assurer l'EnR&R et les moyens de productions, de travaux de 1^{er} établissement ont été entrepris et des nouveaux moyens de productions ont été ajoutés :

- Connexion avec le Centre Intégré de Traitement des déchets (CITD) de Vert Le Grand, en 2019. La sous-station d'échange à une puissance thermique installée de 58 MW. Aujourd'hui 38 MW sont disponibles du côté du CITD,
- Création d'un double géothermique sur DOGGER et d'une PAC à la chaufferie centrale, opérationnel en janvier 2023, pour la géothermie et en avril 2023 pour les pompes à chaleur. Cet ajout a permis de passer de 56% de taux d'EnR&R en 2022 à 77% en 2023.

Depuis, la production thermique de GPSEP est principalement assurée par le CITD et par la Géothermie avec ses pompes à chaleurs, suivi en appoint des chaudières gaz centrale.

Les chaufferies d'îlots ont été interconnectés au réseau principal de la chaufferie centrale (maillage de chaufferie) en 2022. Les chaufferies d'îlots sont désormais des moyens de secours. Les cogénérations pourront être amenés à fonctionner en dispatching dans le cadre des contrats d'obligations d'achats.

L'équipement des postes abonnés en système télégestion a également été entamé, avec la mise en place d'un portail internet abonné finalisés fin 2020. Un mailing de pré-information concernant l'espace client dédié aux abonnés du réseau de chaleur a été envoyé début 2021.

Réseau de chaleur

Caractéristiques et état

Jusqu'à l'été 2018, le réseau était constitué :

- D'un réseau de transport de chaleur en haute pression et haute température depuis la chaufferie,
- Des réseaux basse température et basse pression, alimentées soit par des chaufferies d'îlot soit par des sous-stations HP/BP alimentant les sous-stations des bâtiments.

Les caractéristiques du réseau étaient les suivantes :

Réseau	Caractéristiques
Réseau de distribution HP	Eau surchauffée : 180°C ² Pression statique : 15 bars Longueur totale : 7,7 km Nombre de sous-stations HP/BP : 33
Réseau de distribution BP	Eau basse température : 105°C maximum Pression statique : 3 bars Longueur totale : 43 km Nombre de sous-stations terminales : > 350

Depuis juin 2018, l'intégralité du réseau fonctionne en basse température.

Cette bascule a été possible à la suite de travaux de modification des installations en chaufferie mais également de remplacement de certains tronçons de réseaux de distribution.

L'année moyenne de réalisation des réseaux, pondérée des longueurs, est 1978. Leur âge moyen est donc de 46 ans.

² Les régimes de températures indiqués sont ceux à température extérieure de base (-7°C) et sont variables.

Réseau de chaleur GPSEP sous MOA GPS

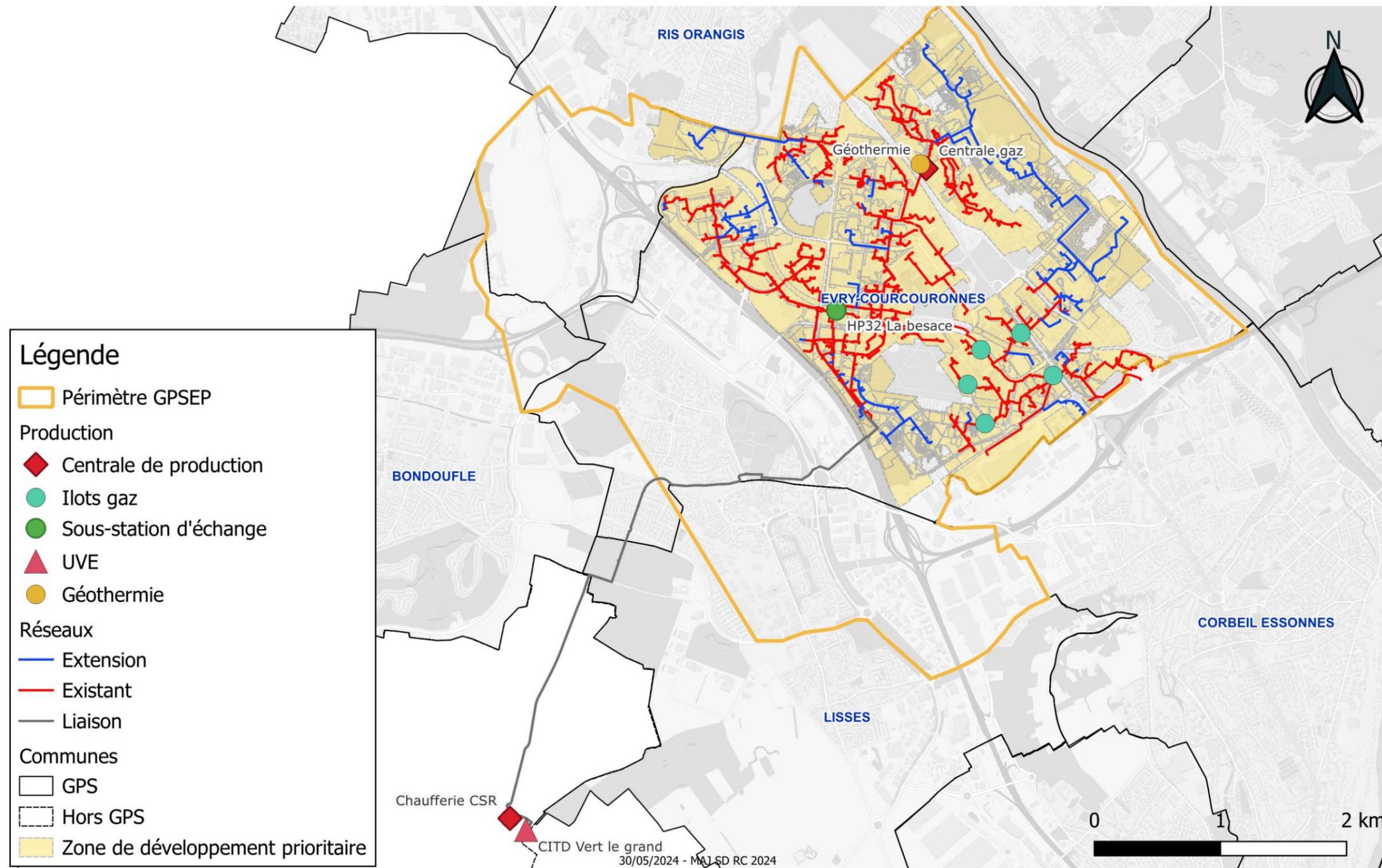


Figure 9 : Carte réseau des extensions prévues et de la zone de développement prioritaire (2023) - GPSEP

Densité énergétique

4,78 MWh/ml. C'est la densité énergétique du réseau en 2023, hors liaison avec le CITD. En 2021, la densité énergétique moyenne des réseaux en France, s'élevé à 4,56 MWh/ml.³

	2019	2023	2023 hors connexion CITD
Ventes de chaleur (MWhu)	233 500	230 104	230 104
Longueur du réseau BP (ml)	40 700	45 808	45 808
Longueur du réseau de maillage (ml)	2 365	2 365	2 365
Réseau de connexion au CITD (ml)	6 910	6 910	-
Longueur totale (ml)	49 975	55 083	48 173
Densité énergétique (MWh/ml)	4,7	4,2	4,8

Tableau 2 : Densité énergétique - Réseau GPSEP

A périmètre constant, la densité a baissé en 2019 suite au maillage des chaufferies (opération permettant la création d'un seul réseau physique).

Cependant, la diminution de la densité énergétique du réseau, n'est pas gage d'une perte d'efficacité. En effet, selon la FEDENE, de 2012 à 2022, les réseaux de chaleur en France ont connu des évolutions significatives :

- Une légère réduction de leur densité d'environ 7 % (mesurée par l'indicateur de l'état de densification),
- Une augmentation de 28 % de leurs livraisons d'EnR&R par kilomètre de réseau desservi, illustrant leur intensification dans l'utilisation de sources vertueuses,
- Une amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments raccordés de 30 % sur cette période.

Production de chaleur et d'électricité

Moyens de production d'énergie

Pour assurer sa production d'eau surchauffée, d'eau chaude et d'électricité, GPSEP dispose actuellement d'une **chaufferie centrale** (4 chaudières gaz, installation de cogénération en chaufferie centrale, PAC géothermiques et géothermie sur DOGGER), du CITD de Vert le Grand ainsi que d'une récupération de chaleur sur chaufferies en îlots désormais interconnecté (5 chaufferies).

Une chaufferie centrale :

³ "Enquête des réseaux de chaleur et de froid – Edition 2023" - FEDENE

	Production de chaleur (MW)	Production d'électricité (MW)
Chaudière gaz G21	30	-
Chaudière gaz G22	30	-
Chaudière gaz G31	30	-
Chaudière gaz G32	30	-
Cogénération centrale (turbines à gaz)	17,9	10,7
Géothermie PAC	2,4 / 7,7*	-
TOTAL	137,9	10,7

*En fonction des retours réseau.

/ CITD de Vert le Grand :

	Production de chaleur (MW)	Production d'électricité (MW)
Echangeur CITD	38	-
Echangeur HP32	58	-
TOTAL disponible	38*	-

*38 MW actuellement disponible du côté du CITD. L'échangeur est dimensionné pour suivre l'évolution de puissance du CITD. En réalité, la puissance maximum atteinte serait de l'ordre de 31 MW.

/ Chaufferies d'îlots :

Les chaufferies d'îlots sont désormais maillées au réseau et chaufferie principale. Elles servent d'appoint au CITD et à la géothermie. En 2023, elles n'ont que très peu fonctionnées.

	Puissance installée ⁴ (MW)
Chaufferie îlot H	14,8
Echangeur SNECMA (en chaufferie H)*	8
Chaufferie îlot F	6
Chaufferie îlot D	4,6
Chaufferie îlot BC	6,9
Chaufferie îlot KLM	6,9

⁴ Puissance installée en chaufferies d'îlots

*L'échangeur SNECMA en chaufferie H est le seul ayant comptabiliser de la vente de chaleur en 2023.

Analyse production :

Le réseau de GPSEP a diversifié récemment sa production, avec un ajout massif de production EnR&R (CITD et Géothermie). Le réseau a gardé également ses chaufferies gaz, permettant ainsi un secours au-delà des besoins actuels et futurs (avenant 3). Les moyens de production actuels du réseau garantissent le bon développement et densification du réseau (description des installations en ANNEXE).

Mixité énergétique contractuelle

L'ordre de priorité prévu entre les différentes sources de chaleur, selon la convention de DSP, est :

- 1) Cogénérations en chaufferie centrale en base jusqu'au 1^{er} janvier 2022 et échangeur SNECMA en base jusqu'au 31 mars 2022,
- 2) Depuis mars 2022, Géothermie profonde avec PAC en base,
- 3) Chaleur issue du CITD, jusqu'à 160 GWh par an (selon convention de vente quadripartite)
- 4) Appoint gaz en chaufferie centrale, d'îlot ou chaufferie d'hôpital.

L'évolution de la mixité liée est la suivante :

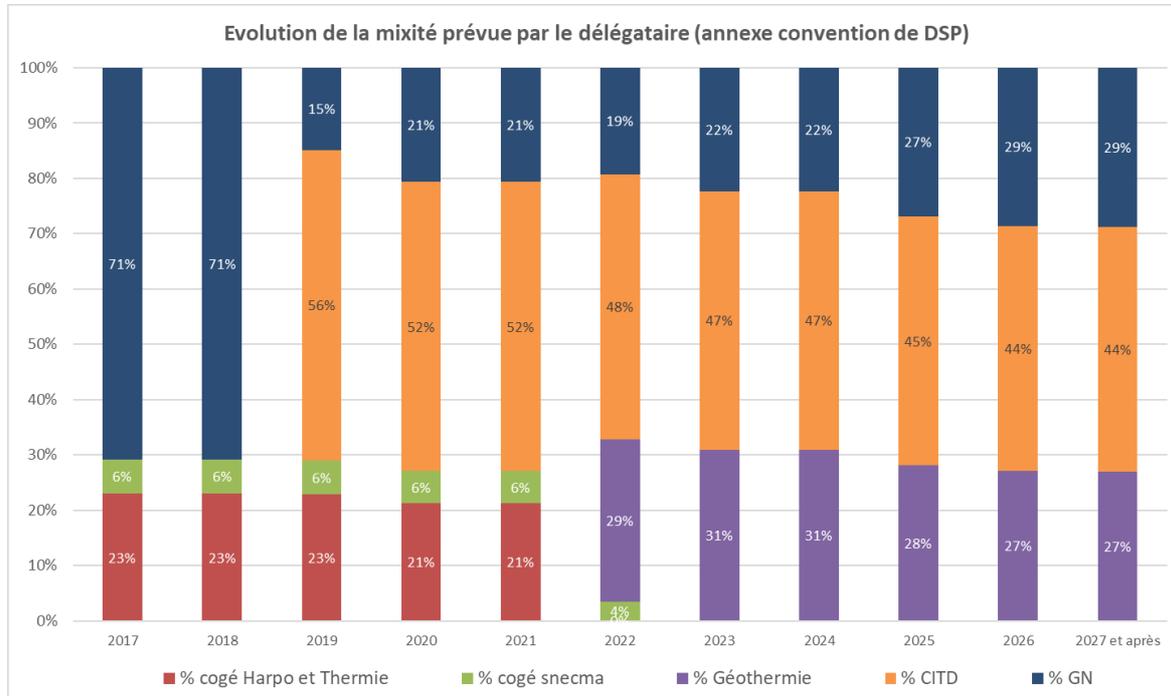
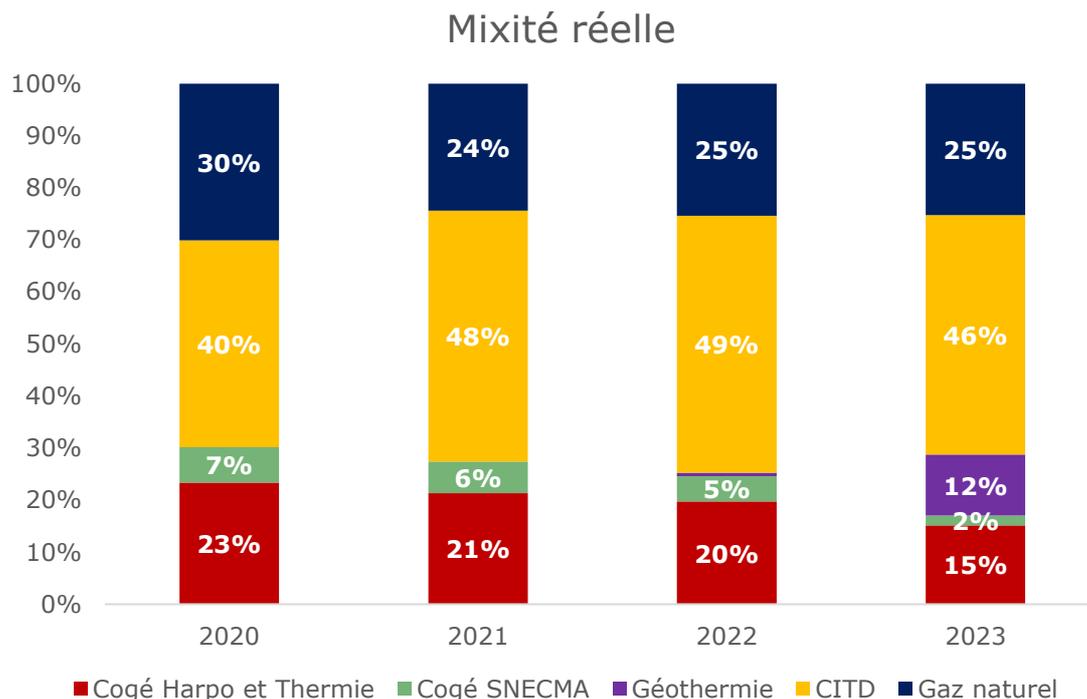


Figure 10 : Evolution mixité contractuelle - réseau GPSEP

Il est à noter :

- Cette évolution de la mixité prend en compte une hausse notable des livraisons de chaleur par le délégataire : + 80 GWh d'ici 2025, par rapport à une référence de 250 GWh. Aucune baisse des consommations de chaleur des bâtiments existants n'a été prise en compte et les besoins des abonnés sont déjà plus faibles que la référence (de l'ordre de 220 GWh plutôt que 250 GWh).
- Il y avait des incertitudes sur la quantité de chaleur réellement récupérées au CITD, la puissance réellement disponible n'étant pas assurée, celle-ci pourrait être plus faible. Aujourd'hui, la puissance disponible en sortie d'UVE est en deçà de ce qui avait prévu initialement. L'impact reste cependant modéré.

En comparant à la mixité réelle :



L'écart entre la mixité prévue au contrat et la mixité réelle se situe principalement au niveau de la fourniture par la géothermie (12% au lieu de 25%). Cet écart peut se justifier par un retard dans la mise en place de la géothermie sur l'année 2022, décalant la période de rodage des équipements sur 2023. Pour 2024, la fourniture de chaleur par la géothermie devrait être supérieure.

La part de renouvelable est redéfini via l'avenant 3 comme suivant :

	Après raccordement du CITD	Après mise en service de la géothermie + PAC					Après mise en service d'une nouvelle EnR&R
	De 0 à 300 GWh	De 0 à 250 GWh	De 251 à 300 GWh	De 301 à 330 GWh	De 331 à 350 GWh	Au-delà de 350 GWh	Quelque soit la consommation
Taux d'EnR&R	55%	77%	74%	68%	64%	REVOYURE	

Ainsi, à partir de 2024 (première année complète de mise en service de la géothermie) et en fonction des prévisions des ventes de chaleur du CEP⁵, le taux d'EnR devra **atteindre 74%** :

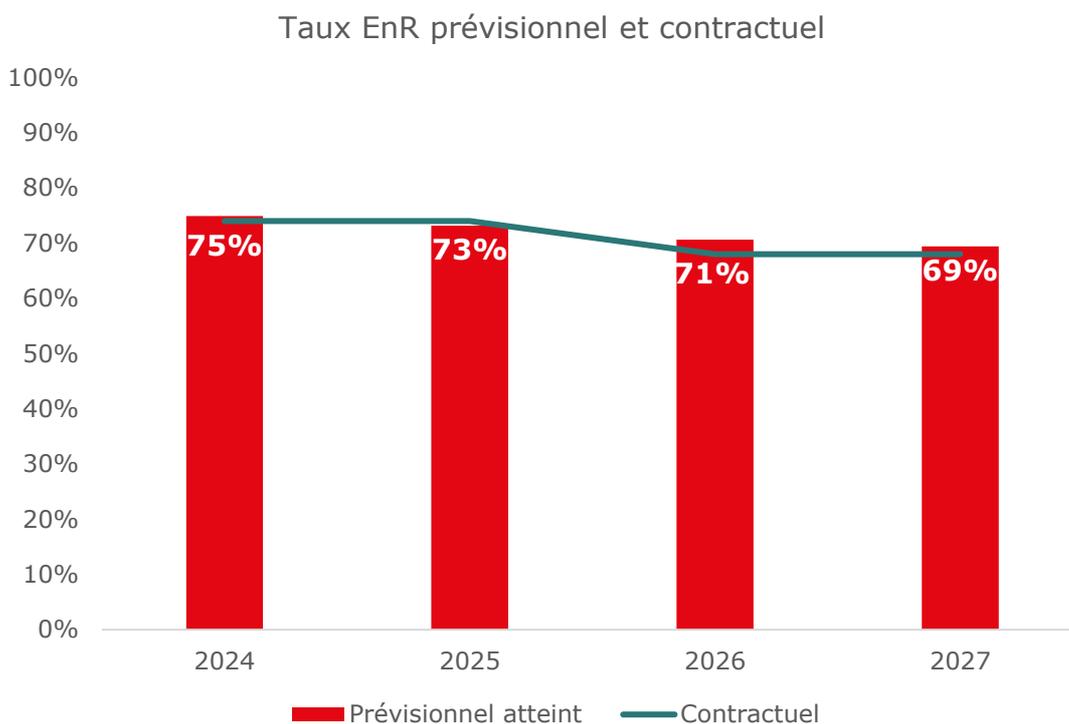


Figure 11 : Mixité EnR&R prévue par le délégataire - Réseau GPSEP

A noter qu'à partir de 2028, une autre source d'EnR&R est envisagée dans le CEP. Le cas échéant, les termes contractuels devront être révisés.

Analyse mixité énergétique :

D'un mix 100% fossile, le réseau est passée à plus de 65% d'EnR&R en 2023 pour atteindre plus de 70% (75% projeté, pour 74% contractuel) dès 2024 grâce à la géothermie.

En considérant les extensions et densifications prévues dans l'avenant 3, il est nécessaire dès 2028 d'avoir une production EnR supplémentaires afin de maintenir le taux d'EnR contractuel. Aujourd'hui, le projet de chaufferie CSR à Vert le Grand, alimentant en priorité le réseau de Corbeil, est le moyen envisagé à partir de 2028

Monotones du réseau

/ Situation actuelle (2023)

⁵ En première analyse, les ventes de chaleur présentée dans le CEP nous paraissent surestimée. Une reprojection des besoins sera effectué dans le chapitre 2 et 3.

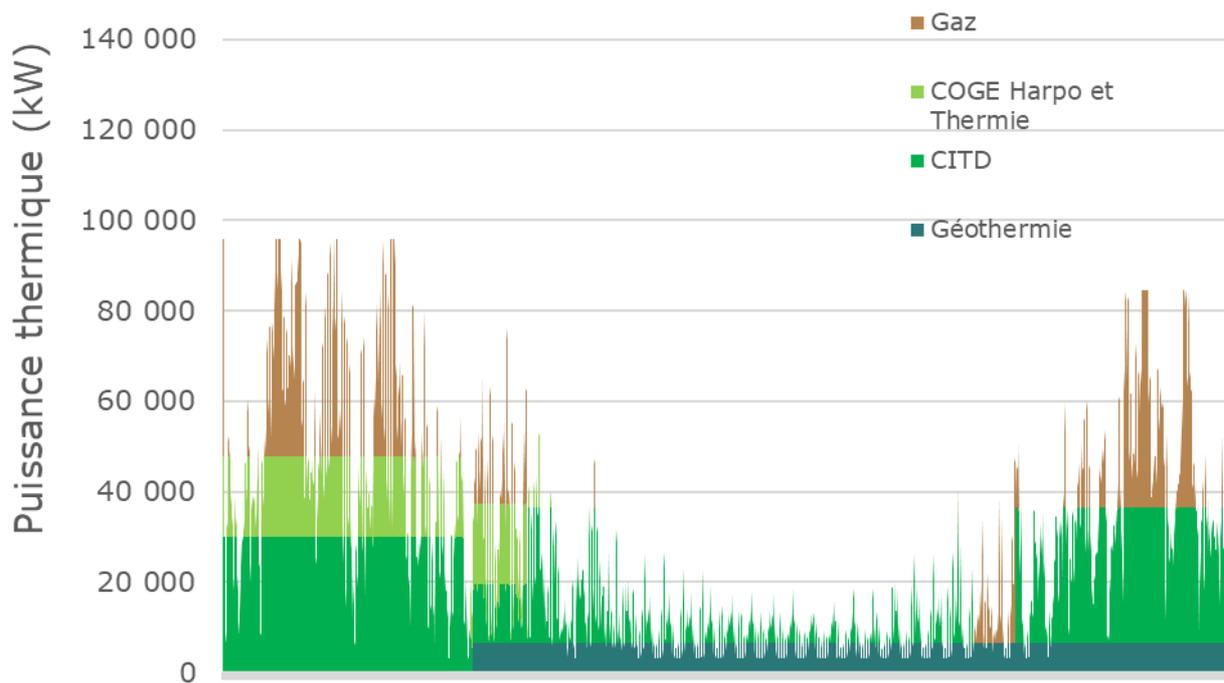


Figure 12 : Monotone annuelle simulée 2023

Il est à noter :

- Les températures chaudes du mois de janvier 2023 ne sont pas représentatives des températures de références,
- La mise en place de la géothermie n'a eu lieu qu'en avril,
- Les contrats des cogénérations ont été arrêtés avant terme, le 31 avril 2023.

/ **Situation future prévue (2024)**

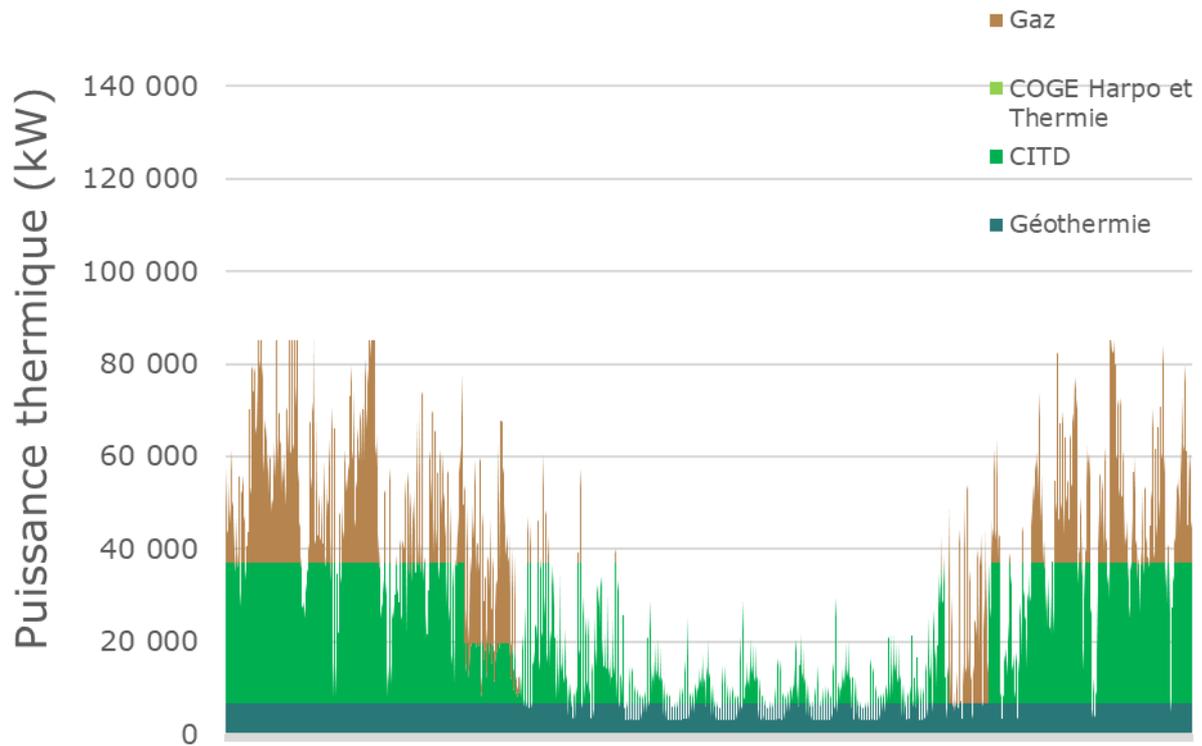


Figure 13 : Monotone annuel simulé 2024

Efficacité énergétique des moyens de production et de distribution

Pour l'année 2023, les données de consommations d'énergie entrantes, les productions d'énergie utiles et l'énergie utile vendue (ventes) sont résumées ci-après.

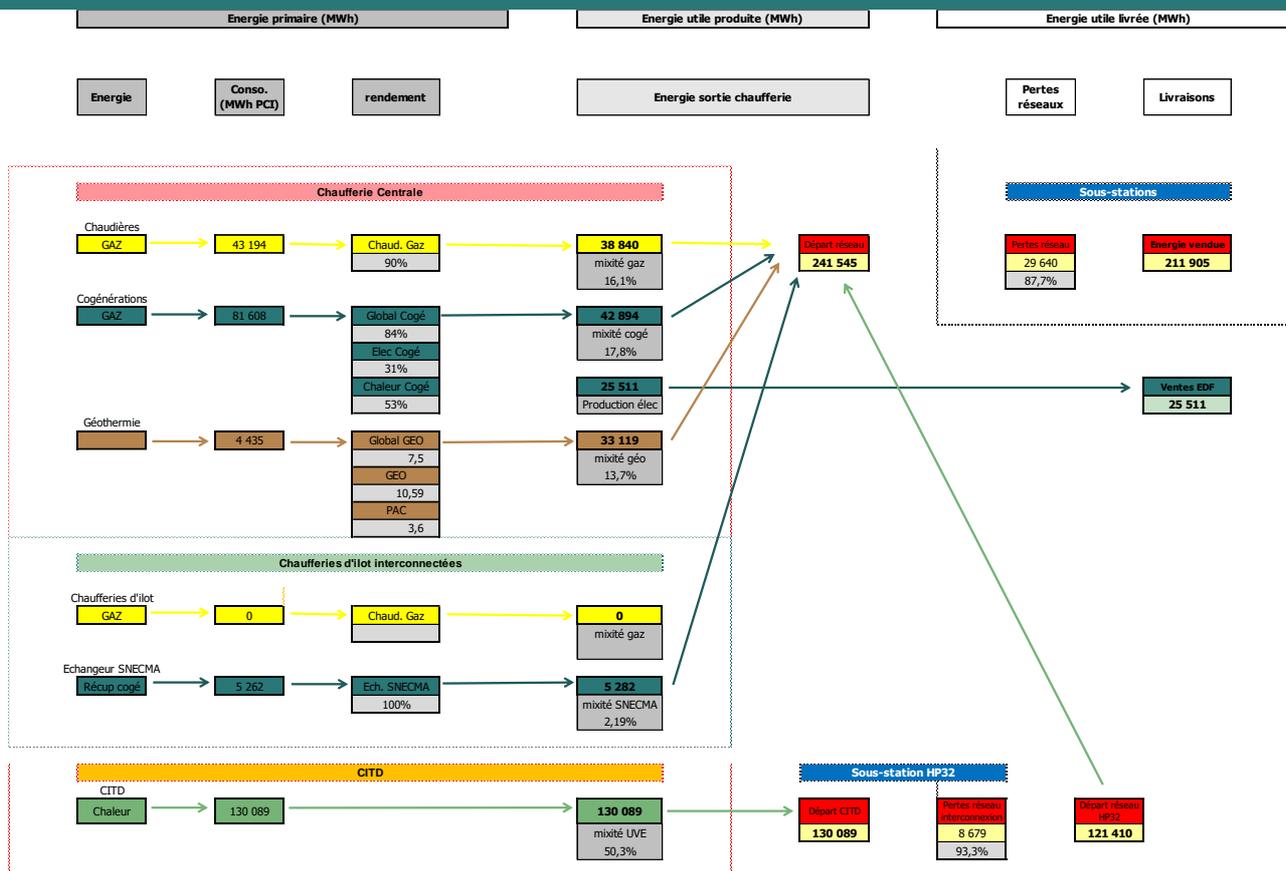


Figure 14 : efficacité énergétique de production et de distribution 2023 - réseau GPSEP

Il est à noter :

▪ **Sur la production centrale :**

- Les chaufferies d'îlot n'ont pas produit de chaleur sur l'année 2023.
- La production d'énergie issue de récupération de chaleur sur les cogénérations gaz du SNECMA a fonctionnée en début d'année afin d'honorer les clauses contractuelles. Sa production (2%) n'est pas significative
- La production d'énergie issue de récupération de chaleur sur les cogénérations gaz HARPO et THERMIE ont permis de couvrir 18% des besoins totaux de chaleur. Les contrats de récupération de chaleur ont été arrêtés au 1^{er} mai 2023.
- La géothermie a été mise en marche en avril 2023. Elle a fourni 14% de chaleur. En 2024 et suivant la monotone simulée, la géothermie pourrait alimentée plus de 20% des besoins de chaleur.
- Les **rendements de production des chaudières** sont très variables : de 84% à 96% en moyenne annuelle. Le rendement par chaudière ne peut pas être connu : l'absence de compteur gaz et/ou de compteur de chaleur dédié ne permet pas ce niveau d'analyse. Seul le calcul au niveau de la chaufferie peut être réalisé.

▪ **Sur le CITD de Vert le Grand :**

- Le minimum contractuel de fourniture de chaleur du CITD, compteur à l'échangeur HP32, n'a pas été atteint en 2023. Cet écart peut être expliquée par plusieurs raisons :

- Une demande de Grand Paris Sud de diminuer la fourniture de chaleur afin d'honorer les obligations contractuelles des cogénérations, dans cette année chaude,
- Un fonctionnement à optimiser du côté DALKIA,
- Le CITD ne peut pas mettre à disposition la puissance de 38 MWth contractuelle. La puissance thermique réelle est plus proche de 31 MW.

Sur la production future :

La mise en place de la géothermie permettra une augmentation significative du taux d'EnR&R dès 2024, permettant d'atteindre le minimum contractuel.

L'ajout d'une centrale de production CSR au niveau de Vert le Grand, alimentant principalement le futur réseau de Corbeil-Essonnes, devrait permettre une diminution de la part de gaz naturel dans le mix énergétique. Ce point est notamment approfondi dans les chapitres suivants.

▪ Sur les pertes de chaleur et rendements :

- Elles sont très variables entre les réseaux des différentes chaufferies d'îlot, entre 6 et 10% de pertes. Elles sont assez faibles, en cohérence avec la technologie (réseau basse température) et la forte densité thermique du réseau GPSEP.
- Les pertes liées à la chaufferie centrale sont relativement difficiles à estimer, du fait de la géothermie et par l'analyse seule des compteurs. Elles ont cependant nettement diminué, avec le déclassement en BP des tronçons en HP à l'été 2018 et les températures de réseaux associées.
- Cependant, avec la hausse notable de la longueur des réseaux due à la connexion au CITD et au maillage des chaufferies, les pertes réseaux globales ont augmentées.
- L'emplacement des compteurs varie suivant les chaufferies, mais sont généralement au niveau des générateurs de chaleur, et rarement au niveau des départs réseaux. Les pertes de chaleur en chaufferies sont plutôt comptabilisées dans la partie « pertes réseau ».

Rendement global de l'installation :

Le **rendement global d'exploitation est de 84,7%**. Avec un rendement de 93,3% pour le réseau de transport entre le CITD et l'échangeur HP32 et un rendement de 87,7% pour la distribution. Ce rendement global est bon, notamment au regard de la taille et l'âge moyen du réseau.

Le rendement en 2018 (réseau passé en BP) était de 79,7%. Le raccordement au CITD et la création de la géothermie ont participé grandement à l'augmentation du rendement global.

Consommations d'électricité

Chaufferie	2022		2023	
	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)
Chaufferie centrale	807	3,7	789	3,7
Sous-stations HP32	618	2,8	504	2,4
CITD	644	2,9	547	2,6
Chaufferies d'ilots	84	0,4	49	0,2
Géothermie (hors PACS)	/	/	2 792	13,2
PACs Géothermiques	/	/	2 091	9,9
TOTAL	2 152	9,8	6 772	32

Tableau 3 : Evolution consommations d'électricité des auxiliaires - Réseau GPSEP

La consommation principale est liée la géothermie. La consommation des auxiliaires géothermiques, hors PACs, concernent principalement le pompage exhaure et le pompage de réinjection. Le coefficient de performance des PACs est quant à lui correct (3,6)

Les consommations d'électricité liées aux chaudières gaz et à la chaleur du CITD ne représentent quant à eux 28%.

Le ratio de consommations d'électricité par rapport à la chaleur injectée dans le réseau est variable suivant le mois et les réseaux : de 1,6 (mois d'été) à 10kWh/MWh livré (mois d'hiver). Cette relative maîtrise est liée principalement à la consommation électrique de la géothermie qui est relativement proportionnelle à la production.

Consommations d'eau

Les points de consommations d'eau liées au réseau GPSEP sont, en 2023, ont été restreints au réseau BP depuis la chaufferie centrale et au réseau BP depuis le CITD.

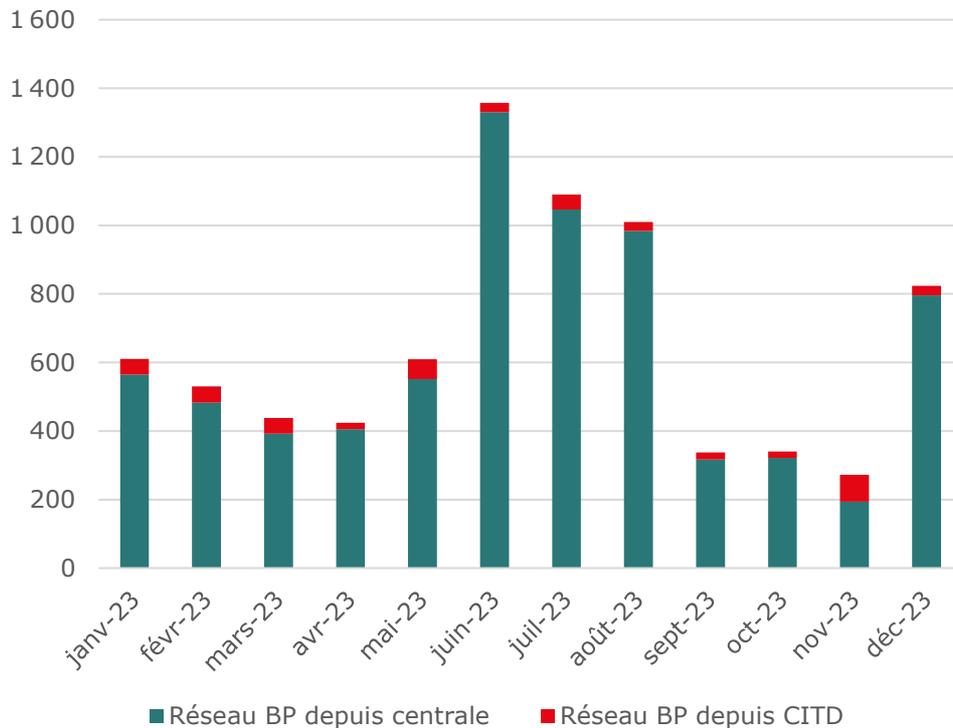


Figure 15 : Consommations mensuelles d'eau par réseau

Chaufferie	2022		2023	
	Consommation d'eau d'appoint (m3/an)	Taux de fuite (m3/GWh)	Consommation d'eau d'appoint (m3/an)	Taux de fuite (m3/GWh)
Chaufferie centrale et réseau lié	7 635	35	7 386	34,9
CITD et réseau lié	397	1,8	455	2,1
TOTAL	8 114	36,8	7 843	37

Tableau 4 : Evolutions consommations d'eau et taux de fuites - réseau GPSEP

La consommation d'eau (appoint réseau) est d'environ 37 m³/GWh, inférieur au seuil cible de surveillance de 50 m³/ GWh.

Il est à noter également qu'entre 2020 et 2024, la consommation d'eau a été réduite de presque 62% (59,8 m³/GWh en 2020).

Taux de fuite

De manière générale, le taux de fuite est estimé à 1,13 m³_{fuites}/ m³_{tot} réseau. Ce taux est très bon surtout au regard de la taille du réseau.

Hors événements particuliers, la consommation d'appoint d'eau est très faible (0,8 à 1,5 m³/GWh). Cela signifie qu'aucune fuite non traitée n'est à signaler.

Cependant, le réseau est vieillissant et à surveiller, notamment dû au passage en BP et à la présence d'un seul appoint d'eau au niveau de la chaufferie centrale, compliquant la recherche de fuite. Avant le passage en basse pression du réseau de chaleur et le maillage des chaufferies d'îlots, l'ensemble des réseaux était découpé en de nombreux réseaux indépendants. La recherche de l'emplacement de la fuite à la suite d'une détection de fuite était plus aisée. Par ailleurs, l'agrandissement du réseau va amener des potentielles fuites supplémentaires.

Efficacité environnementale

Emissions de polluants

Les valeurs limites d'émission communiquées sont exprimées en valeurs moyennes mensuelles. Sans précisions de la méthode de calcul de ces valeurs de suivis, il n'est pas possible d'assurer qu'aucun dépassement n'est observé, les pics de valeur ayant été effacés. Cependant, les valeurs maximales observées pour 2023, rapportées par le délégataire sont les suivantes :

		NOx (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)
VLE arrêté d'exploitation	Cogénération	50	40
VLE PPA 2018		NC	NC
Valeur installation		21,1	25,4
Respect		++	++
VLE arrêté d'exploitation	Chaudière gaz 1 à 4	100	40
VLE PPA 2018		NC	NC
Valeur installation		60,6	12*
Respect		++	++
VLE arrêté d'exploitation	Chaufferies gaz d'îlot	225	NC
VLE PPA 2018		150	NC
Valeur installations		137	NC
Respect		+	
+ : Respecte la réglementation en vigueur			
++ : Performance supérieure à la réglementation en vigueur			

*Aucune valeur en 2023. Valeur maximale observée en 2022.

Tableau 5 : Emissions maximales de polluants - générateurs réseau GPSEP

Les valeurs d'émissions de polluants atmosphériques des deux turbines gaz (les cogénérations Thermie et Harpo) sont très performantes, avec des niveaux d'émissions nettement plus faibles que la réglementation.

Les quatre chaudières gaz installées en 2018 en chaufferie centrale ont des performances conformes à la réglementation.

Les performances des autres chaudières gaz installées en chaufferies d’îlot sont correctes. Cependant, celles-ci doivent fonctionner désormais en secours ultime de la chaufferie centrale. Leurs niveaux d’émissions réels, même important, n’auront qu’un impact marginal sur la qualité de l’air francilien.

Emissions de CO₂ et contenu en CO₂ du réseau

Selon le référentiel du SNCU, les éléments suivants ont été pris en compte pour le calcul du contenu en CO₂ de la chaleur livrée :

- A partir de l’évolution des consommations de combustibles prévues au CEP du délégataire en annexe de la convention de DSP
- Les émissions directes et indirectes sont calculées à partir des coefficients de la méthode SNCU :
 - 0,227 kgCO₂ / kWh PCI de gaz consommés,
 - 0,079 kgCO₂ / kWh électricité (pour le PAC et auxiliaires),
 - 0 kgCO₂ / kWh récupéré sur les installations de la SNECMA,
 - 0 kgCO₂ / kWh récupéré sur les installations du CITD,
 - 4 gCO₂ / kWh pour la part indirecte du réseau.

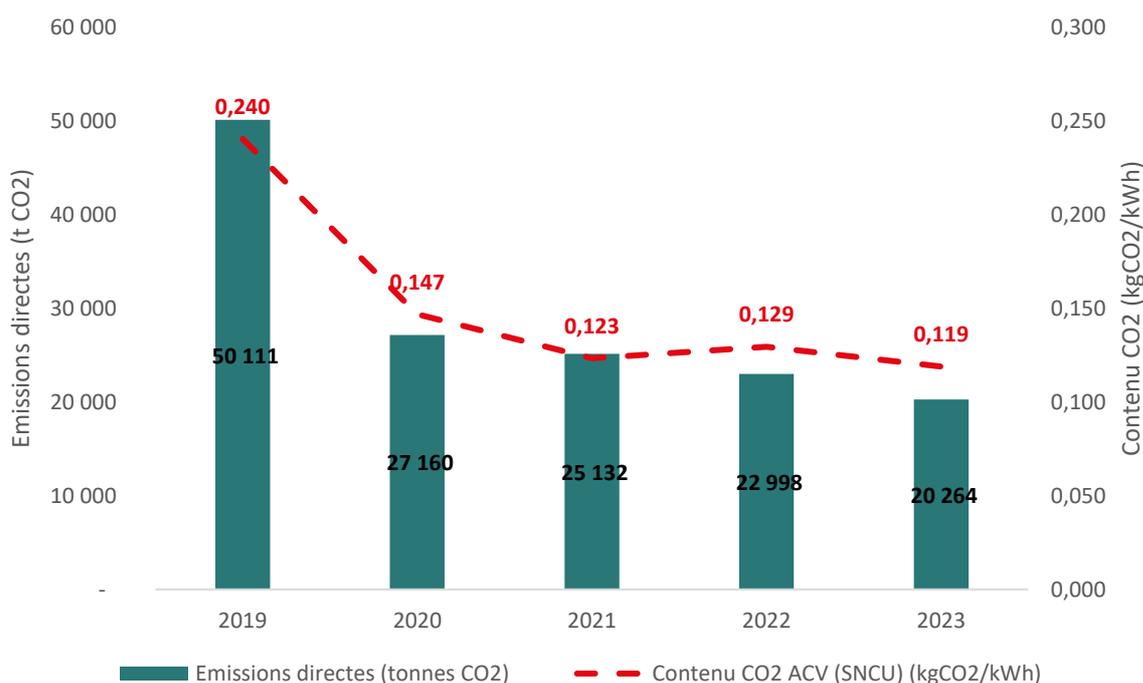


Figure 16 : Evolution des émissions directes de GES et contenu en CO₂ - Réseau GPSEP

En 2022, les quotas alloués à titre gratuit ont été plus faibles que la quantité émise, entraînant l’achat de 27 701 quotas CO₂ pour un montant de 2,2 M€ (soit 82,6€/quota).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Stock début	0	76	2 760	443	0	1 217
Allocation	23 374	19 753	16 248	12 869	6 130	4 711
Emission	51 405	55 480	44 094	34 593	33 183	28 723
Solde annuel - Alloc/Emission	-28 031	-35 727	-27 846	-21 724	-27 053	-24 012
Ventes réalisées						
Achats réalisés	28 107	38 411	25 529	21 281	28 270	27 201
Stock fin	76	2 760	443	0	1 217	4 406

Tableau 6 : Suivi quotas CO2

Contenu CO2

Le contenu en CO₂ du réseau de chaleur est officiellement de **0,119 kgCO₂/kWh pour 2023**. Avec l'augmentation de la part géothermique de chaleur, cette valeur diminuera dès 2024 (< 0,1 kgCO₂ / kWh).

Postes de livraison (sous-stations)

Vente et conditions de fourniture

Depuis l'avenant 3, les conditions normales de fourniture d'énergie sont les suivantes :

- **Chaleur** : 65°C au départ de l'échangeur avec 35°C au retour de l'échangeur (par -7°C extérieur),
- **Pression** : 4 bars de pression maximal au poste de livraison (niveau sol).
- **Eau Chaude Sanitaire** : température d'eau chaude égale à 55°C, -0° / +5°C à la sortie des échangeurs

Des conditions spécifiques (températures différentes) peuvent être convenues entre l'abonné et le délégataire suivant ses besoins. Elles sont alors définies dans la police d'abonnement (contrat entre le délégataire et l'abonné).

Caractéristiques actuelles des sous-stations

Les travaux de modifications de passage en BP ont entraîné la réfection de certaines sous-stations. Le quartier Canal était quant à lui déjà équipé d'échangeur pouvant fonctionner en BP. Aujourd'hui et pour les futures sous-stations, **les postes sont équipés d'une production de chauffage et d'ECS en série**. Le type de « SKID » peut-être représenté de la manière suivante :

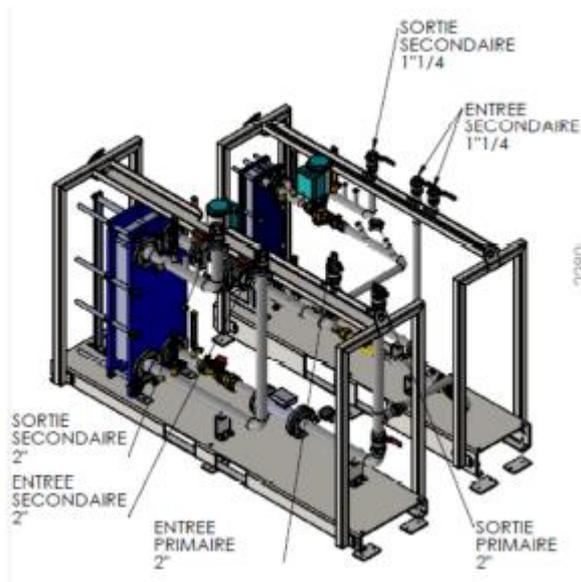


Figure 17 : Vue 3D des futures sous-stations Chauffage + ECS

Par ailleurs, une télégestion de l'ensemble des postes de livraison a été déployée. Il permet d'assurer un pilotage en temps réel du réseau par les équipes d'exploitation.

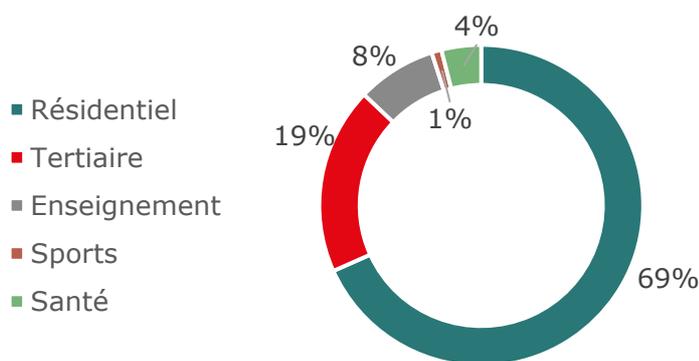
Répartition des abonnés

Le réseau dessert 464 postes de livraison à fin 2023, pour 382 abonnés « actifs » (i.e avec de la chaleur vendue en 2023). De nombreux abonnés ont plusieurs postes de livraison.

La répartition du nombre d'abonné et de la puissance souscrite par type d'abonné n'est pas déterminable à partir des fichiers transmis. La répartition des quantités de chaleur vendues est présentée dans le rapport annuel 2022, que l'on considère représentatif pour 2023.

146 085 kW
De puissance souscrite fin 2023

382 abonnés



Montage juridique

Mode de gestion du réseau

Le réseau de chaleur est géré sous forme d'une concession déléguée par Grand Paris Sud.

Au vu de la temporalité des travaux de 1^{er} établissement liés au renouvellement récent de la DSP, **les parties ci-après présentent la situation actuelle du réseau et la situation projetée pour les prochaines années, tel que prévu à la convention de DSP.**

Analyse du dispositif contractuel du réseau de chaleur

Caractéristiques générales du réseau de chaleur Grand Paris Sud Energie Positive	
Autorité délégante	Communauté d'agglomération Grand Paris Sud Seine Essonne Sénart
Déléataire	Société Dalkia
Nature du contrat	Concession
Périmètre géographique	Intégralité d'Evry-Courcouronnes ainsi qu'une partie des communes de Lisses, Bondoufle et Ris-Orangis
Date de signature	21 septembre 2016
Durée	25 ans à compter du 1 ^{er} janvier 2017
Objet	Production, fourniture, transport et distribution de chaleur et d'eau chaude sanitaire, et notamment : <ul style="list-style-type: none">- la conception, la construction et le financement des installations nécessaires à la production et à la fourniture de chaleur- la distribution de chaleur
Travaux à la charge du délégataire	L'ensemble des travaux nécessaires à la production, à la fourniture, au transport et à la distribution de la chaleur et de l'eau chaude sanitaire : <ul style="list-style-type: none">- travaux de premier établissement- travaux d'entretien- travaux de renouvellement et modernisation
Mix énergétique	Jusqu'à la mise en service des installations ENR : <ul style="list-style-type: none">- les cogénérations situées en chaufferie centrale- la récupération de chaleur sur la cogénération SNECMA- le gaz naturel pour alimenter les chaudières- éventuellement le biogaz

	Après la mise en service des installations ENR : <ul style="list-style-type: none"> - les cogénérations situées en chaufferie centrale jusqu'à la fin de leur contrat d'obligation d'achat respectif - la récupération de chaleur sur la cogénération SNECMA jusqu'à la fin de la convention y afférente, - la chaleur issue du CITD par valorisation de l'incinération des ordures ménagères - la chaleur issue de l'installation de géothermie associée à une pompe à chaleur centralisée et/ou le complément de chaleur issue du site du SIREDOM - le gaz naturel pour alimenter les chaudières en appoint et secours - éventuellement le biogaz
Rémunération du délégataire	Prise en charge de la mission aux risques et périls du délégataire, lequel se rémunère par les recettes qu'il perçoit auprès des usagers en contrepartie du service rendu : <ul style="list-style-type: none"> - vente de chaleur aux abonnés et facturation des frais de raccordement et d'extension aux abonnés - vente de chaleur à des consommateurs situés en dehors du périmètre concédé
Formule d'indexation	Indexation des termes R1 et R2
Redevances du délégant	<ul style="list-style-type: none"> - Redevance pour occupation du domaine public : 0,5 € / mètre linéaire de réseau et 1 € / m² de surface occupée (actualisée annuellement) - Redevance pour frais de gestion et de contrôle : 35.000 € annuels (actualisée annuellement) - Redevance pour les actions contre la précarité énergétique : 70.000 € (actualisée annuellement)
Titre d'occupation	Compris dans la concession
Destination des biens	<p>Remise en état normal d'entretien de tous les biens et équipements qui font partie intégrante de la concession qu'il s'agisse des biens de retour (moyennant une indemnité égale à la valeur résiduelle des biens non amortis) ou des biens mis à la disposition du délégataire</p> <p>Rencontre des parties deux ans avant l'expiration de la concession afin de déterminer le cas échéant les travaux à exécuter</p>
Polices d'abonnement (échéance, puissances)	Durée ferme de 12 ans et 6 mois

souscrites, modalités de révision des puissances)	Puissance précisée dans la demande d'abonnement ajustable à l'issue d'une période de deux ans à la suite de la prise d'effet du contrat
Contrats d'achat de chaleurs extérieurs et de vente d'électricité	Contrat d'achat de chaleur issue des cogénérations du site de la SNECMA jusqu'au 31 octobre 2022 Vente de l'électricité produite par les turbines à gaz installées en chaufferie centrale au travers de deux contrats d'obligation d'achat : un contrat arrive à échéance le 31 octobre 2025 et l'autre le 31 octobre 2026

Caractéristiques financières du réseau

Modalités de tarification de base

Le contrat de concession en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2017, a été amendée le 1^{er} juin 2023, au travers de l'avenant 3. Le règlement de service de juin 2023 ne vient cependant pas modifier la tarification de base du 1^{er} octobre 2015.

Les tarifs sont composés :

- D'un terme R1 en €HT/MWh livré, lui-même décomposé en plusieurs termes en raison des différentes sources d'énergie utilisées,
- D'un tarif R2 en €HT/kW, comprenant les termes r21, r22, r23, r24 et rsub, auxquels se rajoutent les termes r22géo, r23géo, r24géo et rsubgéo avec la mise en place de la géothermie depuis 2022,
- D'un tarif r2q qui correspond à la refacturation du coût des quotas CO₂ aux abonnés au prorata de leur puissance souscrite.

A la vue des récents travaux, nous sommes en phase D de tarification, à savoir :

Phase D : phase EnR à la mise en service de la liaison au CITD et de l'appoint géothermie + pompe à chaleur (correspondant à la partie II de l'annexe travaux du contrat de DSP), hors BARA

L'analyse porte plus particulièrement sur la tarification de la phase D. Les tarifs de base associés sont les suivants :

		2023-2026	2027-2034	2035-2041
Ventes de chaleur (moyenne) Mwhu		291 831	333 087	345 567
r1 CITD (€HT / MWhu)		23,5 €	23,5 €	23,5 €
	%r1 CITD	50%	45%	44%
r1 géo (€HT / MWhu)		16,5 €	16,5 €	16,5 €
	%r1 géo	21%	21%	20%
r1cogé (€Ht / MWhu)		41,5 €	- €	- €
	%r1 cogé	3%	0%	0%
r1SNECMA (€Ht / MWhu)		42,5 €	- €	- €
	%r1 cogé	1%	0%	0%
r1 gaz (€HT / MWhu)		41,5 €	31,0 €	31,0 €
	%r1 gaz	26%	16%	15%
r1 nouvelle EnR (€HT / MWhu)		- €	70,0 €	70,0 €
	%r1 EnR	0%	18%	21%
Rcogé		- 300 000	- 300 000	- 300 000
R1 moyen (€HT/MWhu) base		26,29 €	30,80 €	32,12 €

	2023-2026	2027-2034	2035-2041
kW souscrits (moyenne)	158 858	178 412	184 671
r21 (€HT / KW)	2,42	7,91	7,91
r22 (€HT / KW)	25,99	25,99	25,99
r23 (€HT / KW)	5,98	5,98	5,98
r24 (€HT / KW)	18,13	18,13	18,13
rsub (€HT / KW)	-1,26	-1,26	-1,26
r22géo (€HT / KW)	4,37	4,66	4,66
r23géo (€HT / KW)	2,41	2,41	2,41
r24géo (€HT / KW)	10	10	10
rsubgéo (€HT / KW)	-1,55	-1,55	-1,55
r2q (€HT / KW)	0	0	0
R2 moyen (€HT / kW)	66,19€	71,68€	71,68€

Tableau 7 : Tarification du réseau GPSEP dès mise en service des EnR&R, issus de l'avenant 3 et du CEP

La TVA à taux réduit (5,5%) est appliquée sur le R1 (à partir du 1^{er} janvier 2019) et sur le R2. La mixité des différents termes du tarif R1 n'est pas ajustée au réel de l'exercice.

Coût moyen de la chaleur de base et indexé

Sur la base des quantités prévues au contrat, le coût moyen de la chaleur serait d'environ 66€TTC/MWh à pour la période 2023-2026 hors indexation. Indexé (formules présentées ci-après) le coût moyen de la chaleur sur 2023 a été de **139 €TTC / MWh**.

Selon le compte d'exploitation prévisionnel :

	2023 (prévu)	2023 (réel)	2024- 2026	2027- 2034	2035- 2041
R1 €HT/MWh	84,56 €	60,5 €	44,0 €	40,2 €	40,8 €
R2 €HT/MWh	50,22 €	71,4 €	44,0 €	44,8 €	45,1 €
Coût moyen de la chaleur €HT / MWh	134,8 €	131,88 €	87,9 €	85,0 €	85,8 €
Coût moyen de la chaleur €TTC / MWh	142,2 €	139,13 €	92,8 €	89,7 €	90,6 €
Bouclier tarifaire	-13,23 €*	-25,22 €	/	/	/
Coût moyen de la chaleur €TTC / MWh	128,77 €	113,9€	92,8 €	89,7 €	90,6 €

Tableau 8 : Tarification du réseau GPSEP, indexé, hors bouclier tarifaire

*basée sur les pratiques observées en 2022

Les prix présentés ci-dessus proviennent du compte d'exploitation prévisionnel de juin 2023. Les hypothèses d'évolution de vente de chaleur semblent surévaluées. Ainsi, les coûts de la chaleur en €TTC/MWh ci-dessus semblent légèrement sous-estimé. Une projection des coûts de la chaleur en fonction des trajectoires du réseau a été présenté dans les chapitres suivants.

Indexation

- **R1** : Les formules d'indexation sont représentatives des coûts d'achat de combustible, autrement dit :
 - **r1 CITD** : indexé à 100% selon le prix réel de la chaleur issue du CITD.
 - **r1 géo** : indexé sur le prix de l'électricité pour son fonctionnement,
 - **r1 SNECMA** : cogénération gaz. Les prix sont donc indexés selon les différentes composantes (abonnement, taxes, molécules) de la facture de gaz.
 - **r1 gaz et r1 cogé** : tarif fixe par période (période 2017 à 2026 et 2027 à 2041). Les évolutions du prix de gaz sont suivies dans un compte d'investissement et de régulation dont le solde peut servir à financer une partie des investissements de premier établissement et faire progresser le rsub (voir ci-après). L'indexation au sein de ce compte est réalisée sur la base des factures réelles, le fournisseur étant choisi après mise en concurrence en transparence avec l'autorité déléguée.
 - **r cogé** : indexé de la même manière que r22, à savoir :
 - Salaires (45%)
 - Frais & services divers (45%)
 - Part fixe (10%)

- **R2** :

- **r21** : indexé sur l'électricité (100%) jusqu'en 2026 puis électricité (20%) et évolution de la part fixe de fourniture de gaz (80%)
- **r22** :
 - Salaires (45%)
 - Frais & services divers (45%)
 - Part fixe (10%)
- **r23** :
 - Bâtiment chauffage central (60%)
 - Salaires (30%)
 - Part fixe (10%)
- **r24** : a évoluée à partir du 1^{er} novembre 2022 :
 - Part fixe (90% de la valeur arrêtée)
 - Acier (3%)
 - Bâtiment (2%)
 - Réseau de chauffage et tuyaux (5%)
- **rsub** et **rsubgeo** : ajustement selon la quantité réelle de puissance souscrite sur le mois, avec une affectation à 100% aux abonnés, avec ajustement proportionnel au montant réel de subventions obtenues.
- **r2q** : correspond au solde du compte de suivi des quotas CO₂, facturé aux abonnés au prorata de leur puissance souscrite.

Analyse financière du réseau

/ Compte d'exploitation prévisionnel

Le compte d'exploitation prévisionnel présenté est issu de l'avenant 3, à date du 1^{er} juin 2023. Il est à noter qu'une version retravaillée de ce CEP est présenté dans les trajectoires, incluant notamment une révision des charges de combustibles et de vente de chaleur plus réaliste.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
MWh vendus	234 861	224 422	231 003	217 800	247 416	233 831	274 739	285 070	295 881	311 632	319 102	322 696	324 924	332 654	340 385	340 682	340 980	343 274	345 567	345 567	345 567	345 567	345 567	345 567	345 567
kW souscrits	125 201	125 904	128 867	131 159	132 728	141 469	150 426	156 238	160 860	167 908	171 572	173 338	174 441	178 191	181 942	182 098	182 254	183 463	184 671	184 671	184 671	184 671	184 671	184 671	184 671
Ventes R1	7 867	8 100	8 463	6 226	10 330	21 808	20 216	11 857	12 570	13 453	12 839	12 455	12 541	13 299	13 846	13 866	13 886	13 993	14 088	14 088	14 088	14 088	14 088	14 088	14 088
Ventes R2	5 358	5 795	7 677	8 379	8 666	10 007	13 930	13 723	13 089	13 456	15 469	15 856	14 738	15 185	16 034	16 076	16 094	16 194	16 337	16 348	16 345	16 345	16 345	16 348	17 519
Ventes électricité	4 965	5 528	5 324	4 967	8 530	10 445	5 884	2 029	1 016	629	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total recettes	18 190	19 423	21 464	19 572	27 526	42 260	40 031	27 609	26 676	27 539	28 308	28 311	27 280	28 485	29 880	29 942	29 980	30 187	30 425	30 435	30 433	30 433	30 433	30 435	31 607
Total charges R1	9 508	9 661	9 760	7 897	12 188	26 155	23 532	11 399	12 070	13 078	13 578	13 405	13 580	14 101	14 623	14 643	14 662	14 828	14 979						
Charges R21	333	338	503	392	418	662	2 010	602	622	650	666	678	686	703	719	719	720	725	725	725	725	725	725	725	725
Charges R22	2 739	2 220	2 727	3 117	2 394	5 110	3 788	3 859	3 950	4 168	4 183	4 201	4 221	4 298	4 544	4 337	4 380	4 369	4 382	4 482	4 383	4 385	4 425	4 387	4 936
<i>dont personnel</i>	976	872	824	830	1 153	1 164	1 274	1 282	1 304	1 334	1 353	1 389	1 389	1 407	1 407	1 409	1 409	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416	1 416
<i>dont redevances versées à GPS</i>	1 499	1 600	1 646	1 939	1 827	1 980	1 825	1 887	1 946	2 130	2 122	2 096	2 112	2 170	2 413	2 208	2 249	2 228	2 240	2 340	2 242	2 244	2 284	2 246	2 796
<i>dont redevances versées à GPS</i>	78	84	83	82	89	128	289	290	290	291	291	293	294	294	295	295	295	296	296	296	296	296	296	296	296
Charges R23	1 566	1 613	1 681	1 657	1 862	1 957	2 646	2 680	2 680	2 822	2 364	2 249	2 254	2 302	3 111	2 282	2 441	2 297	2 301	2 702	2 308	2 315	2 476	2 323	3 573
Charges R24	267	450	1 781	2 816	3 048	2 669	4 858	5 063	4 951	5 078	5 337	5 224	5 518	5 428	5 865	5 727	5 622	5 519	5 625	5 529	5 263	4 991	4 751	4 348	3 149
<i>dont amortissement</i>	205	210	1 005	1 637	1 994	1 355	2 879	3 174	3 155	3 378	3 737	3 708	4 090	4 090	4 620	4 578	4 573	4 573	4 784	4 797	4 643	4 488	4 368	4 089	3 017
<i>dont frais financiers</i>	61	240	776	1 179	1 053	1 314	1 979	1 889	1 796	1 700	1 600	1 516	1 428	1 338	1 245	1 148	1 049	947	841	732	619	503	383	260	132
Achats quotas CO2	195	572	621	566	1 510	2 384	1 769	914	1 105	1 502	1 769	563	730	952	1 047	1 050	1 054	1 085	1 115	1 115	1 115	1 115	1 115	1 115	1 115
Total charges R2	5 099	5 192	7 313	8 548	9 232	12 781	15 071	13 118	13 308	14 221	14 320	12 916	13 409	13 683	15 286	14 116	14 218	13 996	14 148	14 552	13 794	13 531	13 493	12 898	13 497
Résultat brut	3 583	4 570	4 391	3 128	6 106	3 324	1 427	3 091	1 298	240	410	1 990	291	700	-29	1 183	1 101	1 363	1 298	905	1 660	1 923	1 961	2 558	3 131
Flux investissement	-10 793	-23 411	-2 883	-1 176	-13 243	-10 964	-6 744	-287	-3 015	-4 844	-2 788	-6 976	0	-7 166	0	-85	0	-2 860	0	0	0	0	0	0	0
Flux financement après IS	-8 745	-19 951	1 521	3 197	-6 905	-6 103	5 466	7 012	4 214	826	6 282	1 315	5 076	-678	5 482	5 904	5 772	3 136	5 828	5 492	5 676	5 545	5 327	5 258	7 382
TRI après IS	7,2%																								

Le résultat brut s'élève sur la durée de la DSP à 51,6 M€HT pour un TRI projet avant IS de 10% et après IS à 7,2%.

A partir de 2024, les charges R24 (investissements) représentent environ 39% des charges R2 et 20% des charges totales.

Le résultat brut de la concession est positif chaque année sauf en 2031, où les dépenses GER impactent fortement les charges (20% du R2, contre 16% les autres années).

Enfin, on note que les recettes d'électricité sont gérées par le délégataire dans le cadre de la concession.

Analyse des investissements et de leur financement

Le programme d'investissement présenté dans l'avenant 3 est le suivant :

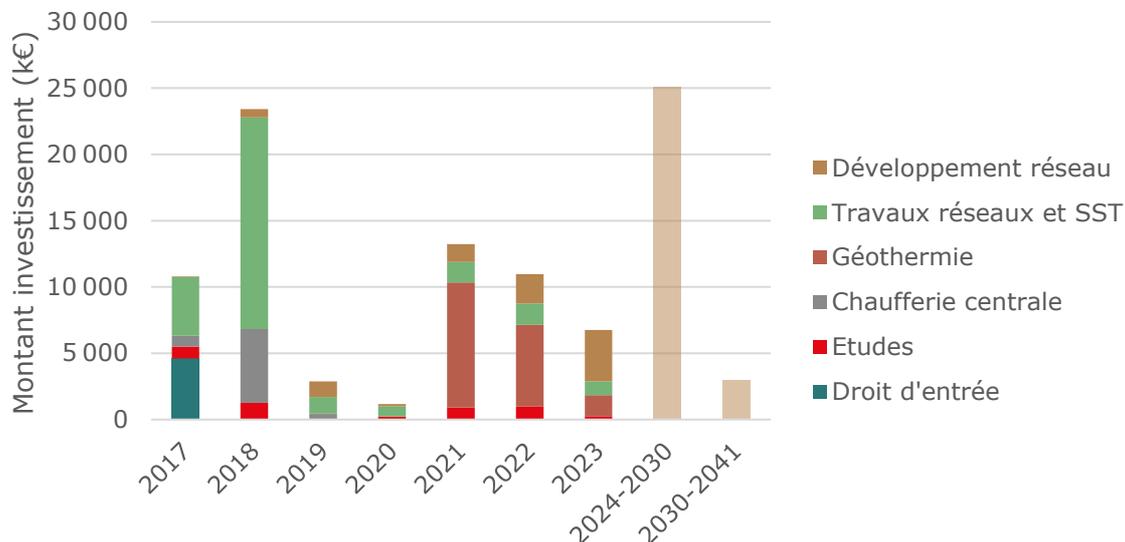


Figure 18 : programme d'investissement contractuel (k€HT)

De 2021 à 2023, les investissements sont principalement le développement d'une nouvelle source d'EnR&R : la géothermie en solution de base, pour un montant de 17,5M€HT. A partir de 2024, la totalité des investissements est prévu pour le développement du réseau, à hauteur de 28 M€HT prévisionnel d'ici la fin de la DSP.

Le financement présenté dans l'avenant 3 est composé de :

- 11M€ de subventions (Fonds Chaleur), dont 3,8M€ pour la géothermie,
- Le reste étant financé par des frais de branchement neuf, des droits de raccordement neuf, des CEE et des emprunts de 10 à 24 ans selon les biens concernés à un taux de 3,2%.

Analyse du compte de renouvellement (GER)

Le compte de renouvellement est prévu par l'article 49.2.3 du contrat de concession. Celui-ci fonctionne de la manière suivante :

- Au crédit :
 - La recette annuelle correspondant au tarif R23,
 - Si les dotations annuelles des exercices précédents excèdent les travaux réellement effectués :
 - Le solde cumulé du compte au 31 décembre de l'exercice précédent,
 - Les produits financiers calculés sur le solde cumulé du compte au 31 décembre de l'exercice précédent,

- Au débit :
 - Les travaux de renouvellement effectivement engagés par le Délégataire, augmentés d'un coefficient de 1,1 pour frais de gestion et de suivi,
 - Si les travaux réellement effectués au cours des exercices précédents excèdent les dotations :
 - Le solde cumulé du compte au 31 décembre de l'exercice précédent,
 - Les frais financiers calculés sur le solde cumulé du compte au 31 décembre de l'exercice précédent.

Si le solde de fin de contrat est négatif, il est à la charge du délégataire. Sinon, il est restitué au délégant.

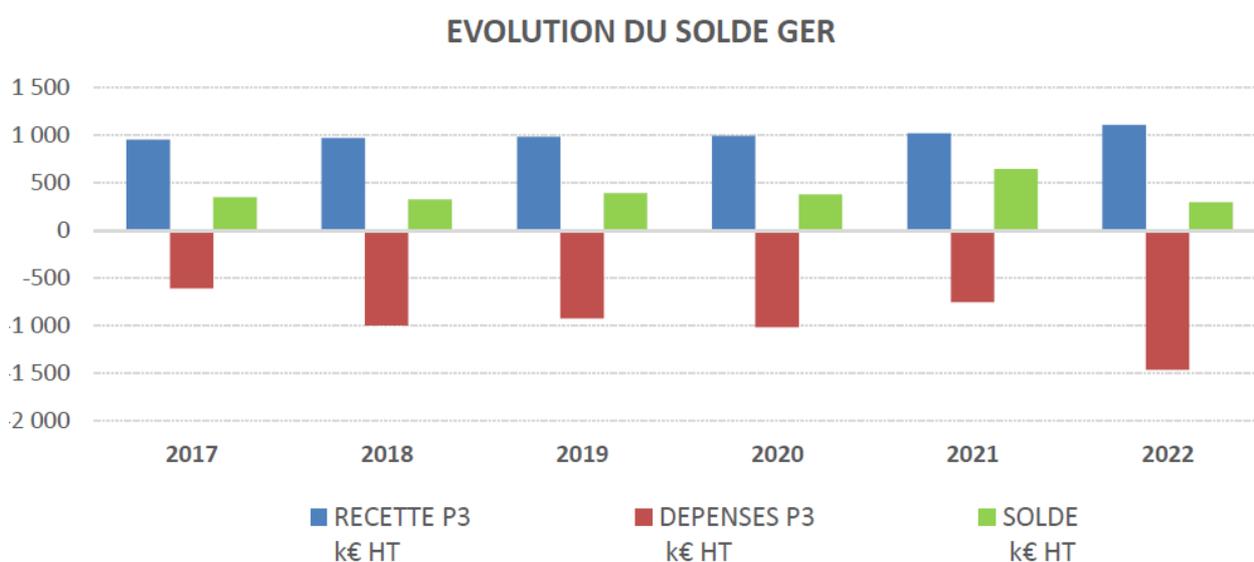


Figure 19 : Bilan évolutions solde GER

Les dépenses de GER prévues au contrat comprennent 17,4M€HT de dépenses sur les outils de production et 15,5M€HT de dépenses sur les outils de distribution de la chaleur.

Analyse du compte d'investissement et de régulation

Le compte d'investissement et de régulation est prévu par l'article 61 ter du contrat de concession. Il est inscrit à ce compte l'écart entre l'indice G utilisé pour l'établissement du r1 gaz et du r1 cogé de la période et le prix réel du gaz sur la période, multiplié par la quantité de gaz consommée par le délégataire.

Ce montant est augmenté d'intérêts au taux EONIA + 10 points.

Dans le cas où le solde du compte est positif :

- L'indice G est maintenu,
- L'excédent peut soit être conservé, soit servir à faire progresser le rsub, soit être reversé sous forme d'avoir aux abonnés.

Dans le cas où le solde du compte est négatif :

- L'indice G progresse pour apurer le compte,
- En fin de contrat, une facturation complémentaire pourra être réalisée auprès des abonnés.

Situation du CIR au 31/12/2021 :

L'augmentation historique du gaz en 2021 liée à différents facteurs géopolitiques a creusé mécaniquement le déficit du compte CIR.

En commun accord entre GPS et GPSEP, et afin d'éviter de creuser le déficit du compte CIR, décision a été prise de modifier la tarification gaz et de suspendre le compte d'investissement et de régulation à partir du 01/01/2022 (courrier du 19/04/2022).

La valeur unitaire du prix du gaz durant l'année 2022 a été égale au prix d'achat réel de la molécule de gaz pour chaque mois de facturation. Les termes fixes du contrat gaz seront répartis sur les mois de facturation de janvier, février, mars, novembre et décembre 2022 pour éviter de générer des tarifs, au MWh, trop élevés durant l'été.

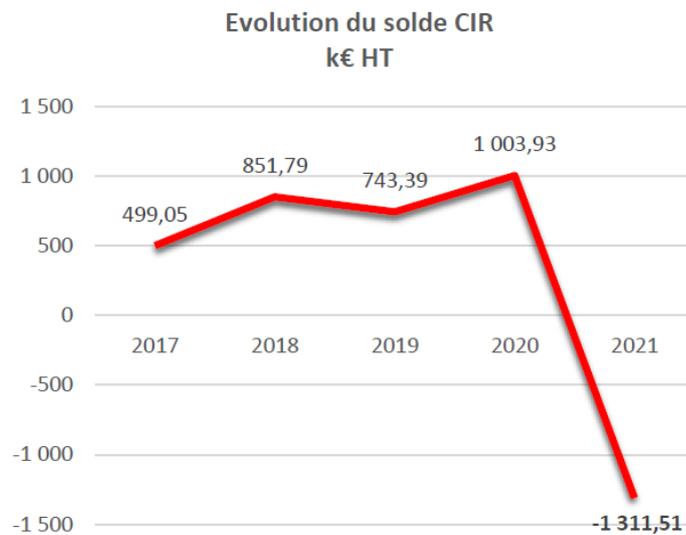


Figure 20 : Evolution du CIR

En l'absence des données après 2022, nous ne pouvons conclure sur l'équilibre du CIR après modification et remise à zéro du CIR au 21/12/2021.

Indicateurs de performance

Les indicateurs de performance des réseaux ci-dessous sont calculés suivant le cadre de l'institut de la gestion déléguée (IGD). Ces indicateurs distinguent des indicateurs majeurs et d'autres dits « complémentaires », présentés distinctement.

Les données ci-dessous sont principalement issues des données du suivi mensuel à décembre 2023 ou du rapport annuel 2022 à défaut.

Indicateurs majeurs

N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-M1	Taux d'appel de puissance	69,1%	
1.2-M1	Taux d'interruption pondéré du service	0,0%	
1.4-M1	Puissance souscrite au km	2,65	kW/ml
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité			
2.1-M1	Bouquet énergétique		
2.1-M2	Emission de CO2	0,11	kg/kWh
2.2-M1	Facteur de ressource primaire	63%	
2.2-M2	Consommation d'eau sur le réseau	0,04	m3/MWh livré
2.3-M1	Coût des sinistres	NC	Euros/euros
3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid			
3.1-M1	Renouvellement des installations	10,8%	
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers			
4.1-M1	Prix moyen du MWh	118,4	€TTC/MWh
4.2-M1	Enquête de qualité et de satisfaction	NC	Nb par an et Note
4.4-M1	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	NC	Nb par an

Indicateurs complémentaires

N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	1382,9	heures
1.2-C1	Taux d'interruption local du service	0,1%	
1.2-C2	Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt	0%	
1.4-C1	Développement	72,7%	
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité			
2.1-C1	Rejets atmosphériques	25 109	tCO2
2.1-C2	Rejets de polluants – CO*	0%	non dépassement
2.1-C2	Rejets de polluants – NOX*	72%	non dépassement
2.1-C2	Rejets de polluants - SO2*	5%	non dépassement
2.1-C2	Rejets de polluants – Poussières*	0%	non dépassement
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	0	jours/an
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers			
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	46,0%	
4.2-C1	Réclamations	0	Nb par an
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	NC	Nb par an
5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public			
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	NC	Nb par an
5.1-C2	Taux d'avoirs	NC	%
6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur			
6.1-C1	Information des citoyens	NC	Nb par an

*Chiffres de l'année 2022.

Réseau du Grand Parc à Bondoufle (MOA GPS)

Les chiffres clés 2023

99%

De la chaleur livrée est à destination des logements

2980 ml

De réseau posé

73%

De taux d'EnR&R dans le réseau.

1 100⁶

Équivalents logements alimentés par le réseau de chaleur

25

Abonnés du réseau de chaleur en 2023

7 439 MWh

De chaleur livrée aux abonnés en 2023

Analyse du réseau

Historique du réseau

Ce réseau de chaleur, situé sur la commune de Bondoufle, alimente le quartier du Grand Parc. Le réseau est sous maîtrise d'ouvrage directe de Grand Paris Sud.

L'exploitation et la distribution de la production a été déléguée à ENGIE en mai 2017.

Le quartier du Grand Parc est situé à l'ouest de la commune de Bondoufle, dans l'Essonne. L'emplacement de cette opération d'aménagement par Grand Paris Aménagement correspond au foncier libéré par la levée des servitudes du plan d'exposition aux bruits de la base aérienne 217 et s'étend sur 48 hectares. Ce nouveau quartier comprend plus de 1 500 logements.

Ce réseau de chaleur vertueux est déployé à l'échelle de la ZAC au fur et à mesure de la livraison des différents bâtiments, qui s'échelonne de 2017 et 2027. La chaufferie a été déployée entre mars 2018 et juin 2020.

⁶ Equivalent logement : 7MWhu / lgt / an

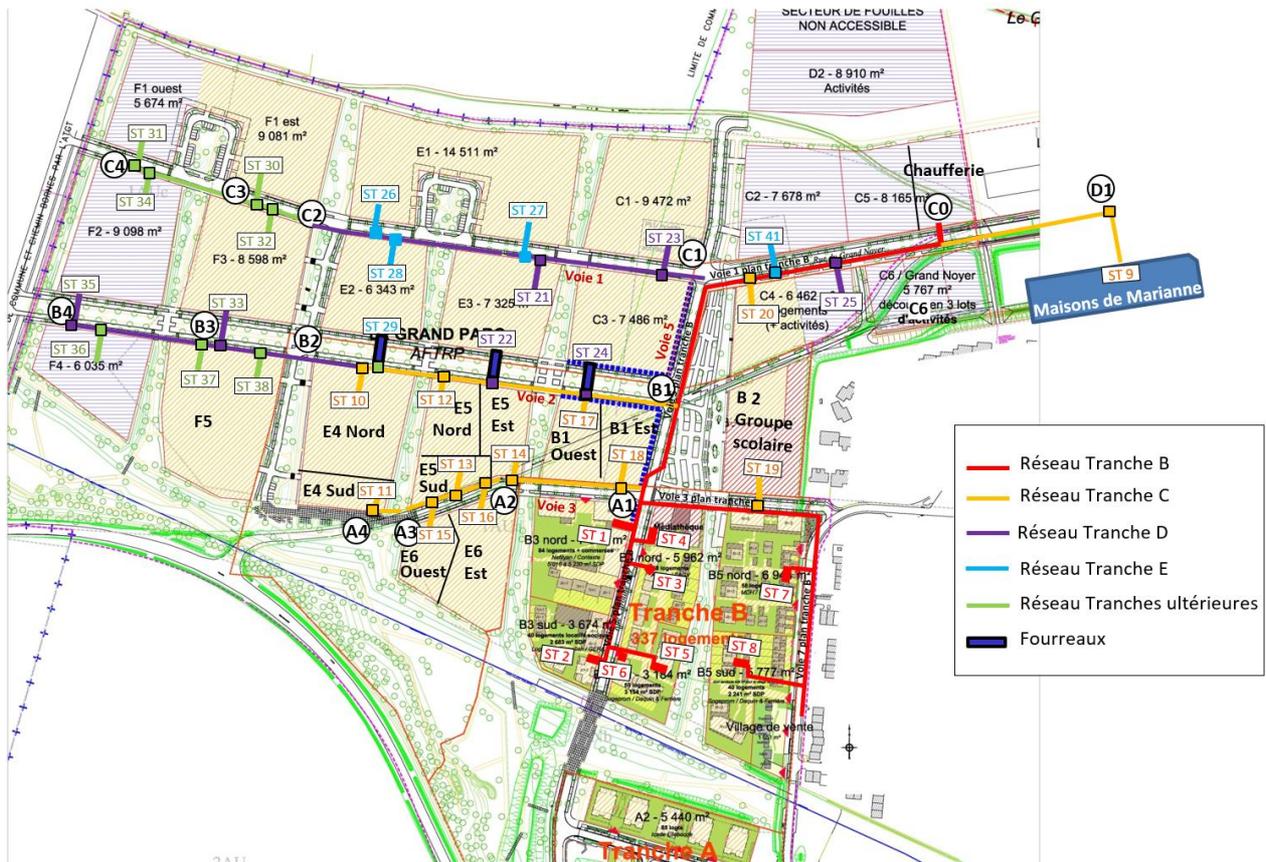


Figure 21 : Plan de situation du quartier du Grand Parc (en orange) à Bondoufle

L'ensemble du réseau est déployé suivant les phases suivantes :

- Le réseau « rouge », tranche B de la ZAC et réalisé en 2017, est **en service** grâce à une chaufferie provisoire biomasse (containeurs jusqu'à la mise en service de la chaufferie définitive),
- Le réseau Orange, concernant la tranche C du réseau de chaleur et les maisons de Mariannes (hors ZAC) réalisé en 2018 et raccordé entre 2019 et 2021,
- Les réseaux jaune, rose et noir, tranches ultérieures réalisées entre 2024 et 2027.

Les bâtiments des tranches B et C sont entièrement raccordés au réseau de chaleur ainsi qu'une partie de ceux de la tranche D. La tranche D sera complètement raccordée d'ici la fin d'année 2024.

La première tranche de construction de la ZAC (tranche A) n'a pas pu être raccordée au réseau de chaleur en raison de sa temporalité mais le dimensionnement du réseau laisse la possibilité de les raccorder ultérieurement lors du futur remplacement de leurs chaufferies gaz.

Réseau de chaleur

Caractéristiques et état

Les caractéristiques du réseau sont les suivantes :

Réseau	Caractéristiques
--------	------------------

Distribution

Eau basse température : 40-70°C
Longueur totale : 2,98 km
Nombre de points de livraison : 25

h. C'est la densité énergétique du réseau. On observe une nette baisse en 2023, du fait majoritairement des nouveaux raccordements du réseau.

	2021	2022	2023
Ventes de chaleur (MWhu)	6 635	6 359	7 439
Longueur du réseau (ml)	1960	1960	2980
Densité énergétique (MWh/ml)	3,39	3,24	2,50

Plan du réseau et son développement prévu

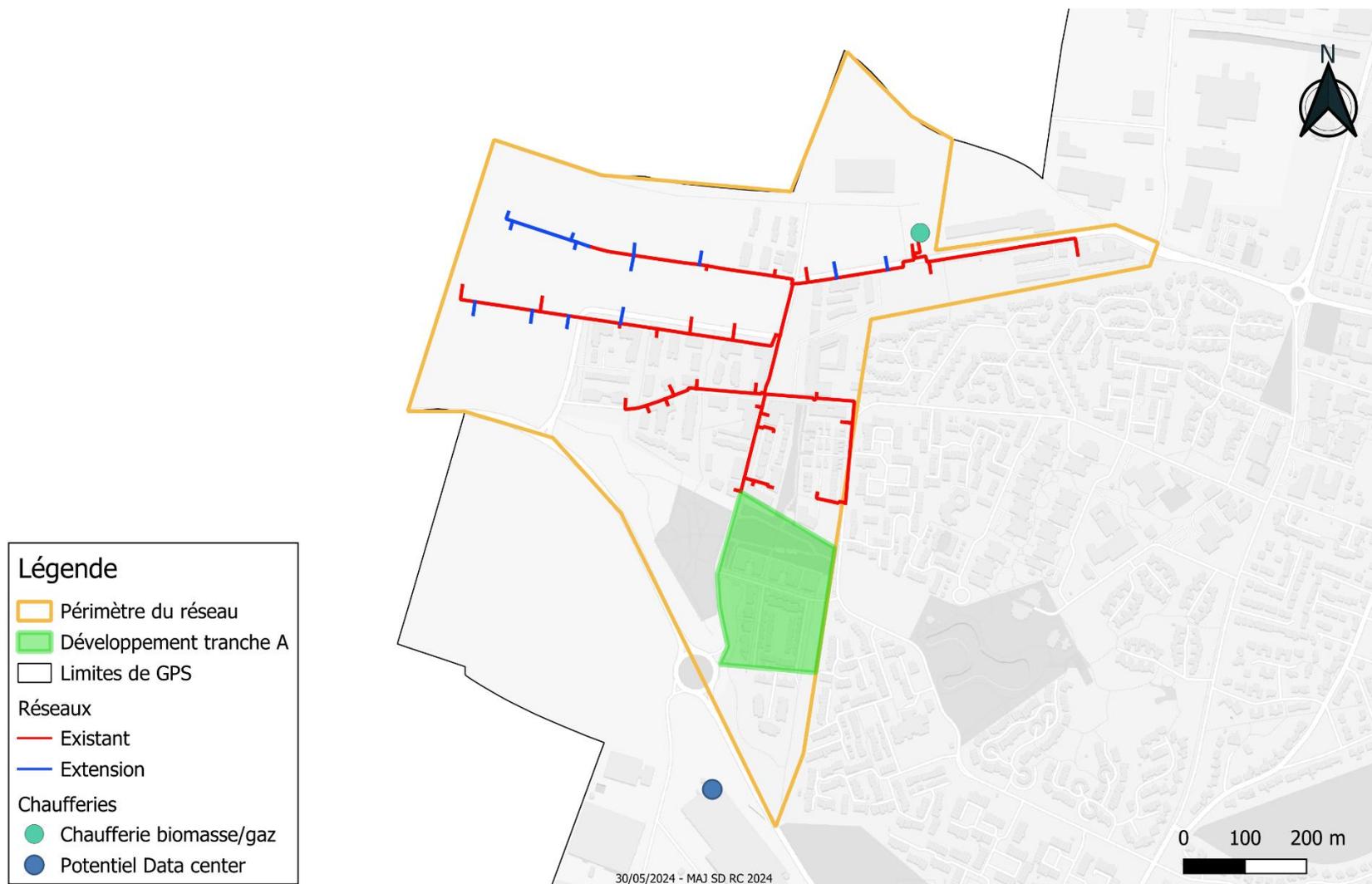


Figure 22 : Carte réseau des extensions prévues (2023) - Bondoufle

Production de chaleur et d'électricité

Moyens de production

Le réseau du Grand Parc à Bondoufle est entièrement alimenté par une unique chaufferie centrale.

/ Chaufferie centrale :

	Production de chaleur (MW)	Disponibilité
Chaudière biomasse « plaquettes » 1	0,8	57%
Chaudière biomasse « plaquettes » 2	0,92	71%
2 Chaudière gaz VIESSMANN (1 et 2)	1,275 + 1,275	100%
Chaudière gaz VIESSMANN 3	1,95	100%

La chaufferie centrale a alimenté le réseau de 7 439 MWh sur l'année 2023 pour une puissance totale disponible de 6,22 MW. Il est important de noter la faible disponibilité des chaudières biomasses et particulièrement de la première, dû à de nombreuses pannes.

Mix énergétique et monotone

L'évolution du taux d'EnR&R sur les trois dernières années est présenté ci-dessous. Les engagements initiaux évoluaient entre 88 et 92%. Pour 2023, une nette baisse est constatée par rapport à 2022. Cette baisse est liée aux pannes qui viennent fausser le taux d'EnR&R en marche normale.

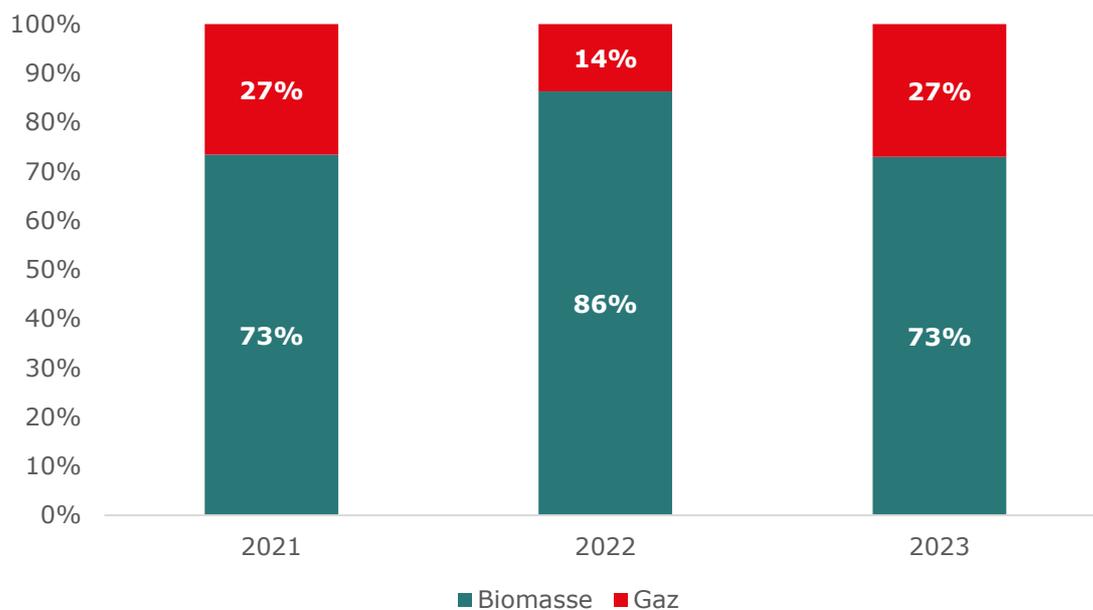


Figure 23 : Mixité énergétique de 2021 à 2023 - réseau de Bondoufle

La monotone présentée ci-dessous est une simulation pour l'année 2023, différente des engagements de l'exploitant. Il a été pris en compte un arrêt des 2 chaudières biomasse de 17j en janvier pour manque de combustible. Entre mai et août, les deux chaudières biomasse se sont relayées pour assurer un fonctionnement suffisant et effectuer les ramonages. Des casses sont apparues forçant l'arrêt de la chaudière en fonctionnement fin mai. Les deux chaufferies ont également été arrêtées pour défaut du transporteur bois entre fin septembre et mi-novembre. Seules les périodes où les deux chaudières biomasse étaient à l'arrêt ont été modélisées. Sur l'année, la disponibilité des chaudières biomasse 1 et 2 est respectivement de 57% et 71%, contre 100% des chaudières gaz.

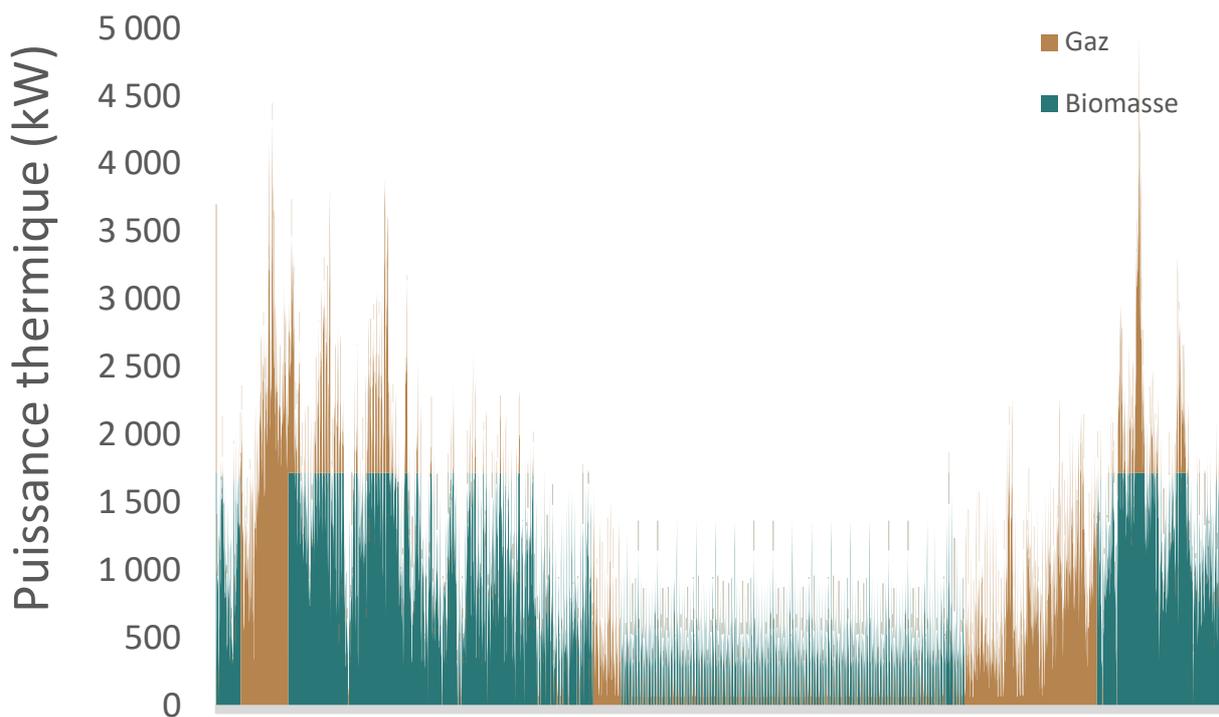


Figure 24 : Monotone 2023 - Réseau Bondoufle

Efficacité énergétique

Les rendements sur les trois dernières années des différentes chaudières de la chaufferie centrale sont comme suit :

	Gaz	Biomasse	Réseau
Rendement 2021	91%	81%	92%
Rendement 2022	91%	86%	90%
Rendement 2023	84%	85%	91%
Engagement	91%	92%	93%

Bien que très bon les engagements très élevés sur les rendements ne sont pas atteints. De plus, le rendement des chaudières à gaz a baissé par rapport à 2021 et 2022, qui atteignaient l'engagement. Les rendements des chaudières biomasse et du réseau se maintiennent par rapport aux autres années.

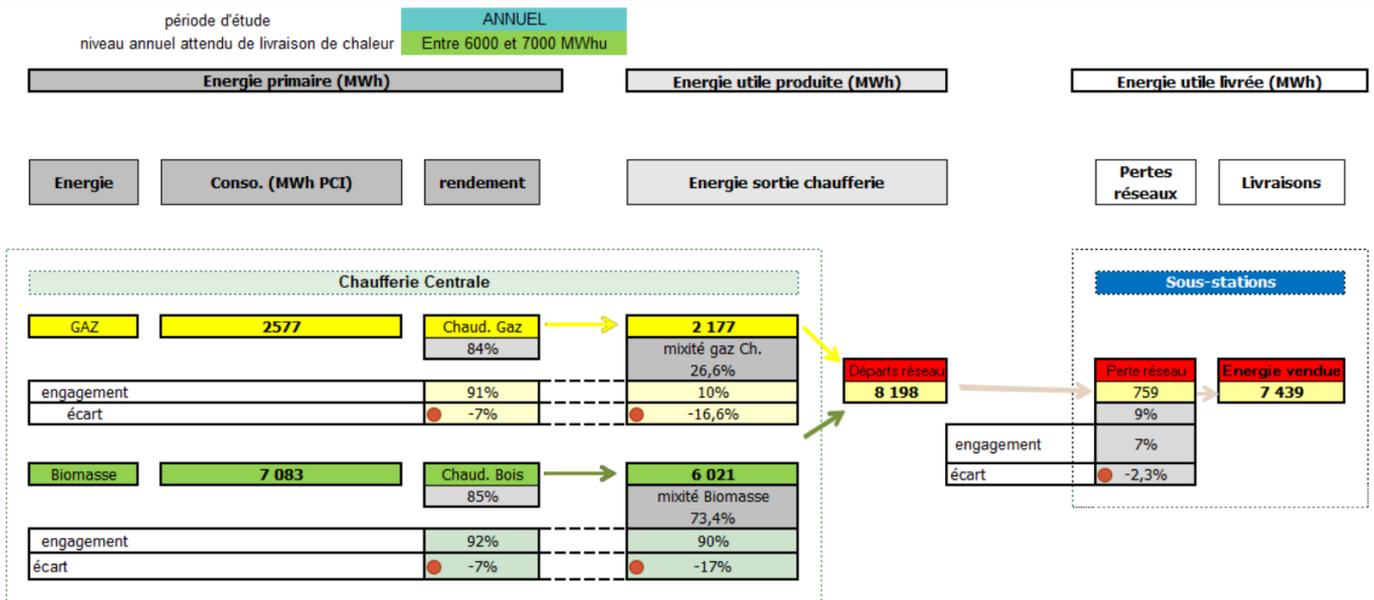


Figure 25 : efficacité énergétique de production et de distribution 2023 - réseau Grand Parc

Consommations d'électricité et d'eau

Les consommations d'électricité des centrales sont importantes, et ont sensiblement diminuées depuis 2021. Il est intéressant de noter que le ratio de consommation de la chaufferie centrale a bien diminué. Les consommations étaient estimées dans l'ancien schéma directeur à environ 125 MWh en 2022, soit la moitié de l'électricité réellement consommée.

2021		2022		2023		Variation
Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	
263	39,6	241	37,9	241	32,4	-8%

Concernant l'eau, on note une grosse baisse de consommation d'eau entre 2022 et 2023. Sur l'année 2022, 30% de la consommation provient de l'évaporation générée par les cendres humides. De gros travaux de nettoyage avaient également été effectués sur les échangeurs primaires de 2 sous-stations d'eau chaude sanitaire.

Consommation d'eau

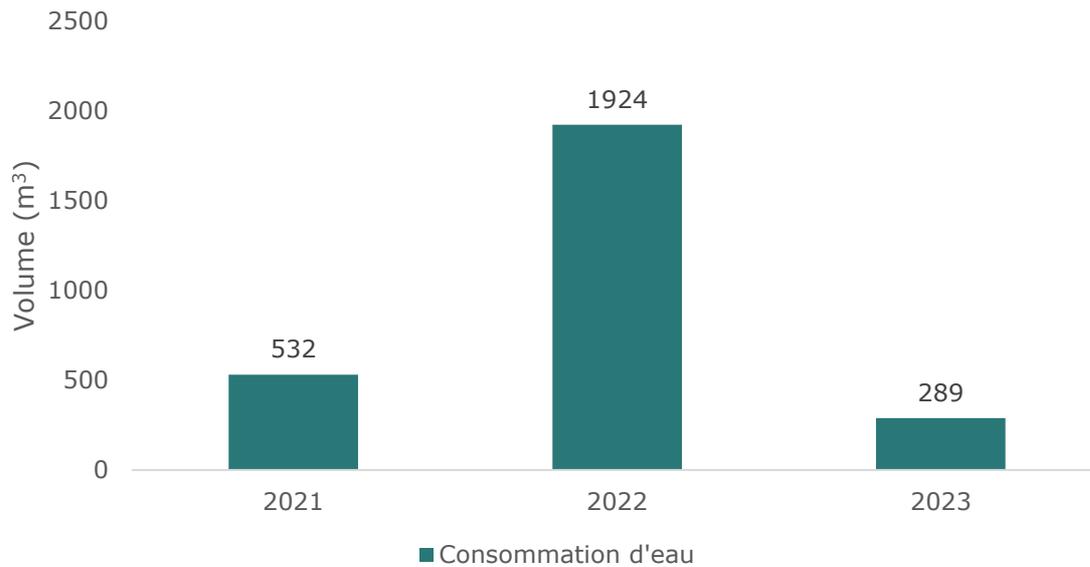


Figure 26 : Evolution de la consommation d'eau des auxiliaires - Réseau Bondoufle

Efficacité environnementale

Emissions de polluants

		NOx (mg/Nm3)	Poussières (mg/Nm3)	CO (mg/Nm3)	CH4 (mg/Nm3)
Valeurs limites d'émission	Chaudière biomasse n°1	500	50	250	0,200
Valeur installation		192	0	10,8	0,172
Respect		+	++	++	+
Valeurs limites d'émission	Chaudière biomasse n°2	500	50	250	0,200
Valeur installation		204	1,39	405	0,317
Respect		+	++	-	-
Valeurs limites d'émission	Chaudières gaz 1 à 3	100	-	-*	-
Valeur installations		Entre 77 et 84	-	0 à 2	-
Respect		++	-	++	-

* : valeur non trouvée dans l'AP d'exploitation

- : Ne respecte pas la réglementation

+ : Respecte la réglementation en vigueur

++ : Performance supérieure à la réglementation en vigueur

Les deux chaudières biomasses ont des valeurs très différentes, et si la 1^{ère} montre une performance bien supérieure à la réglementation, la 2^{ème} dépasse les valeurs limites en termes d'émission de monoxyde de carbone CO. Les chaudières gaz quant à elles ont des valeurs très

similaires et respectent la réglementation européenne comme présentée dans le Plan de Protection de l'Atmosphère Ile de France.

Emissions de CO2 et contenu en CO2 du réseau

Les émissions de dioxyde de carbone sont présentés ci-après. On note la chaudière biomasse 1 sensiblement plus émettrice et des émissions plus faibles pour la chaudière gaz 3.

Chaudière	Emissions de CO2 (% sur gaz sec)
Chaudière biomasse 1	11,1%
Chaudière biomasse 2	9,0%
Chaudière gaz 1	9,7%
Chaudière gaz 2	9,4%
Chaudière gaz 3	7,5%

Par le suivi mensuel des abonnés, le contenu en CO₂ tels que délivrés par la SNCU sont compilés dans le graphique suivant. Le contenu en CO₂ est encore plus de 3 fois supérieur aux estimations faites lors de la création du réseau.

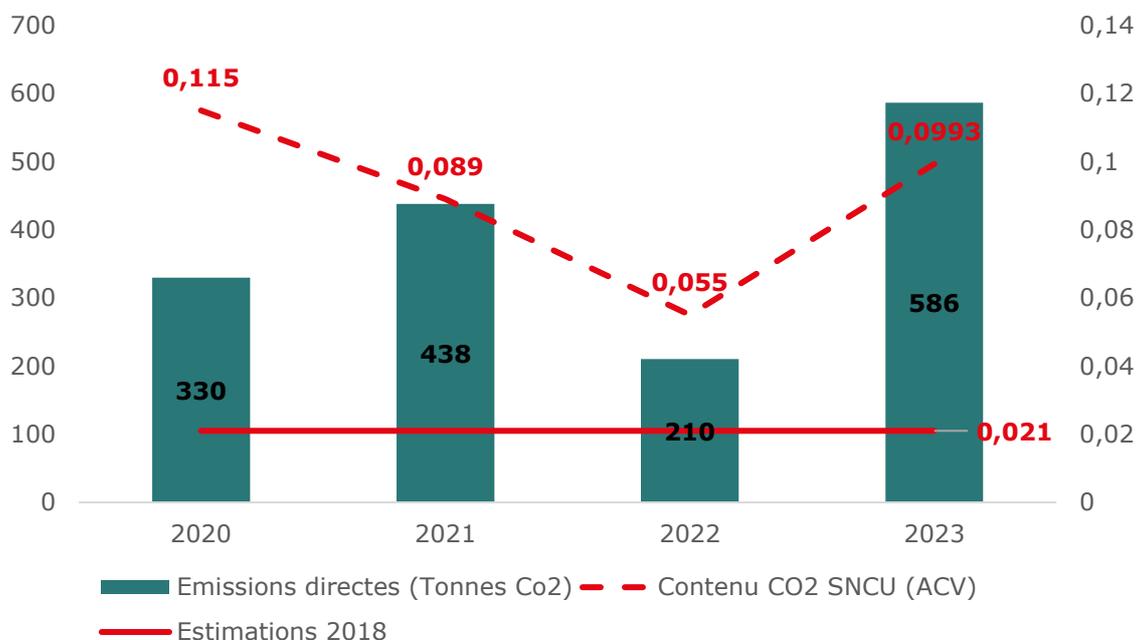


Figure 27 : Taux EnR entre 2020 et 2023, contenu ACV (méthode SNCU)

	2021	2022	2023
ACV - contenu en CO ₂	89 g/kWh	55 g/kWh	99,3 g/kWh

Montage Juridique

Mode de gestion du réseau

Le réseau est géré sous forme d'une régie comptable par Grand Paris Sud (Budget annexe de la collectivité).

Pour assurer la conception, la réalisation et l'exploitation de ce réseau de chaleur, Grand Paris Sud a eu recours à plusieurs marchés :

- Un marché d'exploitation provisoire⁷ qui visait à assurer la fourniture de chaleur aux bâtiments de la tranche B sur la période comprise entre les premières livraisons de chaleur (2017) et la mise en service de la chaufferie définitive 2019.
- Un marché global de type CREM jusqu'en 2024 comprenant notamment la construction d'une chaufferie biomasse permettant d'atteindre un taux de couverture d'EnR supérieur à 80%.

Analyse du dispositif contractuel du réseau de chaleur

Caractéristiques générales du réseau de chaleur de la ZAC Grand Parc à Bondoufle	
Maître d'ouvrage	Grand Paris Sud
Nature du contrat	1 - Marché d'exploitation provisoire 2 - Marché public global de performance (CREM)
Prestataires	1 - Coriance 2 - Groupement constitué des sociétés Engie Cofely (mandataire), Chantiers Modernes Construction et Architrav
Périmètre géographique	Chaufferie centralisée et réseau de chaleur de la ZAC Grand Parc à Bondoufle
Date de signature	1 - Le marché d'exploitation provisoire confié à CORIANCE a été notifié le 7 avril 2017. 2 - Le marché de CREM confié à ENGIE a été notifié le 12 juillet 2017.

⁷ La solution transitoire passe par un marché provisoire prenant en compte les prestations suivantes : Location de chaufferies mobiles provisoires biomasse et gaz et l'exploitation et maintenance des ouvrages de production, distribution et livraison de chaleur

Durée	<p>1 – Durée prévisionnelle de 18 mois, jusqu’à la mise en service de la chaufferie définitive</p> <p>2 - 7 ans, à compter de la notification de l’acte d’engagement</p>
Historique	<p>1 – Un avenant pour le raccordement électrique de la chaufferie au poste ENEDIS</p> <p>2 - Aucun avenant à ce jour</p>
Objet	<p>1 – Location de chaufferies mobiles provisoires bois/gaz, exploitation et maintenance des ouvrages ainsi que gestion commerciale des abonnés et gestion financière de la régie de recettes, et ce jusqu’à la mise en service la chaufferie définitive</p> <p>2 - Conception, réalisation, mise en œuvre, exploitation et maintenance des ouvrages de chauffage urbain du quartier du Grand Parc déployés au fur et à mesure de la création de la ZAC</p> <p><u>Tranche ferme :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - conception et construction de la chaufferie et des extensions de réseaux et sous-stations - mise en service, essais de performance et réception des travaux - exploitation et maintenance des ouvrages, y compris le réseau de chaleur et les sous-stations - gestion commerciale des abonnés et gestion financière de la régie de recettes <p><u>Tranche optionnelle :</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - conception et construction de la seconde phase de la chaufferie et des autres extensions de réseaux - mise en service, essais de performance et réception des travaux - exploitation et maintenance des ouvrages réalisés dans le cadre de la tranche optionnelle - gestion commerciale des abonnés et gestion financière de la régie de recettes
Rémunération des prestataires	<p>1 – Prix forfaitaire pour la mise en place et le retrait de la chaufferie provisoire et bordereau de prix unitaires pour l’exploitation des ouvrages</p> <p>2 - Prix forfaitaires pour la réalisation de la chaufferie et bordereaux de prix unitaires pour les extensions de réseaux et l’exploitation des ouvrages</p>

Formule d'indexation	<p>1 – Exploitation provisoire :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prix fermes pour le mise en place et retrait des containers - Prix phase exploitation révisés mensuellement <p>2 – CREM :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Les rémunérations forfaitaires relatives à la conception (tranche ferme et tranche optionnelle) et à la réalisation (tranche ferme seulement) sont non révisables - La rémunération forfaitaire relative à la réalisation de la tranche optionnelle est révisée mensuellement - Les prix d'exploitation et maintenance sont révisés mensuellement
Objectifs chiffrés de performances environnementales	<ul style="list-style-type: none"> - Taux d'énergie renouvelable fournit sur le réseau : a minima de 60 % en 2017 et 80 % en 2022 - Contenu CO₂ du réseau : 50g/kWh
Titre d'occupation	Mise à disposition de la parcelle à titre gratuit dans le cadre du marché public global
Destination des biens	Remise des installations à l'issue du marché en parfait état de propreté, d'entretien et de fonctionnement (constat contradictoire au cours de l'année avant l'expiration du marché)
Polices d'abonnement (échéance, puissances souscrites, modalités de révision des puissances)	Durée de 10 ans, reconduction tacite Puissance précisée dans la demande d'abonnement avec des contraintes de puissance maximale.
Contrats d'achat de chaleurs extérieurs et de vente d'électricité	Aucun

Caractéristiques financières du réseau

Modalités de tarification

/ Tarifs pratiqués

Les tarifs pratiqués sont décomposés entre :

- Un terme R1 en €HT/MWh pour la livraison de chaleur et d'eau chaude sanitaire.
- Un terme R2 en €HT/kW pour l'abonnement au service.

Les tarifs votés par la régie en 2017 sont les suivants avec une TVA à taux réduit (5,5%) :

R1	33,00 €HT/MWh
R2	93,50 €HT/kW

En 2023, les tarifs moyens pratiqués ont été de :

R1	44,35 €HT/MWh
R2	105,28 €HT/kW

/ Coût moyen de la chaleur

En 2018, le coût moyen de la chaleur pour les abonnés s'élevait à 161€TTC/MWh : ce coût élevé était lié au développement progressif de la ZAC. En 2023, on atteint un coût moyen de 110 €TTC/MWh vendu (voir tableau). Ce coût moyen est légèrement plus élevé que les 90€TTC/MWh prévus à terme pour le réseau.

CA R1 (€TTC)	CA R2 (€TTC)	CA total (€TTC)	MWh vendus	Coût moyen en €TTC/MWh
329 890 €	493 637 €	823 527 €	7439	110,70 €

/ Indexation

Les tarifs sont votés en Conseil Communautaire et sont indexés pour couvrir la progression des coûts du marché CREM.

L'indexation du prix de la chaleur comprend les éléments suivants :

R1	R2
Partie bois : <ul style="list-style-type: none">▪ Plaquettes forestières (50%)▪ Transport (35%)▪ Salaires (15%)	Partie exploitation : <ul style="list-style-type: none">▪ Salaires (70%)▪ Frais et services divers (15%)▪ Part fixe (15%)

<p>Partie Gaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ TICGN, PEG North MA, ensemble des taxes et de l'abonnement 	<p>Partie P3 :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Salaires (40%) ▪ Bâtiment (45%) ▪ Part fixe (15%)
<p>Les deux parties sont moyennées fonction du nombre de MWh distribués</p>	

Analyse financière du réseau

/ Compte d'exploitation prévisionnel

Le budget prévisionnel du réseau est le suivant :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
MWh consommés	278	1 838	2 562	3 684	6 634	6 359	7 439	8 209	8 855	9 226	9 653	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424	10 424
kW installés	154	1 551	1 831	2 384	3 520	4 136	5 431	5 582	5 803	6 022	6 288	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277	7 277
Total recette k€HT	24	338	352	539	694	678	1 030	1 096	1 116	1 253	1 427	1 587	1 475	1 503	1 531	1 560	1 589	1 620	1 650	1 682	1 713	1 746	1 779	1 813	1 848	1 883
Charges R1(k€)	16	121	132	128	241	289	335	396	458	482	537	586	592	598	604	610	616	622	628	635	641	647	654	660	667	674
Dépenses fonctionnement P2/P3 (k€)	61	156	163	120	131	178	196	244	260	265	270	290	293	296	299	302	304	307	310	313	316	319	322	325	329	332
Charges financières (k€)	0	44	96	56	87	86	81	82	80	84	81	82	83	77	72	66	60	55	49	43	37	31	27	24	22	20
Amortissement (k€)	0	25	60	95	128	154	165	165	168	176	178	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183	183
Charges de fonctionnement	77	346	452	400	587	707	778	887	967	1 008	1 066	1 141	1 151	1 154	1 157	1 160	1 163	1 167	1 170	1 174	1 177	1 181	1 185	1 205	1 230	1 238
Travaux P3	0	0	0	0	0	0	0	166	179	49	50	52	22	22	52	53	53	23	23	54	54	54	54	25	25	25
Besoins de financement	755	1 472	1 472	1 437	1 321	810	571	513	739	497	657	684	455	452	454	450	447	449	451	453	455	378	273	224	220	222
Ressources de financement (dont subventions et emprunts)	-1 380	-1 703	-1 256	-1 203	-2 561	-625	-564	-1 254	-557	-297	-355	-387	-260	-183	-183	-183	-183	-183	-183	-183	-183	-183	-183	-195	-213	-213
Solde fonctionnement	-53	-8	-99	139	107	-28	252	209	150	245	361	445	324	349	374	400	426	453	480	508	536	565	594	609	618	645
Solde fonctionnement cumulés	-53	-61	-160	-21	86	58	310	519	669	913	1 274	1 720	2 044	2 393	2 767	3 167	3 593	4 046	4 526	5 034	5 570	6 136	6 730	7 338	7 956	8 601
Solde global cumulé (avec financement)	572	796	480	386	1 733	1 520	1 766	2 549	2 338	2 333	2 342	2 438	2 545	2 602	2 653	2 732	2 841	3 004	3 193	3 377	3 588	3 904	4 353	4 908	5 493	6 104

On note que :

- Le bilan R1 est négatif mais tend à s'équilibrer après un pic entre 2026 et 2030.
- Le solde a été négatif sur ses premières années mais a été compensés en parti à l'aide d'emprunt pour équilibrer le budget (de 2017 à 2021).
- Les charges P1, P2 et P3 du prestataire représentent plus de 60% des charges à terme, et les charges d'investissements (amortissements nets des subventions et frais financiers) environ 30% des charges à terme. Le reste est constitué des charges de gestion de Grand Paris Sud.

Analyse du résultat

La ZAC étant en cours de développement. Le raccordement des tranches restantes (F et G) est prévu d'ici 2030. Le raccordement de la tranche A est soumise à condition de production ENR&R supplémentaires.

Aujourd'hui, le bilan financier est annuellement déséquilibré au niveau des charges P1. Autrement dit, le coût réel du combustible n'est pas entièrement facturé à l'abonné. Cependant, du point de vue global, le bilan se rééquilibre avec l'excédent généré par le R2.

Analyse des investissements et de leur financement

Le programme pluriannuel d'investissement prévu est le suivant :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Chaufferie provisoire	15	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements CREM (toutes tranches)	740	1 414	1 408	1 323	1 028	444	189	119	213	NC	0	0
Extensions hors CREM	0	0	0	0	0	0	0	0	316	0	208	16
Investissement	755	1458	1408	1323	1028	444	189	119	529	NC	208	16

A partir de 2019, les investissements prévus concernent à 73% la partie distribution en suivant le développement de la ZAC.

En l'absence du détail du plan de financement, nous ne pouvons conclure sur l'équilibre financier. Il est cependant à noter que les investissements sont financés par :

- Des subventions : un montant prévisionnel de 3M€ a été demandé auprès de l'ADEME et du FEDER,
- Des emprunts : des emprunts successifs pour un total de 6,9M€ entre 2017 et 2021 ont été souscrits pour équilibrer les budgets :

	2017	2018	2019	2020	2021
Emprunt	1 380	1 431	1 196	1 108	1 822
Taux	1,64 %	1,73 %	1,53 %	1,05 %	0,92 %

Analyse du compte de renouvellement

Le contrat de CREM ne prévoit pas de compte de renouvellement.

Indicateurs de performance

Les indicateurs de performance des réseaux ci-dessous sont calculés ou estimés pour le réseau du grand parc suivant le cadre de l'institut de la gestion déléguée (IGD). Ces indicateurs distinguent des indicateurs majeurs et d'autres dits « complémentaires », présentés distinctement.

Les données ci-dessous sont principalement issues de la maquette financière ainsi que du dernier rapport annuel 2023.

Indicateurs majeurs

N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-M1	Taux d'appel de puissance	80%	

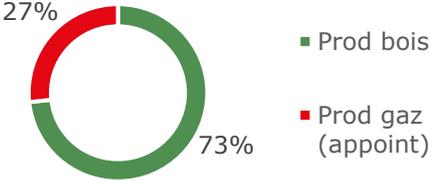
1.2-M1	Taux d'interruption pondéré du service	0%
1.4-M1	Puissance souscrite au km	1,72 kW/ml
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité		
2.1-M1	Bouquet énergétique	
2.1-M2	Emission de CO2	79 kg/MWh
2.2-M1	Facteur de ressource primaire	34,6%
2.2-M2	Consommation d'eau sur le réseau	0,04 m3/MWh livré
2.3-M1	Coût des sinistres	Non connu Euros/euros
3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid		
3.1-M1	Renouvellement des installations	8,8%
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers		
4.1-M1	Prix moyen du MWh	110,7 €TTC/MWh
4.2-M1	Enquête de qualité et de satisfaction	NC
4.4-M1	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	NC

Tableau 9 : Indicateurs majeurs IGD - Réseau du grand parc (Bondoufle)

Indicateurs complémentaires

N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	1496,8	h
1.2-C1	Taux d'interruption local du service	15%	
1.2-C2	Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt	0%	
1.4-C1	Développement	81,2%	
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité			
2.1-C1	Rejets atmosphériques	587,7	tCO2
2.1-C2	Rejets de polluants - NOx	56%	non dépassement
2.1-C2	Rejets de polluants - CO	2%	non dépassement
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	0	jours/an
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers			
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	40,1%	
4.2-C1	Réclamations	NC	
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	NC	
5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public			
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	NC	
5.1-C2	Taux d'avoirs	NC	
6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur			
6.1-C1	Information des citoyens	NC	

Réseau SEER à Grigny et Viry-Châtillon (hors MOA GPS)

Les chiffres clés 2023

138 174
MWh

De chaleur livrée aux abonnés en 2023

28 km

De réseau

64%

De taux d'EnR&R dans le réseau.

128

Prospects du réseau de chaleur en 2023

+52 MW

De puissance souscrite à horizon 2025, par rapport à 2023

Analyse du réseau

Historique du réseau

Le réseau SEER est historiquement créé pour le développement d'un réseau de géothermie sur les communes de Grigny et Viry-Châtillon. Cette dernière commune n'est pas située sur le territoire de Grand Paris Sud.

La société de gestion Société d'Exploitation des Energies Renouvelables (SEER), société publique locale, est mandatée pour exercer le service public de chauffage urbain depuis 2015. Ce contrat a été conclu avec le SIPPAREC représentant les villes de Grigny, Viry-Châtillon, Sainte-Geneviève des Bois et Fleury-Mérogis.

Ce réseau est né de la fusion d'anciens réseaux existants distincts (largement antérieur à 2015) et d'extensions avec la mise en œuvre d'une solution d'énergie renouvelable locale non délocalisable : la géothermie profonde, dont la mise en service a été effective en 2017 deux mois après le lancement de l'exploitation du réseau par la SEER.

Au fil des années, le réseau de chaleur s'est étendu sur diverses villes et notamment Fleury-Mérogis (raccordement centre pénitentier), Ris-Orangis (échange de chaleur renouvelable avec réseau ENRIS) et Sainte-Geneviève-Des-Bois (raccordement résidence Saint-Hubert).

Dans le futur, le réseau prévoit de se développer également sur les communes de Saint-Michel-sur-Orge, Morsang-sur-Orge et Savigny-sur-Orge.

Le réseau de chaleur alimentera à terme ⁸ :

⁸ Données basées sur les informations disponibles sur le site internet de la ville de Grigny

- **les quartiers d'habitat collectif suivants** : Les Sablons, les Tuileries, le centre-ville de Grigny, la Grande Borne (uniquement en appoint pour l'eau chaude sanitaire), le Plateau de Viry-Châtillon.
- Les équipements publics des deux villes (écoles, gymnases) et les collèges.

Le plan de développement prévoit plus de 10 000 logements raccordés à ce réseau de chaleur.

La validation concernant la possibilité de récupérer et d'utiliser ces données a été obtenue. Cependant, nous avons uniquement reçu des données techniques succinctes. L'ensemble des éléments relatifs aux caractéristiques financières et juridiques du réseau nous a été transmis (convention de DSP et annexes financières).

Réseau de chaleur

Caractéristiques et état

Le réseau se compose de 106 sous stations de livraison dont 27 implantées dans 14 chaufferies propriétés de la SEER. 101 sous stations sont équipées de module de chauffage, et 52 d'entre elles d'eau chaude sanitaire. Le réseau est complété par 5 sous-primaire.

Les abonnés sont alimentés à 75% en chauffage et 25% en eau chaude sanitaire.

5,26 MWh/ml. C'est la densité énergétique du réseau en 2023. On observe une augmentation en 2023 après avoir nettement baissé en 2022 du fait majoritairement des nouveaux raccordements du réseau.

	2021	2022	2023
Ventes de chaleur (MWhu)	104 430	116 646	138 174
Longueur du réseau (ml)	17 353	24 668	28 125
Densité énergétique (MWh/ml)	6,02	4,73	5,26

Les schémas de principe type des sous-stations ne sont pas connus.

Les 15 500 équivalents logements sont situés à 50% sur la commune de Grigny et à 20% sur chacune des communes de Viry-Chatillon et Fleury Mérogis. Il est intéressant de noter que 90% des nouveaux abonnés sur l'année 2022 sont des abonnés privés. Les plus gros abonnés sont à fin 2022 répartis comme suit, soit 78% de la chaleur souscrite répartie sur 4 abonnés. Le plus gros représente la copropriété de Grigny II avec 40% de la chaleur souscrite.

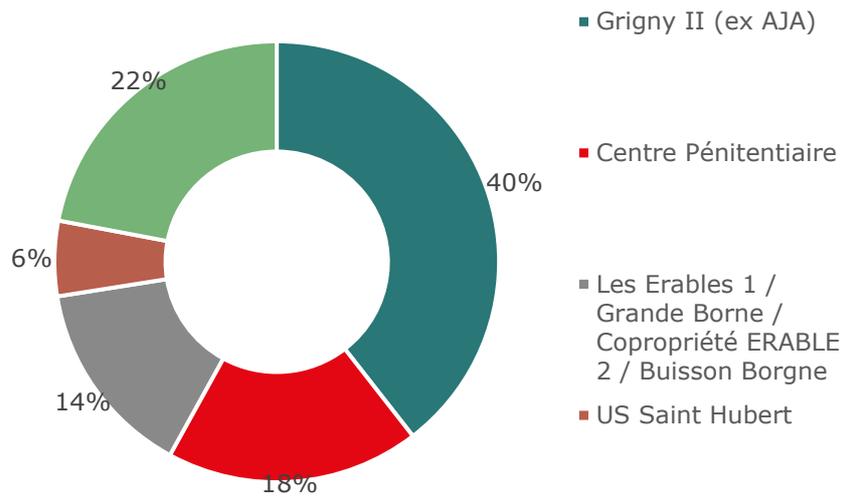


Figure 28 : Poids des plus gros abonnés par puissance souscrite - réseau SEER

Réseau de chaleur sous MOA SEER

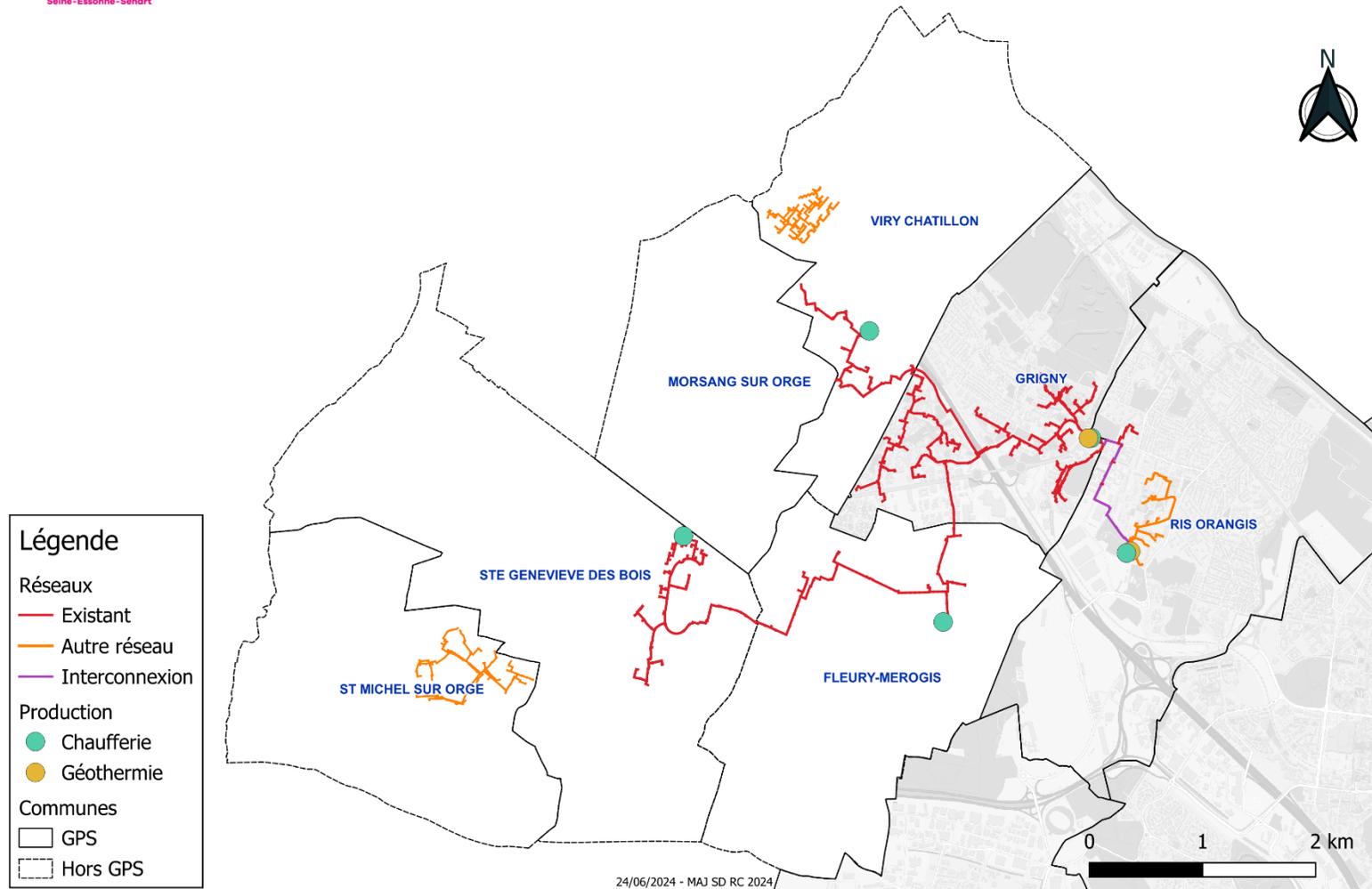


Figure 29 : Plan actuel du réseau SEER

Plan de développement du réseau

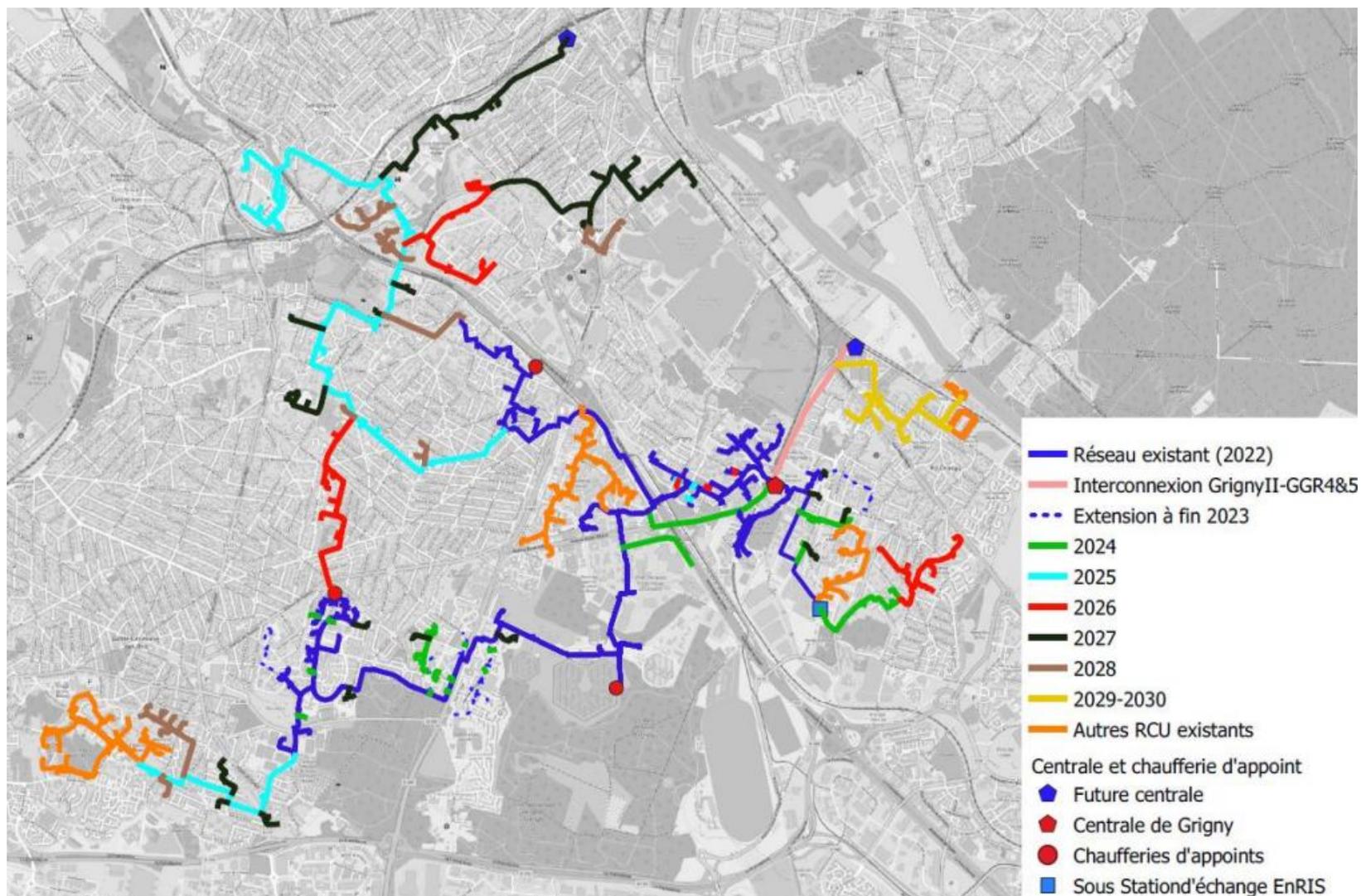


Figure 30 : Plan de développement du réseau SEER

La production de chaleur et d'électricité

Moyens de production

Le réseau de la SEER dispose de différents moyens de production pour assurer sa production de chaleur. Ces moyens comprennent depuis le lancement du réseau une centrale géothermique (sur la nappe du dogger), la chaufferie de Grigny II (3 chaudières gaz/fioul) et de deux chaufferies d'appoint ou de secours (Erable 1 et Buisson Bourgoigne).

/ Chaufferie centrale de Grigny II :

	Production de chaleur (MW)	Caractéristiques
Géothermie	14	1600m de profondeur, eau entre 70 et 72°C, débit cible : 300m3/h

La centrale géothermique a alimenté le réseau de 63 502 MWh sur l'année 2022.

	Production de chaleur (MW)
Chaudière 1 Gaz/Fioul	9,8
Chaudière 2 Gaz/Fioul	16,4
Chaudière 3 Gaz	16,4
Stockage fioul 120m3	-
TOTAL	42,6

La chaufferie Grigny II est estimée à un rendement de 98% sur l'exercice de l'année 2022.

/ Chaufferies d'appoint :

	Production de chaleur (MW)	Type
Chaufferie Erable 1 Gaz	4,8	Appoint et secours
Chaufferie Buisson Borgne Gaz	16,4	Secours, contrat clos en 2021

Aucune de ces deux chaufferies n'a appointé le réseau en 2022.

Les travaux de 1^{ère} extension à la suite de l'obtention de subventions en 2021 ont permis de lier les moyens de production suivants :

/ Sous-station d'échange ENRIS :

La centrale géothermique du réseau privé ENRIS sur la commune de Ris-Orangis a été raccordée au réseau SEER. Elle a fourni le réseau de 9 692 MWh entre juillet et décembre avec un taux d'EnR&R à 70%.

	Production de chaleur (MW)	Date de raccordement
Sous-station d'échange ENRIS	3,8	Juillet 2022

Chaudière d'appoint et secours MAH (Maison d'Arrêt des Hommes) :

	Production de chaleur (MW)
Chaudière 1 Gaz	8,8
Chaudière 2 Gaz	8,8
Chaudière 3 Gaz	8,8
Chaudière 4 Gaz	8,8
Chaudière 5 Gaz	8,8
Chaudière 6 Gaz/fioul	7,7
TOTAL	51

Chaudière d'appoint et secours Saint-Hubert :

	Production de chaleur (MW)
Chaudière 1 Gaz/Fioul	5,8
Chaudière 2 Gaz/Fioul	5,8
Chaudière 3 Gaz/Fioul	5,8
TOTAL	17,4

A la mise en service du réseau, seule la centrale géothermique et la PAC sont neuves. Les autres équipements en appoint et secours sont des moyens de production de chaleur existants, récupérés auprès d'abonné dont le principal, la copropriété Grigny II.

Au total, ce sont donc 133,6 MW qui sont disponibles pour le réseau suite aux travaux de 1^{er} établissement et de 1^{ère} extension.

Les schémas de principe des installations de production de chaleur ne sont pas connus, ces données n'ayant pas été transmises par l'autorité délégante.

Mix énergétique et monotone

Le mix énergétique et le taux d'EnR, correspondant aux données fournies, sont décrits ci-dessous.

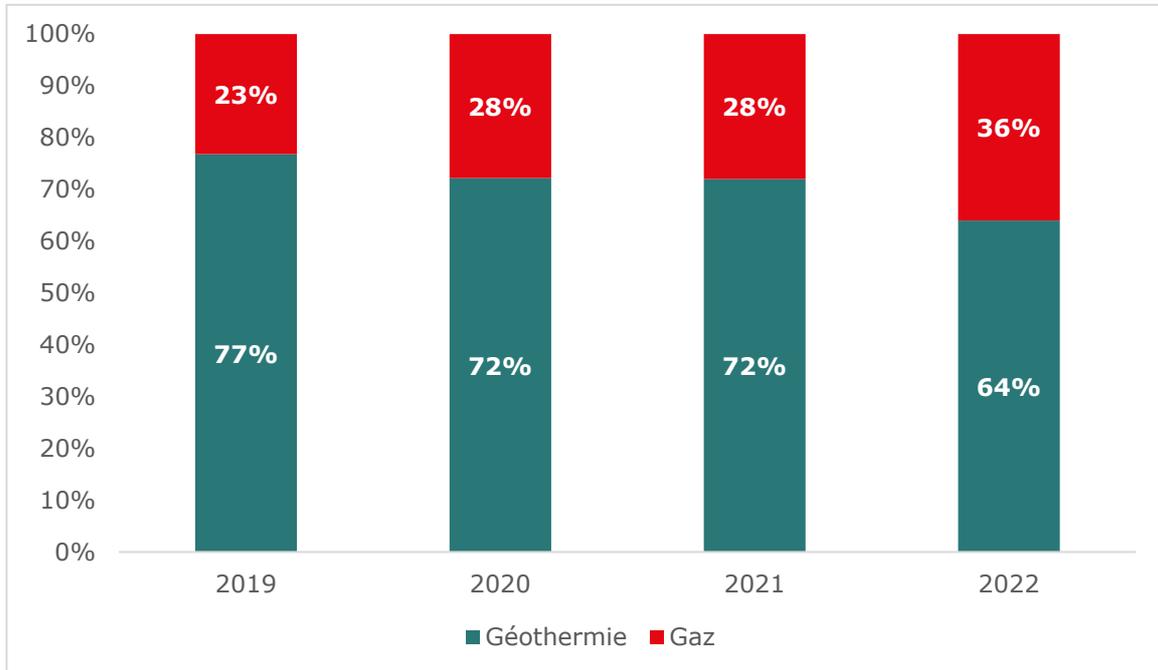


Figure 31 : Evolution du mix énergétique de 2019 à 2022 - réseau SEER

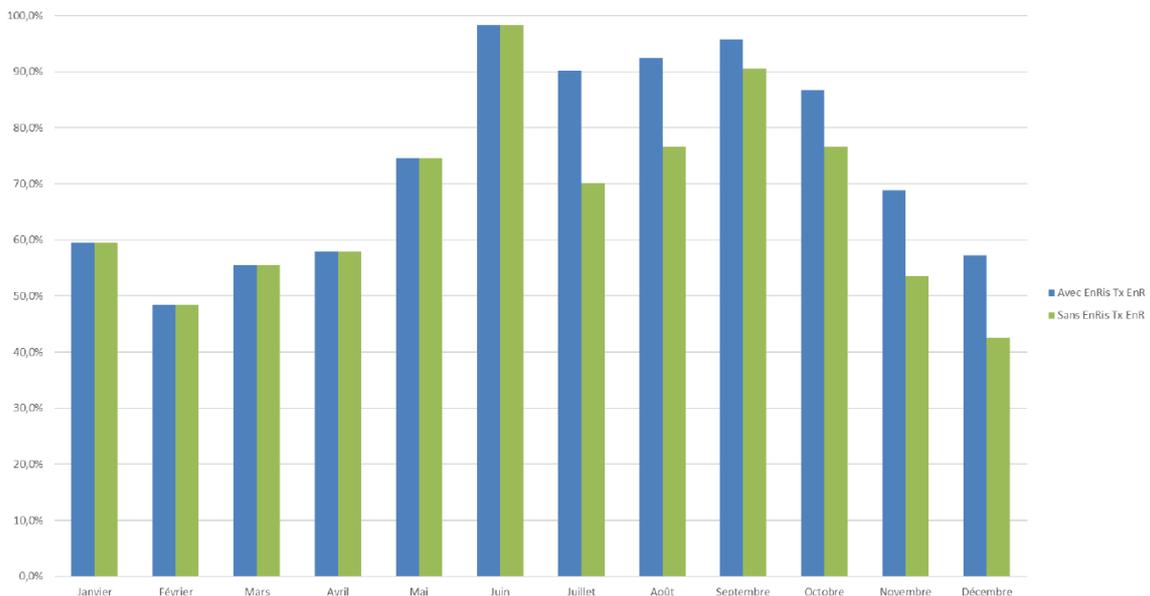


Figure 32 : Différence taux d'EnR avec sans EnRIS

Cette augmentation a notamment permis de pallier l'augmentation du nombre d'abonné sur le réseau et notamment la fourniture de l'US Saint Hubert.

Le taux d'EnR du réseau sur l'année 2022 est de 64%, qui a subi une forte baisse par rapport aux 72% de 2021 suite au raccordement de nouveaux abonnés. La réception d'excédent du

réseau ENRIS avec un taux d'EnR de 70% ainsi que l'ouverture de GGR2 (nouveau puits géothermique) ne suffit pas à compenser l'augmentation de puissance souscrite en termes de production géothermique.

Pour assurer un taux d'EnR satisfaisant dans le futur et planifier des nouveaux raccordements, un nouveau forage GGR 4&5 est à l'étude.

Analyse taux d'EnR :

Le taux de couverture géothermique reste toujours au-dessus des 50% assurant un taux de TVA réduit. Nous pouvons remarquer qu'il atteint même plus de 90% notamment pendant les périodes d'été (entre juin et septembre) ou la demande est moins forte. Dans ce cas, uniquement la partie géothermie est en marche pour assurer la production ECS. L'enlèvement avec ENRIS a permis une augmentation moyenne (de juillet à décembre) de 13,5%.

Efficacité énergétique

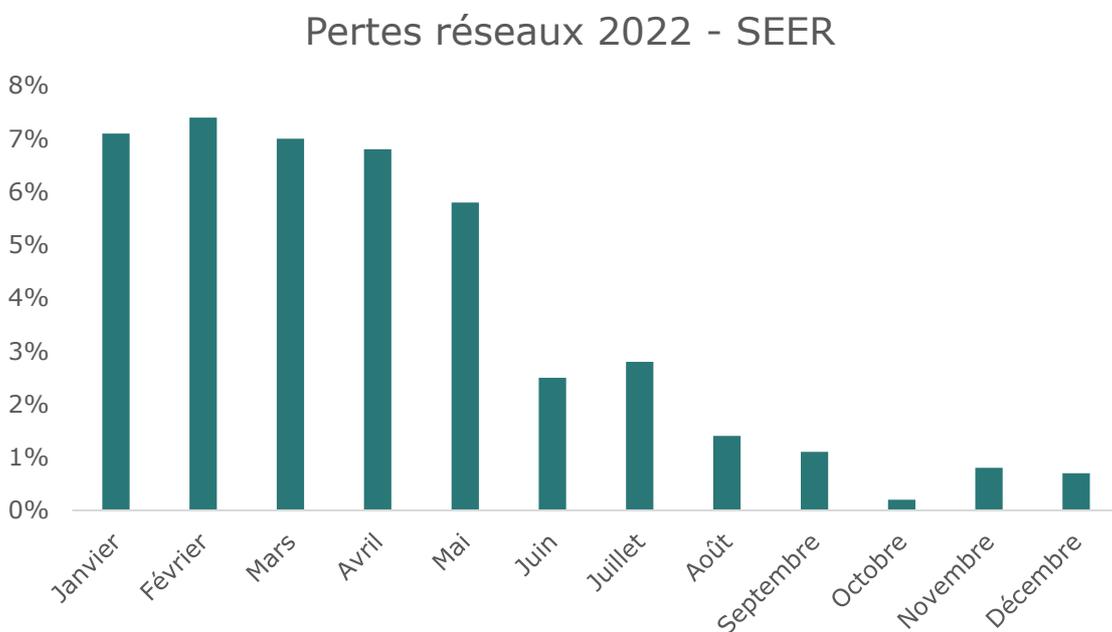


Figure 33 : Evolution des pertes réseaux par mois sur l'année 2022 - réseau SEER

En moyenne, les pertes de réseau s'élèvent à 3,6% pour l'année 2022, ce qui est légèrement plus élevé que les chiffres estimés en 2021 (3%) mais qui reste globalement maîtrisé du fait de raccordements neufs et d'une part importante de remplacement de l'ancien réseau.

Consommation d'électricité et d'eau

Les consommations d'électricité des centrales sont importantes, et ont considérablement augmentées entre 2021 et 2022. Il est intéressant de noter que si le ratio de consommation de la chaufferie centrale a bien diminué, celui de la centrale géothermique a vu une nette augmentation entre les deux années. Les deux tiers de la consommation d'électricité de la

centrale géothermique proviennent des pompes de production, pour un tiers de la pompe d'injection.

Chaufferie	2021		2022		Variation
	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	
Centrale géothermique	3 396	48,4	3 792	59,7	11,6%
Chaufferie Centrale Grigny II	4 950	68,0	5 226	47,7	5,6%
TOTAL	8 346	116,4	9 018	107,4	8%

Concernant la consommation d'eau du réseau SEER, le poste majeur représente la consommation d'eau de la centrale. Un pic de consommation apparaît pour les mois de septembre et octobre qui correspond aux raccordements réalisés à Saint-Hubert nécessitant un plus grand volume pour le fonctionnement classique. De même, la forte consommation de janvier correspond à de nouveaux raccordements sur la fin d'année 2021 comme le centre pénitentiaire de Fleury-Mérogis.

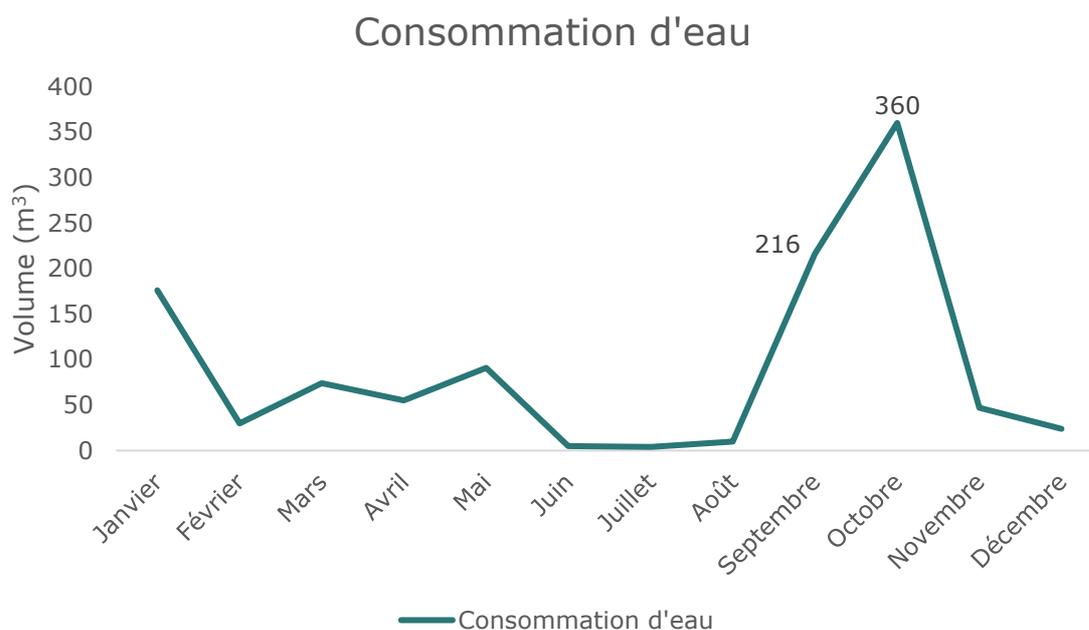


Figure 34 : Evolution consommations d'eau des auxiliaires - Réseau SEER

Efficacité environnementale

Emissions de polluants

Pas d'informations communiquées.

Emissions de CO2 et contenu en CO2 du réseau

Le contenu en CO2 du réseau a diminué de moitié en 2022 par rapport à 2021.

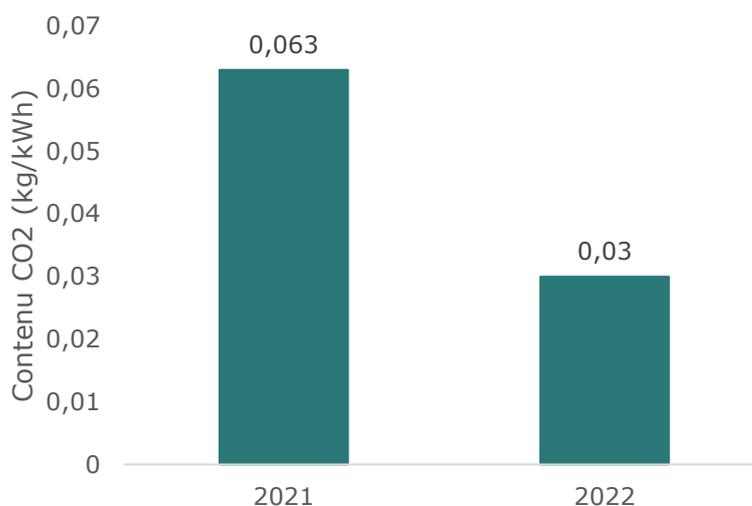


Figure 35 : Contenu en CO2 - réseau SEER

Montage juridique

Mode de gestion du réseau

Les villes ont opté pour une gestion publique de ce réseau de chauffage. La structure juridique retenue est celle d'une Société Publique Locale (SPL). Ainsi, en 2014 a été créée la société d'exploitation des énergies renouvelables (SEER) dont les missions sont la mise en œuvre et l'exploitation du réseau de chaleur géothermique. Le capital de cette société est détenu à 51% par le SIPPAREC (Syndicat Intercommunal de la Périphérie de Paris pour les Energies et les Réseaux de Communication) et à 49% par les villes de Grigny (34%) et de Viry-Châtillon (15%).

Analyse du dispositif contractuel du réseau de chaleur

En l'absence du contrat et des avenants et n'étant pas un réseau sous MOA de GPS, l'analyse n'a pas pu être menée.

Caractéristiques financières du réseau

Modalités de tarification

/ Tarifs pratiqués

Les tarifs pratiqués sont décomposés entre :

- Un terme R1 en €/MWh pour le coût des combustibles et autres sources d'énergie. Le tarif R1 est défini différemment selon les abonnés :
 - R1A pour les abonnés fournis via une énergie de base livrée en sous-station.
 - R1A2 pour ces mêmes abonnés ayant supporté les frais des travaux de déclassement du réseau et de la chaufferie.
 - R1B pour les abonnés fournis en énergie de base livrée en chaufferie.
 - R1C pour les abonnés fournis en énergie en période restreinte de fourniture de chauffage et d'ECS.
- Un terme R2 en €/kW fixe pour l'abonnement au service qui couvre les coûts de prestations et frais de financement.

Les tarifs contractuels en vigueur en 2015 sont les suivants :

R1A	27,81 €/HT/MWh
R1A2	18,29 €/HT/MWh
R1B	23,95 €/HT/MWh
R1C	22,47 €/HT/MWh
R21	0,57 €/HT/ URF
R22	8,27 €/HT/ URF
R23	1,93 €/HT/ URF
R24	10,09 €/HT/ URF
R25	-2,78 €/HT/ URF
R2 total	18,08 €/HT/ URF

La partie R2 est répartie entre les usagers , en fonction des unités de répartition forfaitaire suivants :

Libellé	Public	Logements	> RT 2005	Tertiaire	Autres	Installation avec fourniture en période restreinte
Coeff PS Chauffage et ECS	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
PS ECS	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
URF / kW chauffage	3,47	4,40	6	4,9	6	2,08
URF / kW ECS	4,18	4,18	5,7	4,25	4,18	1,98
HE chauffage	2 252	2 520	2 520	2 600	2 500	2 568

He ECS	2 000	2 390	2 390	2 320	2 300	5 136
--------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

En 2022, les tarifs moyens pratiqués ont été de :

R1	69,4 €HT/MWh
R2	20,6 €HT/kW

Les prix de R1 se sont envolés en 2022, avec une augmentation de 98% par rapport à 2021, notamment dû à l'augmentation du prix du PEG.

/ Coût moyen de la chaleur

En 2022, le coût moyen de la chaleur s'élève à 100,68€/MWh vendu, suite au bouclier tarifaire mis en place. En 2021, ce coût était de 63,16€/MWh ce qui correspond donc à une augmentation considérable de +59%.

CA R1	CA R2	CA total	MWh vendus	Coût moyen	Coût moyen après BT
7 572 k€	4 336 k€	11 908 k€	109 011	109,24 €/MWh	100,68 €/MWh

/ Indexation

R1 : Les formules d'indexation sont représentatives des coûts d'achat de combustible, autrement dit :

- **r1 A** :
 - 68% sur le gaz,
 - 29% sur l'électricité,
 - 3% sur le FOD.
- **r1 A2** : indexé de la même manière avec l'ajout d'une moins-value pour participation aux travaux de déclassement,
- **r1 B** :
 - 56% sur le gaz,
 - 23% sur l'électricité,
 - 21% sur le FOD.
- **r1 C** :
 - 100% sur l'électricité.

En ce qui concerne la révision des prix **R2**, ils sont indexés de la sorte :

- R21 : part variable à 100% selon l'indice électricité moyenne tension tarif vert EI
- R22 :
 - 10% part fixe
 - 30% coût horaire des salariés en industrie mécanique et électrique (ICHT – IME)
 - 60% frais et services divers (FSD2)
- R23 :

- 10% part fixe
 - 80% Chauffage centrale BT40
 - 10% frais et services divers (FSD2)
- R24 et R25 non indexés

Analyse financière du réseau

/ Compte d'exploitation prévisionnel

Aucune information communiquée

/ Analyse du résultat

Compte de résultat	Réel 2021	Réel 2022	CEP 2022	Ecart
GWh vendus	96	109	156	-47
Ventes et abonnements	5560	8577	4440	4137
Extensions	874	3337	4522	-1185
Transfert de charges	23		1000	-1000
TOTAL CA (k€HT)	6 457	11 914	9 962	1952
Charges P1	1302	6741	3174	3567
Charges P2	2194	3198	3645	-447
Charges P3	0	0	0	0
TOTAL Charges	3 496	9 939	6 819	3120
Dotations aux provisions (dont reprises)	781	141	106	35
Amortissements	478	716	723	-7
Charges financières	301	315	687	-372
Résultat avant IS	1 401	803	1 627	-824
IS	286	208	441	-233
RESULTAT NET	1 115	595	1 186	-591

L'exploitation est largement bénéficiaire, bien qu'un écart de 50% sur le résultat net existe entre le CEP de l'avenant 4 et le réel de 2022. Il est également à noter que la part de l'amortissement sur les investissements ne représente que 6% sur le total des charges. Ceci s'explique principalement par le développement de la SEER qui est constitué d'interconnexion à des réseaux existants (et intégration à l'exploitation).

Il est également à noter qu'aucunes dépenses de grosses réparations ou de renouvellement (P3) n'ont été faites sur l'année 2022 notamment du fait de la prise en charge par Rougnon des dépenses de P3.

/ Analyse des investissements et de leur financement

A partir de données publiques :

Les investissements réalisés par la SEER s'élèvent à 29,1M€. Ce montant a été financé par :

- 2,6M€ par une subvention de l'Etat (fonds de soutien à l'investissement local),
- 8,9M€ de subventions de l'ADEME et de la Région,

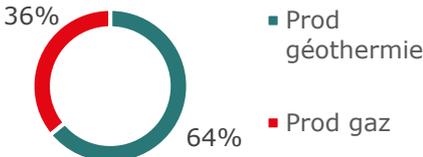
- Et plusieurs emprunts dont nous ne connaissons pas le montant exact pour le reste à financer, ni les conditions.

Par ailleurs, les collectivités actionnaires de la SPL c'est-à-dire le SIPPAREC, la ville de Grigny et la ville de Viry-Châtillon ont apporté un capital social de 1M€ dans la SEER.

Indicateurs de performance

Les données ci-dessous sont principalement issues des données du rapport annuel 2022, et pour les perspectives de la présentation en comité de pilotage de l'actualisation du schéma directeur du réseau datant d'octobre 2023.

Indicateurs majeurs

N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-M1	Taux d'appel de puissance	NC	%
1.2-M1	Taux d'interruption pondéré du service	NC	%
1.4-M1	Puissance souscrite au km	2,23	kW/ml
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité			
2.1-M1	Bouquet énergétique		
2.1-M2	Emission de CO2	0,07	kg/kWh
2.2-M1	Facteur de ressource primaire	20%	
2.2-M2	Consommation d'eau sur le réseau	0,01	m3/MWh livré
2.3-M1	Coût des sinistres	NC	Euros/euros
3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid			
3.1-M1	Renouvellement des installations	7,8%	
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers			
4.1-M1	Prix moyen du MWh	109,3	€TTC/MWh
4.2-M1	Enquête de qualité et de satisfaction	NC	Nb par an et Note
4.4-M1	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	NC	Nb par an

Indicateurs complémentaires

N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	NC	h
1.2-C1	Taux d'interruption local du service	NC	%
1.2-C2	Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt	NC	%
1.4-C1	Développement	168,9%	
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité			
2.1-C1	Rejets atmosphériques	8647	kgCO2
2.1-C2	Rejets de polluants	NC	%
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	0	jours/an
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers			
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	63,6%	
4.2-C1	Réclamations	NC	Nb par an
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	NC	Nb par an
5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public			
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	NC	Nb par an
5.1-C2	Taux d'avoirs	NC	%
6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur			
6.1-C1	Information des citoyens	NC	Nb par an

Réseau Val de Ris à Ris-Orangis (hors MOA GPS)

Les chiffres clés 2022

6 372 MWh

De chaleur finale livrée aux abonnés en 2023

1 889m

De réseau, dont 1160m pour le réseau de géothermie docks

50%

De taux d'EnR&R dans le réseau en 2022. 63% pour le réseau Docks seul

900⁹

Équivalents logements alimentés par le réseau de chaleur en 2023.

20

Abonnés du réseau de chaleur en 2023

Analyse du réseau

Historique du réseau

La « ZAC Écoquartier du Val de Ris » est composée de trois zones distinctes :



⁹ Equivalent logement : 7Mwhu / lgt / an

Le réseau est séparé en 2 parties :

Le réseau Docks

Les travaux de premier établissement du réseau docks ont été réalisés en 2012 via la réalisation d'une géothermie dans la nappe Yprésien. Ce réseau est sous forme d'une boucle d'eau tempérée, qui utilise la chaleur récupérée à l'aide d'un doublet géothermique très basse température, couplé à des pompes à chaleur dans chaque sous-station.

Les températures de fonctionnement sont les suivantes : température aller = 12°C et retour = 5°C. Le réseau est en pleine terre, composé de tubes en PEHD non isolé.

Cette partie a connu des dysfonctionnements dus à des difficultés de réinjection de l'eau puisée, diminuant le taux de couverture EnR. Le secours a été assuré durant cette période par une chaufferie au fioul jusqu'à 2017 avec l'autorisation par la préfecture du rejet en Seine de l'eau, permettant un fonctionnement normal de la boucle géothermale. Un deuxième forage de réinjection a été effectué pour aboutir ce jour à un triplet de géothermie.

Le Réseau Gare

Ce réseau réalisé en 2012 utilise une chaufferie biomasse à base de plaquettes forestières et un complément/secours gaz. Il exporte de la chaleur vers « Intrafor » et vers la résidence « Essonne Habitat » en dehors de l'écoquartier. Depuis 2022, la médiathèque a également été connectée au réseau.

Réseau de chaleur

Caractéristiques et état

Sur les deux parties du réseau du Val de Ris :

Partie « Docks » :

La partie Docks du réseau est un réseau de géothermie alimenté par un triplet de géothermie. Il est raccordé à 14 sous-stations d'échange, pour une puissance souscrite de 1 816 kW fin 2022. Ces sous-stations sont alimentées en eau tempérée, qui sont équipées chacune de deux à trois PAC :

- 2 pour le chauffage (départ secondaire à 35°C / retour 30°C)
- Et, si besoin, une pour l'ECS (ECS 50°C / eau de ville 12°C), ainsi qu'un échangeur pour le rafraîchissement. Pour l'ECS, des ballons électriques ont été installés en sous-stations, d'une puissance de 500 kW.

Partie « Gare » :

La partie Gare est alimentée via une chaufferie mixte en biomasse/gaz pour une puissance souscrite de 915 kW, qui atteint 2201 kW en incluant les exports. Elle comporte 5 sous-stations, et alimente également 4 sous-stations dans le cadre des exports d'énergie.

En 2022, l'export d'énergie représente 32% de la puissance souscrite, avec l'export vers le réseau d'Essonne Habitat qui représente le plus gros abonné du réseau.

2,62 MWh/ml. C'est la densité énergétique du réseau en excluant l'export de chaleur.

2022	Réseau gare	Réseau docks
Ventes de chaleur (MWh)	1 560	3 393
Longueur du réseau (ml)	729	1160
Densité énergétique (MWh/ml)	2,14	2,93

Réseau de chaleur Val de Ris sous MOA GPA

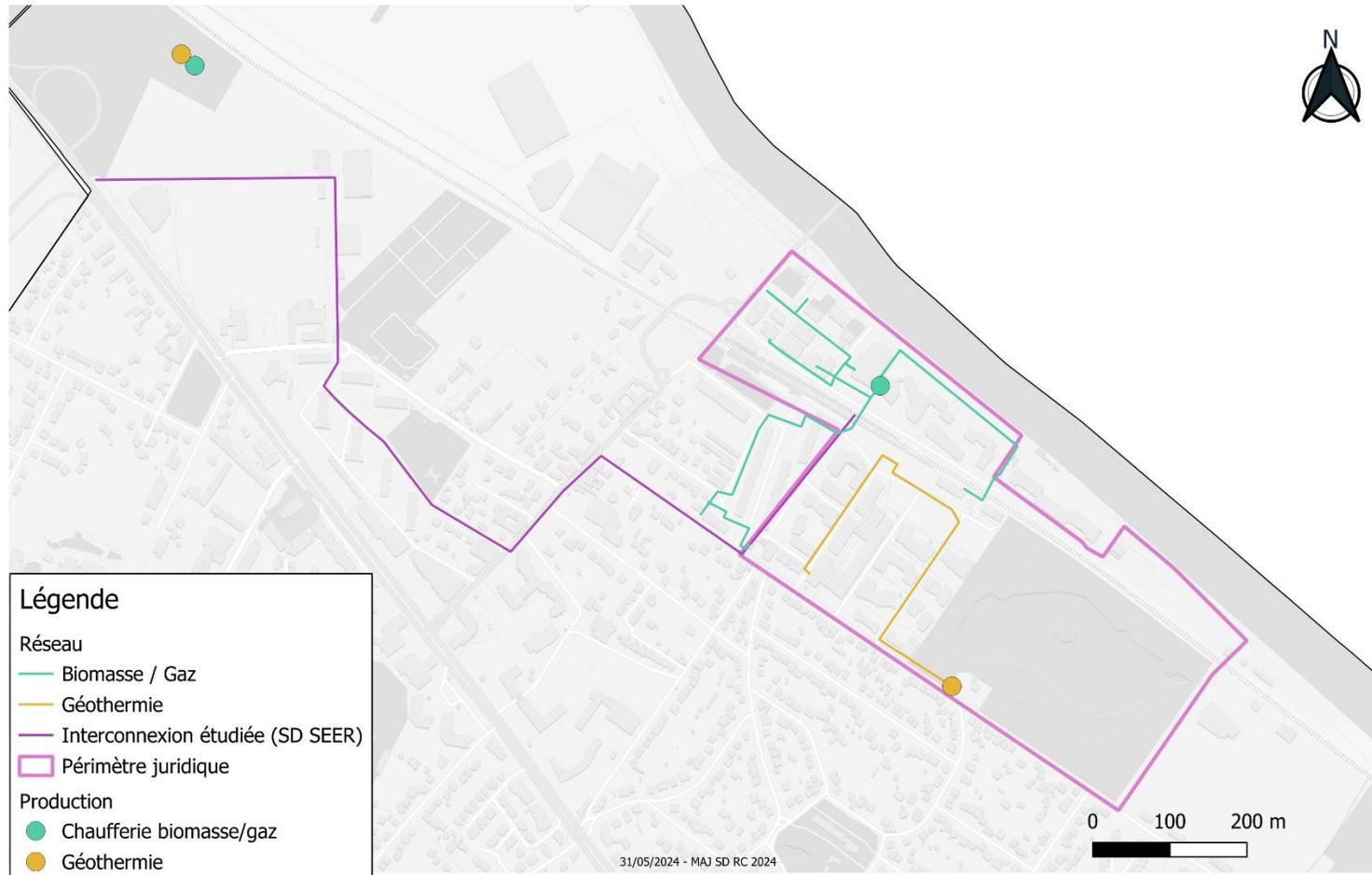


Figure 37 : Plan du réseau Val de Ris

Production de chaleur et d'électricité

Moyens de production

/ Réseau « Docks »

	Production de chaleur (MW)	Caractéristiques
Triplet de géothermie	1,69	Débit : 165m ³ /h et $\Delta T = 7^{\circ}C$ avec température de l'eau du puit de production sur l'Yprésien à 12°C

La centrale de géothermie a alimenté le réseau de 1 726 MWh (thermiques) sur l'année 2023.

/ Réseau « Gare »

	Production de chaleur (MW)
Chaudière 1 Biomasse WEISS	0,8
Chaudière 2 Gaz GUILLOT (appoint)	0,63
Chaudière 3 Gaz GUILLOT (appoint)	1,15
TOTAL	2,58

La centrale du réseau gare a alimenté le réseau de 3201 MWh sur 2023, dont 1029 MWh exportés à Essone Habitant et son réseau privé ENRIS.

Mix énergétique

La mixité énergétique est plutôt bien répartie entre les sources de production majeures. Il est intéressant de noter que les installations en sous-station (PAC + ballons ECS) constituent 35% de la production. Le gaz, uniquement sur le réseau Gare représente 26% alors que la chaufferie au fioul en support de la géothermie dans le réseau Docks n'a pas été allumée en 2022.

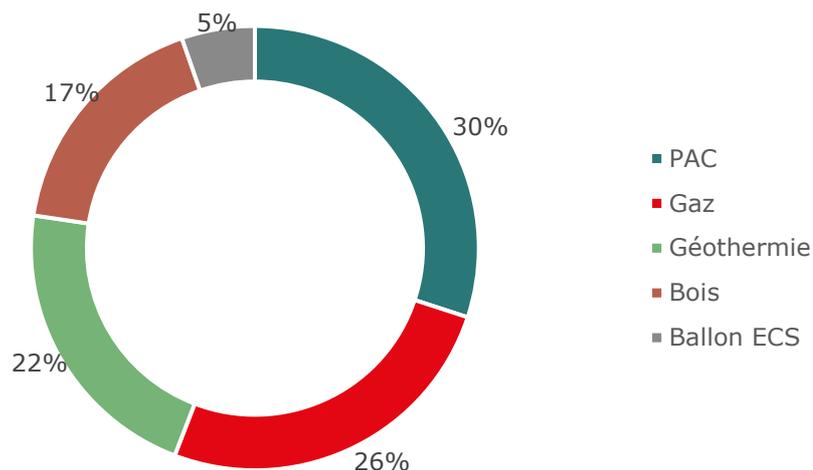


Figure 38 : Mixité énergétique du réseau de Val de Ris en 2022

Le taux d'EnR&R se maintient en 2022 autour de 50% après avoir vu un pic en 2019 à 62%. Il était passé sous la barre des 50% en 2021 du fait d'une production géothermale plus faible et de conditions climatiques plus rudes. Depuis 3 ans, le taux d'EnR&R du réseau Gare évolue peu.

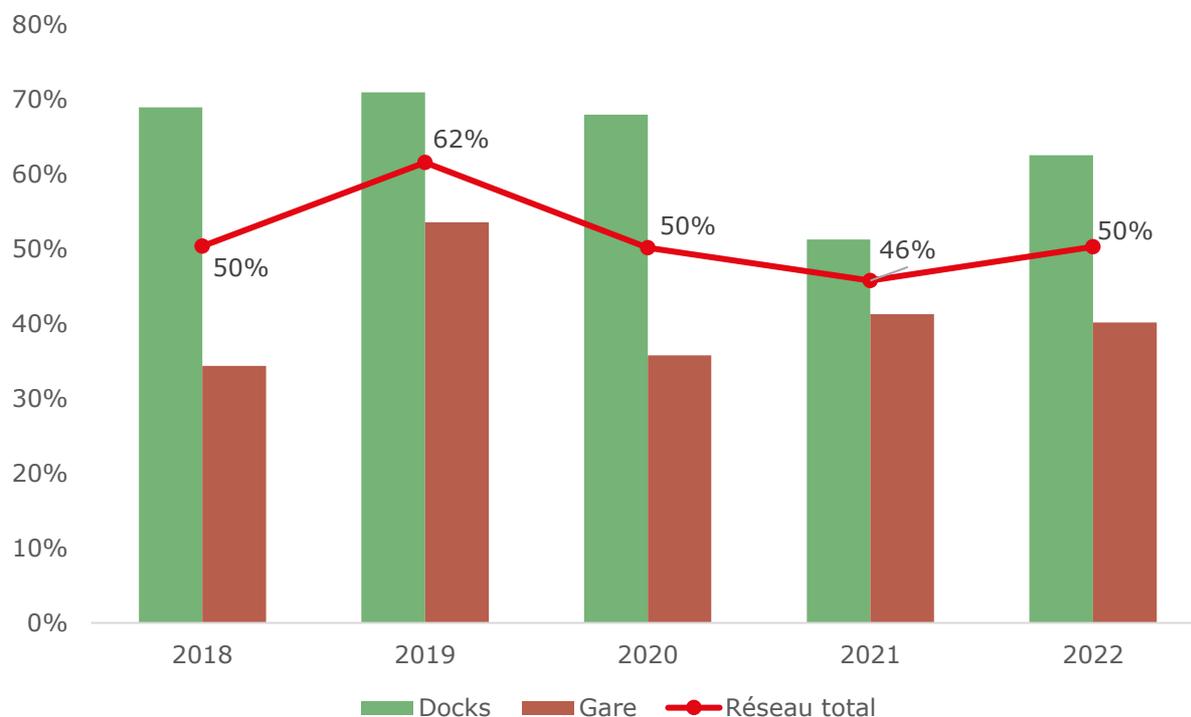


Figure 39 : Evolution du taux d'EnR&R du réseau Val de Ris depuis 2018

Les informations transmises ne permettent pas de réaliser une simulation de la monotone du réseau.

Efficacité énergétique

Le rendement du réseau Docks est reparti à la hausse avec un rendement supérieur à 100% en 2022, atteignant sa meilleure marque depuis plus de 5 ans. Le coefficient de performance est resté stable par rapport aux 3 dernières années pour un COP moyen de 3,78.

Le rendement du réseau Gare évolue un peu en miroir de celui du réseau Docks, en atteignant son plus bas rendement depuis 2018 en 2022. Cette marque est liée aux nombreux arrêts de chaudières biomasse.

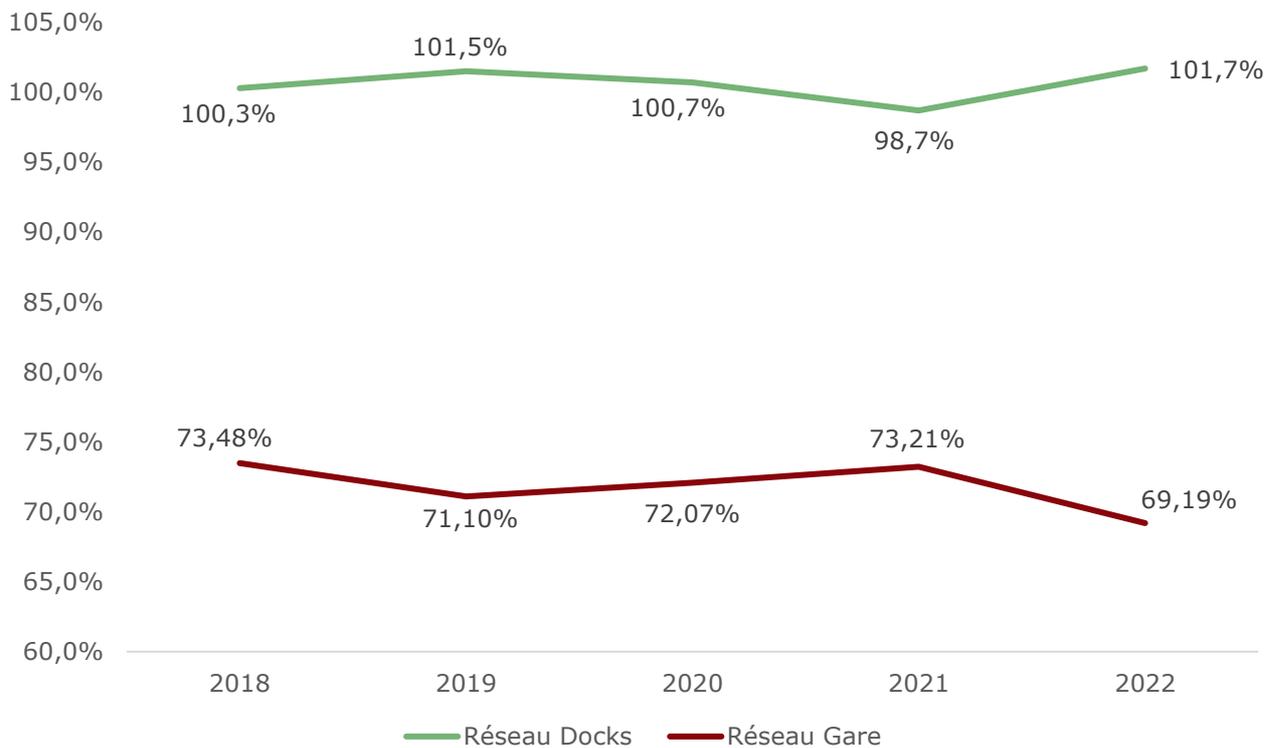


Figure 40 : Evolution du rendement des réseaux depuis 2018

Consommations d'électricité et d'eau

Les postes de consommation majeures d'électricité sont les pompes à chaleur en sous-station, pour un ratio élevé de consommation autour de 370 kWh consommés par MWh de chaleur produite. La géothermie a un ratio de consommation plus faible de 181 kWh élec/MWh chaleur, mais celui reste élevé.

Chaufferie	2021		2022		Variation
	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	Conso. d'électricité (MWh/an)	Ratio de conso (kWh élec / MWh chaleur)	
Géothermie Docks	176	89,1	365	180,8	107%
Sous-stations (PAC)	1283	332,1	1 240	374,4	-3%
TOTAL Docks	1459	249,9	1605	301,1	10%

Le manque d'information sur la consommation d'eau nous empêche de conclure.

Effacité environnementale

Emissions de polluants

Les rapports de visites des contrôles d'émissions n'ont pas pu être analysés.

Emissions de CO2 et contenu en CO2 du réseau

Les taux d'émissions et le contenu CO2 n'ont pas été transmis.

Montage juridique

Mode de gestion du réseau

La ZAC écoquartier du Val de Ris, décomposé en trois zones distinctes et autonomes faisant l'objet de tranches différentes, sont gérés sous forme d'une concession déléguée par Grand Paris Aménagement.

Analyse du dispositif contractuel du réseau de chaleur

Caractéristiques générales du réseau de chaleur et de rafraîchissement de la ZAC écoquartier du val de Ris	
Autorité délégante	Grand Paris Aménagement Une clause est prévue au contrat pour que celui-ci soit transféré à une AFUL à l'issue du traité de concession d'aménagement.
Déléataire	Société Dalkia
Nature du contrat	Concession de droit privé
Périmètre géographique	ZAC écoquartier du Val de Ris, décomposé en trois zones distinctes et autonomes faisant l'objet de tranches différentes, à savoir : <ul style="list-style-type: none">- zone dock des alcools : tranche ferme- zone gare : tranche conditionnelle n° 1- zone Intrafor : tranche conditionnelle n° 2 (non affermie)
Date de signature	7 décembre 2010
Durée	24 ans, à compter de sa signature
Historique	- Avenant n° 1 conclu le 17 mai 2013 ayant pour objet le raccordement de trois bâtiments appartenant à Essonne Habitat au réseau de chaleur

	<ul style="list-style-type: none"> - Avenant n° 2 conclu le 9 juillet 2015 ayant pour objet le raccordement de 140 logements construits pour le compte du bailleur social Immobilière 3F compris sur la zone Intrafor au réseau de chaleur
Objet	<ul style="list-style-type: none"> - Conception, financement, construction des ouvrages nécessaires à la réalisation du réseau de chaleur et de rafraîchissement de la ZAC écoquartier du Val de Ris - Prestations d'exploitation techniques du réseau de chaleur et de rafraîchissement de la ZAC Ecoquartier du Val de Ris - Prestations d'exploitation commerciale du service de production, de transport et de distribution de chaleur et de rafraîchissement aux abonnés
Travaux à la charge du délégataire	<ul style="list-style-type: none"> - Ensemble des travaux de premier établissement : centrales de production de chaleur et de rafraîchissement, le réseau de distribution entre les chaufferies et les sous-stations, les sous-stations de livraison et les installations électriques primaires dédiées à la régulation des postes de livraison - Travaux d'entretien et de grosse réparation, les travaux de renouvellement et de modernisation, les travaux de mise en conformité - De manière générale, les travaux nécessaires à la production, à la récupération, à la production en secours, au transport, au stockage et à la distribution de la chaleur et de l'eau chaude sanitaire sur le réseau de chaleur et de rafraîchissement de la ZAC Ecoquartier du Val de Ris
Mix énergétique	<p><u>Pour la zone dock des alcools</u> : électricité, estimée à 100% du taux de couverture annuel</p> <p><u>Pour la zone gare</u> :</p> <ul style="list-style-type: none"> - biomasse, avec un minimum de 80 % du taux de couverture annuel - gaz naturel, estimé à 20 % du taux de couverture annuel <p><u>Pour la zone Intrafor</u> : électricité, estimée à 100% du taux de couverture annuel (non affermie)</p>
Rémunération délégataire du	Prise en charge de la mission aux risques et périls du délégataire, lequel se rémunère par les recettes qu'il perçoit auprès des usagers en contrepartie du service rendu :

	<ul style="list-style-type: none"> - vente de chaleur aux abonnés et facturation des frais de raccordement et d'extension aux abonnés - vente de chaleur à des consommateurs situés en dehors du périmètre concédé
Formule d'indexation	Indexation des tarifs en fonction d'une formule de révision
Recettes annexes	Vente d'énergie calorifique aux consommateurs dont les immeubles sont situés en dehors du périmètre géographique de la concession
Titre d'occupation	Titre d'occupation à définir
Destination des biens	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Biens de retour</u> : tous les ouvrages, équipements et installations nécessaires à l'exploitation en état normal d'entretien et de fonctionnement - <u>Biens de reprise</u> : biens financés par le délégataire qui ne sont pas directement nécessaires à l'exploitation du service moyennant une indemnité calculée en tenant compte des conditions d'amortissement de ces biens (meubles de bureaux, véhicules, stocks existants ainsi que les ouvrages et installations nécessaires à la desserte en chaleur de trois immeubles appartenant à Essonne Habitat)
Polices d'abonnement (échéance, puissances souscrites, modalités de révision des puissances)	<p>Durée de 12 ans, reconduction tacite, étant précisée que la durée totale ne peut dépasser celle de la concession</p> <p>Puissance précisée dans la demande d'abonnement ajustable à l'issue d'une période de deux ans à la suite de la prise d'effet du contrat</p>
Contrats d'achat de chaleurs extérieurs et de vente d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> - Convention de fourniture de chaleur conclue avec la SA HLM Essonne Habitat le 17 mai 2013 d'une durée égale à la durée résiduelle du contrat - Convention de fourniture de chaleur conclue avec la société immobilière 3F le 3 juillet 2015

Caractéristiques financières du réseau

Modalités de tarification

/ Tarifs pratiqués

Les tarifs pratiqués sont décomposés entre :

Un terme R1c en €HT/MWh pour la livraison de chaleur et d'eau chaude sanitaire. Le R1c est décomposé par énergie :

- R1bois (25% du total)
- R1gaz (6% du total)
- R1géothermie (69% du total)
- Un terme R1f en €HT/MWh pour la livraison de froid. Il n'est pas décomposé.
- Un terme R2 en €HT/kW pour l'abonnement au service. Il est décomposé en 4 termes R21, R22, R23 et R24.

L'avenant n°1 au contrat est venu diminuer le terme R2 suite à l'autorisation d'export de chaleur en dehors du périmètre de la concession. Le terme R24 a par ailleurs diminué avec la perception des subventions pour l'opération. La TVA à taux réduit est appliquée sur le R1 et sur le R2.

Les tarifs contractuels en vigueur en 2018 sont les suivants en valeur 1^{er} mars 2010 :

R1bois	27,18 €HT/MWh
R1gaz	42,13 €HT/MWh
R1géothermie	30,00 €HT/MWh
R1c total	30,00 €HT/MWh
R1f	70,00 €HT/MWh
R21	2,13 €HT/kW
R22	82,15 €HT/kW
R23	17,09 €HT/kW
R24	92,69 €HT/kW
R2 total	194,06 €HT/kW

Pour l'exportation, les tarifs appliqués sont les suivants :

R1bois	27,18 €HT/MWh
R1gaz	42,13 €HT/MWh
R1géothermie	- €HT/MWh
R1c total	33,16 €HT/MWh
R1f	- €HT/MWh
R2 (=R21+R22+R23)	56,20 €HT/kW
R3 (=R24)	38,65 €HT/kW
R2 total	94,85 €HT/kW

En 2023, les tarifs appliqués sont de l'ordre de :

R1c	55,6 €HT/MWh
R2	241 €HT/kW
R1c export	63 €HT/MWh
R2 export	101 €HT/kW

/ Coût moyen de la chaleur

Le coût moyen de la chaleur sur la concession s'élève à 190€TTC/MWh. Pour le secteur Docks et le secteur Gare :

Réseau	CA total (€TTC)	MWh vendus	Coût moyen en €TTC/MWh
Docks	639 979,16 €	3 171	201,84 €
Gare	572 333,42 €	3 201	178,79 €

Il est très supérieur au coût moyen habituellement constaté, qui s'établit à 117 €HT/MWh en 2023.

/ Indexation

Les formules d'indexation prennent en compte les facteurs suivants :

- R1 bois :
 - Salaires (20%),
 - Transport (40%),
 - Moyens de production agricole (20%),
 - Indice des prix des produits énergétiques (20%).

L'indexation du R1 bois ne comprend pas d'indices propres au bois énergie (type indice CIBE)

- R1 gaz :

Indexation au réel des factures de gaz du fournisseur du concessionnaire.

Le contrat ne prévoit pas de procédure de mise en concurrence des fournisseurs de gaz chaque année : il y a donc un risque d'inflation du coût du gaz répercuté directement sur les tarifs.

- R1 géothermie :
 - Electricité (100%)
- R21 :
 - Electricité (100%)
- R22 :
 - Salaires (30%)
 - Frais & services divers (70%)

L'indexation du tarif R22 ne fait pas apparaitre de part fixe.

- R23 :
 - Bâtiment chauffage central (60%)
 - Salaires (40%)

L'indexation du tarif R23 ne fait pas apparaitre de part fixe.

- R24 : pas d'indexation.

Analyse financière du réseau

/ Compte d'exploitation prévisionnel

Il est à noter que le CEP n'a pas été révisé depuis le contrat. Ainsi les années de 2023 à 2034 sont les prévisions faites en 2011 (les années de 2013 à 2022, sont les résultats réels).

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
MWh consommés											8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	
Puissance souscrite											3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Recette R1	48,1	111,3	156,5	216,1	249,6	289,4	303,1	297,9	415,2	432,2	321,52	321,52	321,52	321,52	321,52	321,52	321,52	321,52	0,00	321,52	321,52	321,52	321,52
Recette R2	93,0	246,9	296,6	444,0	513,7	570,1	590,5	638,1	654,1	751,8	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6	604,6
Total recette k€HT	141	358	453	660	763	860	894	936	1 069	1 184	926	605	926	926	926	926							
Charges P1	90,60	168,60	327,10	399,00	401,10	344,20	329,70	347,60	436,40	746,70	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06	237,06
Charges P2	90,20	126,70	149,90	178,00	175,30	189,80	173,30	211,90	237,90	200,10	231,77	242,96	231,77	233,09	231,77	231,77	233,09	231,77	247,23	231,77	231,77	231,77	231,77
Charges P3	7,50	34,50	51,40	150,88	154,50	156,10	134,20	201,60	203,70	173,90	6,31	80,73	158,26	107,91	111,40	43,78	9,78	79,57	88,26	98,48	80,94	4,68	
Charges P4 (amortissement des investissements)	12,70	48,20	84,80	172,06	182,80	211,70	196,20	209,80	234,00	248,50	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63	296,63
TOTAL DES CHARGES	201	378	613	900	914	902	833	971	1 112	1 369	772	857	924	875	877	809	777	845	869	864	846	770	
Resultat avant IS	-59,90	-19,80	-160,10	-239,84	-150,40	-42,30	60,20	-34,90	-42,70	-185,20	154,32	68,71	2,36	51,40	49,22	116,84	149,53	81,05	-264,62	62,14	79,68	155,95	
Frais financiers	121,10	103,60	113,80	131,30	138,90	129,90	120,70	122,80	119,10	117,50	51,39	22,88	0,79	17,12	16,39	38,91	49,79	26,99	18,95	20,69	26,53	51,93	
IS											102,9	45,8	1,6	34,3	32,8	77,9	99,7	54,1	-283,6	41,4	53,1	104,0	
Résultat NET	-181,0	-123,4	-273,9	-371,1	-289,3	-172,2	-60,5	-157,7	-161,8	-302,7													

On note que :

- Le bilan sur les années de 2013 à 2022 ne sont pas équilibrés,
- La base des calculs du CEP pour le prévisionnel de 2023 à 2034 sont très éloignés de la réalité, notamment au niveau des charges P1 et P3. Les charges P2 et P4 étaient relativement correctes.

Analyse du résultat

Le résultat du contrat est le suivant depuis 2020 :

Année	2020	2021	2022
PRODUITS EXPLOITATION	936	1069,2	1183,9
R1	297,90	415,20	432,20
R2	638,10	654,10	751,80
CHARGES EXPLOITATION			
Charge P1	-347,60	-436,40	-746,70
Gaz	-107,50	-104,50	-444,50
Electricité P1	-188,10	-193,60	-222,50
FOD	0,00	-67,30	0,00
Bois	-52,00	-71,00	-79,70
Charges P2	-211,90	-237,90	-200,10
Eau	0,00	-0,50	-0,70
Electricité P2	-12,00	-13,50	-15,10
Fournitures	-11,20	-8,90	-8,70
Contrôles réglementaires	-25,60	-25,30	-29,90
Location ; Entretien ; Assurances	-5,50	-31,80	-6,50
Main d'œuvre Opérationnelle	-134,80	-131,40	-110,70
Entretien sous traité	-22,70	-26,60	-28,60
Impôts et Taxes	-6,30	-6,30	-6,30
Frais de structure	-68,80	-74,40	-67,80
Dépenses & Provisions GER	-76,50	-123,00	-99,80
Dépenses & Provisions Sinistres	-50,00	0,00	0,00
Amortissements et Subventions	-209,80	-234,00	-248,50
RESULTAT avant Impôts et Frais Financiers	-34,9	-42,8	-185,4
Frais financiers	-122,80	-119,10	-117,50
RESULTAT après Impôts et Frais financiers	-157,7	-161,9	-302,9

Figure 41 : Comptes de résultats 2020 à 2022

La concession est déficitaire principalement sur le R1, du fait d'une utilisation plus importante que prévue des énergies fossiles (gaz & fioul) depuis 2014.

Enfin, les modalités d'imputation des droits de raccordement ne sont pas précisées.

Analyse des investissements et de leur financement

A fin 2022, les investissements réalisés s'élevaient à **4,7M€HT, net de subvention**. Des travaux d'interconnexion sont prévus

Les modalités de financement des installations ne sont pas précisées. On note néanmoins que l'opérateur fait apparaître de frais financiers dans son compte rendu financier.

Analyse du compte de renouvellement

Le compte de renouvellement est prévu par l'article 40 du contrat de concession. Celui-ci fonctionne de la manière suivante :

- Au crédit : 7% des recettes R2 annuelles
- Au débit : charges réelles de gros entretien et renouvellement
- Le solde de fin de contrat, négatif ou positif, est à la charge de l'opérateur.

Au 31/12/2022, le solde s'élève à -273k€ :

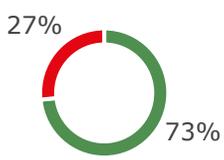
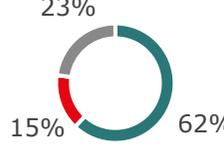
En k€	2020	2021	2022
Solde début d'année	-152,64	-184,16	-259,37
Dotation	44,67	47,78	43,07
Dépenses réelles	-76,18	-123,00	-56,77
Solde fin d'année	-184,16	-259,37	-273,07

Indicateurs de performance

Les données ci-dessous sont principalement issues du rapport annuel 2022.

Pour les données énergétiques, ce sont les valeurs de 2023 qui sont présentées.

Indicateurs majeurs

N°	Nom Indicateur	Réseau Gare	Réseau Docks	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid				
1.1-M1	Taux d'appel de puissance	NC	NC	%
1.2-M1	Taux d'interruption pondéré du service	NC	NC	%
1.4-M1	Puissance souscrite au km	4,27	1,57	kW/ml
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité				
2.1-M1	Bouquet énergétique	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>Réseau Gare</p>  <p>27% 73%</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Prod bois ■ Prod gaz (appoint) </div> <div style="text-align: center;"> <p>Réseau Docks</p>  <p>23% 15% 62%</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Géothermie ■ Ballons ECS ■ PAC </div> </div>		
2.1-M2	Emission de CO2	NC	NC	kg/MWh
2.2-M1	Facteur de ressource primaire	87%	0%	
2.2-M2	Consommation d'eau sur le réseau	0	NC	m3/MWh livré
2.3-M1	Coût des sinistres	NC	NC	Euros/euros
3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid				
3.1-M1	Renouvellement des installations	13%	13%	
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers				
4.1-M1	Prix moyen du MWh	181,67	204,39	€TTC/MWh
4.2-M1	Enquête de qualité et de satisfaction	NC	NC	par an et Note
4.4-M1	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	NC	NC	par an

Indicateurs complémentaires

N°	Nom Indicateur	Réseau Gare	Réseau Docks	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid				
1.1-C1	Durée d'utilisation équivalent à pleine puissance	NC	NC	h
1.2-C1	Taux d'interruption local du service	NC	NC	%
1.2-C2	Taux d'heures d'arrêts programmés par rapport aux heures d'arrêt	NC	NC	%
1.4-C1	Développement	0	0	%
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité				
2.1-C1	Rejets atmosphériques	NC	NC	kg
2.1-C2	Rejets de polluants - polluant 1	NC	NC	%
2.3-C1	Fréquence et gravité des accidents du travail	NC	NC	jours/an
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers				
4.1-C1	Poids de la part proportionnelle aux consommations	34,7%	28,7%	
4.2-C1	Réclamations	NC	NC	par an
4.3-C1	Réunions avec les représentants des usagers	NC	NC	par an
5- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public				
5.1-C1	Demandes d'explication de factures	NC	NC	par an
5.1-C2	Taux d'avoirs	NC	NC	%
6- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur				
6.1-C1	Information des citoyens	NC	NC	par an

Réseau privé ENRIS à Ris-Orangis (hors MOA GPS)

Les chiffres clés

70%

De la chaleur livrée est à destination des logements

2515 m

De réseau en 2018

86,5%

De taux d'EnR&R dans le réseau en 2022.

4 100¹⁰

Équivalents logements alimentés par le réseau de chaleur

23

Points de livraison du réseau de chaleur en 2022.

28 640

MWh

De chaleur finale livrée aux abonnés en 2022.

Analyse du réseau

Historique du réseau

Le réseau de chaleur ENRIS fait partie intégrante d'un quartier privé appartenant à Essonne Habitat situé sur la commune de Ris-Orangis (91). Ce quartier a été construit par un bailleur unique avec un réseau de chaleur privé alimentant l'ensemble des résidences datant des années 1970 ainsi que des bâtiments neufs ou communaux (piscine, école). Après avoir été lancé en 1984, les installations ont été en partie renouvelées en 2014, avec une cogénération et un triplet géothermique sur le dogger.

Une société dédiée a été créée pour renouveler et exploiter les installations et porte le nom de ENRIS (Energie Nouvelle de Ris).

Au vu de la sensibilité de certaines données, Essonne Habitat n'a pas fourni l'ensemble des données demandées. Les caractéristiques précises des différents abonnés ne sont pas connues, ni la répartition entre les bâtiments d'habitations privés d'Essonne Habitat et les bâtiments publics raccordés au réseau. Les informations présentées proviennent de France Chaleur Urbaine (2022) et du Schéma directeur 2019 - 2020 du réseau.

¹⁰ Equivalent logement : 7Mwhu / lgt / an

Réseau de chaleur

Caractéristiques et état

Le réseau de chaleur est constitué d'un réseau historique d'une longueur de 1 960 ml en 2005 et qui s'est étendu jusqu'à 2 175ml en 2015 puis 2 575ml actuellement. Le réseau est de type basse température (< 110°C). Il dessert 17 sous-stations.

Nous avons évalué la densité énergétique globale du réseau :

Le réseau se compose de 23 sous stations de livraison livrées en basse température (<110°C)

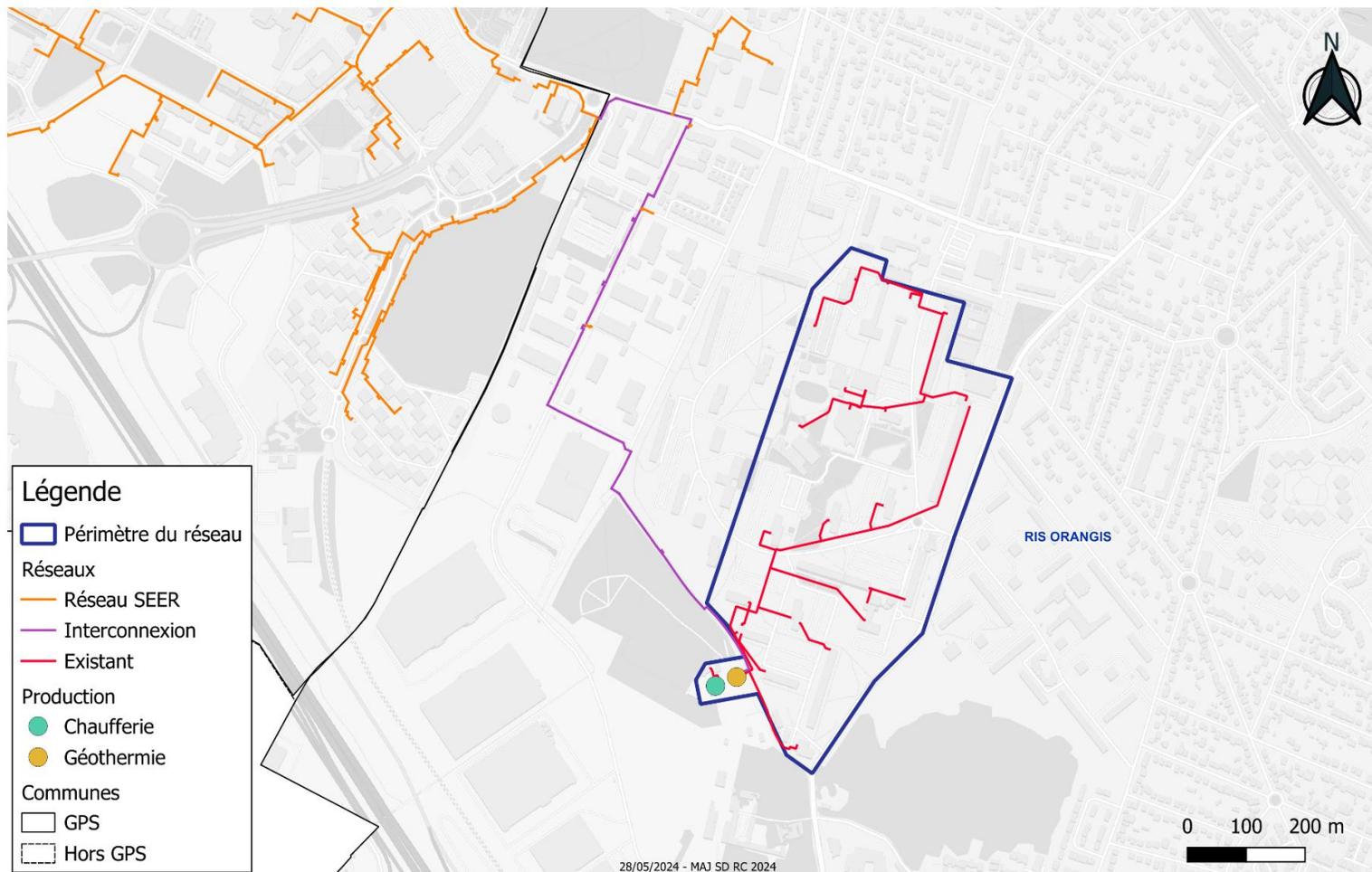
10,6 MWh/ml. C'est la densité énergétique du réseau en 2022.

	2022
Ventes de chaleur (MWhu)	26 765
Longueur du réseau (ml)	2515
Densité énergétique (MWh/ml)	10,6

Plan du réseau actuel



Réseau de chaleur privé ENRIS



Production de chaleur et d'électricité

Moyens de production

La chaufferie centrale, située au sud-ouest du réseau de chaleur, regroupe les appareils de production suivant :

- Un triplet de géothermie sur le dogger (1 puits production de 2016 et 2 puits injecteurs de 1984),
- Un moteur de cogénération de 5,2 MWth. La puissance électrique est du même ordre de grandeur. Cette cogénération gaz est exploitée avec un contrat à obligation d'achat avec EDF type C13 qui court jusqu'en 2025. Elle a donc dû être mise en œuvre en 2013, à la suite du renouvellement de la concession. Ce type de contrat entraîne un fonctionnement sur les cinq mois de la période hivernale des prix de l'électricité en France, soit du 1^{er} novembre au 31 mars.
- Une chaufferie centrale avec 2 chaudières mixtes gaz/FOD de 2,6 MW unitaires et la possibilité d'ajouter des chaudières mobiles en secours,

Une sous-station comporte également une chaudière de 2,5 MW.

Les caractéristiques exactes du triplet géothermique ne sont pas connues (débit nominal pompes, températures d'extraction ou d'exhaures). Avec les données succinctes connues, la puissance du triplet géothermique est d'environ 5MW.

Cependant, il apparait que les installations présentes, en conservant la cogénération, sont nettement sous-utilisées et présentent un potentiel de développement notable : de l'ordre de 5MW souscrit.

Mix énergétique et monotone (selon la base SNCU)

86,5% C'est le taux d'EnR obtenu en 2022.

Mixité énergétique 2022

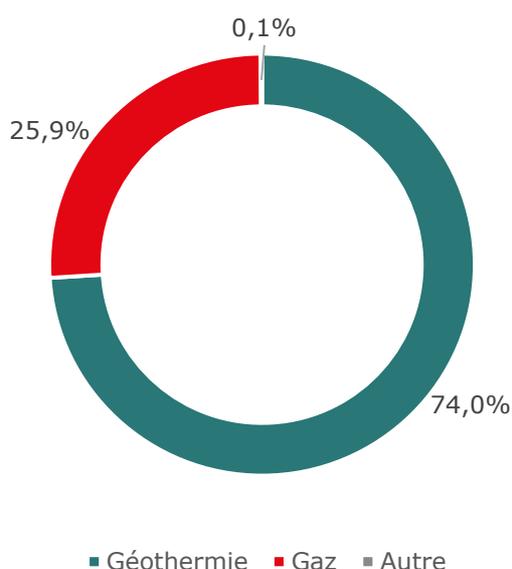


Figure 42 : Mixité énergétique de l'année 2022 - Réseau ENRIS

Efficacité énergétique

Aucune information communiquée.

Consommations d'électricité et d'eau

Aucune information communiquée.

Efficacité environnementale

Emissions de polluants

Aucune information communiquée.

Emissions de CO2 et contenu en CO2 du réseau (selon SNCU)

La base SNCU indique 30gCO2/kWh en 2022, ce qui reste similaire au contenu de l'année 2018 présenté dans le schéma directeur : 31 gCO2/kWh utile.

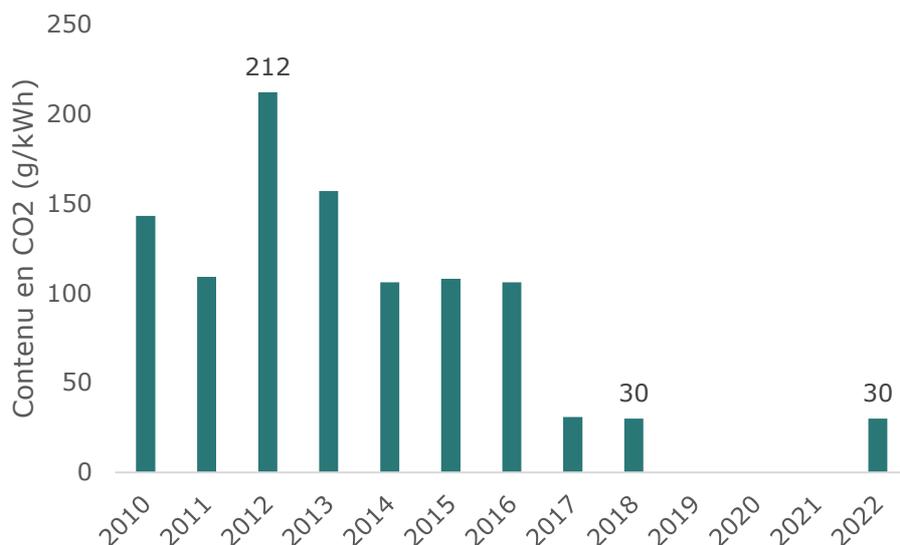


Figure 43 : Evolution du contenu en CO2 - Réseau ENRIS. 2022 est présenté en g/kWh, les autres années en g/kWh utile.

Montage juridique

Mode de gestion du réseau

Le contrat actuel pour l'exploitation des équipements est une concession privée dont Essonne Habitat est le concédant. Les parties privées, Essonne Habitat et Coriance, ont signé le contrat le 22 juillet 2013 pour une prise d'effet le 1^{er} août 2013 et une durée de 30 ans.

Une société dédiée a été créée et porte le nom d'ENRIS (Energie Nouvelle de Ris). Le périmètre de la délégation comprend la zone indiquée sur le plan ci-dessous.

Analyse du dispositif contractuel du réseau de chaleur

Aucune information communiquée.

Caractéristiques financières du réseau

Modalités de tarification

/ Tarifs pratiqués

Aucune information communiquée.

/ Coût moyen de la chaleur

Aucune information communiquée.

/ Indexation

Aucune information communiquée.

Analyse financière du réseau

/ Compte d'exploitation prévisionnel

Aucune information communiquée.

/ Analyse du résultat

Aucune information communiquée.

/ Analyse des investissements et de leur financement

Aucune information communiquée.

/ Analyse du compte de renouvellement

Aucune information communiquée.

Indicateurs de performance

Les données ci-dessous sont principalement issues des données parcellaires reçues et d'extrapolation, en italique, et valable pour l'année 2017

Indicateurs majeurs

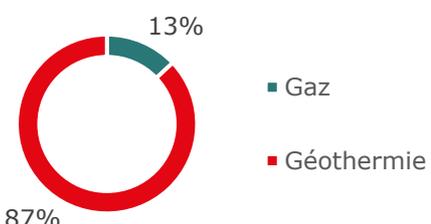
N°	Nom Indicateur	Résultat	Unité
1 - Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire et en froid			
1.1-M1	Taux d'appel de puissance	entre 35 à 50% ?? kW appelés / 20 500 kW Installés	
1.2-M1	Taux d'interruption pondéré du service	NC	
1.4-M1	Puissance souscrite au km	4,86 kW / ml 12 520 kW souscrit / 2 575 ml	
2- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité			
2.1-M1	Bouquet énergétique		
2.1-M2	Emission de CO2	0,14 kg/MWh	
2.2-M1	Facteur de ressource primaire	48,0% % kWh EP / kWh livré	
2.2-M2	Consommation d'eau sur le réseau	NC m3/MWh livré	
2.3-M1	Coût des sinistres	NC Euros/euros	
3- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire et de froid			
3.1-M1	Renouvellement des installations	NC	
4- Satisfaire les attentes de service des abonnés et usagers			
4.1-M1	Prix moyen du MWh	NC €TTC/MWh	
4.2-M1	Enquête de qualité et de satisfaction	NC	
4.4-M1	Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	NC	

Tableau 10 : Indicateur Majeurs IGD - Réseau ENRIS d'Essonne Habitat

Zones de développement

Cette partie vise à déterminer les zones de développement propices des réseaux chaleur et de froid du territoire, à partir des consommations des bâtiments actuels et à venir, qui pourraient être couvertes par des réseaux de chaleur, à les spatialiser, et in fine à déterminer des zones à enjeux pour la densification des réseaux existants, leur extension, et la création de nouveaux réseaux de chaleur et froid.

Cette phase s'appuie sur les données et résultats d'études précédemment réalisées à différentes échelles.¹¹

Zones à enjeux – réseaux de chaleur

Les zones à enjeux permettront de dresser les trajectoires des réseaux de chaleur du territoire. Ces trajectoires sont pour certaines la suite à l'ancien Schéma Directeur (2020).

Méthodologie

/ Estimations des besoins en chaleur

Les besoins de chaleur estimés ci-dessous proviennent directement des études sources et sont été représentés de manière cartographique, en tenant compte des probabilités de raccordement (**potentiel net**), traduisant la viabilité technique, économique mais également les volontés politiques.

La détermination des zones à enjeux s'appuie sur une analyse cartographique des besoins de chaleur, en respectant les critères et contraintes indiqués ci-dessous.

/ Critères de sélection

Nous avons considéré qu'une zone à enjeux devait contenir un potentiel net **d'au moins 2 GWh**. En deçà de ce seuil, il est complexe d'atteindre une faisabilité technico-économique pour la création d'un réseau de chaleur dans une zone existante.

Les zones de densité de chaleur avec une majorité d'immeubles de logements avec installations collectives pour le chauffage, ainsi que les bâtiments tertiaires, bâtiments publics et industriels, sont priorisés. Les maisons existantes ne sont pas prises en compte dans le potentiel immédiat. Il serait envisageable de les raccorder ultérieurement pour densifier le réseau si elles en sont suffisamment proches ou qu'une rénovation à l'échelle d'un quartier se fasse (dans le cadre d'un OAP par exemple). Cependant, raccorder un grand nombre de petits abonnés dès la création du réseau n'est pas souhaitable.

Les grands consommateurs d'énergie éloignés des autres consommateurs n'ont pas non plus été pris en compte : des solutions propres à chaque grand consommateur sont dans ce cas plus pertinentes que le raccordement à un réseau de chaleur dans un objectif de développement des énergies renouvelables et de baisse du bilan carbone des bâtiments.

¹¹ Les principales études recensées sur lesquelles nous nous sommes appuyés sont :

- Diagnostic des consommations énergétiques et de la production d'énergies renouvelables – Echelle : CA Grand Paris Sud - 2017 -
- Schéma Directeur des Réseaux de chaleur à l'échelle de Grand Paris Sud – 2020
- Schéma Directeur des Réseaux de chaleur à l'échelle de la SEER – 2023
- Etudes de faisabilités de création de réseau de chaleur à l'aide de géothermie, sur la rive droite – en cours

/ Limites des zones à enjeux

Les zones à enjeux s'arrêtent lorsque la distance séparant un îlot sans potentiel d'une autre zone avec potentiel devient conséquente (en centaines de mètres) et, qu'au-delà de cette distance, les bâtiments raccordables ne représentent pas un enjeu important (inférieur au GWh de besoins)

Par ailleurs, les limites physiques notables telles que les rivières, les autoroutes et les voies ferrées constituent des obstacles complexes à traverser. Deux zones situées de part et d'autre d'une telle limite sont analysées séparément.

Dans l'optique du développement d'un réseau, les zones à enjeux suivent préférentiellement un axe routier qui pourra servir de réseau structurant.

/ Validation de l'intérêt d'une zone

L'intérêt d'une zone est classifié en fonction des critères précédemment énoncés et des résultats des études analysées.

Les zones à enjeux ont été séparées en 3 types de zones :

- **Densification** : Zone comprenant des bâtiments non raccordés et présents sur l'emprise du réseau de chaleur,
- **Extension** : Zone proche d'un réseau de chaleur qui demande une extension notable du réseau existant, que cela soit en dehors du périmètre juridique du réseau ou dans le périmètre juridique mais dans un secteur où le réseau n'est pas développé,
- **Création** : Zone sans réseau de chaleur où la présence de bâtiments chauffés par système central représente une quantité notable et une densité suffisante pour étudier cette solution.

Par la suite, la capacité court terme (i.e 5 ans) de création / densification / extension du réseau de chaleur a été traduite en 4 segments :

- **Viable** : La viabilité technique et économique a été confirmée ainsi que la volonté politique de développement dans cette zone,
- **Potentiellement viable** : La viabilité technique et économique a été confirmée. Des études sont nécessaires pour affiner les conditions économiques et préciser les prospects,
- **Viabilité à préciser** : La viabilité technique a été confirmée mais la viabilité économique est incertaine. Des études technico-économiques supplémentaires sont nécessaires pour statuer sur la viabilité ou non de la zone,
- **Viabilité interconnexion** : Zones spécifiques à la rive droite. La viabilité des ces zones n'existe qu'en cas de création d'un réseau interconnectant les villes de Lieusaint, Moissy-Cramayel, Savigny-le-Temple et Combs la Ville.
- **Non retenue en état** : La viabilité économique ou technique ne garantit pas la pérennité suite à la création éventuel réseau. Le potentiel de besoins existe cependant. Ces zones pourront être réétudiées (par suite de l'extension d'un autre réseau ou dans le cadre de futures orientations d'aménagement programmées).

Zones à enjeux étudiées

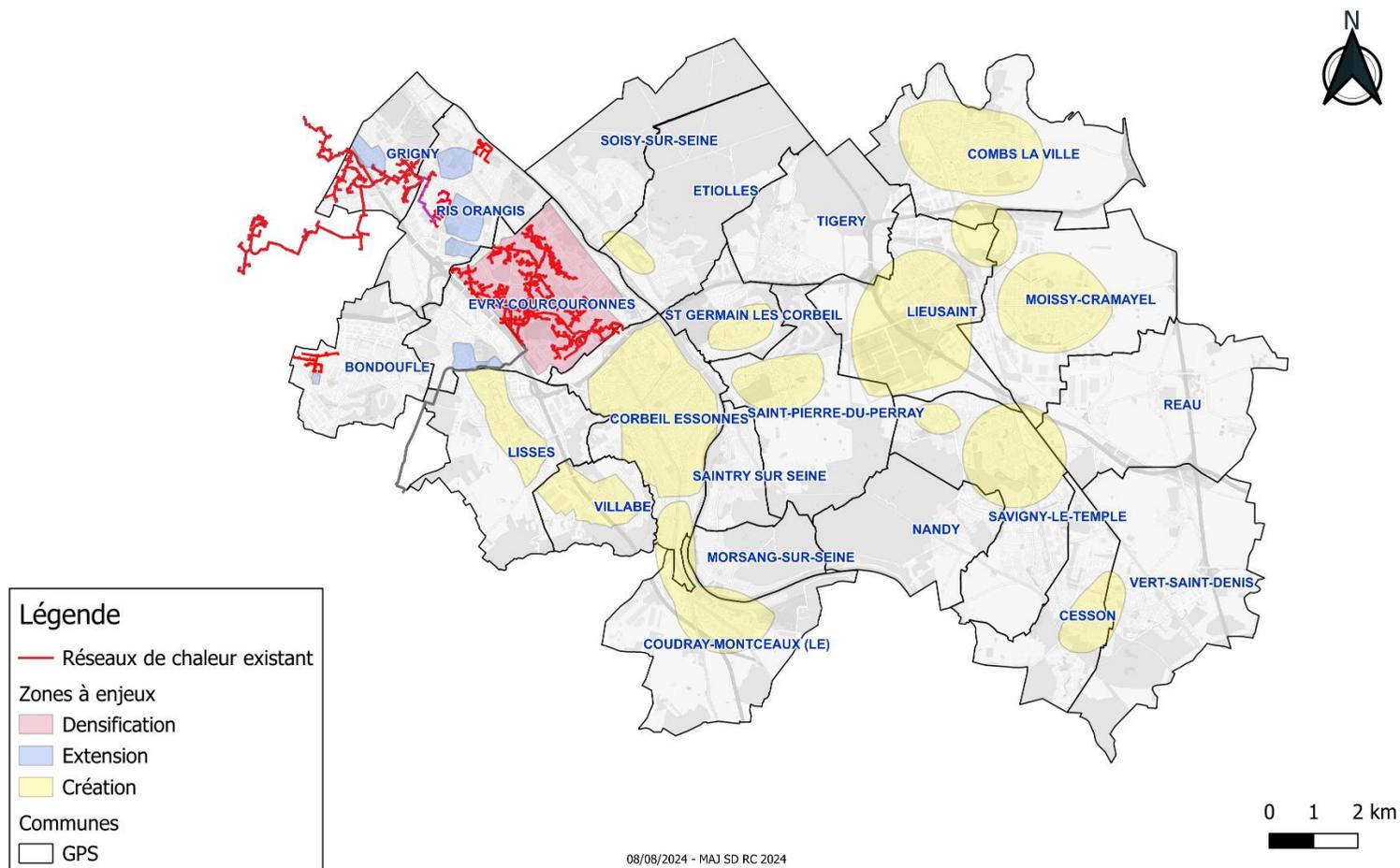


Figure 44 : Zones à enjeux par typologie

Zones à enjeux étudiées

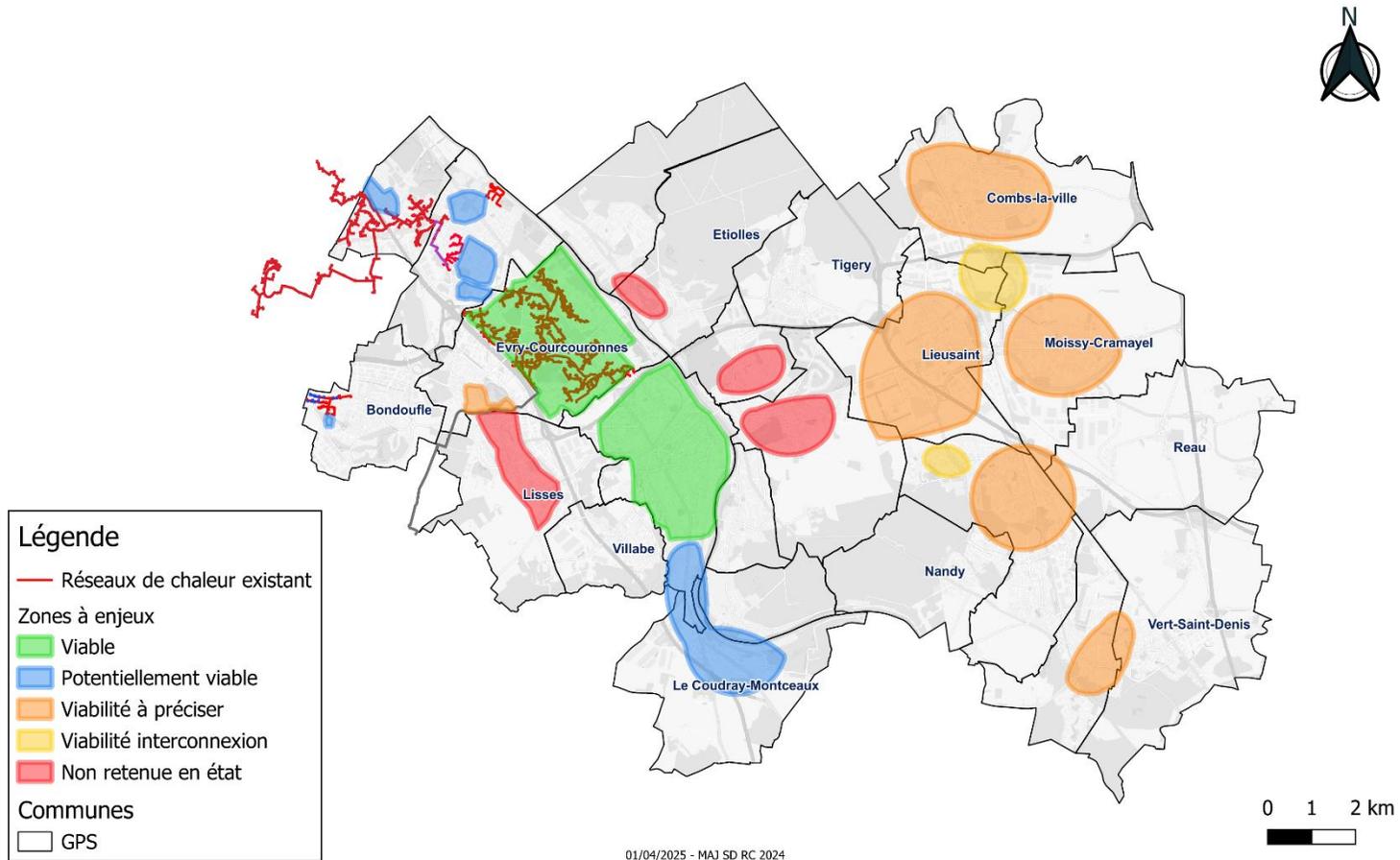


Figure 45 : Viabilité des zones à enjeux étudiées sur GPS

Sur le territoire de Grand Paris Sud, 19 zones ont été identifiées.

Nom zone	Communes	Indicateur net/brut*	Besoins de chaleur supplémentaires : Potentiel net (GWh/an)
Densification Evry	Evry-Courcouronnes	35%	113
Corbeil Nord	Corbeil Essonnes	66%	65
Bondoufle Tranche A	Bondoufle	100%**	2
Corbeil Sud	Corbeil / Coudray Montceaux	65%	10
GPSEP Nord ouest	Ris-Orangis	33%	3
Ris centre	Ris-Orangis	65%	11
Ris interconnexion	Ris-Orangis	33%	6
Grigny densification	Grigny	49%	7
Lisses centre	Lisses	38%	10
GPSEP Sud	Evry-Courcouronnes	70%	10
Lieusaint centre	Lieusaint	72%	8
Moissy centre	Moissy-Cramayel	65%	7
Savigny + centre pénitencier	Savigny-le-Temple	68%	26
Combs centre	Combs la Ville	60%	18
Cesson	Cesson / Vert-st-Denis	45%	10
Savigny interconnexion	Savigny	45%	4
Parc d'activité Paris sud interconnexion	Combs la Ville / Lieusaint	10%	8
Total		318 GWh / an	

*indicateur basé sur le ratio entre les besoins de chaleur totaux dans la zone (tout bâtiment confondu) et les besoins de chaleur raccordable, issue des résultats des études analysées.

**zone basée sur la construction de la tranche A du programme d'aménagement de l'éco-quartier. Si le raccordement se fait, toute la tranche A sera raccordé au réseau de chaleur.

Ce potentiel est estimatif, puisqu'il est basé sur des estimations de consommations et non les consommations réelles des bâtiments. Il existe une marge d'erreur (positive ou négative) significative.

A ce stade, il s'agit uniquement d'identifier les zones qui peuvent être pertinentes. Le résultat de la mise ou non en œuvre d'un réseau de chaleur, au regard d'un pré-tracé du réseau et donc d'une évaluation de densité et des sources EnR&R présentes à proximité, sera analysé dans la partie **Trajectoires des réseaux**.

Zones à enjeux – réseaux de froid

Méthodologie

/ Estimation des besoins de froid

Les besoins de froid présentés ci-après se basent sur les travaux du CEREMA dans le cadre du projet EnRezo.¹²

$$\text{Besoins de froid} = \text{ratio de consommation} * \text{surface à climatiser}$$

Les besoins de froid sont reconstruits à partir de ratios en kWh/m².an, basés sur les observations du **CEREN¹³ 2023** et par typologie de bâtiment :

- Résidentiel,
- Bureaux
- Commerces,
- Sport / loisirs,
- Santé,
- Hôtellerie.

Ces ratios sont par la suite appliqués aux données surfaciques planchers, par bâtiment, issues de la base de données BDTOPO.

Pour les besoins en froid, une correction par zone climatique est intégrée aux ratios de consommation.

Zone climatique GPS H1a

Secteur	Consommation surfacique kWh/m ² .an (H1a)
Résidentiel	5
Bureaux	29
Commerces	32
Sport / loisirs	18
Santé	77
Hôtellerie	35

Il est à noter que ces ratios de consommation surfacique intègrent la notion de surface à climatiser, qui est plus ou moins restreinte en fonction de la typologie de résidentiel. Par exemple, la surface à climatiser d'un habitat résidentiel est de 70% sa surface habitable. Ainsi, le ratio de consommation spécifique est corrigé de facteur :

$$\text{Conso surfacique résidentiel} = 50 * 70\% = 35 \text{ kWh/m}^2.\text{an}$$

Les bâtiments présentant des besoins de froid significatifs qui ont été pris en compte sont les suivants :

- Les commerces,

¹² La méthodologie complète : https://reseaux-chaleur.cerema.fr/sites/reseaux-chaleur-v2/files/fichiers/2024/07/methodologie_besoin_res_ter_cf_V4.pdf

¹³ Centre d'Etude et de Recherche Economique sur l'Energie

- Les bâtiments tertiaire type bureaux ou bâtiments administratifs,
- Les établissements de santé (hôpitaux, cliniques, maisons de retraite),
- Les cinémas et les salles de spectacle,
- Les patinoires,
- Les hôtels,
- Les bâtiments universitaires,
- Les bâtiments culturels (médiathèque, musée, conservatoire notamment).

A contrario, les typologies de bâtiment suivantes ont été considérées comme non rafraîchies :

- Les maisons individuelles,
- Les bâtiments de logements collectifs,
- Les bâtiments d'enseignement hors enseignement supérieur,
- Les bâtiments industriels (trop grande disparité de besoins).

Pour les patinoires, le territoire de Grand Paris sud ne comporte qu'un seul équipement : la patinoire François Le Comte situé dans le complexe sportif et culturel de l'Agora à Evry. Pour un fonctionnement de mi-septembre à début mai, ses besoins de froid ont été estimés en première approche à 750 MWh par an. Au vu de la spécificité de cet équipement, si la zone où elle se situe est intéressante pour la création d'un réseau de froid, cette donnée serait à affiner par contact direct.

/ Critère des sélections

Les bâtiments « à potentiel », c'est-à-dire dont les besoins est supérieur à **100 MWh/an**, sont gardés.

Les besoins de froid sont ensuite spatialisés afin de déterminer les zones denses de besoins en froid.

Ensuite, les zones sont représentées pour chaque ensemble de bâtiment dont la densité est supérieure ou égale à **3 MWh/ml**.

Nous avons considéré qu'une zone est intéressante pour la création d'un réseau de froid si elle a un **potentiel net d'au moins 1 GWh**.

En outre, seule les zones avec au moins **4 bâtiments** pouvant être raccordés (critère ADEME) seront représentées. Cependant, nous considérons plutôt que le minimum se situe autour de **10 bâtiments** (critère en deçà duquel un réseau d'initiative publique nous semble peu pertinent, sauf pour alimenter des bâtiments publics).

/ Limite des zones à enjeux

Les limites des zones à enjeux froids suivent les mêmes règles que pour les zones de besoins de chaleur. Les zones à enjeux s'arrêtent donc lorsque la distance séparant un îlot sans potentiel d'une autre zone avec potentiel devient conséquente (en centaines de mètres) et, qu'au-delà de cette distance, les bâtiments raccordables ne représentent pas un enjeu important (inférieur au GWh de besoins)

Par ailleurs, les limites physiques notables telles que les rivières, les autoroutes et les voies ferrées constituent des obstacles complexes à traverser. Deux zones situées de part et d'autre d'une telle limite sont analysées séparément.

Zones à enjeux des besoins froids étudiées

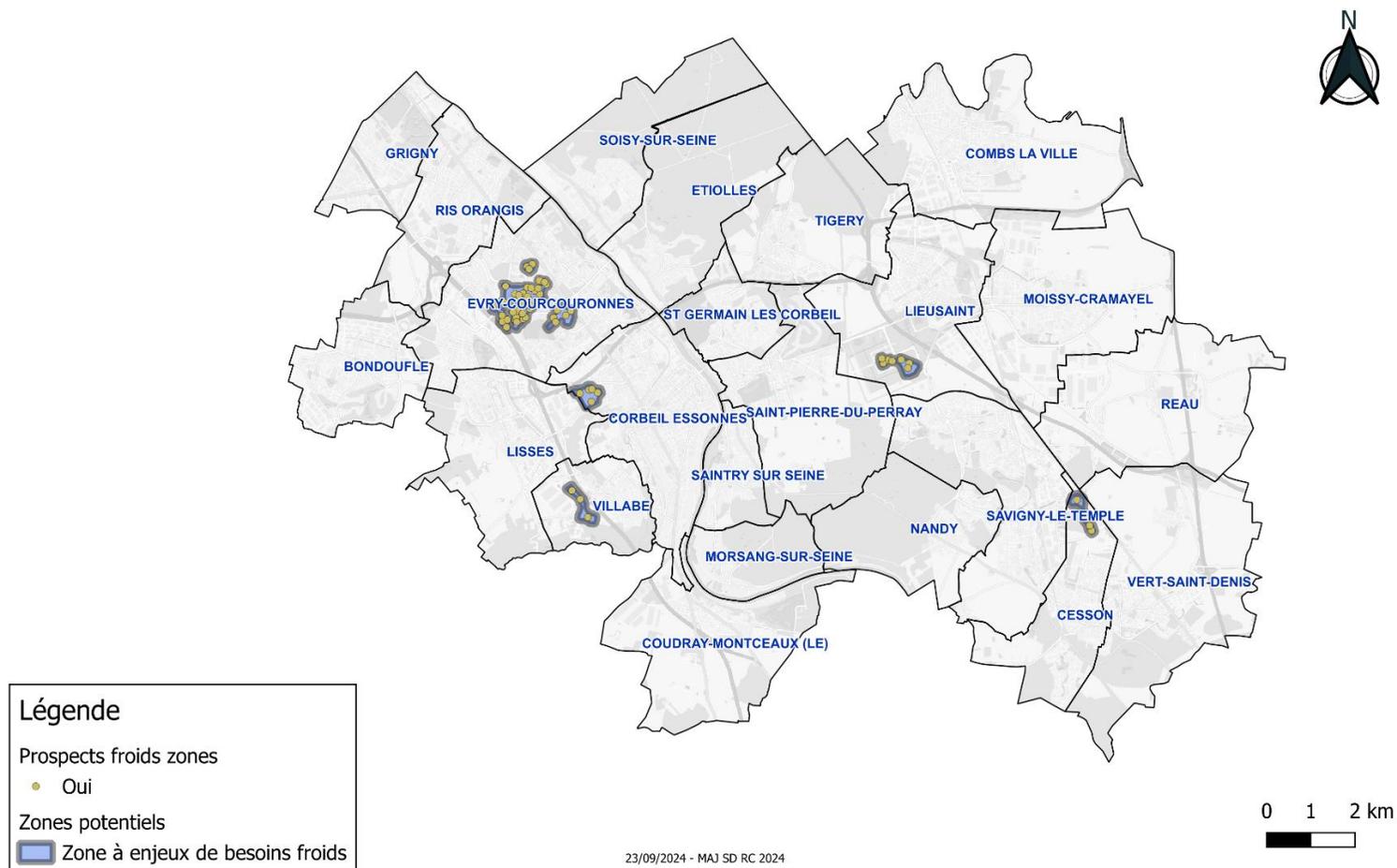


Figure 46 : Zones à enjeux des besoins froids

Sur le territoire de Grand Paris Sud, 7 zones d'intérêts ont été identifiées :

Nom zone	Communes	Part tertiaire	Besoins de froid : Potentiel net (MWh/an)	Nombre de bâtiment impliqué	EnR&R disponibles
Evry centre	Evry-Courcouronnes	97%	8 700	116	Absorb. Par UIOM / Essonne
Evry centre-est	Evry-Courcouronnes	100%	1 490	36	Absorb. Par UIOM / Essonne
Evry centre-nord	Evry-Courcouronnes	88%	1 080	15	Absorb. Par UIOM / Essonne
Corbeil nord-ouest	Corbeil Essonnes	100%	1 300	5	Seine
Villabe centre	Villabe	100%	1 150	4	Absorb. Par UIOM / Future liaison Corbeil
Lieusaint sud	Lieusaint	100%	3 190	7	Géothermie (Eocène supérieure)
Savigny Nord	Savigny Le Temple	100%	1 250	8	Géothermie (Eocène supérieure)
Total			18 160 MWh/an		

Analyse de la pertinence des zones

Hormis les 3 zones d'Evry, les 4 autres zones impliquent moins de 10 bâtiments. Le nombre faible de bâtiment impliqué entraîne une fragilité à long terme sur la viabilité du réseau de froid. En cas de cessation d'occupation ou de changement d'activité, les besoins de froids s'en retrouveraient impactés ainsi que la stabilité économique du réseau de froid.

Concernant les zones d'Evry, les besoins de froids ainsi que le nombre de bâtiment impliqués sont élevés. Cependant, ces zones sont dans une zone urbaine très dense, avec des contraintes en sous-sol (pour les réseaux) très élevés.

Ainsi, bien que des zones à enjeux de besoins de froid ont été identifiées, il ne parait pas prioritaire le développement des réseaux de froid à court terme. Ces dernières sont cependant à surveiller.

Bilan des ressources EnR&R

Cette partie s'appuie sur l'analyse réalisée lors de l'élaboration du dernier schéma directeur de Grand Paris Sud et a été actualisée et complétée avec différentes sources complémentaires, de manière à identifier plus précisément les EnR&R adaptées. A noter les études suivantes :

- Etude de faisabilité pour la création d'un réseau de chaleur sur rive droite – Egis – septembre 2024 (partie géothermie).
- Etude CEDEN.

Prioriser correctement les EnR&R : ENR'Choix

Le SRCAE¹⁴ de la région Ile-de-France, arrêté le 14 décembre 2012, a priorisé les actions à mener de la manière suivante :

- 1- Multiplier et étendre les réseaux de chaleur en privilégiant le recours aux énergies renouvelables.
- 2- Valoriser les énergies de récupération et favoriser la génération de ces énergies en commun sur le territoire (chaleur fatale).
- 3- Encourager le développement et l'exploitation durable des géothermies.
- 4- Assurer une utilisation plus cohérente de la biomasse énergie sur le territoire avec des systèmes de dépollution performants.

Après avoir appliqué les principes de sobriété et d'efficacité énergétique, la mobilisation des ressources EnR&R sur le territoire de Grand Paris Sud passera donc en priorité par :

- 1- La valorisation de la chaleur fatale de récupération,
- 2- Les énergies non délocalisables à créer, comme la géothermie profonde et superficielle, ou le solaire thermique,
- 3- Autres sources EnR&R telles que la biomasse.

L'idée est donc de favoriser les énergies locales et non délocalisables telles que la chaleur fatale ou la géothermie, avant d'envisager d'autres sources EnR&R transportables telles que la biomasse, le biogaz (injectable dans le réseau de gaz sous réserve que la production soit à proximité d'un réseau de gaz).

Pour ce faire, un outil méthodologique, d'information et d'aide à la décision, baptisé « EnR'Choix » a été développé par l'ADEME Ile-de-France afin de guider les différents acteurs du territoire francilien (collectivités territoriales, aménageurs publics et privés) dans leurs stratégies énergétiques, en reprenant les grandes lignes du SCRAE Ile de France. Cet ordre de décision sera celui appliqué dans l'élaboration des trajectoires.

¹⁴ Schéma Régional Climat Air Energie

1 – RÉDUIRE LES CONSOMMATIONS ÉNERGÉTIQUES

SOBRIÉTÉ ÉNERGÉTIQUE

Limiter les consommations en changeant les comportements

« Régulation du système de chauffage »

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Diminuer les consommations à service rendu équivalent

« Isolation thermique du bâtiment »

2 – MUTUALISER

LES BESOINS ET LES MOYENS DE PRODUCTION ET DE DISTRIBUTION DE CHALEUR



3 – OPTIMISER ET PRIORISER

LES RECOURS AUX ÉNERGIES DE RÉCUPÉRATION ET RENOUVELABLES

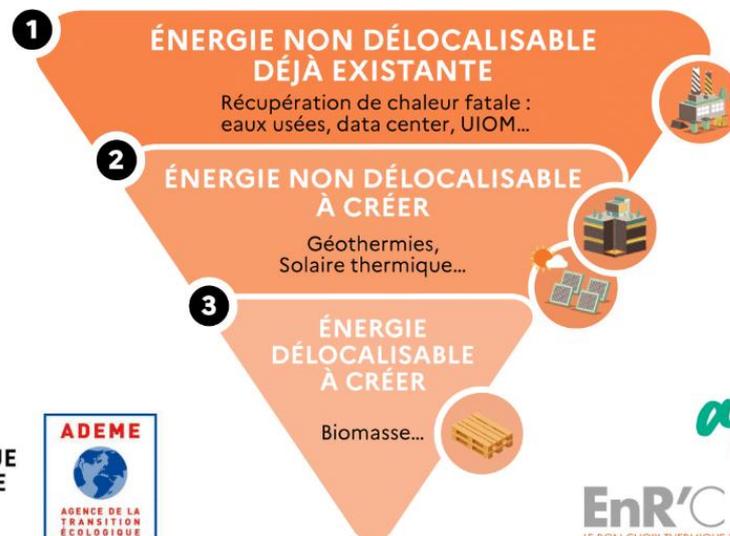


Figure 47 : Méthodologie EnR'Choix (ADEME Ile-de-France)

Energie non délocalisable déjà existante

Récupération de chaleur fatale

La chaleur fatale désigne **la chaleur résiduelle issue d'un procédé dont l'objectif principal n'est pas la production de cette chaleur**. Elle est considérée comme **une énergie n'émettant pas de CO₂**, puisqu'il s'agit d'une ressource qui est de toute façon produite puis rejetée sans valorisation.

	UVE ¹⁵	Datacenter	Chaleur fatale des industriels	Eaux usées
Description de la ressource	<p>Source de chaleur fatale la plus utilisée pour réseaux de chaleur. Elle est accessible et financièrement attractive, plutôt régulière.</p> <p>L'intérêt est à évaluer au regard de :</p> <ul style="list-style-type: none"> Distance à parcourir Besoins à couvrir et production <p>Evolution prévisible du tonnage d'OM, dans un contexte de diminution</p>	<p>Récupérer de chaleur sur des bâtiments possédant de forts besoins de froid (ex : patinoire, data center...).</p> <p>L'intérêt est à évaluer au regard de :</p> <ul style="list-style-type: none"> Température Volume de chaleur Continuité ou non de la fourniture <p>Un recours à des pompes à chaleur peut être nécessaire selon la température.</p>	<p>Il est possible de récupérer de la chaleur au sein de sites industriels rejetant de la chaleur.</p> <p>L'intérêt est à évaluer au regard de :</p> <ul style="list-style-type: none"> Température Volume de chaleur Continuité ou non de la fourniture Pérennité de la ressource <p>Un recours à des pompes à chaleur peut être nécessaire selon la température.</p>	<p>Énergie disponible toute l'année, et présente dans les villes à proximité des besoins.</p> <p>Exploitable uniquement sous conditions :</p> <ul style="list-style-type: none"> Présence de STEP¹⁶ ou de collecteur d'eaux usées de grande taille à même de fournir un débit suffisant à proximité Accessibilité du collecteur. <p>Certains échangeurs peuvent être déportés, il n'est pas nécessaire d'intervenir sur une grande longueur.</p> <p>Des pompes à chaleur sont nécessaires pour exploiter cette ressource basse température.</p>
Technologie utilisée	<p>Echange direct de la chaleur sans recours aux PAC.</p>	<p>Récupération de chaleur sur le condenseur des installations de climatisation du datacenter (température de l'eau réchauffée fournie par les datacenters autour de 50°C au plus).</p>	<p>Selon le régime de température de la chaleur fatale, échange direct ou besoin de PAC pour relève de température</p>	<p>En sortie de STEP : échange de chaleur + PAC</p> <p>Au niveau des collecteurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> Echange de chaleur au fond des collecteurs + PAC : échangeur déposé au fond de canalisation existante, ou intégré en préfabriqué au tronçon de collecteur neuf

¹⁵ UVE : Usine de Valorisation Energétique. La chaleur fatale issue de l'UVE est considérée à 100% EnR&R par l'ADEME (pour l'aide Fonds chaleur) et pour l'obtention de la TVA à taux réduit, mais à 50% seulement par la Région et l'Europe (aide FEDER).

¹⁶ STEP : Station d'Épuration

- Pour les plus gros collecteurs, dérivation du tronçon pour valorisation de la chaleur

Concernant les installations avec PAC : 2 configurations principales possibles pour les deux types de valorisation :

- PAC centralisées alimentant un réseau de chaleur, et éventuellement un réseau de froid
- PAC en cœur d'îlot ou en pied de bâtiment si un réseau d'eau tempérée circule dans la zone de développement du réseau de chaleur.

	UVE	Datacenter	Chaleur fatale des industriels	Eaux usées
Etat des lieux des ressources	<p>Seule l'UVE (CITD¹⁷) de Vert-le-Grand est à proximité du territoire de GPS 145 à 160 GWh de chaleur issue de cette IUOM sont valorisés sur GPSEP.</p> <p>Les autres UVE des départements 91 et 77 sont assez éloignés du territoire GPS (Massy, Villejust, Vaux-Le-Pénil, Saint Thibault des Vignes, Montereau-Fault-Yonne, Monthyon)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Datacenter PAE du Levant à Lieusaint (difficilement valorisable vu sa localisation) ■ Société Générale à Tigery ■ CloudHQ à Lisses. ■ Projets de datacenter à Bondoufle et Corbeil-Essonnes (LCP) ■ Parcelle à destination Datacenter proche de l'écoquartier de Bondoufle <p>Quantités de chaleur disponibles incertaines. A titre indicatif, au Val d'Europe (hors territoire GPS), un data center fournit 26 GWh à un réseau de chaleur.</p>	<p>75 entreprises industrielles identifiées comme potentiels génératrices de chaleur fatale exploitables sur le territoire de GPS.</p> <p>Dont 8 d'entre elles disposent d'un potentiel connu à haute température (> 100°C) pour 25 GWh potentiellement valorisables en RCU, et se situant à proximité de consommateurs potentiels.</p> <p>Altis Semiconductor, SAFRAN et Soufflet Agriculture présentent d'importants potentiels valorisables.¹⁸</p> <p>En annexe les gisements par entreprise</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ STEP d'Evry ■ STEP de Corbeil-Essonnes ■ STEP de Coudray-Montceaux <p>Au niveau des collecteurs :</p> <p>Identification cartographique avec les critères suivants¹⁹:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Nombre de population cumulée raccordé au collecteur connu (car aucune donnée sur les débits d'eaux usées des collecteurs) ■ Débit minimum de 100 m3/h par temps sec²⁰ <p>Potentiel majeur sur les collecteurs proches des STEP d'Evry et de Corbeil-Essonnes. Ensuite sur les principaux collecteurs d'Evry- Courcouronnes, Corbeil-Essonnes et Tigery (cf. cartographie).</p>

¹⁷ CITD : Centre Intégré de Traitement des Déchets

¹⁸ Source : étude de la Direction Régionale Ile de France de l'ADEME, 2015

¹⁹ Pour la pose d'un échangeur en fond de collecteur, les critères sont plus restrictifs : nécessité d'une longueur droite ≥ 20 m, diamètre ≥ 800 mm, et débit 2 à 3 fois plus important (car delta T plus limité).

²⁰ Ce qui correspond à une puissance récupérable de 500 kW pour un delta T de 5-6°C (hypothèse d'une température minimale d'eaux usées d'environ 11-12°C et une température de rejet de 6°C et de la possibilité de récupérer le débit d'environ 80%)

Projets existants ou à l'étude		Valorisation de chaleur des datacenters LCP et Bondoufle envisagée pour les réseaux de Corbeil-Essonnes et Bondoufle.		Le SIARCE souhaite valoriser la chaleur issue de la STEP EXONA. Deux STEP sont présentes à Evry, avec un potentiel de valorisation évalué à 160 GWh.
---------------------------------------	--	---	--	--

*La cogénération (électricité et chaleur) n'est pas considérée chaleur fatale puisqu'elle doit disposer d'un puit de chaleur pour fonctionner.



Energie non délocalisable à créer

Géothermie

/ Géothermie de très basse et basse température

	Géothermie Très basse énergie			Géothermie basse énergie
	En sous-sol superficiel	Sur nappe superficielle	Sur nappe intermédiaire	
Description de la ressource	<p>Au niveau du proche sous-sol : sols peu profonds (en général moins de 200 mètres de profondeur).</p> <p>Adaptée aux petits et moyens écoquartiers</p>	<p>Au niveau du proche sous-sol : aquifères peu profonds (en général moins de 100 mètres de profondeur).</p> <p>Température < 30 °C (souvent comprise entre 9°C et 15°C)</p> <p>Adaptée aux petits et moyens écoquartiers</p>	<p>Au niveau des bassins sédimentaires à porosité et perméabilité connus par prospection pétrolière</p> <p>Nappe de moyenne profondeur (environ 500 à 1000 m de profondeur)</p> <p>Température autour de 30°C</p> <p>Adaptée aux grands écoquartiers</p>	<p>Au niveau des bassins sédimentaires à porosité et perméabilité connues par prospection pétrolière.</p> <p>Nappe de grande profondeur</p> <p>Température 30°C < T < 90°C. L'eau à haute température peut alimenter directement un réseau de chaleur.</p> <p>Non adaptée à l'échelle des écoquartiers, mais exploitable pour un RCU assez étendu à très forts besoins thermiques.</p>
Technologie utilisée	<p>Dispositif d'extraction de l'énergie du sous-sol < 100 m de profondeur sur capteurs verticaux.</p> <p>Recours à l'utilisation de PAC</p>	<p>Puits de pompage ou doublet géothermique sur l'eau souterraine des aquifères peu profonds.</p> <p>Recours à l'utilisation de PAC</p>	<p>Puit de forage sur nappe intermédiaire.</p> <p>Recours à l'utilisation de PAC</p>	<p>Puit de forage sur nappe profonde.</p> <p>Utilisation directe de la chaleur sans recours à des PAC.</p>

Géothermie Très basse énergie			Géothermie basse énergie	
	En sous-sol superficiel	Sur nappe superficielle	Sur nappe intermédiaire	
Etat des lieux des ressources	Exploitable presque partout en France, mais composition du sous-sol peut être plus ou moins favorable ²¹ . Potentiel non connu finement. ²²	Plusieurs aquifères superficiels présents sur le territoire, le « meilleur aquifère » diffère selon la zone considérée. On retrouve en majorité : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Eocène moyen et inférieur ▪ Eocène supérieur. La profondeur et l'épaisseur de ces 2 nappes varient suivant la zone considérée (profondeur entre 10 m et 50 m sur le territoire du GPS) Le potentiel est très variable (de moyen à très fort) suivant la position du projet.	En Île de France, on trouve les nappes de l'Albien et du Néocomien ²³ : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Albien : 600M de profondeur au droit de Paris et jusqu'à 1000m de profondeur au droit de Melun. Températures de 25 à 30°C. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Néocomien : sous l'Albien à environ 750m de profondeur. Température entre 30 et 45°C Elle est peu exploitée à ce jour (source : <i>géothermie perspectives</i>) Le potentiel géothermique de l'Albien et du Néocomien sur l'ensemble du territoire du GPS est favorable.	En Île de France, on trouve : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Oxfordien/Lusitanien : Entre 1200m et 1500m de profondeur. Forte ressource avec peu de retours. Températures entre 55 et 62°C sur le territoire de GPS. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dogger : Situé entre 1600 et 1800 m de profondeur. Températures entre 68 et 74°C sur le territoire de GPS. Le potentiel géothermique du Dogger et de l'Oxfordien sur l'ensemble du territoire du GPS est favorable.
Projets existants ou à l'étude	RCU Docks de Ris à Ris-Orangis : géothermie sur la nappe de l'Yprésien. RCU de l'Essonne Habitat à Ris-Orangis : géothermie sur la nappe du Dogger. RCU GPSEP d'Evry : géothermie sur la nappe du Dogger. RCU de Grigny-Viry (SEER) : géothermie sur la nappe du Dogger, en service depuis 2017. Projet de RCU rive droite : géothermie sur la nappe du Dogger ou de l'Oxfordien/Lusitanien. Peu de financement sur l'Albien à ce jour dû à des ressources aquifères déjà très exploitées. L'étude est lancée sur ces couches profondes pour déterminer les conditions techniques, environnementales et financières.			

²¹ Coefficient de transfert thermique variable, et donc puissance récupérée variable.

²² La cartographie de la région Ile de France du site [géothermie-perspectives](#) ne présente pas le potentiel géothermique hors nappe (capteurs au sol).

²³ Les nappes de l'Albien-Néocomien sont classées en Zones de Répartition des Eaux, les prélèvements en eau réalisés à des fins géothermiques sont contraints par l'abaissement des seuils réglementaires d'autorisation et de déclaration (capacité maximale des installations de prélèvement supérieure à 8 m³/h : autorisation au lieu de 80 m³/h dans le cas général)

Les cartes ci-dessous présentent les débits moyens potentiels des aquifères de l'Eocène en Île de France. Les zones intéressantes pour l'alimentation de réseaux de chaleur sont celles présentant des débits d'au moins 75 m³/h²⁴, limite basse pour la pertinence technique (zones en bleu).

Ces données sont issues de « L'Étude préalable à l'élaboration du schéma de développement de la géothermie en Ile de France », BRGM/RP-60615-FR, Janvier 2012

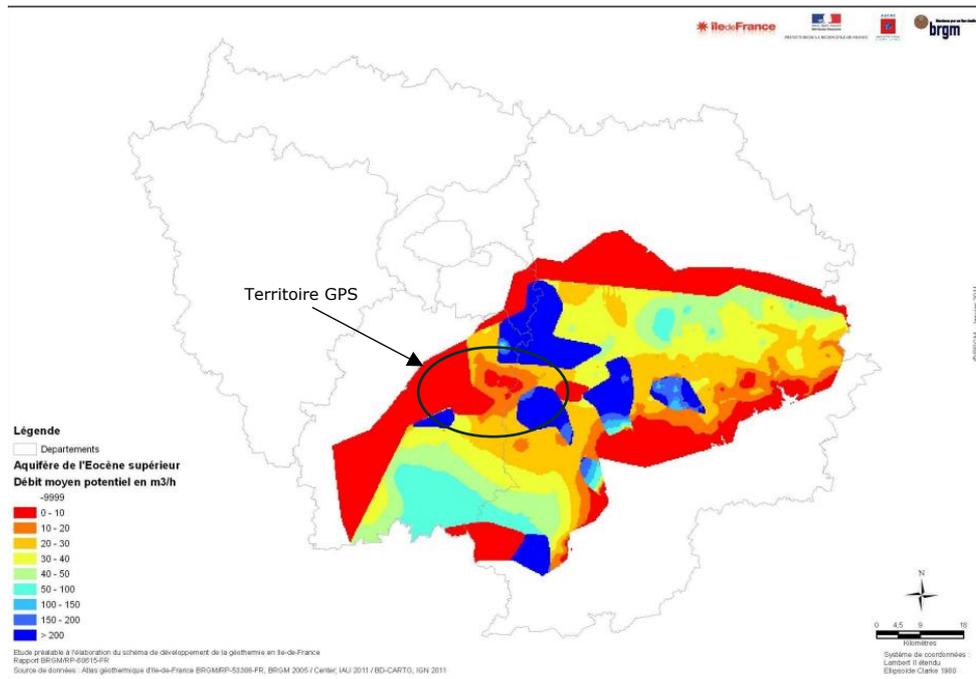


Figure 48 : Débit moyen potentiel de l'aquifère Eocène supérieur en Île-de-France

²⁴ S'agissant de nappes superficielles, le delta T maximal est d'environ 5-6°C (température minimale d'11-12°C au puisage / 6°C au rejet). On considère qu'il faut pouvoir puiser une puissance d'au moins 500 kW pour que la valorisation sur un réseau de chaleur soit pertinente.

D'autres aquifères potentiels existent sur la région Ile-de-France pour la géothermie basse température sur aquifères intermédiaires :

- Le **Lusitanien** : aquifère actuellement non exploitée pour la géothermie, pourrait se révéler intéressant, mais encore peu d'informations sont disponibles sur cet aquifère. Les premiers retours concernant le Lusitanien en Île-de-France ne révèlent pas ce potentiel et un débit assez faible a été observé.

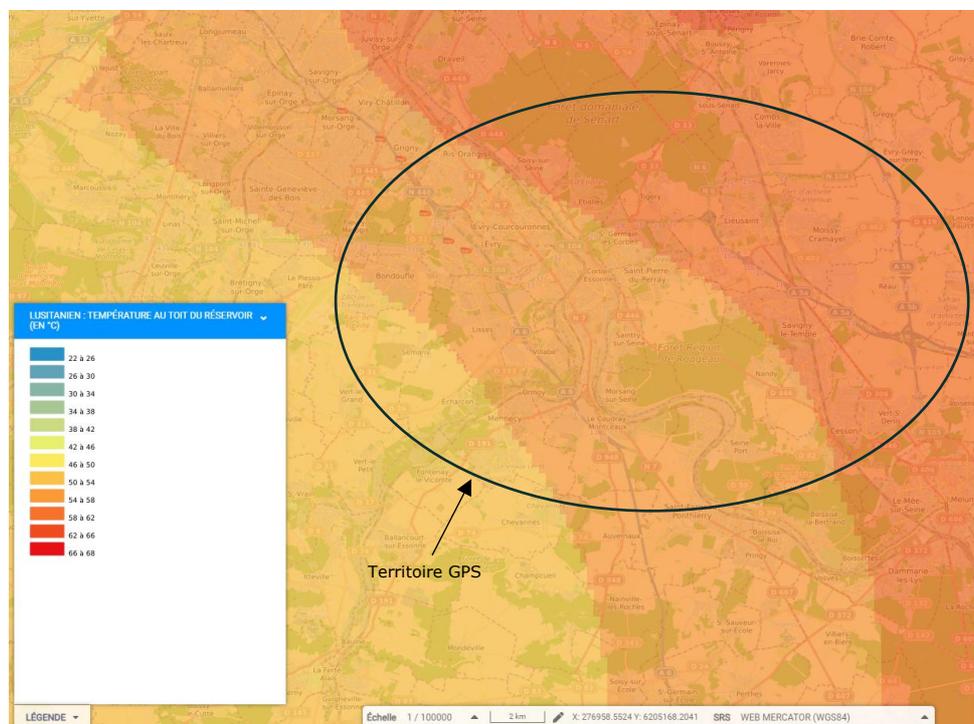


Figure 51 : Température au toit du réservoir du Lusitanien - Territoire GPS - Source BRGM.

- L'aquifère profond du **Trias** (profondeur > 1000 m de profondeur) relativement peu connu car les grès qui le composent constituent le dernier réservoir profond du Bassin parisien.

Il est rappelé en Annexe le contexte hydrogéologique de la région Ile de France pour mieux comprendre la superposition des aquifères exploitables en géothermie superficielle, intermédiaire et profonde.

/ **Géothermie de moyenne et haute température**

Ce type de géothermie est utilisé pour la production d'électricité. Il est possible au niveau de formations volcaniques fissurées ou poreuses permettant de capter une eau captée sous forme de vapeur à une température d'au moins 90°C (moyenne énergie : $90 < T < 160^{\circ}\text{C}$; haute énergie : $T > 160^{\circ}\text{C}$). Il est alors possible de récupérer de la chaleur.

Il n'y a pas de potentiel identifié sur la région parisienne.

Solaire thermique

Solaire thermique	
Description de la ressource	Intégrer le solaire thermique dans le mix énergétique d'un réseau de chaleur est possible, en tenant compte de certaines contraintes technico-économiques mais avant tout de l'ensoleillement du territoire du projet.
Technologie utilisée	<p>Les capteurs solaires utilisés dans un projet de réseau de chaleur avec solaire thermique (du fait de leur haut rendement thermique) :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Capteurs solaires sous vide▪ Concentrateurs cylindro-paraboliques montés en série <p>La principale contrainte pour le solaire thermique sur un réseau de chaleur est la montée en température des panneaux solaires. Fluctuation saisonnière importante qui fait que cela ne pourrait pas être l'énergie principale utilisée par un réseau de chaleur.</p>
Etat des lieux des ressources existantes	<p>Selon l'étude de potentiel EnR d'AXENNE (2017), l'ensoleillement moyen annuel reçu à l'horizontal sur le territoire du GPS se situe entre 1135 kWh/m² et 1160 kWh/m². L'ensoleillement se situe dans la moyenne nationale et permet d'entrevoir une production solaire intéressante.</p> <p>Toutefois, intégrer le solaire thermique dans le mix énergétique d'un réseau de chaleur exige la disponibilité d'un terrain à proximité immédiate de la chaufferie pour pouvoir disposer les panneaux solaires thermiques.</p> <p>Le coût d'investissement de l'installation solaire est très élevé pour ne couvrir qu'environ 10-15% des besoins énergétiques du RCU. Les valeurs de référence qui peuvent être retenues sont :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Productivité d'1m² de capteur : entre 400 et 500 kWh/m²/an▪ Ratio d'utilisation des sols : 1m² de capteur pour 4m² au sol <p>Ainsi, pour la production d'1 GWh/an, il est nécessaire de mettre en place environ 2 500m² de capteurs et de mobiliser 1 ha de terrain.</p>

Energie délocalisable à créer

Biomasse solide

Cette filière concerne la biomasse solide utilisable comme combustible, regroupant le bois-énergie d'une part, et les résidus de récolte (assimilés aux déchets issus de la première transformation des produits agricoles en ressources utilisables) d'autre part. Il existe aussi des plantes issues de culture à vocation énergétique (type Miscanthus Sinensis).

Le bois-énergie se valorise plutôt en tant que combustible, contrairement aux résidus de culture qui se valorisent mieux par méthanisation étant donné son fort pouvoir méthanogène (voir plus loin). Cependant, ces résidus de culture peuvent aussi servir de combustible.

	Bois-énergie	Autre biomasse
Description de la ressource	<ul style="list-style-type: none"> Ressources forestières (bois déchiquetés ou plaquettes forestières) Produits connexes des entreprises de la transformation du bois (dosses, délignures, chutes de tronçonnage, sciure et écorce issus des scieries et usines de déroulage-tranchage) Rebuts propres non dangereux (palettes, caquettes) Refus de compostage Produits de l'élagage des bords de route et produits de l'entretien des haies, parcs et jardins 	<ul style="list-style-type: none"> Paille Grains de céréales (blé, orge, maïs, avoine, etc.) Noyaux de fruits Résidus de canne à sucre
Technologie utilisée	Chaudière bois	Chaudière biomasse polycombustible
Etat des lieux des ressources	<p>A l'échelle régionale :</p> <ul style="list-style-type: none"> Ressource forestière <p><u>Sur le territoire de GPS</u> : les régions forestières du Pays des Yvelines, de Fontainebleau, et de la Brie. Une ressource forestière provenant de cette zone est privilégiée.</p> <p><u>Au niveau de l'Ile de France</u> : Près de 280 000 ha de forêt (près de 25% de la région). Seulement 20% de l'accroissement biologique de la forêt est prélevé annuellement, contre 50% pour l'ensemble du territoire (source : Région Ile de France).</p> <ul style="list-style-type: none"> Connexes de la transformation du bois <p>Ressource limitée sur le territoire et gisement diffus pour une exploitation en réseau de chaleur.</p> <ul style="list-style-type: none"> Bois de rebut <p>Bois classé dans la catégorie de déchets dans la définition de biomasse, selon la réglementation ICPE. Les installations sont généralement soumises au régime 2910-B de la nomenclature ICPE, ce qui pourrait être un frein au développement de l'exploitation de cette ressource.</p> <ul style="list-style-type: none"> Bois d'élagage 	<p>Selon « L'étude préalable à l'élaboration du volet combustion de la biomasse en filière collective du SRCAE d'Ile de France » :</p> <p>Gisement particulièrement diffus pour la paille, accentué par sa faible densité. Les coûts de transport sont de ce fait élevés.</p> <p>Les contraintes à la valorisation :</p> <ul style="list-style-type: none"> Fluctuations annuelles avec priorité d'approvisionnement donnée aux éleveurs lors d'année de sécheresse. Ressource diffuse Contraintes techniques : problèmes récurrents à la combustion à traiter spécifiquement : production importante de mâchefer, corrosion des éléments constitutifs de la chaudière et de la cheminée, rejets atmosphériques -notamment d'oxydes d'azote (Nox).

Bois-énergie		Autre biomasse
	<p>Installation relève de la rubrique 2910-A de la nomenclature ICPE.</p> <p>A l'échelle inter-régionale</p> <ul style="list-style-type: none"> Ressource forestière <p>Régions principales : l'ancienne Aquitaine (partie de Nouvelle-Aquitaine), territoires du Grand Est (Lorraine, Champagne-Ardenne), Rhône-Alpes, Bourgogne, Centre-Val de Loire.</p> <p>Les territoires de la Champagne-Ardenne, Bourgogne, Centre, Normandie entourent la région Ile de France et sont présents dans un rayon de 100 km du territoire du GPS.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Complexité des propriétés physico-chimiques du combustible à utiliser pour et dimensionnement des éléments de chaufferie : variations inter et intra espèces importantes (année, localisation, intrants, conditions climatiques, etc.) <p>Source : Etude bibliographique sur la combustion de produits issus de cultures annuelles (blé, paille, maïs) – AXENNE en Mars 2006 et retours d'expérience CIBE</p>

Au vu des gisements disponibles, l'analyse a été poussée uniquement pour le bois-énergie.

Bois-énergie	
Filières d'approvisionnement bois-déchetés	<p>Bois local : 4 fournisseurs de bois déchiqueté à proximité immédiate de GPS :</p> <ul style="list-style-type: none"> Ecosys à Grisy Suisnes (volumes significatifs) Compost du Gâtinais à Moigny-sur-Ecole (volumes significatifs) RBM à Servon GV Espaces verts à Lésigny <p>Echelle régionale : plusieurs fournisseurs identifiés. Carte dynamique des fournisseurs de bois énergie dans la région par l'association Francil'bois.</p>
Potentiel de valorisation énergétique	<p>Echelle régionale : gisement de 838 400 t à l'horizon 2031 (à 35% d'humidité²⁵) :</p> <ul style="list-style-type: none"> Ressource forestière : Suivant le scénario de « sylviculture constante²⁶ » : la disponibilité <u>supplémentaire</u> en bois énergie à l'horizon 2031-2035 serait de 245 000 m³/an, soit environ 131 140 tonnes (humidité 0%) (bois BIBE-P et MB confondus) Connexes de la transformation du bois : ressources en connexes de 1^è et 2^è transformation du bois soumises à des contraintes de mobilisation (gisement diffus dont la collecte est lourde à mettre en œuvre) et une part d'autoconsommation par les usines. Une estimation à 70 000 t à l'horizon 2030 l'étude de potentiel EnR d'AXENNE. Bois de rebut : gisement de bois de rebut de classe A²⁷ en Ile de France estimé à 315 000 t à l'horizon 2030-2050 selon le SRCAE Île-de-France. Bois d'élagage : gisement estimé à 200 000 t à l'horizon 2030-2050 par le SRCAE Île-de-France.

²⁵ Le calcul du gisement prend en compte un coefficient de conversion pour ramener l'ensemble des ressources bois-énergie à un même taux d'humidité de 35%, car les taux d'humidité sont assez différents selon le type de ressource (ex : le bois d'élagage avec environ 45% d'humidité et le bois de rebut à environ 15%)

²⁶ Scénario simulant un maintien des pratiques actuelles de gestion pendant les 20 prochaines années dans l'étude réalisée par l'IGN et FCBA.

²⁷ Bois non traité et non souillé type emballage lourd (palette, caisse) et emballage léger (cageot, cagette, bourriche, boîte à fromage, etc.)

Echelle inter-régionale :

- **Ressource forestière** : 803k m3/an en Bourgogne, 777k m3/an en Champagne-Ardenne, 648k m3/an en Centre, et 240k m3/an en Normandie.

Il est à noter que des réserves sont à garder en tête lorsqu'on considère un approvisionnement en biomasse d'un réseau de chaleur, spécifiquement en île de France :

- Des émissions de particules fines associées à la combustion de biomasse mènent à une pollution accrue de l'air ;
- Le volume de biomasse nécessaire à la combustion pour des réseaux de grande taille augmente la pression sur le transport routier dans la région ;
- De même, le stockage nécessaire rend la biomasse moins adaptée à des gros réseaux.

Méthanisation

Lorsque l'installation qui produit du biogaz est proche du réseau de gaz naturel, il est généralement plus pertinent d'injecter le biogaz sur le réseau de gaz naturel que de le brûler pour alimenter un réseau de chaleur. En effet, on valorise ainsi son caractère transportable. En outre c'est économiquement plus intéressant en général.

Cependant, si sur un réseau de chaleur le taux d'EnR&R visé n'est pas atteint et qu'il est difficile de mettre en place une autre production d'énergie renouvelable localement, il peut être envisagé d'utiliser du biogaz, généralement en utilisant le mécanisme des garanties d'origine (« certificats verts »). En particulier, le biogaz est bien considéré comme une EnR au sens du code des impôts, et l'utilisation de biogaz peut donc permettre l'obtention de la TVA à taux réduit (5,5%) si elle permet de dépasser le seuil de 50% d'EnR&R.

GPS avait ainsi envisagé dans l'ancien schéma directeur de produire sur son territoire un volume de biogaz équivalent au volume d'énergies fossiles consommé par les réseaux de chaleur du territoire. Ce biogaz transiterait par le réseau de gaz naturel. Cette hypothèse n'est plus à l'ordre du jour.

Biogaz

Description de la ressource	Type de gisement de déchets organiques valorisables en méthanisation : <ul style="list-style-type: none">▪ Déchets organiques des exploitations agricoles : effluents d'élevage (lisier, fumier) et des résidus de culture (paille de céréales ou d'oléagineux, cannes de maïs, etc.)▪ Déchets organiques des industries agroalimentaires (graisse de cuisson, sous-produits animaux, effluents des industriels, etc.)▪ Déchets organiques des ménages, restaurateurs et collectivités locales (biodéchets, boues issues des STEP, huiles alimentaires usagées, etc.)
Technologie utilisée	Procédé de méthanisation par digestion anaérobie. Ce procédé conduit à la production de biogaz.

	<p>Le biogaz produit par méthanisation peut être valorisé dans une chaufferie par combustion (production de chaleur) ou dans une unité de cogénération (production d'électricité et de chaleur) après épuration si des besoins thermiques sont identifiés à proximité de l'unité de méthanisation.</p> <p>Autrement, il est injecté dans le réseau de transport et de distribution de gaz naturel après avoir été épuré (on parle alors de biométhane), compressé et odorisé. Toutes les communes du GPS sont desservies par le réseau de gaz naturel. GRTgaz a mis en évidence une cartographie permettant d'identifier en première approche les capacités d'injection sur le réseau de transport.</p>
Etat des lieux des ressources existantes	En première approche, d'après l'étude de potentiel EnR AXENNE (2017), les gisements nets de déchets organiques valorisables en méthanisation pourraient permettre de développer deux projets de cogénération (respectivement de 1 MWe et 600 kWe) et un projet d'injection de 300 Nm ³ /h.

Combustibles Solides de Récupération (CSR)

Combustibles Solides de Récupération (CSR)	
Description de la ressource	Il est défini dans le code de l'environnement comme suit : « Un combustible solide de récupération est un déchet non dangereux solide, composé de déchets qui ont été triés de manière à en extraire la fraction valorisable sous forme de matière dans les conditions technico-économiques du moment, préparé pour être utilisé comme combustible dans une installation relevant de la rubrique 2971 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement. Reste un combustible solide de récupération, celui auquel sont associés des combustibles autorisés au B de la rubrique 2910 ²⁸ »
Technologie utilisée	Chaudière spécifique CSR, possédant en particulier un traitement de fumées adapté.
Etat des lieux des ressources existantes	L'usine d'incinération de Vert le Grand produit des CSR. Sa capacité de production est de 81 kt par an, dont une partie peut être considérée comme de la biomasse.
Projets existants ou en cours	Projet de chaufferie CSR pour alimenter le réseau de chaleur de GPSEP. Puissance de 30 MW retenue et prise en compte dans le réseau de liaison entre l'usine et le réseau. Projet pour 2028.

²⁸Pneus ; ; Papier/carton - ; Résidus d'animaux (ex : fientes de volailles) ; Sciure/ Bois (déchets) - ; Boues (papeterie, STEP) ; Tissus, tapis ; Résidus de broyage (automobile et DEEE) ; résidus carbonés de thermolyse (« semi-cokes » ou « chars » de qualité moyenne mais qui ont un important pouvoir calorifique, sont faciles à stoker pour l'hiver, mais qui nécessitent d'être brûlés dans des installations adéquates et produiront des cendres ou mâchefers à éventuellement mettre en décharge de classe 1) Mélanges de catégories précédente, pouvant provenir des ménages, des collectivités, d'activités économiques et/ou industrielles

Synthèse des EnR&R



Représentation des sources d'EnR&R sur le territoire - 2023

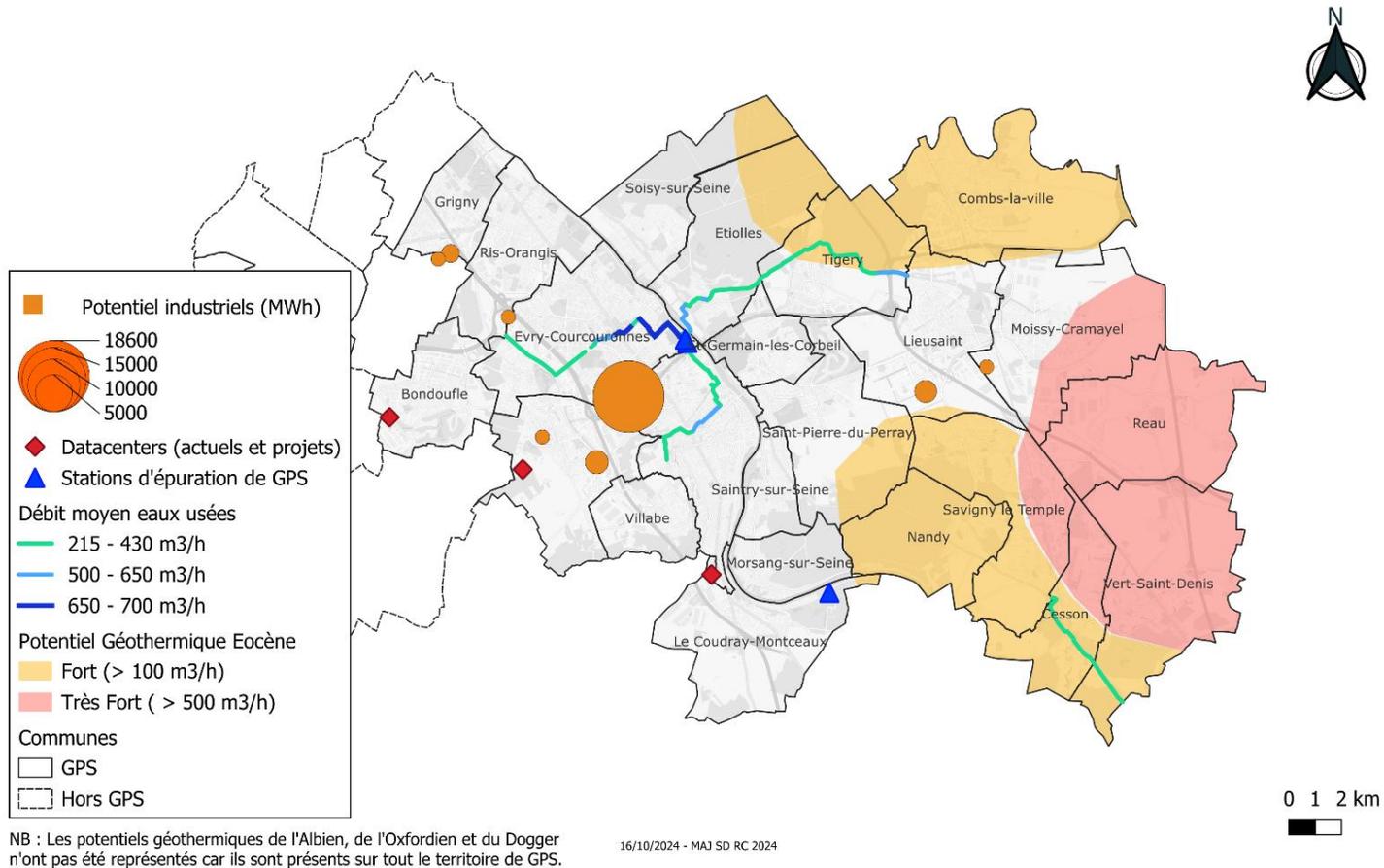


Figure 52 : Synthèse des sources d'EnR&R sur le territoire de GPS - 2023

Suite à l'analyse réalisée dans les précédentes sections, les potentiels intéressants à retenir sont les suivants :

Réseau	Chaleur fatale	Géothermie	Solaire thermique	Biomasse solide	Méthanisation	CSR
GPSEP	Chaleur fatale issue du CITD récupérée. Potentiel de chaleur via stations d'épuration	Potentiel exploité sur le Dogger				Potentiel identifié
Bondoufle	Potentiel de chaleur via un projet de datacenter	/				/
Corbeil-Essonnes	Potentiel de chaleur via un projet de datacenter (LCP) et station d'épuration (Coudray-Montceaux)	/	Potentiel identifié avec contraintes d'espace disponible et des bâtiments de France dans certaines zones	Potentiel identifié avec contraintes associées (approvisionnement, trafic routier, émissions atmosphérique, stockage, ...)	Potentiel identifié	Potentiel identifié
Rive droite	/	Potentiel à l'étude pour le Dogger ou l'Oxfordien/Lusitanien				/
SEER	/	Potentiel intégré dans le développement sur le Dogger				/
Val de RIS	/	Potentiel exploité sur l'Yprésien				/
ENRIS	/	Potentiel exploité sur le Dogger				/

Trajectoires des réseaux

Evolutions et développement

Hypothèses techniques

/ Besoins en chaud et en froid – bâtiments existants

Les consommations des bâtiments existants diminuent de part :

- Les rénovations et les efforts de sobriété et de rationalisation des consommations.
- Le réchauffement climatique,

Pour la partie rénovation et la sobriété et d'après nos retours d'expériences sur d'autres études, nous considérons une baisse de **0,88%/an**. La méthodologie complète, appliquée sur d'autres réseaux de chaleur a été expliquée en annexe.

En ce qui concerne le réchauffement climatique, nous faisons la correspondance entre une augmentation de température à horizon 2050 (suivant Météo-France) et les DJU moyens. Nous considérons la valeur de **-6,2 DJU/an**. Cette valeur intègre notamment les différences saisonnières ainsi que le phénomène d'augmentation de températures extrêmes malgré un réchauffement moyen. Elle n'influe que la part thermosensible.

Les estimations de baisse des besoins de chaleur, par rapport à une année de référence de 2023, sont les suivantes :

	Baisse attendue d'ici 2028	Baisse attendue d'ici 2030	Baisse attendue d'ici 2035
Consommation bâtiments existants	-5,4%	-7,5%	-12,5%

/ Besoins en chaud et en froid – bâtiments neufs

La réglementation récente en vigueur est la RE2020. Elle succède à la RT 2012, en renforçant les niveaux de performance demandé aux bâtiments neufs. Concrètement, ces nouveaux bâtiments à haute performance énergétique peuvent fonctionner avec des niveaux de températures plus bas, ce qui ouvre la voie aux réseaux de chaleur basse, voire très basse température, pour les nouveaux écoquartiers.

En pratique, les bâtiments en cours de construction répondent principalement aux normes RT 2012. Nous gardons donc comme hypothèse :

- Les ratios RT 2012 s'appliqueront pour les opérations neuves en cours construction prévues dans les périmètres des réseaux de chaleur et dont la livraison est prévue au plus tard pour 2025,
- Les ratios RE 2020 s'appliqueront pour les bâtiments neufs à horizon 2030, 2035 et 2050.

Les ratios de consommations sont en annexes.

/ Détermination des puissances appelées et souscrites

Les puissances référentes pour le dimensionnement des sous-stations sont les puissances appelées. Elles ont été estimées suivant le type et la consommation des bâtiments à raccorder.

Les **puissances souscrites (en chaud comme en froid) sont considérées égales aux puissances appelées** par sous-station. En pratique, un coefficient de surpuissance est appliqué aux puissances des échangeurs installés.

Pour les **réseaux de froid**, les puissances souscrites sont obtenues en fonction d'un Nombre d'Heure de Fonctionnement à Pleine Puissance (NHFP). En l'absence de données précises sur les bâtiments, ce NHFP a été pris constant pour l'ensemble des bâtiments étudiés : 800 h/an.

Pour les **réseaux de chaleur**, le mode de calcul retenu diffère :

- Les puissances liées au chauffage de celles liées à la production d'ECS,
- Les puissances pour les bâtiments neufs (opération d'aménagement) des bâtiments existants.

La puissance souscrite prise en compte est le résultat du calcul de la somme des puissances théoriques sur deux usages : pour le chauffage (PTc) et pour l'ECS (PTE).

$$PS = PTc + PTE$$

La puissance théorique pour le chauffage est définie comme suit :

$$PTc = \frac{\text{Conso utile}}{\text{DJU base } 14^{\circ}\text{C}} \times \frac{18 - T_{\text{base}}}{24} \times \text{Coef surpuissance}^{29}$$

La puissance théorique pour l'ECS est définie comme suit :

$$PTE = \frac{\text{Conso utile}}{6 \times 365}^{30}$$

Cette méthode de calcul permet de limiter la puissance totale des sous-stations et du réseau. Cela permet d'éviter de surdimensionner les réseaux comme les sous-stations par rapport aux modes de calculs classiques³¹. Ils obligent également les abonnés potentiels à prévoir des systèmes de stockage de l'ECS, avec un mode de production à semi-accumulation.

29 PTc : Puissance théorique pour la production de chauffage (kW)

Conso utile : Consommation de chauffage (kWh utile) sur la période de référence représentative des besoins

DJU : Degrés jours unifiés en base 14 °C, soit 1 422 DJU

Tbase : Température extérieure de base pour GPS, soit - 7°C

Coef de surpuissance : Coefficient de surpuissance pris égal à :

1,1 pour les postes de livraison alimentant une majorité de locaux à vocation de logements,

1,2 pour les postes de livraison alimentant une majorité de locaux à vocation autres que du logement.

30 PTE : Puissance théorique pour la production d'eau chaude sanitaire (kW)

Qecs : Consommation d'eau chaude sanitaire annuelle (kWh utile)

³¹ Pour le chauffage, le mode de calcul classique de la puissance nécessaire, par un calcul de déperditions statique selon la méthode EN 12831, qui ne prend pas en compte les apports internes de chaleur notamment, amène à des puissances calculées nettement plus élevées que les puissances nécessaires.

Pour **les bâtiments existants**, les puissances souscrites sont calculées à partir des consommations d'ECS et de chauffage, selon le mode de calcul appliqué pour le réseau de chaleur de Grand Paris Sud Energie Positive, décrits ci-dessous :

$$PS = (P_{CAF} + P_{ECS}) \times Coef Sp^{32}$$

La puissance souscrite pour le **chauffage** est définie comme suit :

$$P_{CAF} = Conso\ utile \frac{(18^{\circ}C - Température\ de\ base^{33})}{DJU^{34} \times 24}$$

La puissance souscrite pour l'**ECS** est définie comme suit :

$$P_{ECS} = \frac{Conso\ utile\ ECS}{H^{35} \times 365}$$

Cette méthode de calcul permet de limiter la puissance totale des sous-stations et du réseau.

Cela oblige également les abonnés potentiels à prévoir des systèmes de stockage de l'ECS, avec un mode de production à semi-accumulation. Pour les bâtiments tertiaires comme un gymnase ou la demi-pension d'un établissement scolaire, cette méthode de calcul amène à des puissances insuffisantes à l'échelle de la sous-station mais elle est représentative de la puissance appelée réelle à l'échelle du réseau.

/ Choix des énergies retenues et du dimensionnement des installations

Pour la détermination des énergies principales à utiliser ou développer dans les simulations :

- Il a été privilégié les énergies fatales, quand celles-ci étaient suffisamment connues (UIOM seulement).

³² Coef Sp = coefficient de Surpuissance fixé à 20% pour toutes les typologies de bâtiment.

³³ Température de base : Température extérieure dimensionnante pour le chauffage sur le territoire de GPS, soit – 7°C

³⁴ DJU de référence pris : 2 200 sur la période de chauffage

³⁵ H = 12 h quel que soit l'usage.

- Il a été ensuite retenu des solutions géothermiques quand la taille du projet est adaptée,
- Dans les autres cas, il a été retenu des projets à partir de biomasse en base ou en complément quand la géothermie n'est pas suffisante pour atteindre un taux d'EnR supérieur à 70%

Il a principalement été étudié la production de chaleur à partir de géothermie, de CSR et/ou de biomasse. Cette dernière solution n'est pas à privilégier, mais est plutôt un cas d'étude : si les projets paraissent avoir une viabilité économique avec de la biomasse, alors ceux-ci sont à étudier pour une mise en œuvre, à partir de la biomasse ou d'une autre énergie plus adaptée (chaleur fatale notamment).

De manière générale, les dimensionnements prennent en compte :

- D'un foisonnement des puissances (80% en chaud comme en froid)
- D'un stockage d'énergie (ballons à hydro-accumulation, ou stockage de glace pour le froid) permettant de diminuer les puissances nécessaires des moyens de production de base
- D'un surdimensionnement de 15% pour permettre une extension possible des réseaux
- D'un dimensionnement des moyens d'EnR pour atteindre 70 à 80% d'EnR&R

/ Détermination des longueurs de réseaux

L'ensemble des trajectoires des réseaux étudiées ont fait à minima l'objet d'étude d'opportunités, impliquant de fait un pré-tracé de réseau.

Un facteur de 10% de longueur supplémentaire a été appliquée à ces pré-tracés, afin de considérer les éventuels mètres supplémentaires liées aux coudes en voiries, ainsi que les particularités de raccordement des différents sites (éventuelles chaufferies en toiture, distance à parcourir par le primaire dans la SST importante, ...).

Hypothèses économiques

/ Evolution des coûts de l'énergie

Les chiffres présentés dans les prospectives ci-après sont donnés à titre indicatif. Bien qu'ils soient précis, ce sont des ordres de grandeurs qui peuvent ne pas refléter l'équilibre des opérations dans les années à suivre.

En effet, il est difficile d'anticiper l'évolution des différentes variables qui constituent le prix de la chaleur. Il convient donc de faire preuve d'une certaine prudence.

Les prévisions économiques s'appuient néanmoins sur certains indicateurs prospectifs qui nous fournissent les grandes tendances de l'évolution des prix de l'énergie.

Evolution de la TICGN (€TTC/MWH PCI)

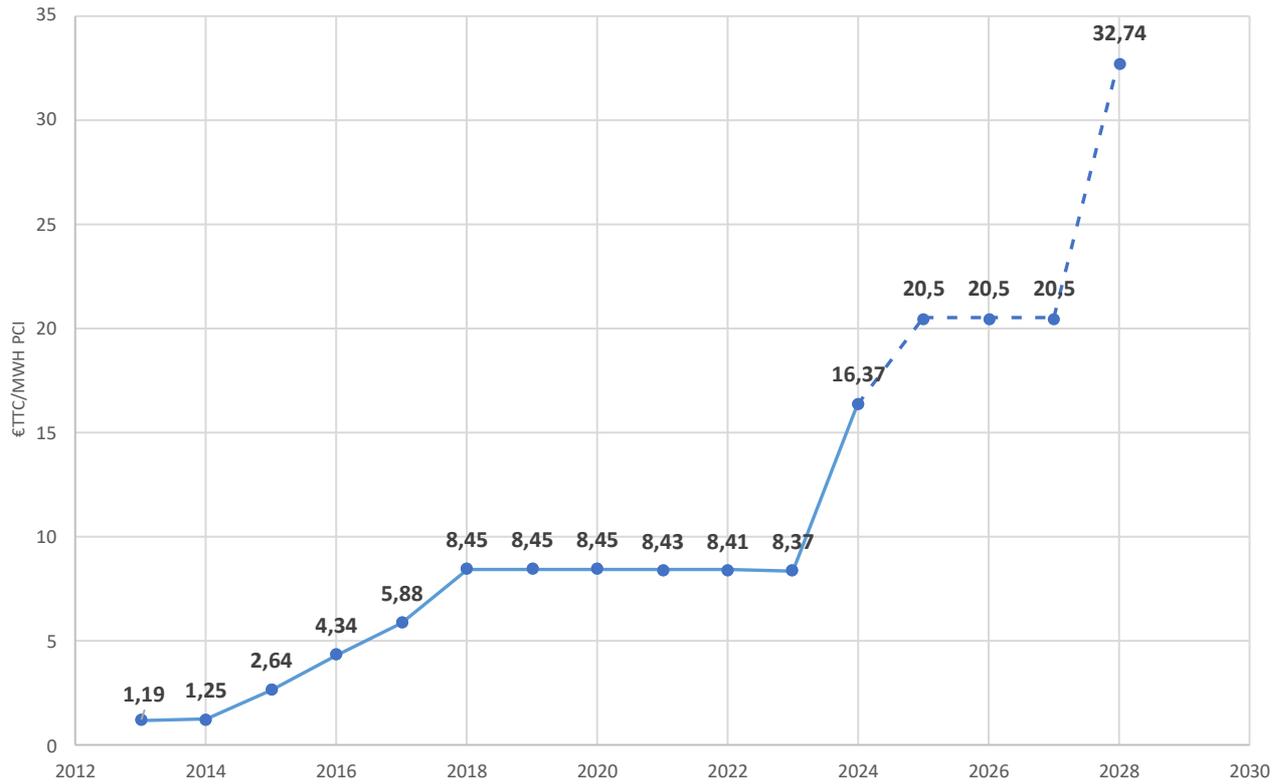


Figure 53 : Evolution de la TICGN depuis 2013

Evolutions du prix du gaz naturel B2i (€TTC/MWh)

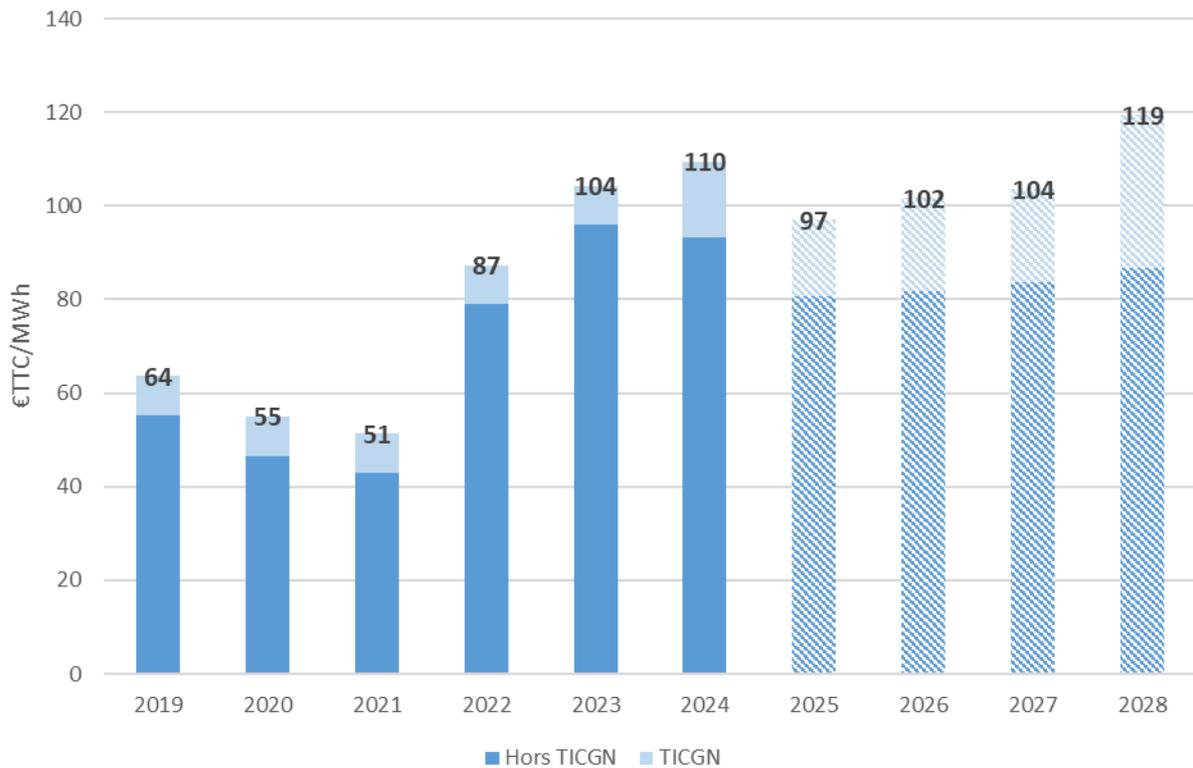


Figure 54 : Evolutions des prix du gaz naturel B2i (€TTC/MWh)

Le tarif B2I correspond à la tranche tarifaire du gaz naturel pour une consommation comprise entre 30 MWh et 150 MWh à l'année. Ce tarif correspond au profil « petite chaufferie de copropriété » et sert, en général, de référence pour une consommation moyenne sur un réseau de chaleur.

Les prix de l'énergie ainsi que leurs prévisions évoluent globalement à la hausse. Les énergies renouvelables devraient malgré tout augmenter dans une moindre mesure.

En ce qui concerne le coût des réseaux de chaleur, les résultats de l'enquête AMORCE menée en 2023 sur le prix de vente moyen de chaleur de 2022 permettent d'avoir une référence pour analyser la viabilité des réseaux. Cependant, chacun de ces réseaux présente des caractéristiques particulières dont il convient de tenir compte. De plus, il existe un décalage temporel entre ce coût de référence 2022 et la date de mise en service prévisionnelle des réseaux.

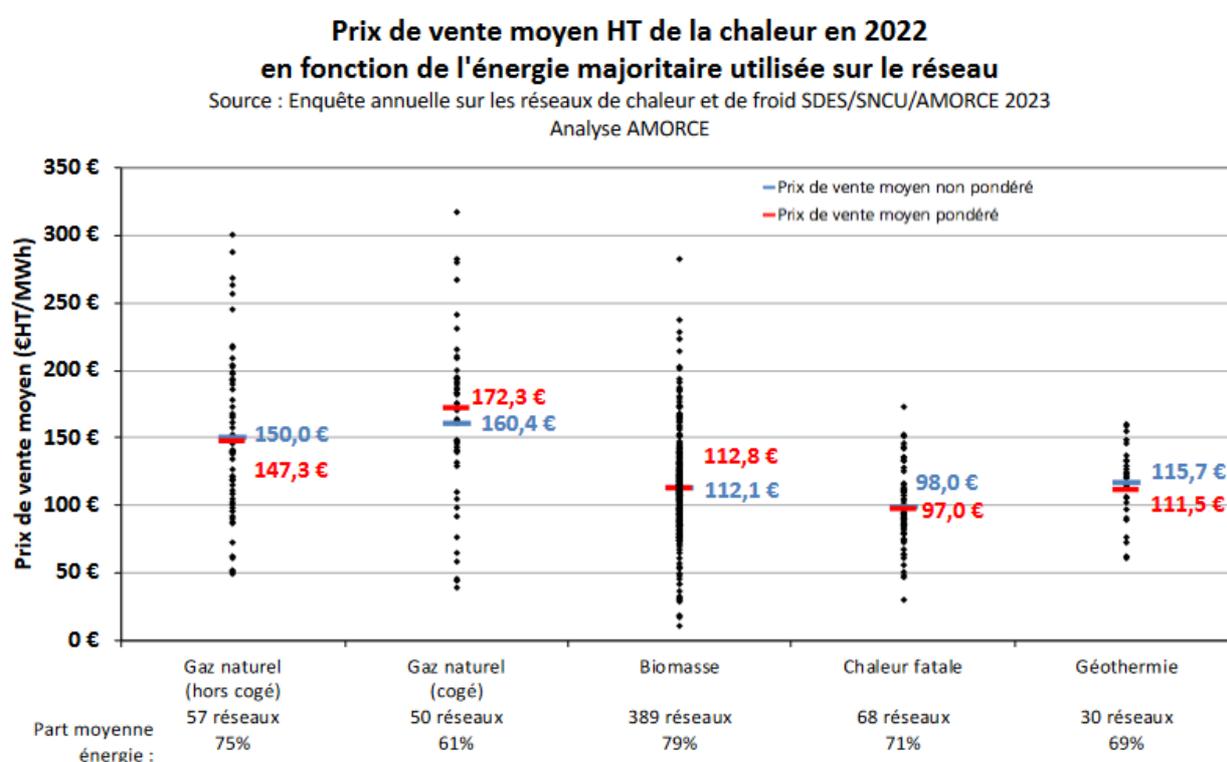


Figure 55 : Prix de vente €HT moyen des réseaux de chaleur (2022)

Le prix de vente moyen de la chaleur en 2022 au niveau national évolue entre 97€/MWh pour les réseaux chaleur fatale (principalement UVE) et 160€/MWh pour les réseaux alimentés majoritairement par du gaz (moyenne pondérée).

Sans surprise, à la vue de l'évolution du prix des énergies sur l'année 2022, les réseaux de chaleur alimentés majoritairement par du gaz ont vu leur prix exploser en comparaison de l'année 2021 malgré une hausse des prix dès la fin 2021. Ainsi, il a été remarqué une augmentation de près de 63% entre 2021 et 2022 pour les réseaux alimentés en gaz naturel (hors cogénération) et de 94% pour les réseaux alimentés en gaz naturel avec une part de cogénération.

Les réseaux de chaleur majoritairement alimentés par des EnR&R ont également connu des évolutions particulièrement importantes bien qu'un peu plus modérées que les énergies fossiles (+44% pour la biomasse et +20% pour la chaleur fatale). Les réseaux de chaleur

alimentés par la géothermie ont également connu une augmentation conséquente du fait de l'augmentation du prix de l'électricité (+59%). **Ces réseaux n'ont pas été épargnés par la crise énergétique mais montrent tout de même une inflation moindre que les réseaux basés sur du gaz.**

Pour résumer, dans nos simulations financières, nous considérons :

Coûts (€HT)	
Gaz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ TICGN : 20,5€ entre 2025 et 2027. 32,75€ à partir de 2028 ▪ PEG : 55€/MWh ▪ Transport : 15€/MWh ▪ Couverture de risque : 10€/MWh ▪ Actualisation : 1,5%
Electricité	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 110€/MWh à partir de 2025 ▪ Actualisation : 1,5%
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Selon contrat d'approvisionnement par réseau
PAC GEO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SCOP : 3.5
CSR	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Deux moutures : 45€/MWh et 60€/MWh

Les simulations financières se baseront sur les CEP déjà réalisés, lors des avenants des extensions réseaux ou au travers les différentes études de faisabilité.

Evolution du patrimoine bâti

Comparaison au PCAET

Il s'agit dans cette partie de valider nos hypothèses techniques en les confrontant au PCAET.

Le PCAET (Plan Climat Air Energie Territorial) réalisé concomitamment au schéma directeur de 2018, comprend une projection d'ici à 2030 des dynamiques économiques et de construction permettant de définir l'évolution des consommations d'énergie notamment, selon deux scénarios :

- Le scénario tendanciel
- Le scénario volontariste, comprenant par exemple un nombre plus important de rénovation énergétique.

Les données ci-après reprennent les grandes lignes de ce PCAET d'ici à 2030.

Pour le résidentiel :

- La dynamique de construction prise est de 400 maisons et 1 260 logements collectifs par an
- La dynamique de rénovation énergétique est supposée comprise en moyenne entre 1 200 à 1 400 maisons et 1 500 à 1 800 logements collectifs par an
- Il n'a pas été pris en compte spécifiquement la démolition de bâtiments existants, que la démolition de ces locaux soit compensée par la construction de nouveaux bâtiments ou non. Il est supposé que la dynamique de baisse des consommations des bâtiments existants prenne en compte ces démolitions

- En outre, le contexte du territoire, avec la création de villes nouvelles assez récentes (75% des logements collectifs construits après 1971), fait que ce cas de figure se rencontre majoritairement dans des opérations de renouvellement urbain. Ces opérations ont bien été ciblées comme pour le quartier des Tarterets à Corbeil-Essonnes
- Enfin, il n'a pas été identifié d'opération de renouvellement urbain entraînant la démolition de bâtiments déjà relié à des réseaux de chaleur.

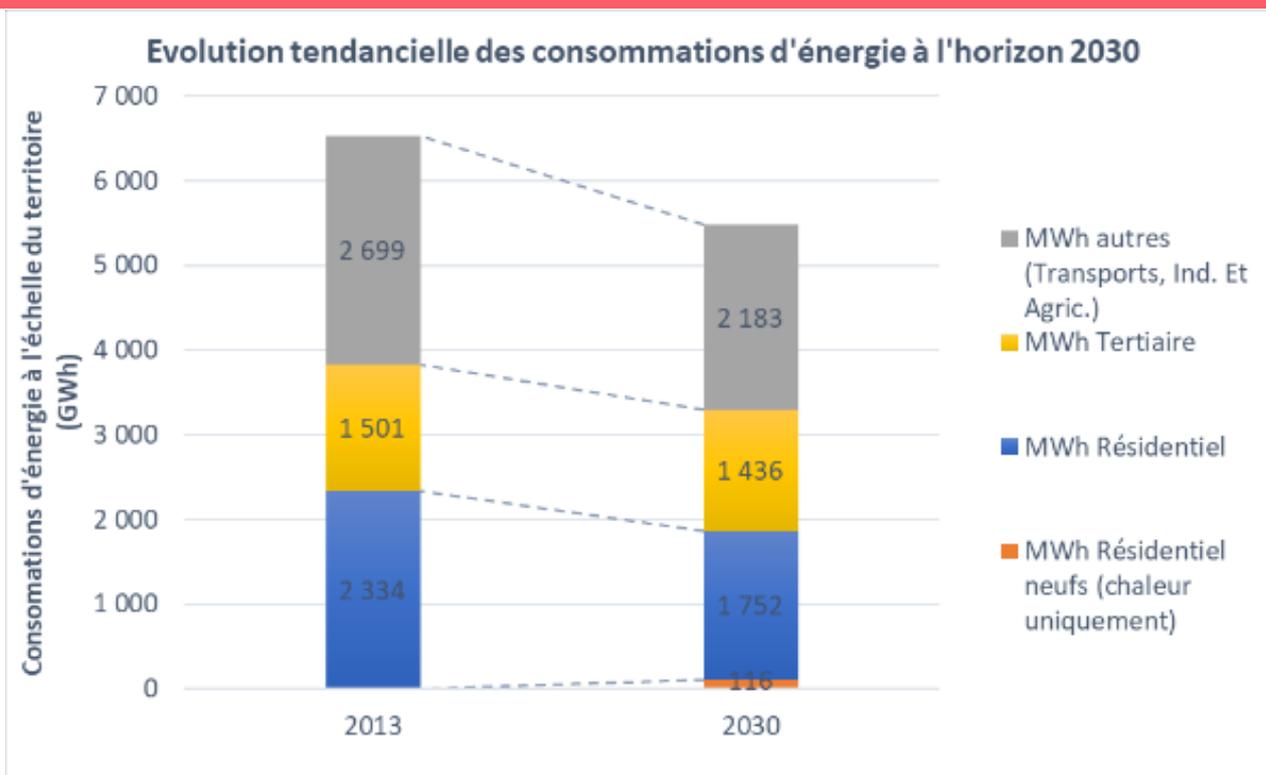
En intégrant la dynamique de construction et les actions de sobriété énergétique (= éco-gestes), la baisse de consommations du secteur résidentiel (tous usages confondus) serait comprise entre -14% et -20% de consommations énergétiques d'ici 2030.

Pour le tertiaire :

- La dynamique de construction prise est la moyenne des données Sitadel projetée jusqu'à 2030
- La projection à 2030 de la baisse annuelle constatée, intégrant la dynamique de construction amènerait pour le secteur tertiaire de 1,8% à 4,3% de consommations énergétiques d'ici 2030.

Globalement (en intégrant les secteurs des transports, de l'industrie, de l'agriculture), il est possible envisager les évolutions suivantes d'ici à 2030 sur le territoire de la communauté d'agglomération :

- **12 % à 16% de baisse des consommations énergétiques, conforme à nos hypothèses de -12,5% d'ici 2035, en début de chapitre**
- **34% à 41% de baisse des émissions de GES**



*Figure 56 : Evolution par secteur d'activités des consommations du territoire d'ici à 2030
(issue PCAET)*

La plus forte baisse des consommations d'énergie prévue concerne le secteur résidentiel. Il devance le secteur des transports. Les constructions nouvelles (réalisés quasi-exclusivement dans le cadre d'opérations d'aménagements pour les bâtiments collectifs) devraient avoir un impact à la hausse de 120 GWh de chaleur d'ici à 2030.

Pour conserver le même taux de pénétration des réseaux de chaleur dans le secteur du résidentiel collectifs, il est nécessaire de raccorder au moins 25% des nouvelles constructions à un réseau de chaleur, soit environ 320 logements chaque année.

Opérations d'aménagement et de renouvellement urbain

L'analyse des opérations d'aménagement et de renouvellement urbain est issue du précédent schéma directeur.

Généralités

Sur l'ensemble du territoire de Grand Paris Sud, 51 opérations distinctes d'aménagement ont été recensées. Les différents types d'opérations sont :

- Les opérations de renouvellement urbain, liés à des protocoles avec l'ANRU. Ces projets comportent aussi bien de la réhabilitation ou des démolitions de bâtiments existants que la construction de nouveaux bâtiments
- Les opérations d'aménagement de zone, qu'il s'agisse de densifications de territoires urbanisés existants ou de création de nouveaux quartiers.

Certaines opérations sont traitées spécifiquement car la solution la plus pertinente consiste à les raccorder à un réseau de chaleur existant, soit parce qu'elles sont situées dans le périmètre

actuel de réseaux de chaleur, soit parce qu'elles peuvent être raccordées par une extension d'un réseau de chaleur.

La mise en œuvre d'un réseau de chaleur nécessite plusieurs années. Les opérations non comprises dans le périmètre de réseaux existants et dont la mise en œuvre se terminera d'ici à 2027 ont été considérées trop avancées pour que la mise en œuvre d'un réseau de chaleur ou de froid soit envisageable. En conséquence, elles ne sont pas étudiées dans ce schéma directeur.

La carte ci-après présente l'ensemble des opérations géographiquement recensées.

Les opérations d'aménagement programmées et de renouvellement urbain susceptibles d'être raccordés à un réseau de chaleur urbain, ont déjà été intégré dans les zones à enjeux présentées auparavant.

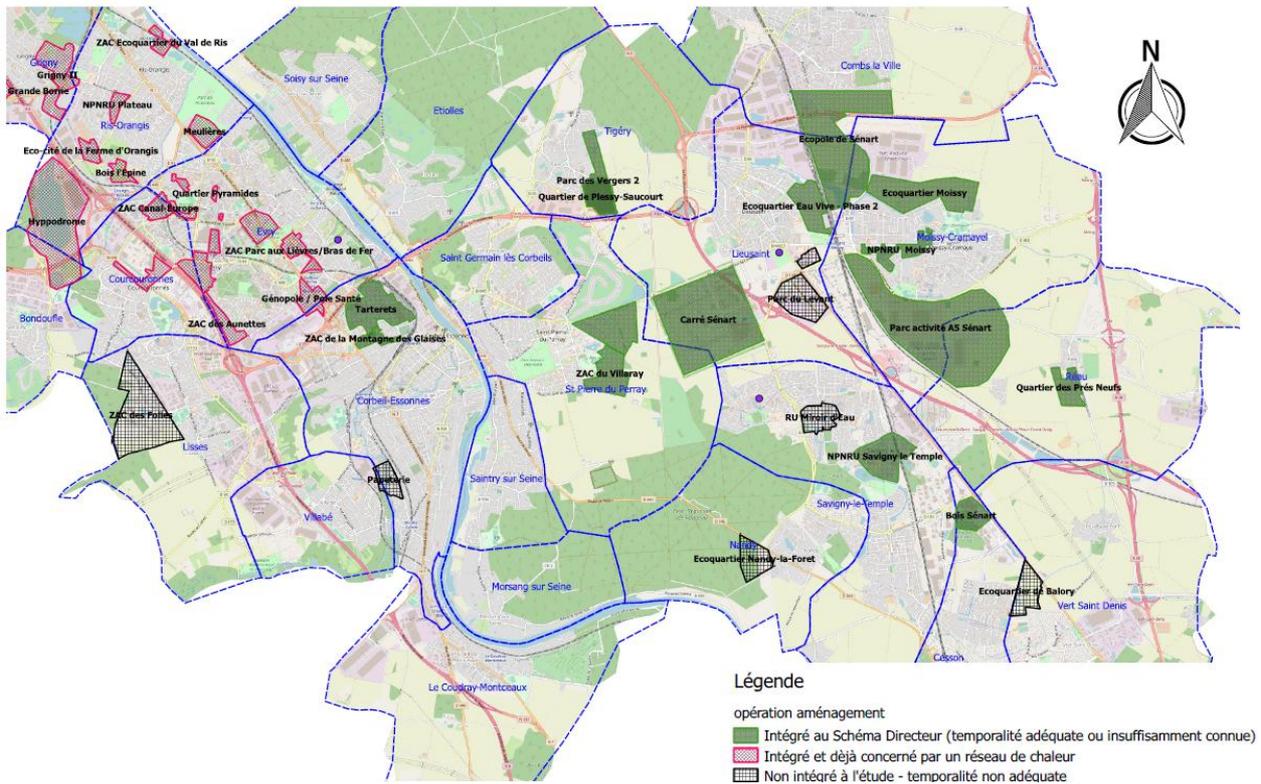


Figure 57 : Opérations d'aménagements ou de renouvellement urbain sur le territoire de GPS

Classement des opérations par enjeux

Certaines opérations n'ont pas été prises en compte car elles sont isolées et/ou de trop faible importance. Les principales « opérations isolées » apparaissent sur la carte si avant comme point violet. Elles sont prises en compte dans les zones à enjeux ³⁶ de création de réseau de chaleur.

On peut distinguer :

- **Cas 1 : les opérations en cours avec création d'un réseau de chaleur spécifique à la zone d'aménagement :**

³⁶ Sous la forme de potentiel net supplémentaire mais non distingués du reste quand celle-ci sont significatives en terme de volume (plusieurs centaines de MWh) et dans le périmètre de zones étudiées.

- La ZAC du Grand Parc à Bondoufle, opération s'étalant de 2015 à 2027 (voir la partie ci-avant Réseau du Grand Parc »)
- La ZAC des Docks de Ris, 2027 (voir la partie ci-avant « Réseau des Docks de Ris »)
- **Cas 2 : les opérations situées dans le périmètre juridique de réseaux existants et proches de canalisations permettant leur raccordement :**
 - ZAC des Aunettes, Centre Urbain et Canal-Europe à Evry, opérations « Génopôle », pôle santé, Rouillon/Aguado et Agora / Rue des Lumières sur la commune d'Evry-Courcouronnes
 - Opérations de renouvellement urbains « Parc aux Lièvres / Bras de Fer », « Desaix », Bois sauvage », « Pyramides » et « Parc des Loges » pour le réseau GPSEP,
 - Opérations de renouvellement urbains « Grigny II » et « La grande Borne » pour le réseau SEER,
 - Opération de renouvellement urbains « NPNRU Plateau » pour le réseau ENRIS,
- **Cas n°3 : les opérations situées à proximité ou dans le périmètre juridique d'un réseau mais dont la taille, l'avancement ou la localisation nécessite d'étudier la solution la plus viable :**
 - L'Eco-Cité de la Ferme d'Orangis à Ris Orangis
 - La ZAC Bois Briard (Boulevard Jean Monnet) à (anciennement) Courcouronnes
 - Hippodrome à Ris Orangis
 - Bois l'Épine à Ris Orangis
 - Quartier des Tarterets et ZAC des Glaises à Corbeil-Essonnes.
- **Cas n°4 : Les autres opérations situées loin de l'emprise et du périmètre juridique d'un réseau. Pour celles-ci, en fonction de leur taille, leur avancement (temporel) et leur densité énergétique (kWh/m² et MWh/ml), les solutions proposées varient suivant les 3 cas ci-après :**
 - La taille, la densité et la temporalité permettent une viabilité de l'opération à elle seule.
 - La taille et la temporalité ne sont pas adaptées à la création d'un réseau dédié. Cependant, la densité est suffisante pour que l'opération soit adossée à une zone à enjeux sur l'existant proche. Elle est alors étudiée dans le cadre de regroupement de zone.
 - La densité n'est pas suffisante, l'opération est considérée comme non viable et n'est donc pas étudiée.

Les cas n°2 et 3 sont traités ci-après dans la partie « Opérations liées à des densifications ou extensions de réseaux existants ». Les opérations correspondant au cas n°4 sont décrites ci-dessous.

Le récapitulatif de l'ensemble des opérations recensées est présenté ci-dessous. Les besoins en chaud et en froid présentés sont les besoins restants et ne prennent donc pas en compte les bâtiments déjà construits pour les opérations en cours.

	Nombre opérations	Nombre de logements	Surface totale	Besoins chaud (GWh)	Besoins froid (GWh)
Opérations trop avancées	16	3 585	348 378	-	-
Opérations isolées	20	2 688	188 160	14	-
Opérations retenues - situées dans zones RCU	21	10 976	1 163 073	37	9
Opération retenues - enjeux de création de RC	14	9 934	1 462 820	52	4
Ensemble	71	27 183	3 162 431	103	13

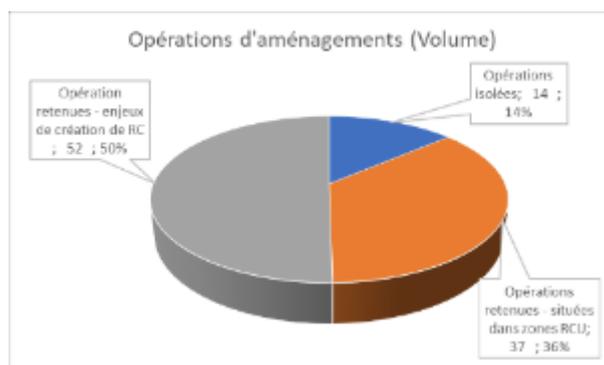
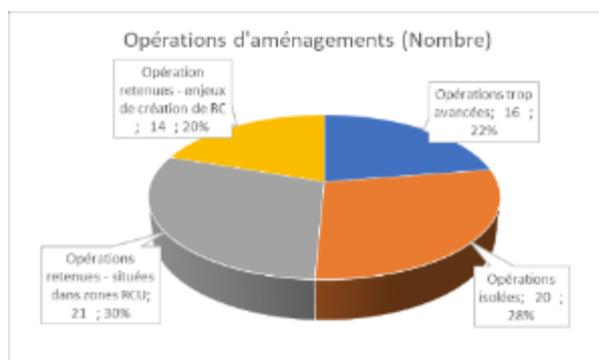


Tableau 11 : Données sur opérations d'aménagement recensées

Au niveau des logements, les 27 000 projets de création de logements représentent environ 20 ans de construction de logements.

Pour **conserver le niveau actuel (2013) de pénétration** des réseaux de chaleur (24%), il est donc nécessaire **de raccorder au réseau de chaleur environ 4 100 logements aux réseaux d'ici 2030**. Les 11 000 logements à construire dans le cadre d'opérations situées aux abords des réseaux de chaleur existants représentent 260% de ce « minimum » : **Le taux de pénétration (en nombre de logements par m²) devrait augmenter** en cas de raccordement d'une part importante de ces constructions.

Analyse des opérations

Les éléments suivants ont été déterminés pour chaque opération d'aménagement étudiée :

- 1) Les **consommations prévisionnelles** de chaleur et de froid, avec les ratios définis précédemment ;
- 2) Les puissances souscrites (chaud et froid)
- 3) Un nombre de sous-stations déterminé comme suit : Une sous-station pour 200kW souscrits, soit environ 320 MWh par an par sous-station pour un nombre d'heures de fonctionnement moyen.
- 4) Un linéaire de réseau de chaleur, séparant :
 - a. Les linéaires de réseaux structurants de chaleur (voiries principales des opérations d'aménagement), déterminés spécifiquement pour chaque opération en fonction des données à notre disposition

- b. Les linéaires d'antennes, pour alimenter les sous-stations depuis le réseau structurant, avec 25mL par sous-station.³⁷

Les critères discriminants des opérations sont les suivants :

- 1) Critère 1 :** Volume de consommation des bâtiments à construire
Une consommation prévisionnelle de chaleur restante supérieure à 2 GWh aux alentours de 2025 sur l'opération.³⁸
- 2) Critère 1 bis :** Proportion des consommations de l'opération susceptible d'être couverte par un réseau de chaleur. En dessous de 30%, les opérations n'ont pas été retenues.
- 3) Critère 2 ³⁹:** Densité énergétique du réseau envisagée, en MWh/ml. La valeur cible a été d'environ 2MWh/ml minimum. Des valeurs plus basses peuvent être retenues pour la mise en place de boucles d'eau tempérée pour les ZAC, qui peuvent permettre d'envisager des densités énergétiques de réseau plus faibles.
- 4) Critère 2 bis :** Densité énergétique de l'opération, en kWh/m². Par manque de valeur cible, ce critère n'a pas été retenu comme critère discriminant.

Les valeurs de ces différents critères pour l'ensemble des opérations d'aménagement sont présentées en annexe.

Au vu de ces critères, les opérations d'aménagement ont été classées en 3 types :

- **les opérations non étudiées :** Celles ne répondant pas aux critères 1 et 1bis et/ou ayant une densité énergétique nettement insuffisante :
 - Quartier du Plessis-Saucourt et le parc des Vergers à Tigery,
 - ZAC de la Plaine du Moulin à Vent et ZAC du Bois des Saints Pères sur les communes de Savigny le Temple et Cesson ;
 - Quartier des Prés Neufs à Réau
 - Le Parc d'activités A5 Sénart sur les communes de Moissy-Cramayel et Réau, au vu du critère 1bis et de l'avancement connu de la commercialisation de cette zone d'activités.
- **les opérations ayant un potentiel suffisant pour être étudié** en tant qu'opération unique :
 - L'écoquartier de Chanteloup à Moissy-Cramayel (Phase 2 uniquement, la phase 1 étant trop avancée pour être entièrement raccordée à un réseau)
 - La ZAC du Villeray à Saint Pierre du Perray

³⁷ Cette distance suppose la mise en place des sous-stations en limite des propriétés, proche de l'espace public ou circulerait le réseau structurant de chaleur.

³⁸ Ce seuil de 2 GWh a également été pris comme seuil de détermination des zones à enjeux chaud pour le développement de réseaux de chaleur alimentant des bâtiments existants.

³⁹ Pour le critère « densité énergétique de l'opération, en kWh/m² » et au du manque de valeur cible, celui-ci n'a pas été retenu comme critère discriminant.

- **les opérations étudiées dans le cadre de regroupement avec des zones à enjeux pour l'existant :**
- A Corbeil-Essonnes, le NPNRU des Tarterêts et la ZAC des Glaises, étudiés en prenant en compte les bâtiments existants de la zone, en extension du réseau de GPSEP ou dans le cadre de la création d'un réseau de chaleur à l'échelle de l'ensemble de la ville de Corbeil-Essonnes.
- Quartier de la Clé de Saint Pierre, étudié en lien avec la création d'un réseau de chaleur regroupant les zones à enjeux de Saint Pierre du Perray / Saint Germain lès Corbeil et Corbeil Rive droite.
- Le programme NPNRU de Moissy-Cramayel, étudié en prenant en compte les bâtiments existants de la zone à enjeux sur l'existant « Moissy Centre »
- L'écoquartier eau Vive (ZAC de la pyramide) à Lieusaint étudié en prenant en compte les bâtiments existants de la zone à enjeux sur l'existant « Lieusaint Centre »
- Le Carré Sénart à Lieusaint, étudié en prenant en compte les bâtiments existants de la zone à enjeux sur l'existant « Carré Sénart »

	Nombre opérations	Nombre de logements	Surface totale	Besoins chaud restant (GWh)	Besoins chaud restant (GWh)
Opérations non étudiées	5	1 086	646 840	13	0,8
Opérations étudiées seule	2	2 470	166 550	11	-
Opérations étudiées en regroupement	7	6 378	439 500	19	0,3
Ensemble	14	9 934	1 252 890	43	1,1

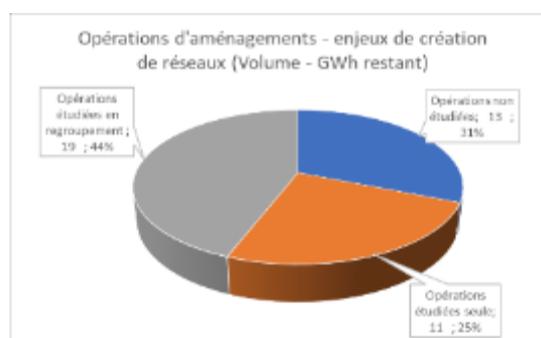
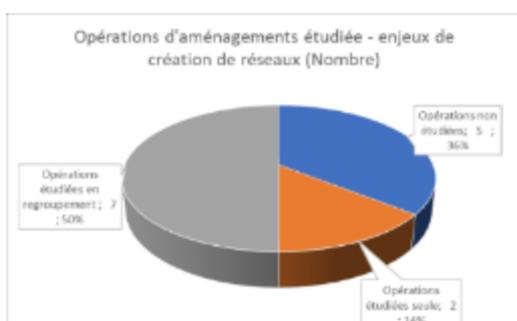


Tableau 12 : Données des opérations avec enjeux de création de réseaux de chaleur

Trajectoires et tendances retenues

Définition et synthèse des tendances

Les **trajectoires** désignent les évolutions possibles et/ou attendues pour les différents réseaux du territoire.

Les **tendances** désignent ensuite l'agencement des trajectoires en fonction des probabilités de réalisation et/ou temporalité (court, moyen et long terme). Ainsi, la tendance 1 représente les trajectoires d'évolution des réseaux le plus court terme et le plus probable. A l'inverse, la tendance 3 est constitué des trajectoires des réseaux plus long terme et/ou incertaine.

Les trajectoires ont été réparties selon 3 tendances :

Tendance 1	Tendance 2	Tendance 3
<ul style="list-style-type: none"> • GPSEP : densification suivant l'avenant 3 • Bondoufle : extensions suivant les tranches E-F-G de la ZAC • Corbeil : création de la partie nord du réseau • Val de ris : interconnexion avec le réseau de la SEER et densification sur le passage 	<ul style="list-style-type: none"> • +Tendance 1 • Corbeil : extension de la partie sud du réseau • SEER : extension et interconnexion suivant le schéma directeur réalisé par ailleurs • Bondoufle : extension supplémentaire suivant de la A 	<ul style="list-style-type: none"> • +Tendance 2 • Rive droite : création d'un ou plusieurs réseaux • GPSEP : extension au sud de l'autoroute

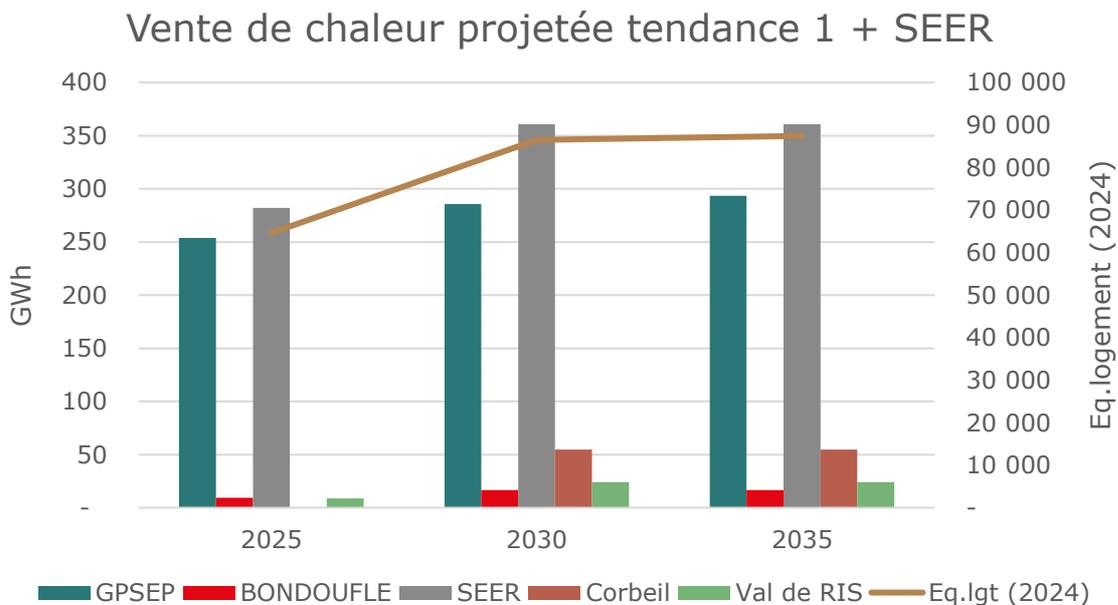


Figure 58 : Synthèse des ventes de chaleur

Sur le territoire de Grand Paris Sud, la synthèse des tendances se résume par :

- Création d'un réseau (Corbeil Essonnes),
- Densification de GPSEP,
- Développement du réseau de la SEER,
- Interconnexion à Val de Ris au réseau de la SEER et densification le long de la liaison,
- Approfondissement des potentiels de création de réseaux à l'est.



Trajectoires et tendances

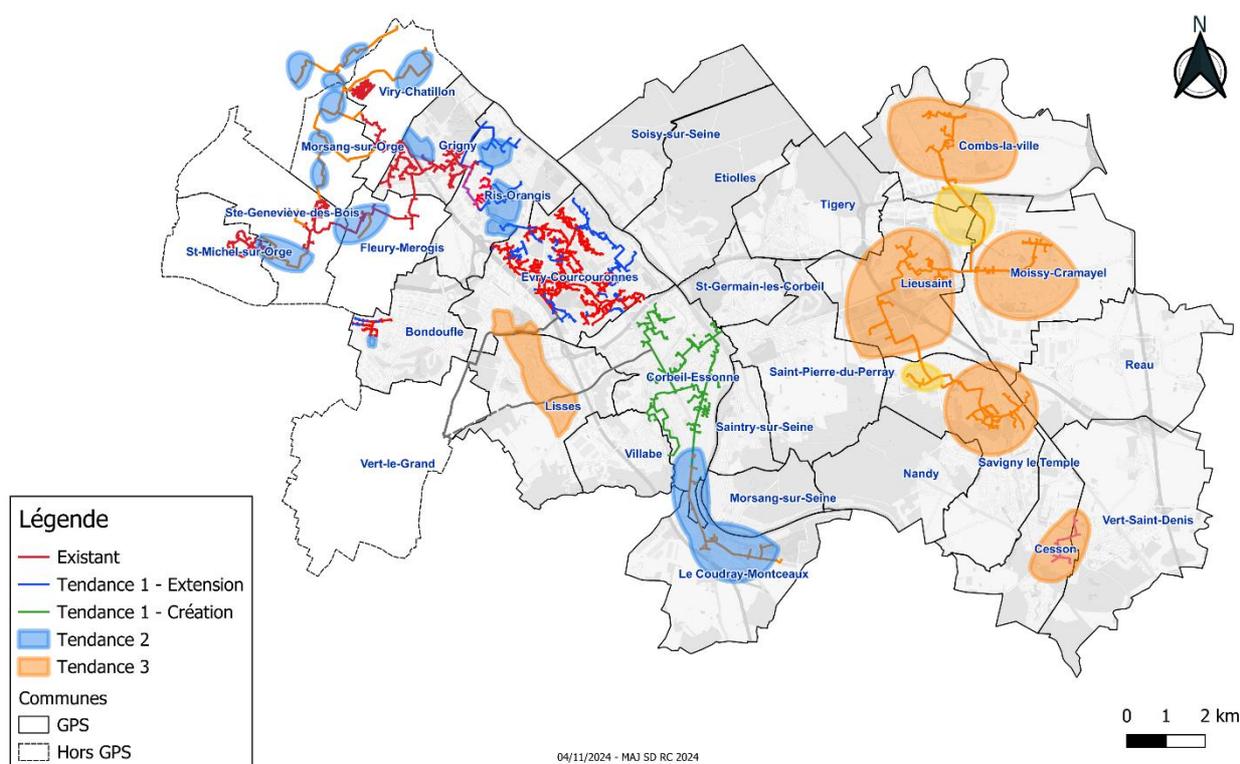


Figure 59 : Zones étudiées et potentielles extensions du territoire de GPS

Réseau de GPSEP à Evry-Courcouronnes

/ Trajectoires du réseau

Tableau 13 : synthèse des trajectoires - GPSEP

Trajectoires	Tendances	Consommation supplémentaire estimée* (GWh/an)	Puissance supplémentaire estimée* (MW/an)

Trajectoire 1 : densification Evry	Tendance 1	2030 : +38 GWh 2035 : +46 GWh	2030 : +37 MW 2035 : +47 MW
Trajectoire 2 : extension sud autoroute	Tendance 3	+10 GWh	<i>Tendance 3 : puissance non estimée</i>

*Par rapport à 2021

Le réseau de chaleur est déjà fortement développé sur les anciennes communes d'Evry mais également de Courcouronnes. Cependant, au vu des travaux de 1er établissement en cours à la suite du renouvellement de la DSP, et notamment le maillage des différents réseaux d'ilots, des bâtiments existants deviennent raccordables. De nombreux projets de renouvellements urbains et de zone d'aménagement ont été identifiés sur le périmètre du réseau de chaleur.

Deux trajectoires ont été dressées :

- **Trajectoire 1 (tendance 1) :** densification du réseau suivant l'avenant 3, hors centre commercial d'Evry 2, secteur **densification EVRY** (voir chapitre Zones de développement).
- **Trajectoire 2 (tendance 3) :** extension du réseau au sud de l'autoroute, secteur **GPSEP SUD** (voir **Zones de développement**).

La trajectoire 1, de la tendance 1, est facilitée grâce à la mise en place en 2024 d'une zone de développement prioritaire (équivalent au classement de réseau) et est dans le périmètre juridique.

L'évolution de chaleur vendue et de la puissance souscrite estimée dans l'avenant 3 (184 MW de puissance souscrite pour 344 GWh de chaleur vendue en 2035) a été révisée en **retirant le centre commercial d'Evry 2 et en appliquant les hypothèses d'évolutions de consommation** citées en début de chapitre (180 MW de puissance souscrite pour 290 GWh de chaleur vendue en 2035). La puissance souscrite révisée et la chaleur vendue révisée ont été considérées dans le CEP :

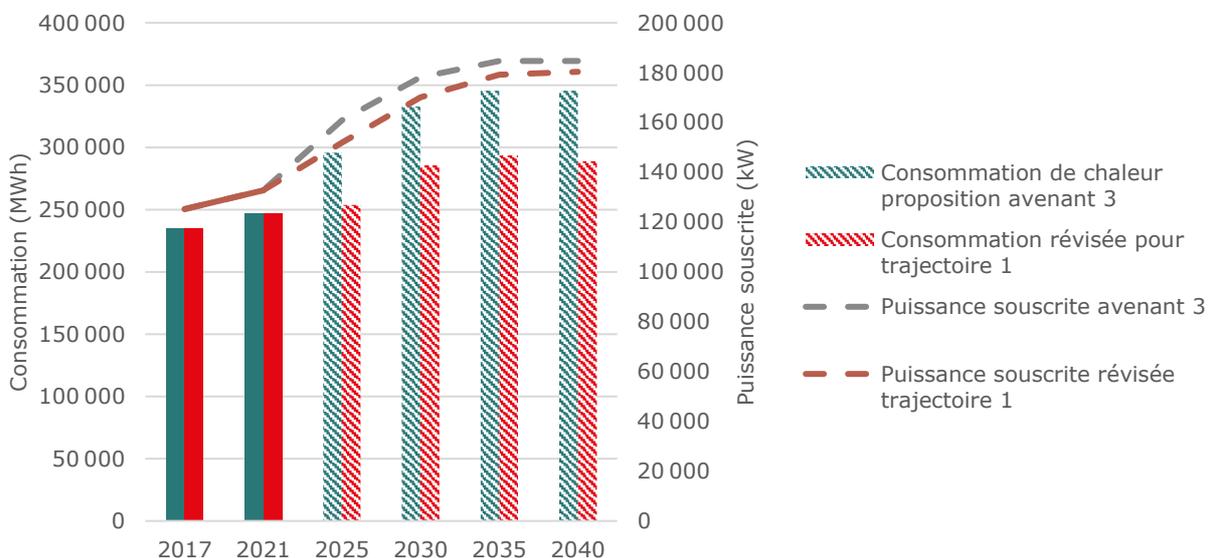


Figure 60 : Evolution de la consommation et de la puissance souscrite - Trajectoire 1

La trajectoire 2, de la tendance 3, a été rendu possible suite au raccordement avec le CITD, traversant la zone de **GPSEP SUD**.

Jusqu'à présent, l'obstacle que représente l'autoroute A6 a limité le développement du réseau dans cette zone. **Cependant, la création du réseau d'interconnexion entre le CITD et la chaufferie centrale rend accessible cette zone.** De plus, ce réseau d'interconnexion est conçu pour pouvoir desservir des abonnés.⁴⁰ Cependant, cela nécessite la création d'une ou plusieurs sous-stations primaire⁴¹, alimentant un réseau dédié. **Le potentiel de consommation a été estimé à 10GWh/an.**

/ **Evolutions de la production**

En supplément des moyens de production déjà intégrés (CITD, Géothermie), le réseau de GPSEP intègre, pour ses deux trajectoires, **une chaufferie CSR au niveau de Vert-le-Grand** qui alimentera principalement le réseau de Corbeil-Essonnes et dont le reliquat de puissance thermique viendra alimenter le réseau de GPSEP. Les moyens de production EnR&R sont donc :

- **CITD** : 38 MW (31MW réel) déjà en fonctionnement (2019),
- **Géothermie** : 6,6 MW déjà en fonctionnement (2023),
- **CSR** : 9 à 11 MW (en fonction de la puissance restante après l'alimentation du futur réseau de Corbeil-Essonnes) en fonctionnement à partir de 2028.

A terme, 100% de la puissance de la chaufferie CSR sera utilisée pour alimenter les réseaux de GPSEP et de Corbeil-Essonnes.

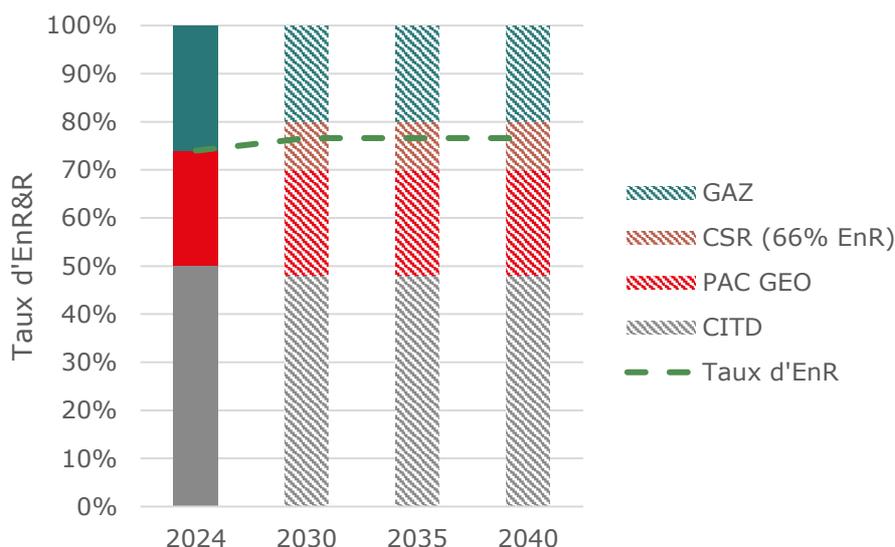


Figure 61 : Evolution du taux d'EnR - GPSEP Trajectoire 1

En considérant les modes de productions actuelles ainsi que l'ajout du CSR (10% de la part du mix énergétique à partir de 2028, considéré renouvelable à 66%), le taux d'EnR du réseau

⁴⁰ Des pompes réseaux au point de connexion avec le réseau central ont été prévus au titre des travaux de 1^{er} établissement pour pouvoir alimenter des bâtiments en cas d'arrêts de fourniture de chaleur par le CITD (pannes, arrêts annuels)

⁴¹ Ces sous-stations à créer devront comprendre l'ensemble des équipements de distribution d'un réseau : pompes, traitements d'eau et équipements électriques et hydrauliques associées. L'analyse économique de ces extensions prend ce surcoût.

sera compris entre **77% et 80%** à partir de 2028, respectant le taux réglementaire (voir **Diagnostic**).

/ Analyse économique

Seule la trajectoire 1 a été analysée économiquement. Du fait de la grande incertitude de la trajectoire 2 ainsi que sa temporalité au-delà de la durée de vie de ce schéma directeur (>10 ans), les conditions économiques de la trajectoire 2 n'ont pas été approfondies.

Les travaux d'investissement de la densification de GPSEP, entre 2024 et 2034 ont été estimés à 28M€ au total, pour 6M€ de subventions (21,9%) et 8,6M€ (30,8%) de droit de raccordement, frais de branchement et CEE. Les restant à financer estimatif est donc de 13M€.

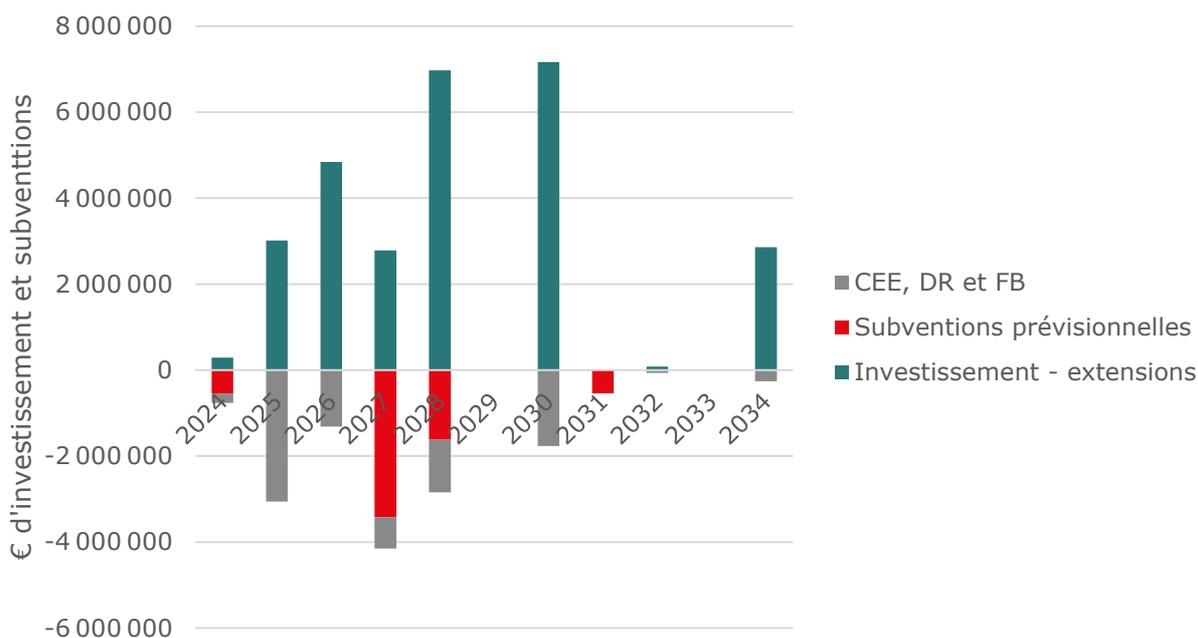


Figure 62 : Investissements et subventions - Trajectoire 1 GPSEP

En ce qui concerne l'évolution des coûts et des recettes, nous avons ajusté le CEP proposé dans l'avenant 2 du contrat de concession de GPSEP, à partir des hypothèses économiques et techniques proposées en début de chapitre :

Mouture avec CSR 60€/MWh	Unités	GPSEP - 2023	GPSEP - 2027	GPSEP - 2035
RECETTES VENTE D'ENERGIE				
Puissance souscrite	kW	150 426	163 567	179 122
Vente de chaleur	MWh/an	274 739	274 966	293 514
R1 unitaire	€/MWh	84,56	46,42	48,72
R2 (yc R2q) unitaire	€/kW	91,73	86,74	83,38
Autre (-remise BARA, +ventes COGE,+ droit de raccordement, ...)	k€HT	3 000	587	939
Prix de la chaleur final (après BARA)	€/MWh	135	98	100
Total produits	k€HT	40 028	27 540	30 173
CHARGES D'EXPLOITATION				
Charges totales		37 031	26 353	29 235
<i>Dont R1</i>	k€HT	23 232	12 765	14 299
<i>Dont R21</i>	k€HT	1 591	1 612	1 765
<i>Dont R22</i>	k€HT	5 002	5 629	6 165
<i>Dont R23</i>	k€HT	1 276	1 495	1 637
<i>Dont R24</i>	k€HT	3 855	4 600	5 038
<i>Dont R25 (subventions)</i>	k€HT	- 310	- 787	- 801
<i>Dont R2q</i>	k€HT	2 384	1 038	1 131
Résultats brut	k€HT	2 997	1 186	939
Résultats net	k€HT	- 432	890	704
TRI après IS		7%		

Figure 63 : CEP recalculé GPSEP trajectoire 1 (avec CSR à 60€/MWh)

Ainsi, la trajectoire 1 induirait une augmentation du coût moyen de la chaleur. Les tarifs seront donc certainement amenés à évoluer à la hausse, ou bien auront l'effet de minorer le résultat net des délégations.

Malgré tout, le coût du réseau de GPSEP restera compétitif par rapport au gaz, à conditions d'obtentions des subventions, selon entre autres les critères de Fonds Chaleur de 2024.

Comparatif coûts de la chaleur réseau GPSEP (€TTC/MWh)

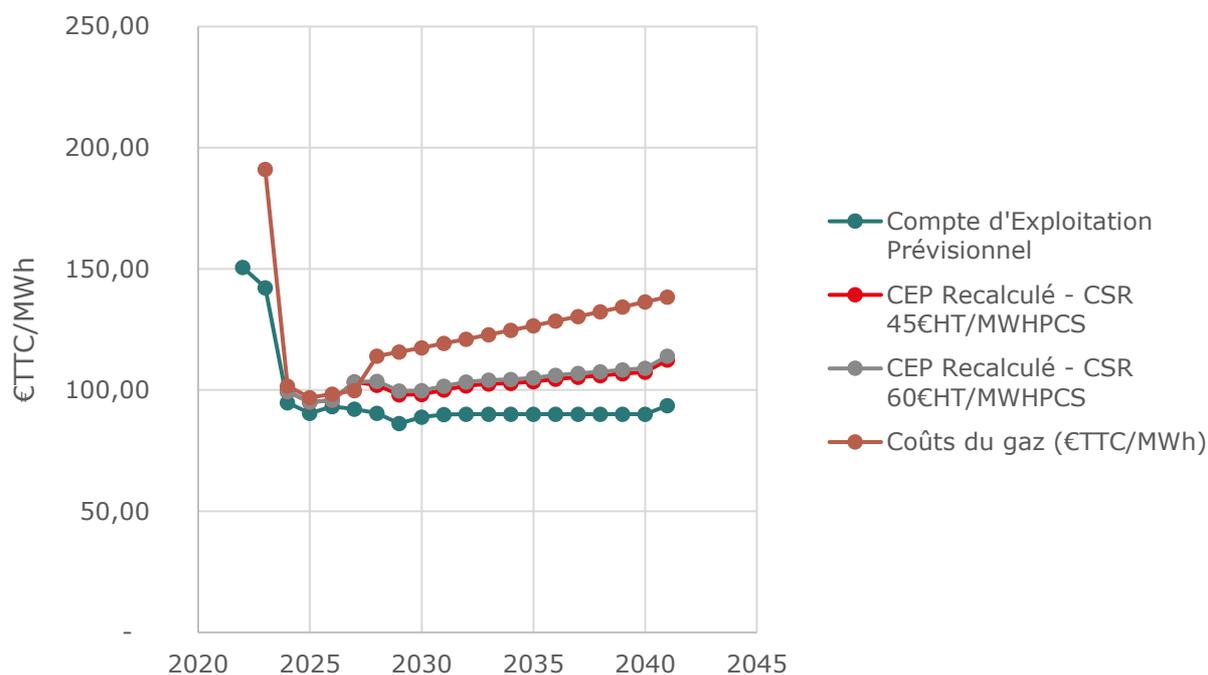


Figure 64 : Comparatif des coûts de la chaleur estimatif trajectoire 1 (€TTC/MWh)

Le recalcul du CEP montre que l'écart final pour l'abonné entre une CSR à 45€HT/MWh et 60€HT/MWh est négligeable, par sa place dans le mix énergétique (~10% à partir de 2028).

De plus, en appliquant nos hypothèses d'augmentation plus réaliste des coûts de combustible (et notamment de la TICGN partir de 2028), le coût de la chaleur final pour l'abonné évolue entre **104 €TTC/MWh** (2027) à **114 €TTC/MWh** (2041), soit environ 17% moins cher que le prix du gaz à horizon 2041.

Réseau du Grand Parc à Bondoufle

/ Trajectoires du réseau

Tableau 14 : synthèse des trajectoires - Bondoufle

Trajectoires	Tendances	Consommation supplémentaire estimée* (GWh/an)	Puissance supplémentaire estimée* (MW/an)
Trajectoire 1 : Extensions suivant les tranches E-F-G	Tendance 1	2030 : +8 GWh	2030 : +5,7 MW
Trajectoire 2 : Extension tranche A	Tendance 2	2035 : +2 GWh	2035 : +1,5 MW

*Par rapport à 2021

Le réseau de chaleur est aujourd'hui lié au développement de l'écoquartier, dont le raccordement des dernières tranches est prévu d'ici 2028. L'enjeu du réseau de Bondoufle est donc le raccordement des dernières tranches, de la tranche A (non raccordé à ce jour) ainsi que le développement de nouveaux moyens de production EnR&R, nécessaire pour le raccordement de la tranche A au taux d'EnR actuel (synthèse de **Diagnostic**).

Deux trajectoires ont été dressées :

- **Trajectoire 1 (tendance 1) :** extensions du réseau de Bondoufle suivant les tranches restantes d'ici 2028, aux conditions de production actuelles.
- **Trajectoire 2 (tendance 2) :** extension du réseau au sud, au niveau de la tranche A, permis par l'intégration d'un nouveau moyen de production : la récupération de chaleur fatale d'un datacenter. Secteur **Bondoufle Tranche A** (voir **Zones de développement**).

La trajectoire 1, de la tendance 1, est le développement prévu du réseau suivant l'écoquartier. Ce développement est compris dans le périmètre juridique actuel.

L'évolution de la chaleur vendue et de la puissance souscrite sont estimées à 9,3 MW de puissance souscrite pour 15 GWh de chaleur vendue en 2035.

La trajectoire 2, de la tendance 2, est le développement de la tranche A, conditionné par l'ajout d'un nouveau moyen de production EnR. La tranche A se situe au sud du réseau actuel, et concerne plus de 230 logements. Les besoins de chaleur ont été estimés à 2GWh supplémentaire, pour 1,5 MW de puissance souscrite. La chaleur vendue totale et la puissance souscrite totale du réseau sont estimées pour la trajectoire 2 à 10,7 MW de puissance souscrite pour 17 GWh de chaleur vendue en 2035.

:

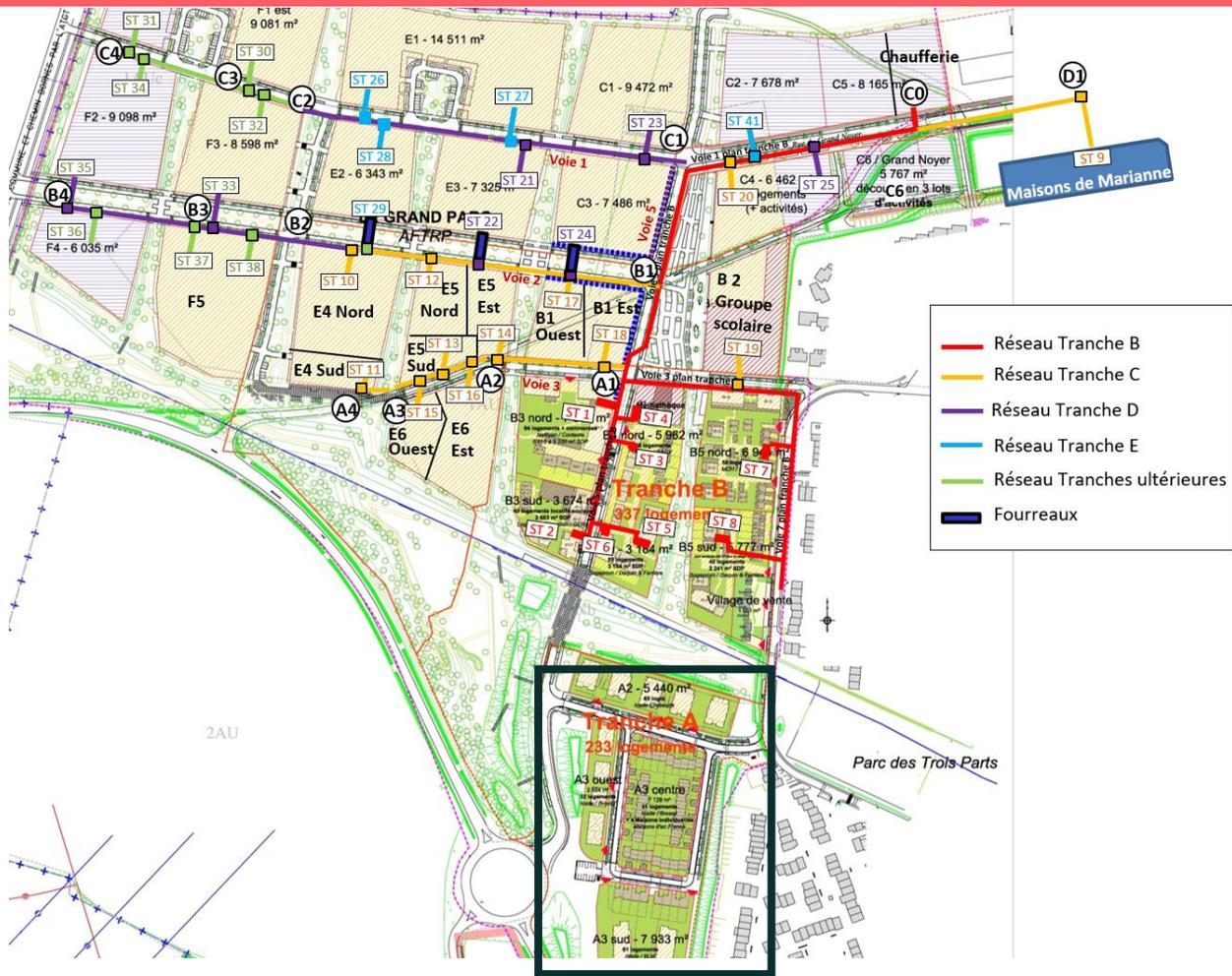


Figure 65 : Localisation de la tranche A de l'écoquartier

Evolution de la chaleur vendue et des puissances souscrites par trajectoire

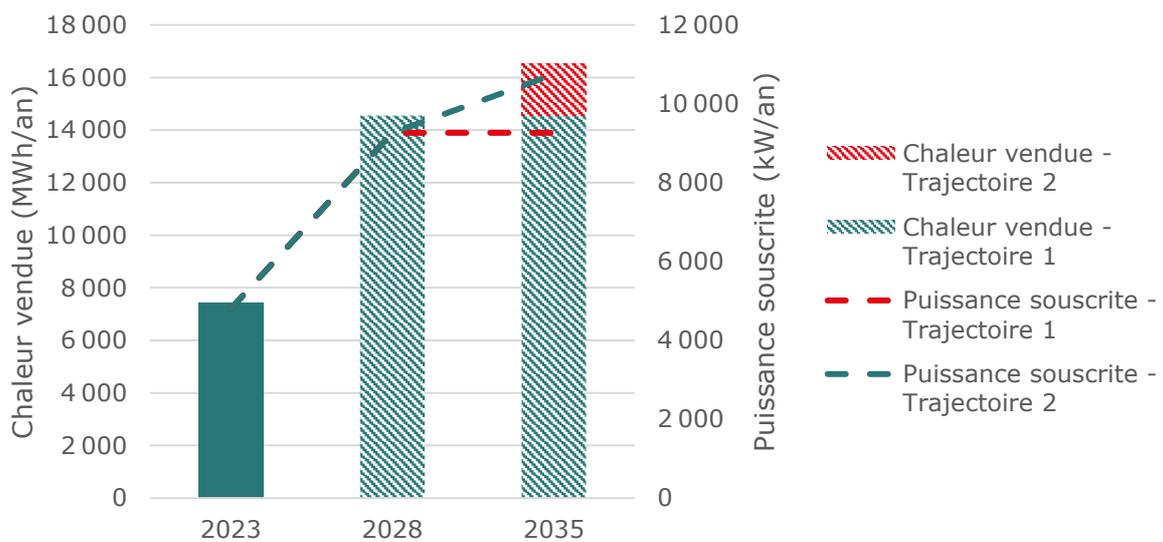


Figure 66 : Evolution de la chaleur vendue et de la puissance souscrite en fonction des trajectoires - Bondoufle

/ Evolutions de la production

Sans moyen de production EnR supplémentaire, il n'est pas possible de raccorder la tranche A (trajectoire 2) sans dégrader le taux d'EnR. De ce fait, il a été ajouté, concernant la trajectoire 2, la valorisation de la chaleur fatale d'un datacenter, pour 10% du mix énergétique finale. L'ensemble des moyens de production EnR peut donc se résumer :

- **Biomasse** : 1,72 MW de puissance disponible déjà en fonctionnement,
- **Datacenter (trajectoire 2)** : estimé entre 500 kW et 1 MW de puissance disponible pour atteindre environ 10% du mix énergétique à 2035.

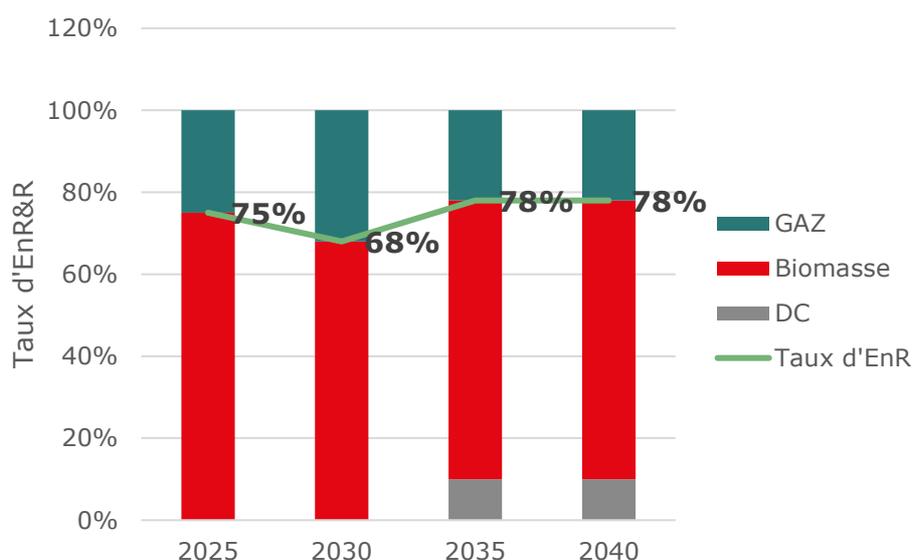


Figure 67 : Evolution du taux d'EnR

/ Analyse économique

Trajectoires	Coût travaux	Subventions	Part subvention
Trajectoire 1	540k€ (2025-2028)	141k€	26%
Trajectoire 2	529k€ (2030-2033)	129k€	24%

Les travaux de la trajectoire 1 (période 2025 – 2028) concernant les réseaux et les sous-stations, sont estimés à 540k€ dont 141k€ de Fonds Chaleur (soit 26%).

Les travaux supplémentaires de **la trajectoire 2** (2030-2033) concernent également seulement les réseaux et les sous-stations à hauteur de 529k€ dont 129k€ de Fonds Chaleur (soit 24%). Les frais supplémentaires afférant à la récupération de chaleur du datacenter ont été considéré, comme porté par l'opérateur du datacenter, en échange d'un achat du coup de la chaleur à hauteur de 15€/MWh.

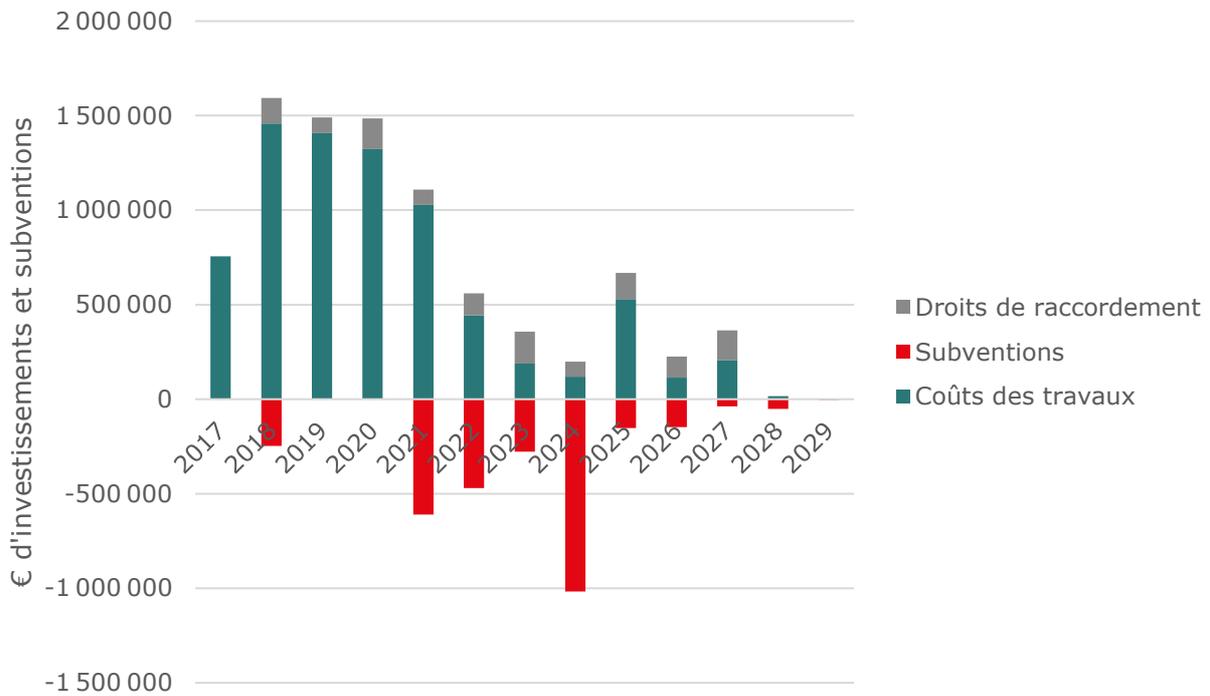


Figure 68 : Investissements et subventions - Trajectoire 1 Bondoufle

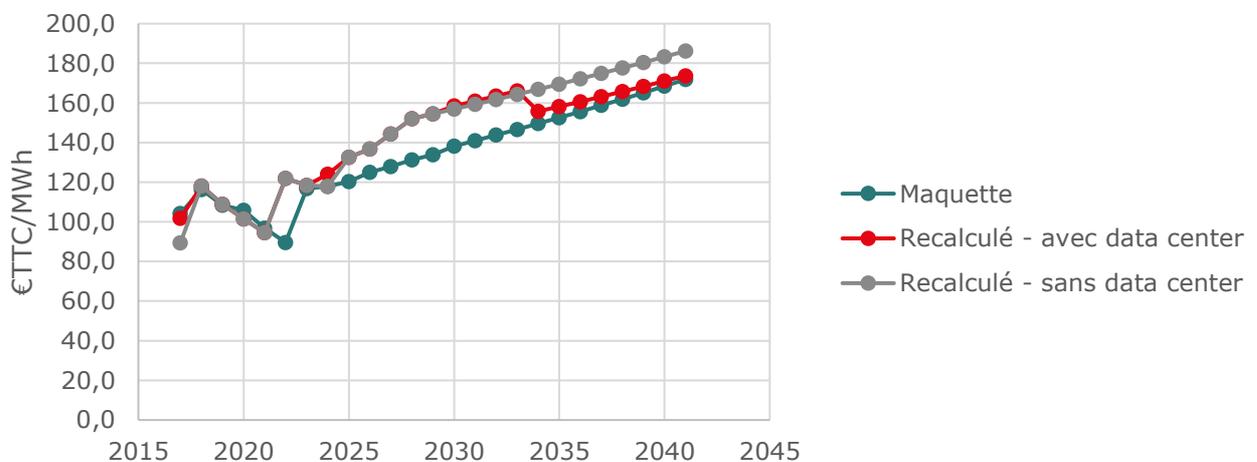
Il est à noter, que pour la totalité du réseau actuel et jusqu'en 2029, le coût des travaux représente 7,6M€, les subventions représentent 3M€ soit environ 40% (réseau, sous-stations et production). Les droits de raccordement sont quant à eux estimés à 1,2M€.

Au regard du contexte économiques en fin 2024, nous anticipons une diminution de la part des subventions dans le modèle économique.

	Unités	Bondoufle - 2023	Bondoufle - 2028 Sans DC	Bondoufle - 2035 Avec DC
RECETTES VENTE D'ENERGIE				
Puissance souscrite	kW	4 799	9 265	10 746
Vente de chaleur	MWh/an	7 439	14 545	16 545
R1 unitaire	€HT/MWh	44,35	69,39	62,63
R2 unitaire	€HT/kW	105,28	116,23	133,52
Autre (droit de raccordement)	k€HT	169	0	0
Prix de la chaleur final	€HT/MWh	110,7	143,4	149,3
Total produits	k€HT	1 004	2 086	2 471
CHARGES D'EXPLOITATION				
Charges totales		614	1 470	1 500
<i>Dont R1</i>	k€HT	333	1 009	1 036
<i>Dont R21</i>	k€HT	20	42	52
<i>Dont R22</i>	k€HT	152	264	283
<i>Dont R23</i>	k€HT	-	53	25
<i>Autres (charges financières, gestion, ...)</i>	k€HT	110	137	104
Investissements				
<i>Dont R24</i>	k€HT	189	16	-
<i>Dont R25 (subventions)</i>	k€HT	-	446	-
Résultats brut	k€HT	390	616	971
Résultats net	k€HT	293	462	728
TRI après IS		7,4%		

Figure 69 : CEP recalculé Bondoufle trajectoire 1 et 2

Comparatif coûts de la chaleur réseau Bondoufle (€TTC/MWh)



Les coûts de la chaleur recalculés à partir des hypothèses économiques des combustibles sont proches de la maquette. En intégrant la trajectoire 2, les coûts des raccordements supplémentaires ont finalement peu d'impact sur la part R2 et donc le prix final de la chaleur pour les abonnés. Cependant, le raccordement au datacenter fait profiter d'un coût diminué grâce à la chaleur fatale, réduisant significativement le coût final pour l'abonné, pour un taux EnR&R proche de 80%.

Les conditions de récupération de chaleur du datacenter impactent l'économie du projet. Suivant le guide ADEME « Valoriser sur le territoire la chaleur fatale des datacenters »⁴², plusieurs conditions jouent en faveur de l'économie du réseau :

- Mettre à disposition gratuite de la chaleur (sous conditions),
- Profiter du tarif d'électricité avantageux du datacenter pour le réseau,
- Obtenir une participation (enveloppe) financière pour la « vie du réseau » sous conditions et bénéfiques mutuelles (notamment le cas pour la création du réseau de Corbeil-Essonnes).

Pour mener à bien un tel projet, il est également rappelé les étapes à suivre :

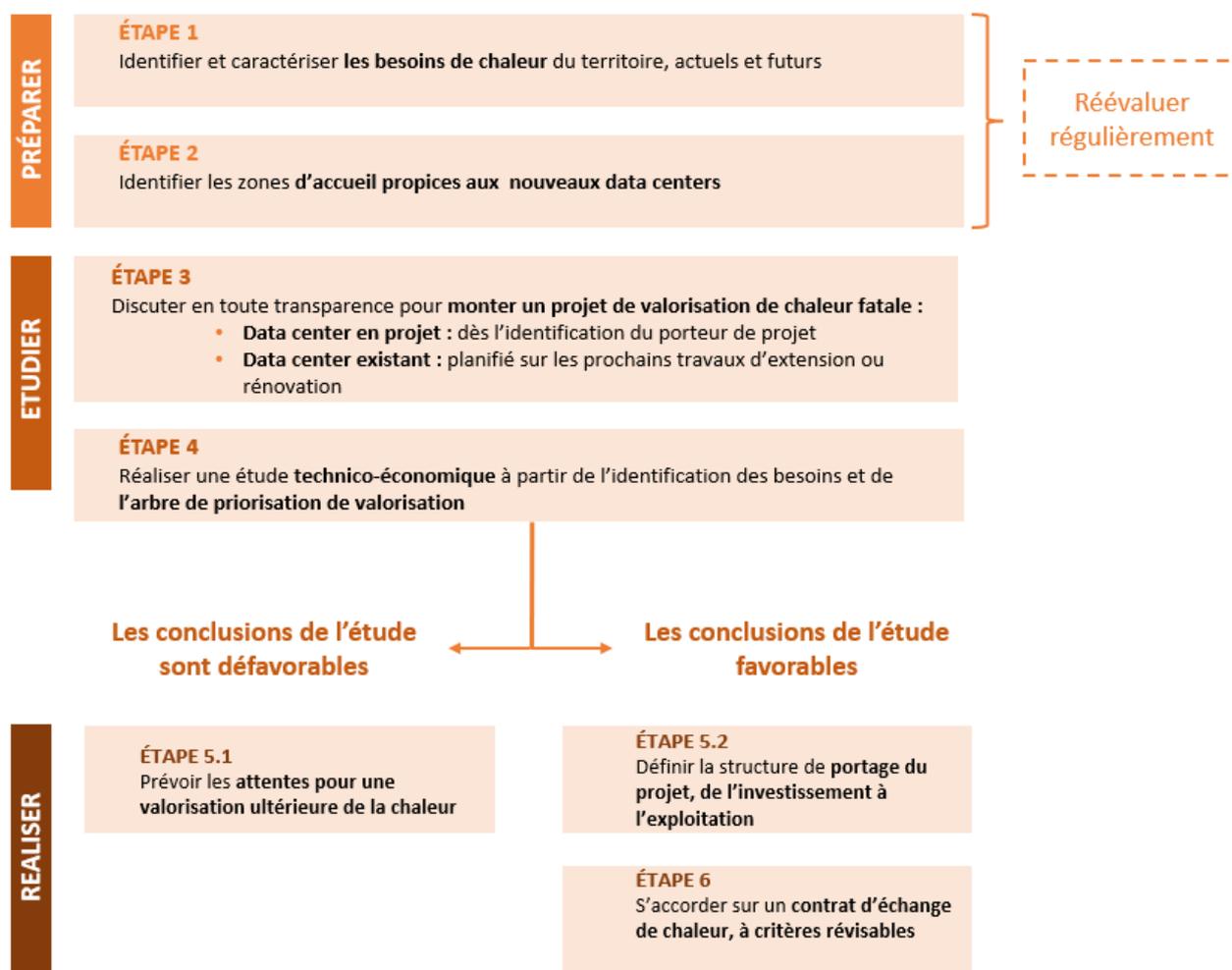


Figure 70 : Mener un projet de valorisation de chaleur fatale (ADEME 2022)

⁴² <https://librairie.ademe.fr/ged/8461/Cahiers-Techniques-Collectivites-datacenters.pdf>

/ Trajectoires du réseau

Tableau 15 : synthèse des trajectoires - Corbeil-Essonnes

Trajectoires	Tendances	Consommation estimée (GWh/an)	Puissance estimée (MW/an)
Trajectoire 1 : Création du réseau, partie Nord	Tendance 1	55 GWh	28 MW
Trajectoire 2 : Extension du réseau, partie Sud	Tendance 2	65 GWh	31 MW

La création du réseau Corbeil-Essonnes est prévue en commençant par un développement au Nord de la commune, avant de s'étendre dans un second temps au Sud et sur Le-Coudray-Montceaux.

D'un point de vu contractuel il est prévu par

Deux trajectoires ont été dressées :

- **Trajectoire 1 (Tendance 1) :** création du réseau de Corbeil-Essonnes avec une livraison des premiers GWh estimés pour la saison de chauffe 2026-2027, à partir du datacenter Cloud HQ (convention signée) ainsi que de la futur usine de CSR à Vert le Grand. **Secteur Corbeil Nord**
- **Trajectoire 2 (Tendance 2) :** extension du réseau au sud, conditionné entre autres par la récupération de chaleur fatale du datacenter LCP. **Secteur Corbeil Sud.**

La trajectoire 1, de la tendance 1 concerne le développement Nord, à partir des installations de production à Vert le Grand (CSR) et à Lisses (datacenter). La traversé de Lisses est prévue à partir d'une interconnexion de type « livraison » de chaleur et non « transport ». Cela facilite le raccordement à d'éventuels abonnés sur le passage. Cependant, les pertes de charges et les coûts seront augmentés.

La trajectoire 1 contient également 13 franchissements et passages difficiles, qui entraîneront un surcoût.

Numéro	Localisation	Type de difficulté
1	Rue de Corbeil	Franchissement autoroute A6 + réseaux à proximité
2	Rue de la planchette	Réseaux à proximité
3	Boulevard Jules Vallès	Passage voies ferrées
4	Rue de Paris (RN7)	Franchissement rivière
5	Rue Feray	Franchissement rivière
6	Boulevard Jean Jaurès	Passage voies ferrées
7	Route Nationale 7	Acceptabilité – Fréquentation - Altimétrie
8	Rue Louis Joyeux	Passage voies ferrées + topographie
9	Rue de la nacelle	Franchissement rivière
10	Rue Jean Bouvet	Franchissement rivière
11	Rue Jean Piestre	Franchissement rivière
12	Quai de l'Essonne	Franchissement rivière
13	Boulevard Henri Dunant	Altimétrie

Figure 71 : liste des passages difficiles du réseau de Corbeil-Essonnes (trajectoire 1)

La trajectoire 2, de la tendance 2 concerne l'extension au Sud et est conditionné au datacenter LCP à Le-Coudray-Montceaux.

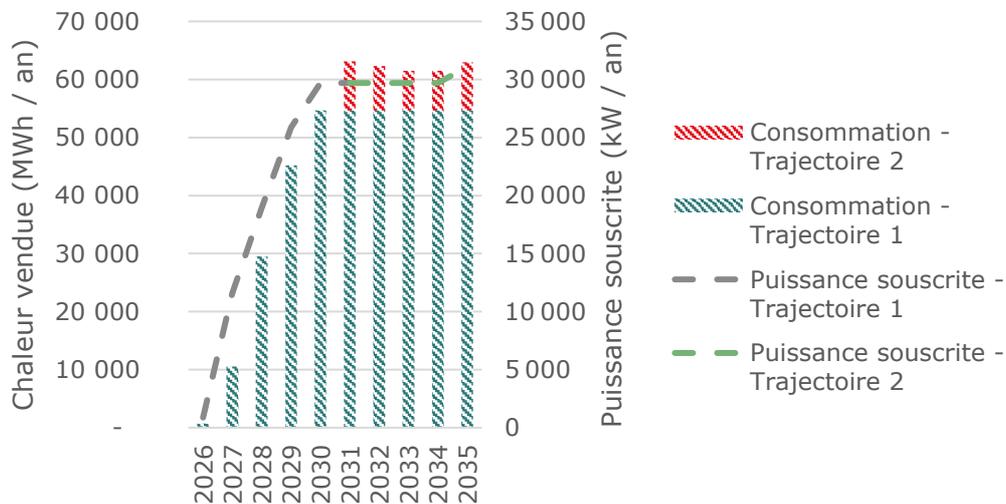


Figure 72 : Evolution de la consommation et de la puissance - Trajectoires 1 et 2

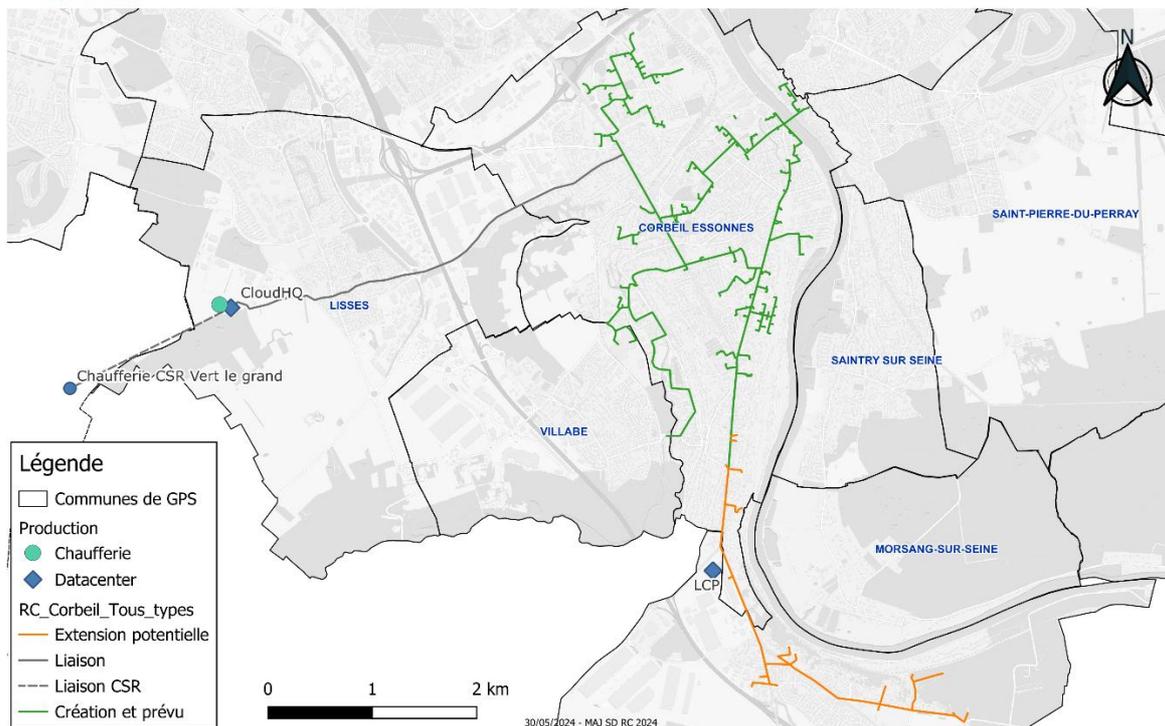


Figure 73 : Plan prévisionnel de création du réseau de Corbeil-Essonnes

/ **Evolutions de la production**

Pour l'ensemble des trajectoires, il est envisagé le gaz comme production de secours. La production de secours pourra prendre la forme soit d'une chaufferie centrale Gaz, soit de récupération des chaudières gaz existantes, de manière ilotie, afin de limiter l'investissement, les pertes réseaux et les procédures ICPE. Ce deuxième choix impose cependant un pilotage plus fin du réseau et des appels de puissance.

Les moyens de productions EnR prévus pour le réseau sont donc :

- **Datacenter (CloudHQ) (trajectoire 1)** : 12,2 MW disponible minimale, pour un taux d'occupation en dessous de 20%, à 20 MW disponible, pour un taux d'occupation au-dessus de 30%, pour une température de 30°C à l'entrée de l'échangeur. La mise en place de PAC est donc obligatoire. La convention expire si le projet de réseau de chaleur est abandonné ou si le datacenter n'est plus exploité.
- **Chaufferie CSR (trajectoire 1)** : 11,3 MW disponible,
- **Datacenter (LCP) (trajectoire 2)** : 4,2 MW à 10 MW disponible.

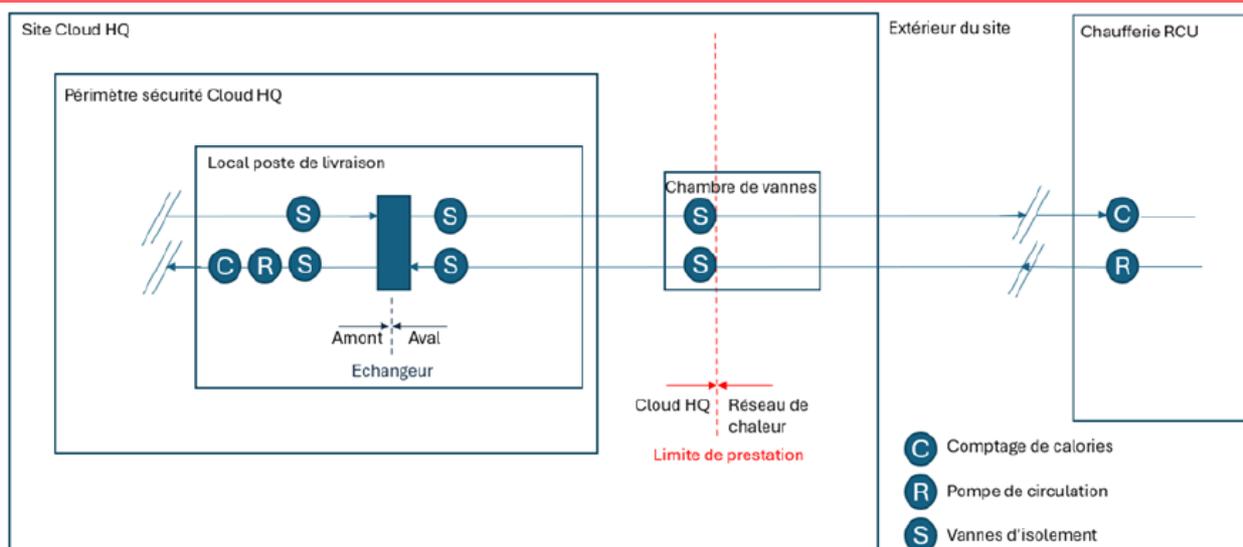


Figure 74 : Limites de prestation, récupération de chaleur fatale Cloud HQ

Plusieurs scénarios ont été envisagés. A date et compte tenu des conditions économiques proposées, le scénario de production gardé considère la chaleur fatale du data center comme production principale (estimée à 93% du mix énergétique), complétée du CSR (estimée à 7%) et secouru par du gaz. Bien que la production de chaleur par du gaz n'est pas estimée dans le mix énergétique du scénario choisi, nous évaluons, dans le cadre de ce schéma directeur, entre 1% et 5%, dépendant des périodes de grand froid, des arrêts non programmés et des pannes.

Source combustible	Taux d'EnR&R
CSR	66,7%
Gaz	0%
Datacenter*	75%*

* Suivant la directive UE 2018/2001, le taux d'EnR&R de la chaleur issue d'une PAC donne, pour un COP de 4, 75% de chaleur renouvelable (et 43% suivant la méthodologie proposée par l'ADEME).⁴³

⁴³ AMORCE – ENT47 - Collectivités : l'essentiel sur les pompes à chaleur

Taux EnR cible Corbeil-Essonnes

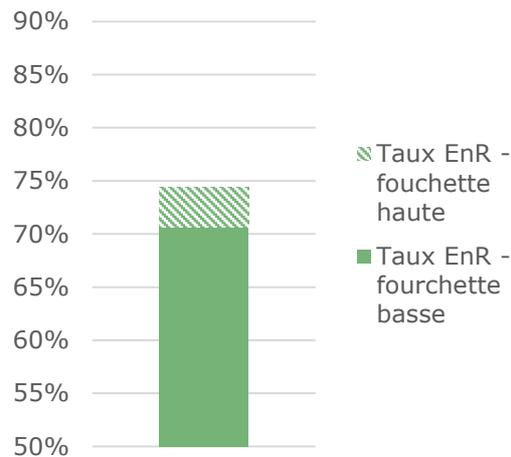


Figure 75 : Taux d'EnR&R cible pour le réseau de Corbeil-Essonnes (trajectoires 1 et 2)

/ **Analyse économique**

L'analyse économique du réseau de Corbeil-Essonnes provient entièrement de l'étude actuelle dédiée. Nous n'avons pas révisé les coûts. Seule la trajectoire 1 a donc été analysée.

Il est à noter :

- Un surcoût de 6M€ (initialement 2M€) pour réaliser l'ensemble des 13 passages difficiles,
- Une cession de la chaleur gratuite de la part de Cloud HQ et de LCP,
- Une soulte de 10,5 M€ versé par Cloud HQ :
 - 50% à la notification du marché d'interconnexion (au plus tôt début 2027),
 - 50% à la mise en service du RCU (au plus tard fin 2028).
- L'optimisation des coûts d'électricité des PAC, en bénéficiant du tarif préférentiel du datacenter. Ce point n'est pas acté.

	Unités	Corbeil-Essonnes	Corbeil-Essonnes - tarif préférentiel élec
RECETTES VENTE D'ENERGIE			
Puissance souscrite	kW	21 000	21 000
Vente de chaleur	MWh/an	54 668	54 668
Prix de la chaleur final	€HT/MWh	118,0	104,5
Total produits	k€HT	6 377	5 122
CHARGES D'EXPLOITATION			
Charges totales		3 075	3 919
Dont R1	k€HT	2 166	1 248
Dont R22	k€HT	702	623
Dont R23	k€HT	207	207
Investissements			
Dont R24	k€HT	2 264	2 264
Dont R25 (subventions)	k€HT	- 424	- 424
Résultats brut	k€HT	3 302	1 204
Résultats net	k€HT	2 477	903
TRI après IS		6,0%	

Figure 76 : Comparaison prix de la chaleur réseau de Corbeil-Essonnes (trajectoire 1)

Les investissements totaux pour la création du réseau de chaleur sont estimés à 56,6M€, dont 10,6M€ de subventions (soit 18,7% du montant total des investissements).

En fonction du tarif de l'électricité, le prix de la chaleur finale varierait entre **110,25€TTC/MWh à 124,5€TTC/MWh**. Soit un tarif compétitif face aux prévisions des prix du gaz.

Réseaux de Val de Ris à Ris-Orangis

/ Trajectoires du réseau

Tableau 16 : synthèse des trajectoires – Val de Ris

Trajectoires	Tendances	Consommation supplémentaire estimée* (GWh/an)	Puissance supplémentaire estimée* (MW/an)
Trajectoire 1 : interconnexion avec le réseau de la SEER. Densification autour de l'interconnexion	Tendance 1	2030 : +12 GWh	2030 : +4,2 MW

*avec l'interconnexion au réseau de la SEER et au développement le long de la liaison.

Le diagnostic des réseaux de Val de Ris a montré un coût de la chaleur très élevé, dû notamment à la part R2 très élevé causé par la production. La priorité pour les réseaux est donc la diminution des coûts de la chaleur pour les abonnés, puis d'étendre les réseaux.

Afin d'atteindre cet objectif, une trajectoire a été dressée :

- **Trajectoire 1 (Tendance 1)** : interconnexion avec le réseau de la SEER en 2029-2030 à la suite de son développement. Densification autour de la liaison sur Ris-Orangis. Abandon et démantèlement de la géothermie.

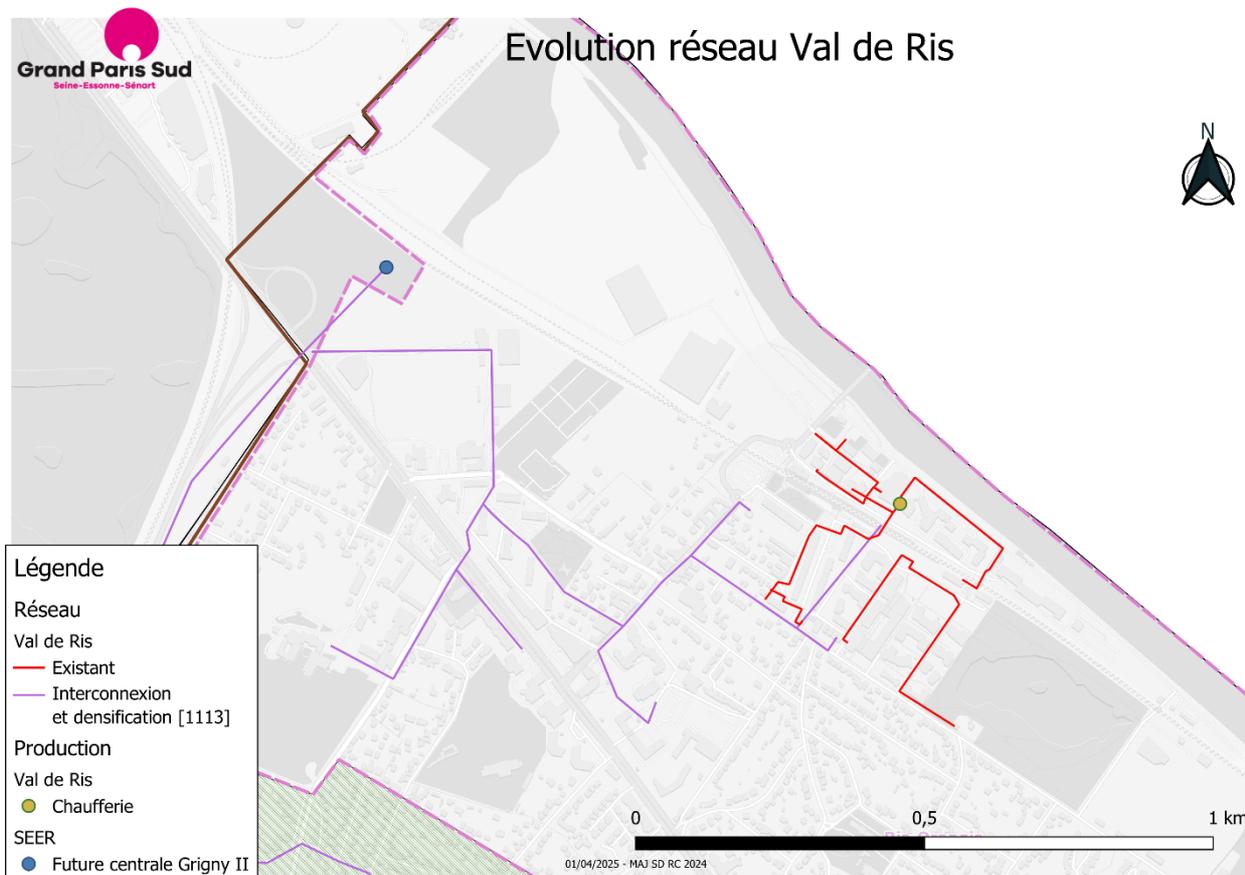


Figure 77 : Evolution réseau Val de Ris

Selon le Schéma Directeur du réseau de chaleur de la SEER, l'évolution de la chaleur vendue au niveau de la liaison et des réseaux de Val de Ris, évolueraient de 12 GWh à 24 GWh et la puissance souscrite de 4,3 MW à 8,5 MW, à partir de 2029-2030.

/ **Evolutions de la production**

La trajectoire 1 vise l'arrêt de la géothermie actuelle permis par l'interconnexion avec le réseau de la SEER en 2029-2030 par suite de son développement et la construction de la future centrale de production Grigny II.

En gardant la chaufferie gaz actuelle comme moyen de production de secours, il est prévu l'arrêt de la géothermie actuel. En remplacement, ce serait la future centrale qui prendrait le relai. Les moyens de production des réseaux de Val de Ris seraient donc les mêmes que le réseau de la SEER, à savoir pour les productions EnR&R :

- **Géothermie actuelle** : 14 MW disponible,
- **Géothermie actuelle Enris** : 3,8 MW disponible au niveau de l'échangeur du réseau privé d'Enris,
- **Nouvelle géothermie** : doublet au DOGGER (GGR6 et 7), puissance thermique non partagée

A terme, le taux d'EnR&R visé est de 69% avec un minimum de 65%, à partir des 3 centrales de production.



Figure 78 : Production et taux d'EnR&R visée

Il n'y a pas d'apport EnR&R de type chaleur fatale ou solaire complémentaire identifié à court terme compatible avec le réseau de la SEER.

/ **Analyse économique**

L'analyse économique des réseaux provient entièrement de l'étude du schéma directeur de la SEER. Nous n'avons pas révisé les coûts. En l'absence du CEP de la SEER, nous ne pouvons conclure sur l'évolution du coût de la chaleur.

Du point de vu contractuel, il est à prévoir une DSP distincte pour le réseau de Val De Ris, avec une convention d'import de chaleur du réseau de la SEER.

Selon le schéma directeur de la SEER, les investissements nécessaires pour réaliser l'interconnexion et les raccordements (canalisation et sous-stations) aux réseaux de Val-de-Ris sont estimés à 2,7M€, avec taux d'aide (CEE + Fonds Chaleur) estimé à 35%, soit 945 k€.

L'hypothèse actuelle est le maintien du prix de vente de de la SEER, à savoir pour 2023, **101 €TTC / MWh**.

De manière réaliste, une augmentation du coût de la chaleur est à prévoir. La prévision de 31% à 35% de gaz dans le mix énergétique (part R1 restant donc sensible au marché gaz ou au marché de l'électricité pour les PAC de relevage de température de la géothermie) ou pour financer les travaux d'interconnexions et d'extensions (part R2).

Réseau d'Enris à Ris-Orangis

/ **Trajectoires du réseau**

S'agissant d'un réseau privé, aucun développement n'est prévu dans le cadre de ce schéma directeur.

Le développement du secteur Ris-Orangis est considéré portée par le développement du réseau de la SEER.

/ Evolutions de la production

Aucun développement n'est prévu dans le cadre de ce schéma directeur. La station d'échange de chaleur vers le réseau de la SEER est gardée.

/ Analyse économique

Aucune information économique n'a été communiquée pour ce réseau.

Réseau de la SEER à Grigny et Viry-Châtillon

L'analyse des trajectoires du réseau provient entièrement de l'étude du schéma directeur de la SEER. Nous n'avons pas révisé les hypothèses. Le développement prévisionnel de la SEER concerne également le réseau de Val-de-Ris, décrit plus haut.

/ Trajectoires du réseau

Tableau 17 : synthèse des trajectoires - GPSEP

Trajectoires	Tendances	Consommation supplémentaire estimée* (GWh/an)	Puissance supplémentaire estimée* (MW/an)
Trajectoire 1 : extension suivant Schéma Directeur.	Tendance 1	2027 : +187 GWh 2030 : +254 GWh	2030 : +37 MW 2035 : +47 MW

*Par rapport à 2023

Comme présenté dans la partie diagnostic, le réseau de la SEER s'est développé principalement via l'interconnexion de réseaux. La trajectoire dessinée pour le réseau présente également des interconnexions avec d'autres réseaux, comme celui de Val-de-Ris. Une trajectoire ambitieuse est présentée :

- **Trajectoire 1 (Tendance 1) :** extension à l'ouest du réseau (hors périmètre GPS). Extension partie est du réseau (périmètre GPS) avec une nouvelle centrale de production sur Grigny, l'interconnexion et le développement de Val-de-Ris ainsi qu'une extension à Ris-Orangis et une densification au centre de Grigny centre. Une livraison des premiers GWh estimés supplémentaires pour la saison de chauffe 2025-2026 et une fin de plan de développement pour 2030. **Secteur Ris centre, Ris interconnexion et Grigny densification.**

Réseau existant et projeté S.E.E.R

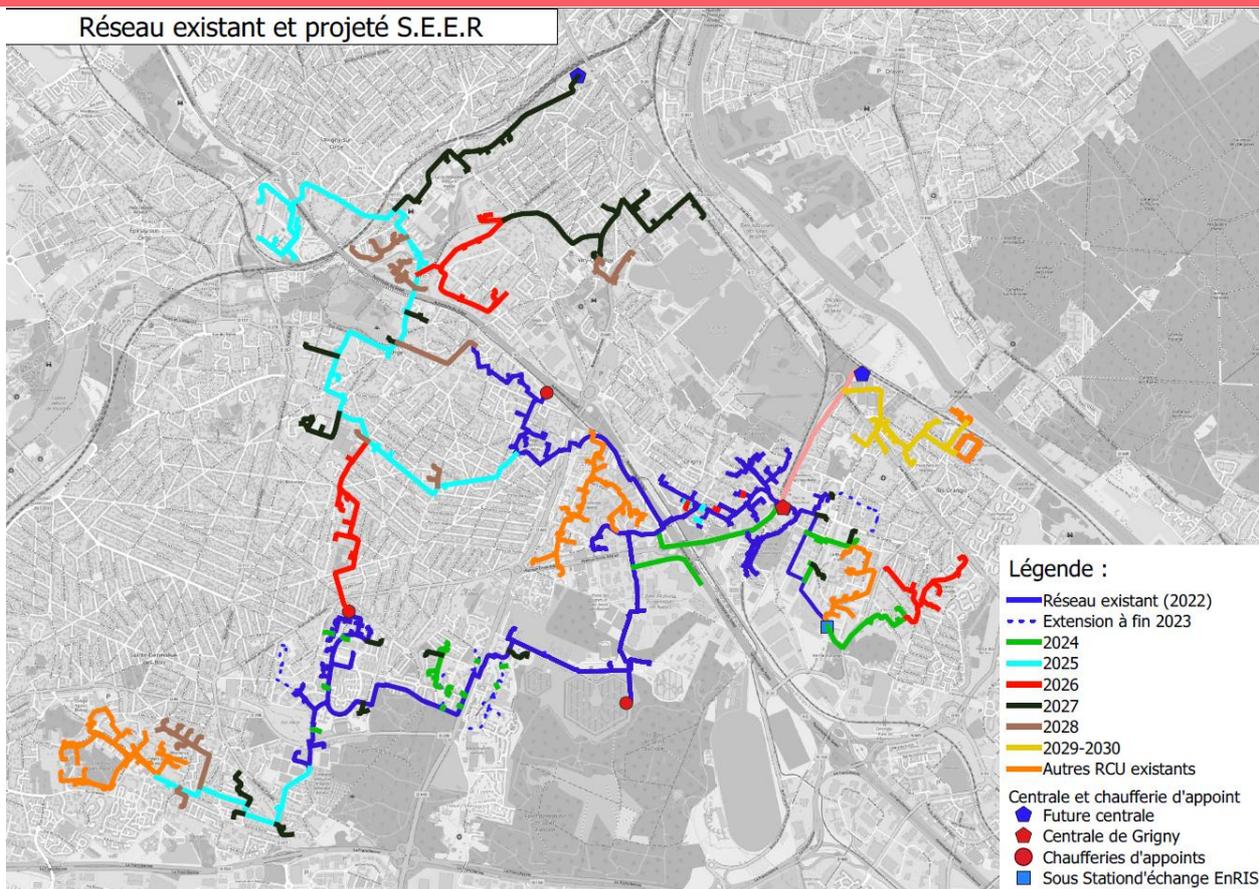


Figure 79 : Développement du réseau de la SEER 2025-2030 (SD RCU SEER)

L'évolution de la consommation de chaleur est estimée à 376 GWh à horizon 2030, avec une baisse de 15% de la consommation, soit une augmentation de plus de 200% par rapport à 2023 pour 37 km de réseau supplémentaire (65km de réseau au total). La puissance souscrite est quant à elle estimée à 177,5 MW, soit +182% par rapport à 2023.

Ce plan de développement nous paraît ambitieux dans des délais courts, notamment face à l'ampleur des travaux dans des milieux urbains denses. Des engagements sont déjà pris de la part de la SEER auprès d'abonnés stratégiques (Coca-Cola, Saint-Michel-sur-Orge et Grand Vaux).

/ **Evolutions de la production**

Les moyens de production du réseau de la SEER ont été présentés pour Val de Ris à savoir pour les productions EnR&R :

- **Géothermie actuelle** : 14 MW disponible,
- **Géothermie actuelle Enris** : 3,8 MW disponible au niveau de l'échangeur du réseau privé d'Enris,
- **Nouvelle géothermie 2028** : doublet au DOGGER (GGR 6 et 7), puissance thermique non partagée

La mise en service de la nouvelle production EnR est prévue pour 2028 et se situerait au Nord de Grigny.



Figure 80 : Production et taux d'EnR&R visée pour le Réseau de la SEER

Il n'y a pas d'apport EnR&R de type chaleur fatale ou solaire complémentaire identifié à court terme compatible avec le réseau de la SEER.

En considérant les modes de productions actuelles ainsi que l'ajout de la nouvelle géothermie le taux d'EnR&R du réseau sera compris entre **65% et 69%** à partir de 2028, respectant le taux réglementaire (voir **Diagnostic**).

Analyse économique

L'analyse économique du réseau SEER provient entièrement de l'étude du schéma directeur de la SEER. Nous n'avons pas révisé les coûts. En l'absence du CEP de la SEER, nous ne pouvons conclure sur l'évolution du coût de la chaleur.

Le plan d'investissement est le suivant :

Investissements développement SEER (k€HT)

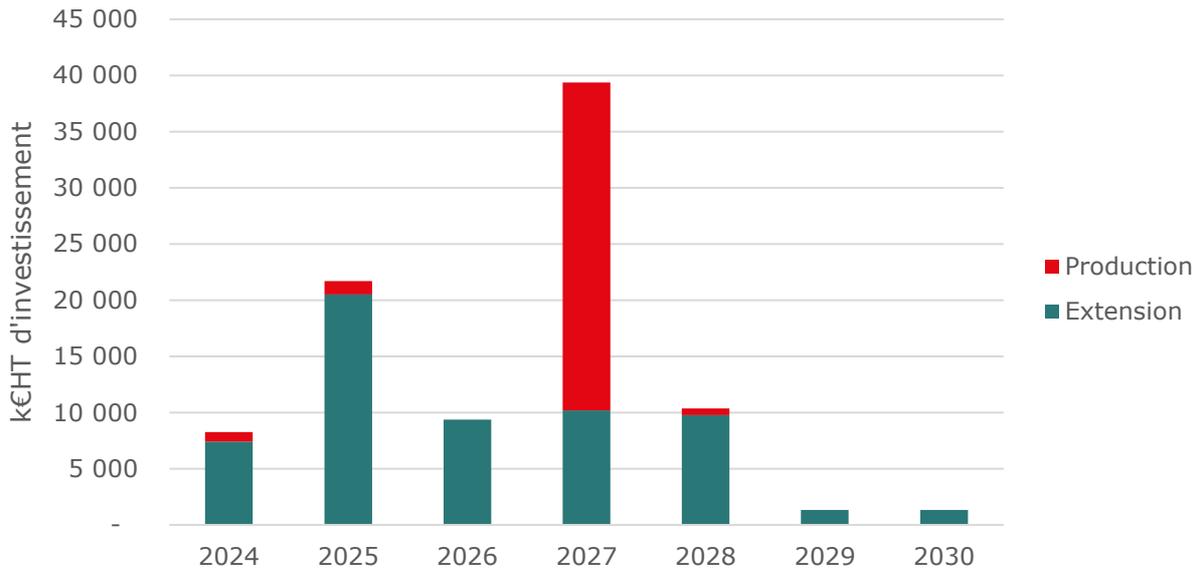
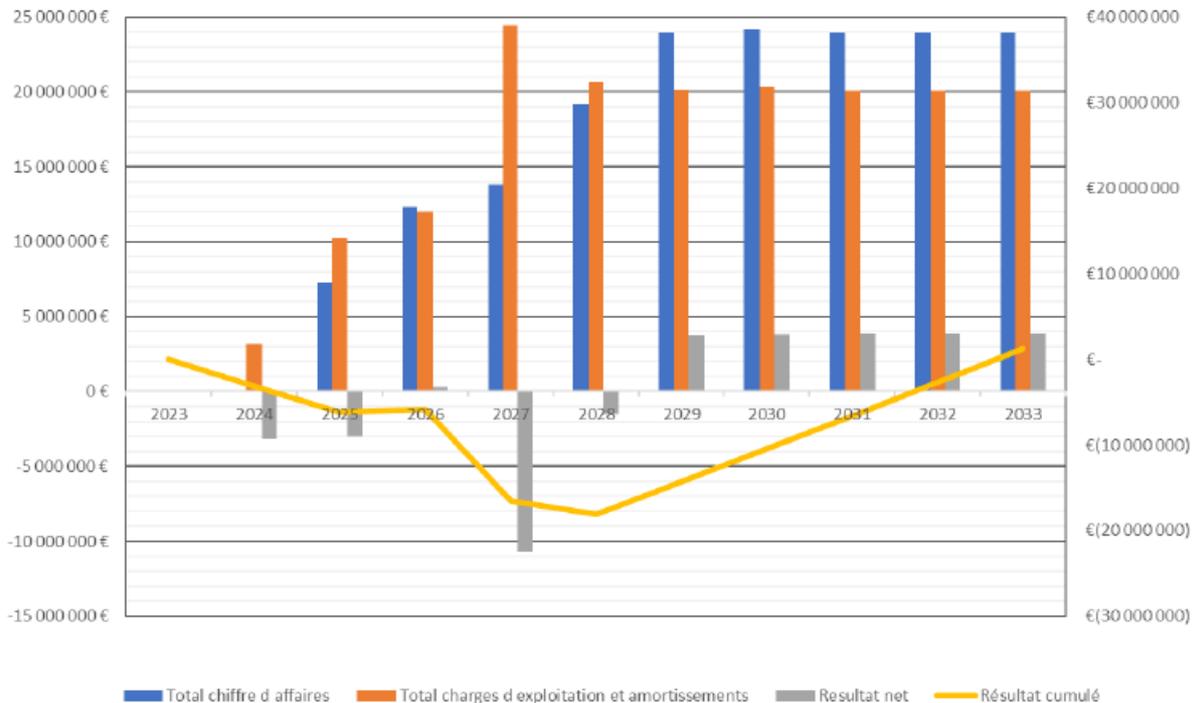


Figure 81 : Plan d'investissement du réseau de la SEER jusqu'à 2030

L'investissement total, hors MOE et missions annexes est porté à 92,2 M€HT, dont 31,8 M€ pour la production supplémentaire géothermique. Sur ce montant, il est attendu un taux d'aides de 35% (CEE et Fonds Chaleur), soit 32,27 M€.

En appliquant le taux de vente actuel de la SEER, en actualisant à un taux de 3%/an et en considérant une baisse de 15% des besoins de chauffage à terme (2030), nous pouvons représenter le bilan total du compte d'exploitation prévisionnel :

Bilan Compte d'Exploitation lié aux ventes supplémentaires



Ainsi, le TRI est de 6,4% après impôts et considérant un taux d'aide de 35%.

L'hypothèse actuelle est donc le maintien du prix de vente de de la SEER, à savoir, **101 €TTC / MWh**.

Réseaux sur la Rive droite – Réseaux mutualisés

/ Scénarios de tracés et de production de la Rive droite

Tableau 18 : synthèse des trajectoires – Rive droite

Trajectoires	Tendances	Consommation estimée* par scénario (GWh/an)	Puissance estimée* (MW/an)
Trajectoire 1 : Création d'un réseau mutualisé	Tendance 3	Central : 60 GWh Centre-Sud : 70 GWh Intégral-optimisé : 70 GWh Intégral : 120 GWh	Central : 40 MW Centre-Sud : 45 MW Intégral-optimisé : 70 MW Intégral : 75 MW

La création d'un ou plusieurs réseaux de chaleur sur la Rive droite est toujours à l'étude. **Etant toujours à l'étude, la création d'un ou plusieurs réseaux dans le cadre de ce présent Schéma Directeur n'est pas retenu.**

Les différentes études menées sur ce périmètre élargi ont abouti à une difficulté économique, notamment dû à l'investissement sur la géothermie, par rapport au taux d'EnR&R. **Un réseau mutualisé dans le cadre de ce présent Schéma Directeur n'est pas retenu.**

Suite à l'ancien Schéma Directeur de Réseaux de chaleur, il a d'abord été étudié la possibilité d'un réseau de chaleur mutualisé, sur les communes de Combs-la-Ville, Lieusaint, Moissy Cramayel et Savigny-le-Temple, afin de profiter d'une production centralisée géothermique.

**Schéma directeur des réseaux de chaud et de froid - Grand Paris Sud - Seine Essonne Sénart
- Détails des opérations du scénario 3**

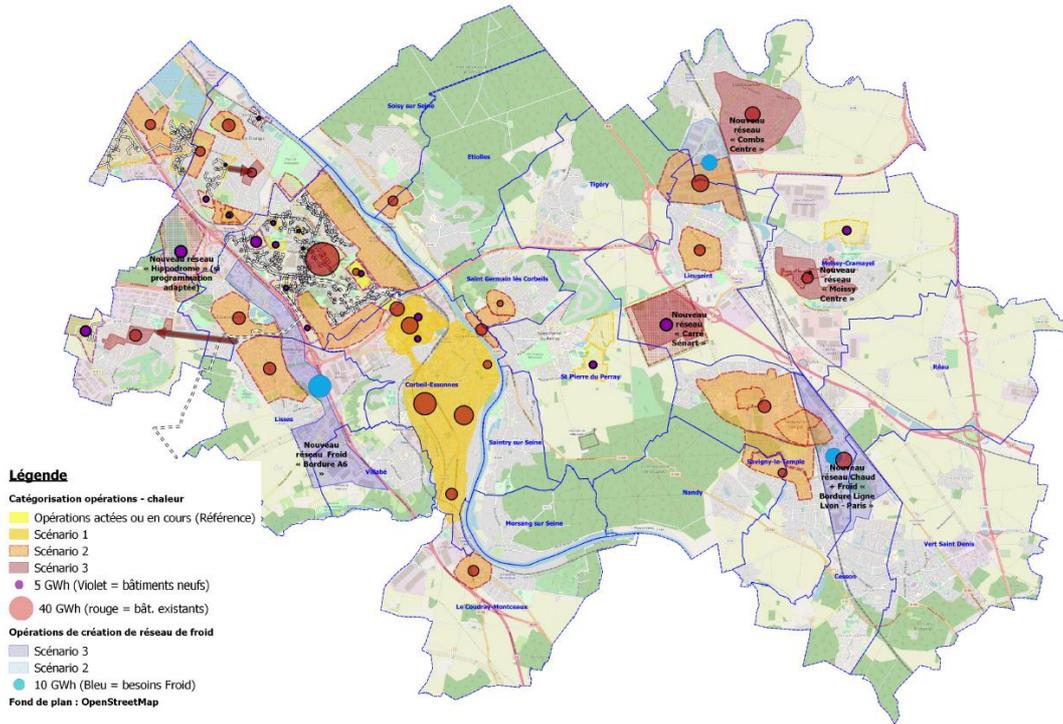
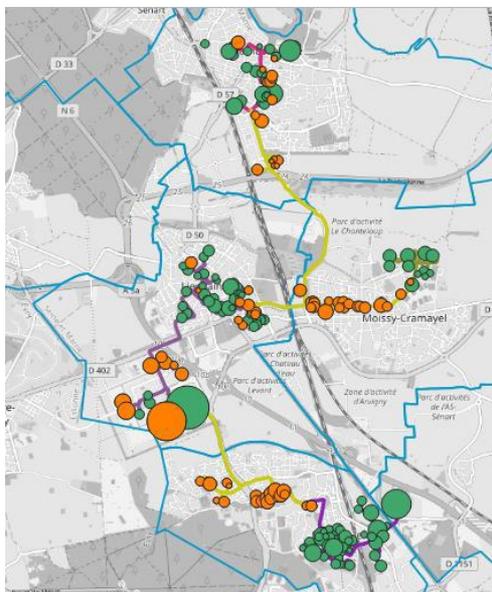


Figure 83 : Zones de développements identifiées dans l'ancien Schéma directeur

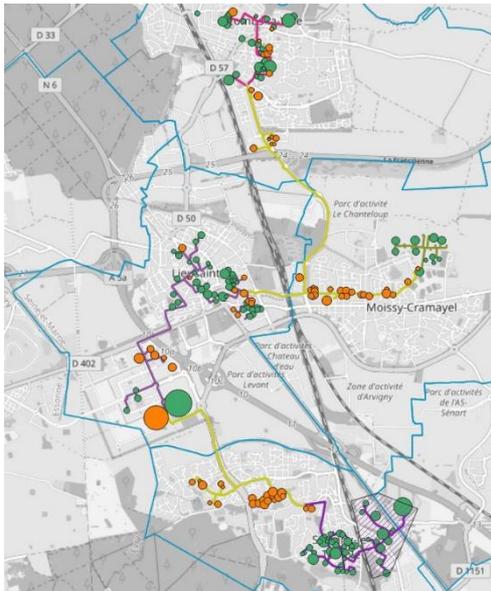
Pour synthèse des éléments étudiés :



-  Combs-la-Ville, Lieusaint, Moissy-Cramayel, Savigny-le-Temple
214 bâtiments
-  36,5 km / 3,5 MWh/ ml
-  120 GWh
-  75 MW
-  61% - Géothermie sur Dogger
26% - Géothermie sur Lusitanien
-  Principales contraintes techniques :
passage SCNF*2, passage de la Francilienne, une départementale et TZEN

Figure 84 : Synthèse scénario intégral

-  Combs-la-Ville, Lieusaint, Moissy-Cramayel, Savigny-le-Temple
201 bâtiments



-  34 km / 3,5 MWh/ ml
-  110 GWh
-  70 MW
-  64% - Géothermie sur Dogger
27% - Géothermie sur Lusitanien
-  Principales contraintes techniques :
passage SCNF*1, passage de la Francilienne, une départementale et TZEN

Figure 85 : Synthèse scénario intégral optimisé



-  Lieusaint, Savigny-le-Temple
121 bâtiments
-  19,5 km / 4,6 MWh/ ml
-  70 GWh
-  45 MW
-  80% - Géothermie sur Dogger
38% - Géothermie sur Lusitanien
-  Principales contraintes techniques :
passage d'une départementale et TZEN

Figure 86 : Synthèse scénario centre-sud



-  Lieusaint, Moissy-Cramayel
101 bâtiments
-  15 km / 4,4 MWh/ ml
-  60 GWh
-  40 MW



84% - Géothermie sur Dogger

43% - Géothermie sur Lusitanien



Principales contraintes techniques :
passage d'une voie SNCF

Figure 87 : Synthèse scénario central

En ce qui concerne le scénario de production à partir du Dogger, il est intégré les équipements suivants :

- Puits de pompage et de réinjection sur le Dogger
- Pompes de géothermie profonde et tête de puits
- Echangeurs en titane
- Chaudière gaz à condensation (appoint)
- Réseau eau chaude (90°C)
- Echangeurs dans les sous-stations

Le chiffrage du Lusitanien a été évalué de la même façon que pour le Dogger.

Les impacts diffèrent sur :

- Une moins-value sur le forage de reconnaissance (moindre profondeur)
- Une moins-value sur le coût du forage
- Un taux d'EnR&R trop faible, même avec un scénario restreint, pour demander des subventions (inférieur à 65 %)

/ Analyse comparative économique

L'analyse comparative économique reste au niveau d'une étude de faisabilité. Les résultats et méthodes présentés ci-après proviennent, sans révision, de la restitution de l'étude – AMO POUR LA CREATION D'UN RESEAU DE CHALEUR URBAIN, rive droite, fin 2024, réalisé par EGIS.

Pour chaque scénario, un compte d'exploitation prévisionnel a été réalisé avec des hypothèses de financement génériques.

Ces modèles prennent en compte l'ensemble des dépenses liées au réseau primaire du réseau de chaleur : cout de l'énergie, dépenses exploitation-maintenance, amortissement des investissements, subventions...

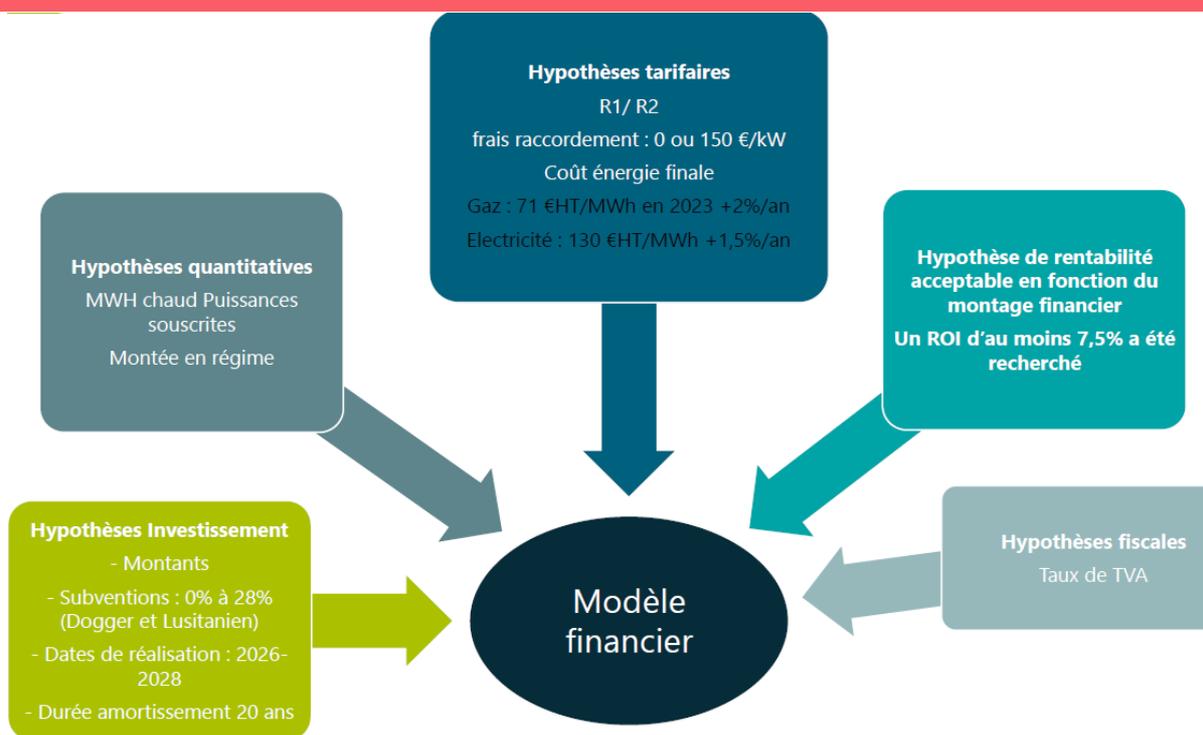


Figure 88 : Méthode de modélisation financière

La sensibilité des scénarios dogger a été étudiée en fonction de l'application de frais de raccordement (150€ HT/kW vs 0 € HT/kW).

Les frais de raccordement (souvent compensés par les CEE coup de pouce pour l'existant) ont un impact important sur le prix de l'énergie (-3 à -7€/MWh).

		Scenario Dogger				Sensibilité				
		Sc Int Dog 150I	Sc Int optim Dog 150I	Sc Centre-sud optim Dog 150I	Sc Central Dog 150I	Sc Int Dog 0I	Sc Int optim Dog 0I	Sc Centre-sud optim 0I	Sc Central Dog 0I	
	Unité									
Puissance souscrite	kW	76 440	72 320	46 540	39 870	76 440	72 320	46 540	39 870	
Chaleur Vendue	MWh	118 621	110 631	70 743	60 633	118 621	110 631	70 743	60 633	
Linéaire de réseau	ml	36 748	34 111	19 811	15 821	36 748	34 111	19 811	15 821	
Densité énergétique	MWh/ml	3,5	3,5	4,6	4,4	3,5	3,5	4,6	4,4	
Taux ENR	%	61%	64%	80%	84%	61%	64%	80%	84%	
CO2 réseau	kg CO2/MWh	21	33	90	82					
Investissements yc aléas	kiHT	150 385	137 022	87 846	72 449	150 385	137 022	87 846	72 449	
Investissements (subvention déduite)	kiHT	90 231	82 213	52 707	43 469	90 231	82 213	52 707	43 469	
Tarif projeté 2030	R1	IHT/MWh	40	31	19	16	45	31	19	16
		ITTC/MWh	42	33	20	17	48	33	20	17
	R2	IHT/kW	233	216	213	205	237	221	217	211
		ITTC/kW	246	228	224	216	250	233	229	223
Prix moyen de la chaleur		IHT/MWh	191	172	159	151	198	176	161	155
		ITTC/MWh	201	182	167	159	209	185	170	163
Frais de raccordement nouveaux abonnés	ITTC/kW	158,3	158,3	158,3	158,3	-	-	-	-	
Excédent Brut d'Exploitation	kiHT	319 708	253 798	155 522	126 903	331 579	251 209	152 793	126 577	
Résultat net	kiHT	94 854	63 659	35 815	28 895	106 726	61 070	33 086	21 988	

Figure 89 : comparatif des scénarios raccordement au Dogger

En ce qui concerne les scénarios en géothermie par le dogger, les prix moyens de la chaleur varient entre 159€TTC/MWh, pour le scénario central, jusqu'à 201€TTC/MWh, pour le scénario intégral.

		Scenario Lusitanien				
		Unité	Sc Int Lus 150i	Sc Int optimLus 150i	Sc Centre-sud optim Lus 150i	Sc Central Lus 150i
Puissance souscrite		kW	76 440	72 320	46 540	39 870
Chaleur Vendue		MWh	118 621	110 631	70 743	60 633
Linéaire de réseau		ml	36 748	34 111	19 811	15 821
Densité énergétique		MWh/ml	3,5	3,5	4,6	4,4
Taux ENR		%	26%	27%	38%	43%
CO2 réseau		kg CO2/MWh	171	165	123	105
Investissements yc aléas		kiHT	149 872	136 509	87 332	71 936
Investissements (subvention déduite)		kiHT	89 923	81 905	52 399	43 161
Tarif projeté 2030	R1	IHT/MWh	56	55	45	41
		ITTC/MWh	59	58	48	44
	R2	IHT/kW	233	226	225	218
		ITTC/kW	246	238	237	230
Prix moyen de la chaleur		IHT/MWh	207	203	193	184
		ITTC/MWh	218	214	204	195
Frais de raccordement nouveaux abonnés		ITTC/kW	158,3	158,3	158,3	158,3
Excédent Brut d'Exploitation		kiHT	327 051	298 373	187 240	153 718
Résultat net		kiHT	83 718	76 736	45 447	36 922

Figure 90 : comparatif des scénarios raccordement au Lusitanien

En ce qui concerne les scénarios en géothermie par le lusitanien, les prix moyens de la chaleur varient entre 195€TTC/MWh, pour le scénario central, jusqu'à 218€TTC/MWh, pour le scénario intégral.

L'étude de faisabilité conclue sur une viabilité uniquement du scénario central, alimenté par le Dogger.

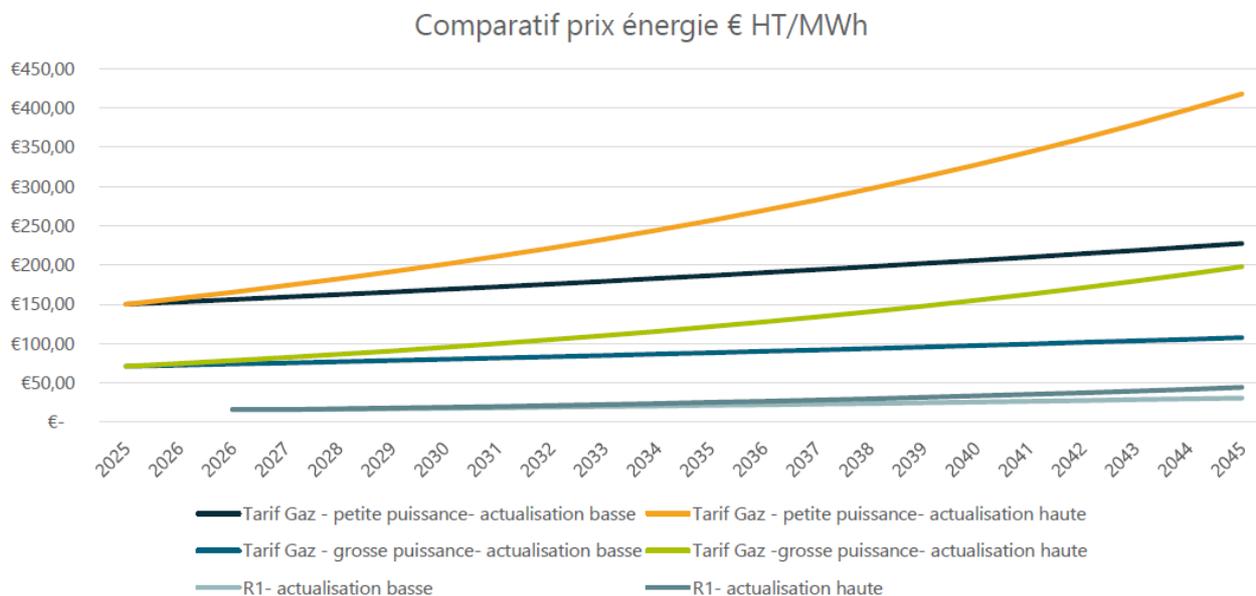


Figure 91 : évolution des prix de l'énergie - scénario central Dogger

Au regard des coûts de chaleur pour l'abonné, fortement impacté par les coûts d'installation (R2), même le scénario le plus favorable reste non compétitif par rapport à une solution gaz. La création d'un réseau mutualisé, alimenté par la géothermie semble difficile économiquement.

Nous identifions cependant une piste d'optimisation économique, au niveau de la durée d'amortissement : en effet, l'ensemble des investissements sont amortis sur 20 ans. Il serait envisageable d'allonger la durée d'investissement en considérant plusieurs options :

- Soit allonger l'éventuelle DSP (montage juridique proposé) à 25 ans,
- Soit d'adapter l'amortissement à la durée de vie réel des équipements principaux, en considérant une Soulte la fin de la DSP
 - 30 ans pour les canalisations (durée de vie estimée à 40ans)
 - 30 ans pour le forage (durée de vie estimée à 50 ans)

Réseaux sur la Rive droite – Réseaux Cesson-Vert Saint-Denis

/ Trajectoires de la Rive droite

Tableau 19 : synthèse des trajectoires – Rive droite

Trajectoires	Tendances	Consommation estimée* (GWh/an)	Puissance estimée* (MW/an)
Trajectoire 1 : Créations de réseaux de chaleur localisés	Tendance 3	A définir	A définir

La création d'un ou plusieurs réseaux de chaleur sur la Rive droite est toujours à l'étude. **Etant toujours à l'étude, la création d'un ou plusieurs réseaux dans le cadre de ce présent Schéma Directeur n'est pas retenu.**

Il a également été étudiée des réseaux, plus petit, sur les communes de Cesson et Vert Saint-Denis, alimentées soit par la géothermie de surface et/ou la biomasse.

/ Etat des énergies disponibles

Les sources d'énergies mobilisables dans le secteur ont été identifiées et leur pertinence au regard des enjeux du projet. Une analyse complète des documents existants a été réalisée (études de filières énergétiques à l'échelle du territoire, études ENR existantes, études ADEME, réseaux existants ou en projet).

Les ressources principales identifiées de chaleur potentiellement utilisables sur le secteur étudié sont donc :

- La géothermie de surface (nappe superficielle),
- La géothermie de profonde (sur le Dogger)
- Le bois énergie.

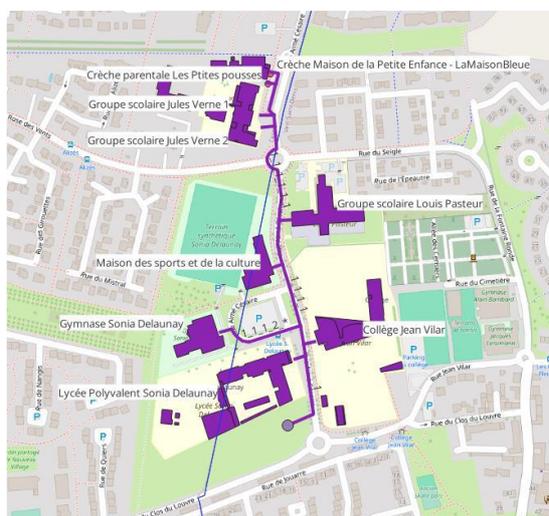
Considérant les évolutions du Fonds Chaleur 2025, une création d'une chaufferie en Bois énergie (hors bois B), surtout à Paris, est à éviter.

Type d'énergie	Type d'énergie produite	Potentiel de la ressource	% de couverture des besoins envisageable	Pertinence pour le secteur d'étude
Géothermie sur Dogger	Chaleur	Fort	Entre 80 et 100%	Oui
Géothermie sur nappe (aquifère) superficielle	Chaleur	Fort	Entre 60 et 80%	Oui
	Froid par géocooling	Fort	100%	Oui

Géothermie sur Lusitanien	Chaleur	Fort	Entre 60 et 80%	Potentiellement, mais manque de recul sur l'usage de cette nappe
Géothermie sur pieux	Chaleur / Froid	Faible	50% de 1 ou 2 bâtiments	Oui pour certains bâtiments, inadapté à l'échelle du secteur
Biomasse - bois	Chaleur	Fort	Entre 80 et 100%	Oui
Type d'énergie	Type d'énergie produite	Potentiel de la ressource	% de couverture des besoins envisageable	Pertinence pour le secteur d'étude
Géothermie sur Dogger	Chaleur	Fort	Entre 80 et 100%	Oui

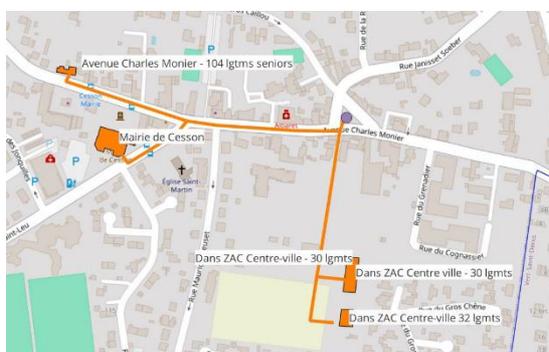
4 scénarios ont été étudiés :

- Secteur Nord
- Secteur Central
- Secteur Sud
- Secteur Nord + Sud



-  9 bâtiments
-  0.7 km / 3,9 MWh/ ml
-  2,9 GWh
-  2 MW
-  87% - Pour l'option Biomasse
-  64% - Pour l'option Géothermie de surface

Figure 92 : Synthèse scénario Nord



-  5 bâtiments, dont 3 neufs
-  0,75 km / 1,2 MWh/ ml
-  0,9 GWh
-  0,7 MW



73% - Géothermie de surface

Figure 93 : Synthèse scénario Central



10 bâtiments



0,93 km / 2,9 MWh/ ml



2,7 GWh

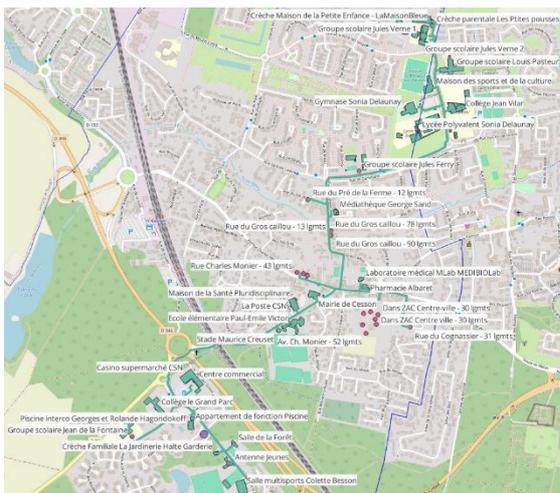


1,7 MW



85% - Biomasse

Figure 94 : Synthèse scénario Sud



43 bâtiments



4,4 km / 2,1 MWh/ ml



9,5 GWh



6,7 MW



81% - Pour l'option Biomasse



89% - Pour l'option géothermie sur Dogger



67% - Pour l'option géothermie sur Lusitanien

Figure 95 : Synthèse scénario Nord+Sud

/ Analyse économique

En ce qui concerne les hypothèses économiques et la méthode, ces derniers sont identiques à la partie précédente.

		Scenarios							
		Unité	Périmètre intégral Bois	Périmètre Nord Bois	Périmètre Sud Bois	Périmètre intégral Dogger	Périmètre Nord Géothermie surface	Périmètre Central Géothermie surface	
Puissance souscrite		kW	6 664	1 995	1 730	6 664	1 995	750	
Chaleur Vendue		MWh	9 505	2 849	2 717	9 505	2 849	917	
Linéaire de réseau		ml	4 388	730	928	4 388	730	750	
Densité énergétique		MWh/ml	2,1	3,9	2,9	2,1	3,9	1,2	
Taux ENR		%	81%	87%	85%	89%	64%	73%	
Investissements yc aléas		k€ HT	12 700	2 300	2 400	29 500	2 200	1 700	
Investissements (subvention déduite)		k€ HT	9 101	1 300	1 300	26 000	1 200	900	
		%	28	44	45	12	45	47	
Coût de raccordement 0€/kW	Tarif projeté 2030	R1	€ HT/MWh	66	64	67	25	46	60
			€ TTC/MWh	69	68	70	27	49	63
	R2	€ HT / kW	208	147	163	441	143	322	
		€ TTC / kW	219	156	172	465	151	339	
	Prix moyen de la chaleur		€ TTC/MWh	215	177	180	353	154	326
			€ HT/MWh	204	167	171	335	146	309
	TRI Projet %			5,6%	6,0%	6,0%	5,5%	6,1%	6,0%
Coût de raccordement 150€/kW	Tarif projeté 2030	R1	€ HT/MWh	61	56	59	15	38	55
			€ TTC/MWh	64	59	62	16	40	58
	R2	€ HT / kW	208	147	163	441	143	312	
		€ TTC / kW	219	156	172	465	151	329	
	Prix moyen de la chaleur		€ TTC/MWh	210	168	171	342	146	327
			€ HT/MWh	199	159	163	325	138	310
	TRI Projet %			5,8%	6,0%	5,9%	5,3%	6,0%	6,0%

Figure 96 : comparatif des scénarios macro

		Scenarios			
		Unité	Périmètre intégral Dogger	Périmètre intégral Lusitanien	
Puissance souscrite		kW	6 664	6 664	
Chaleur Vendue		MWh	9 505	9 505	
Linéaire de réseau		ml	4 388	4 388	
Densité énergétique		MWh/ml	2,1	2,1	
Taux ENR		%	89%	67%	
Investissements yc aléas		k€ HT	29 500	29 500	
Investissements (subvention déduite)		k€ HT	26 000	26 000	
		%	12	12	
Coût de raccordement 150€/kW	Tarif projeté 2030	R1	€ HT/MWh	15	15
			€ TTC/MWh	16	16
	R2	€ HT / kW	441	441	
		€ TTC / kW	465	465	
	Prix moyen de la chaleur		€ TTC/MWh	342	341
			€ HT/MWh	325	324
	TRI Projet %			5,3%	5,3%

Figure 97 : comparatif des scénarios géothermiques

En ce qui concerne les scénarios en géothermie par le lusitanien, les prix moyens de la chaleur varient entre 154€TTC/MWh, pour le scénario Nord Géothermie de surface, jusqu'à 353€TTC/MWh, pour le scénario intégral Dogger.

Sur la base de ce comparatif, le périmètre intégral **est le plus défavorable en termes de prix de l'énergie : la densité énergétique est trop faible pour justifier de tels investissements.**

On constate peu de différences entre les deux scénarios Dogger et Lusitanien. En effet, ils ont des taux de subventions relativement similaire (12 et 11%). Le coût de l'énergie reste quoi qu'il arrive très élevé car la densité énergétique est trop faible pour justifier un tel investissement :

L'étude de faisabilité conclue sur une viabilité uniquement du scénario Nord, alimenté par le Dogger.

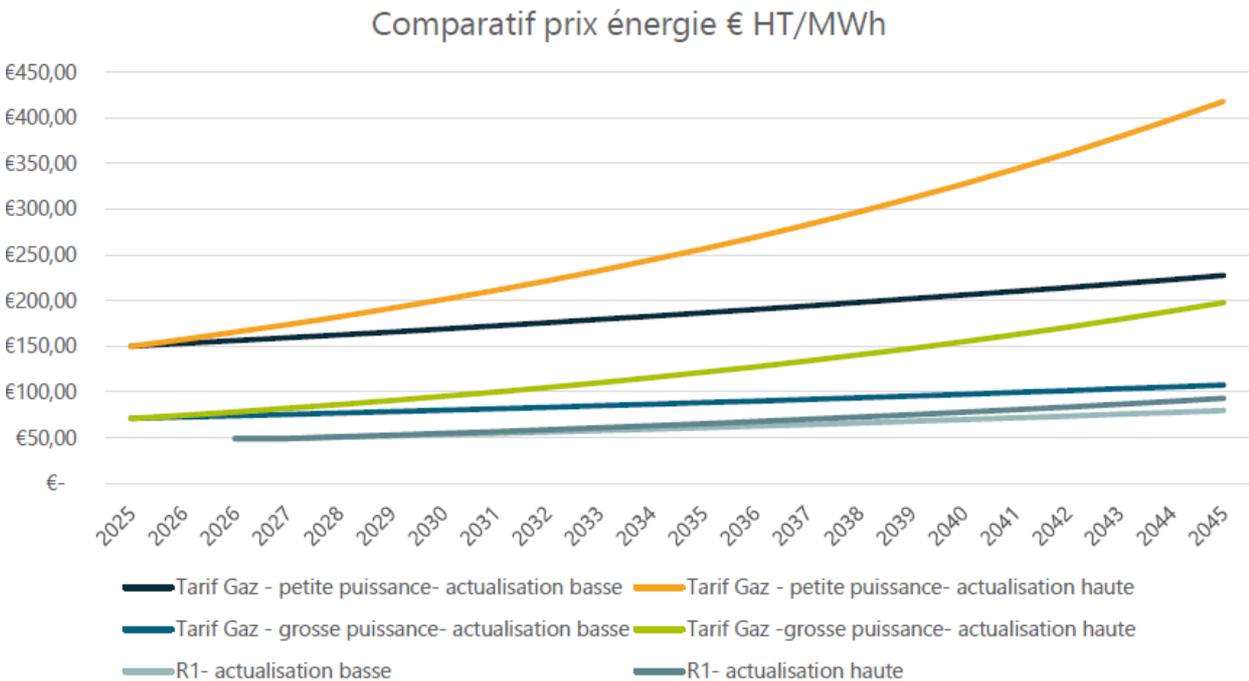


Figure 98 : Evolution du coût de la chaleur pour le scénario Nord Dogger

Au regard des coûts de chaleur pour l'abonné, fortement impacté par les coûts d'installation (R2), même le scénario le plus favorable reste non compétitif par rapport à une solution gaz. La création d'un réseau mutualisé, alimenté par la géothermie semble difficile économiquement.

1/ Plans d'action

TEMPORALITE	OPERATIONS RETENUES			ACTIONS A MENER	ASPECT ENVIRONNEMENTAL				ASPECTS FINANCIERS	
	Localisation	Réseau concerné si existant	Type d'opération		Energie distribuée à terme*	Taux d'EnR&R	Emissions de GES évitées ⁴⁴	Equivalent AR Paris New-York ⁴⁵	Investissement total en K€ (hors subvention)	Prix de la chaleur en €TTC/MWh à terme
2023-2028	Bondoufle	Grand Parc	Extension	Développement RCU Grand Parc tranches E-F-G.- Déjà actée. Voir schéma directeur spécifique réseau SEER Développement RCU avenant 3 hors centre commercial Evry 2 Déjà acté Création de la partie nord du réseau à Corbeil	8 GWh/an	68%	1 000 tCO2eq/an	soit 565 AR Paris New-York	540 (restant à engager)	170
2024-2027	Ris Orangis	Val de RIS / SEER	Interconnexion		2 GWh/an	69%	200 tCO2eq/an	soit 117 AR Paris New-York	-	-
2025-2035	Evry-Courcouronnes	GPSEP	Densification		38-46 GWh/an	77%	3900-4700 tCO2eq/an	soit 2 200 à 2 655 AR Paris New-York	28 000	105
2026-2030	Corbeil-Essonnes	/	Création		55 GWh/an	70-74%	6 900 tCO2eq/an	soit 3 900 AR Paris New-York	2 264	124
2024-2026	Ris-Orangis	SEER	Extension	Extension au sud de la commune (voir SD SEER) Création d'une future centrale de production géothermie, doublet au dogger. Densification/Extension autour de l'interconnexion SEER/Val de Ris	32 GWh/an	69%	1 700 tCO2eq/an	soit 960 AR Paris New-York	4 791	106
2026-2027	Ris-Orangis	Val de RIS / SEER	Production			69%	-	-	-	-
2026-2028	Ris-Orangis	Val de RIS / SEER	Densification/Extension		25 GWh/an	69%	1 300 tCO2eq/an	soit 740 AR Paris New-York	2 650	106

⁴⁴ Les émissions évitées sont calculées en rapportant le contenu CO2 des réseaux (déclarations SNCU si le taux d'EnR&R et les moyens de production restent relativement sensibles ou estimés en comparaison aux déclarations SNCU de réseaux similaires) par rapport à un chauffage collectif au gaz, soit 0,221 kg CO2/kWh PCS (<https://agirpourtatransition.ademe.fr/particuliers/maison/chauffage/simulateur-impact-carbone-chauffage>)

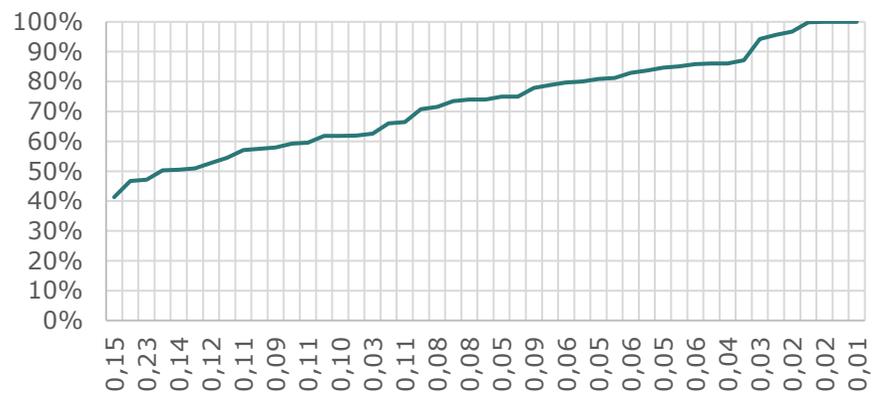
⁴⁵ Un aller-retour Paris New-York, en avion, soit 1,77 TCO2eq - <https://impactco2.fr/outils/caspratiques/avion-pny>

2030-2035	Corbeil-Essonnes	/	Extension	Intégration de la partie sud au réseau, avec le datacenter LCP	65 GWh/an	70-74%	8 200 tCO2eq/an	soit 4 600 AR Paris New York	-	-
2030-2035	Bondoufle	Grand Parc	Extension	Développement RCU Grand Parc tranche A.	2 GWh/an	68%	300 tCO2eq/an	soit 170 AR Paris New-York	529	-
A partir de 2030	Evry-Courcouronnes	GPSEP	Extension	Etude de développement du RCU sud autoroute	10 GWh/an	-	1 100 tCO2eq/an	soit 620 AR Paris New York	-	-
2024-2035	GPS	Réseaux concédés gaz et électricité	Etude	Renforcer les relations entre les collectivités locales et les concessionnaires						
2025-2028	GPS	Réseaux concédés gaz et électricité	Etude	Améliorer la connaissance de la consommation de chaleur et de froid des bâtiments						
2025-2030	Corbeil-Essonnes		Etude	Etudier les possibilités d'extension et de densification autour de la liaison avec la chaufferie CSR et le réseau de Corbeil	-	-			-	-
2025-2030	Moissy : ZAC Chanteloup (phase 2)	/	Etude	Arbitrage de la construction d'un réseau au périmètre restreint par rapport aux études passées	5-6 GWh/an	82%	1 200 tCO2eq/an	soit 680 AR Paris New York		100-130
2025-2030	Savigny & Réau	/	Etude	Arbitrage de la construction d'un réseau au périmètre restreint par rapport aux études passées	26 GWh/an	91%	5 000 tCO2eq/an	soit 2 800 AR Paris New York	18 204	[90-100]
2025-2030	Etiolles / Soisy-sur-Seine	/	Etude	Arbitrage de la construction d'un réseau au périmètre restreint par rapport aux études passées					-	
2025-2030	Le Coudray - Montceaux	/	Etude	Arbitrage de la construction d'un réseau au périmètre restreint par rapport aux études passées					-	
2025-2030	Lieusaint	/	Etude	Arbitrage de la construction d'un réseau au périmètre restreint par rapport aux études passées	8 GWh/an	66-90%	3 200 tCO2eq/an	soit 1 800 AR Paris New-York	7 000 - 13 000	125-175

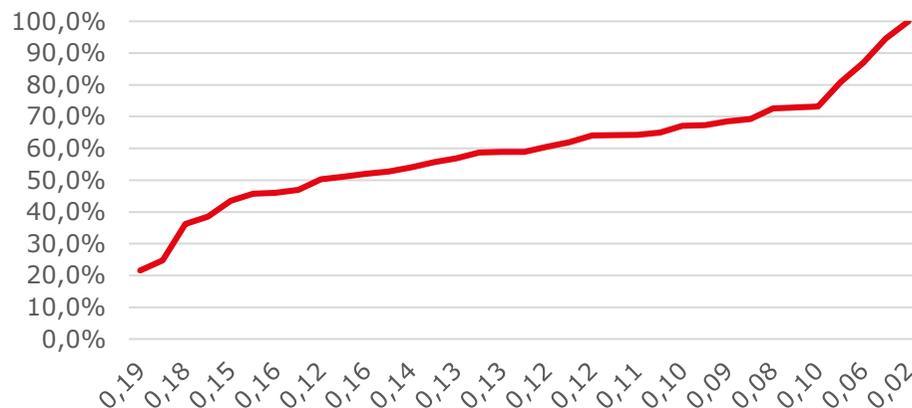
2025-2030	Combs-la-Ville /		Etude	Arbitrage de la construction d'un réseau au périmètre restreint par rapport aux études passées	18 GWh/an	85%	3 500 tCO2eq/an	soit 1 980 AR Paris New-York	10 000	100-110
2026-2028	Savigny, Combs, Moissy et Lieusaint /		Etude	Arbitrage d'un réseau interconnecté par géothermie	60 GWh/an	84%	12 900 tCO2eq/an	soit 7 300 AR Paris New-York	72 449	159
2026-2030	Evry-Courcouronnes, Lieusaint, Corbeil, Villabé, Savigny	GPSEP	Etude	Réévaluation de la pertinence d'un réseau de froid par rapport à l'évolution des besoins						
2027-2030	Bondoufle	Grand Parc	Etude	Mener une étude technico-économique pour récupération de chaleur fatale si le datacenter s'installe	-	78%			-	158
2028-2032	GPS	/	Etude	2028 et 2032 : Mises à jour du schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid à l'échelle de GPS						

Au regard des déclarations SNCU, nous avons tracés, pour les réseaux d'Île-de-France, leur taux d'EnR&R en fonction de leur valeur ACV du contenu CO2. Nous avons regardé les réseaux Géothermiques, Biomasses et Chaleur Fatale industrielle (hors UVE). Cela nous permet de dresser une courbe de tendance et d'estimer, au regard de la production principale et du taux d'EnR&R le contenu CO2 des réseaux. Cette approche est très approximative.

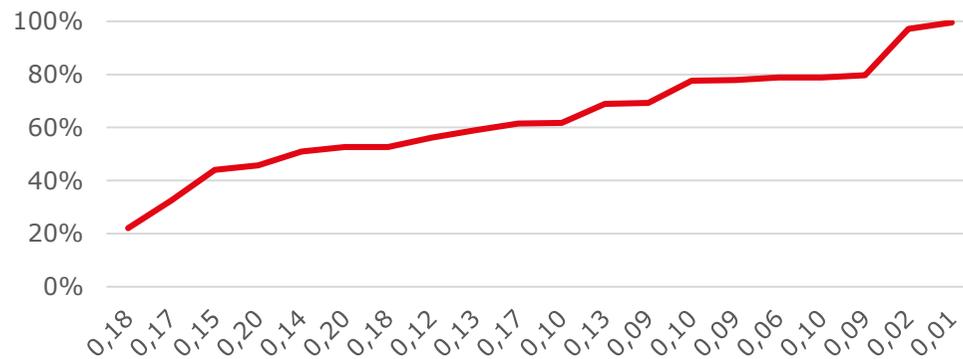
Contenu CO2 des réseaux géothermie en fonction de leur taux d'EnR&R



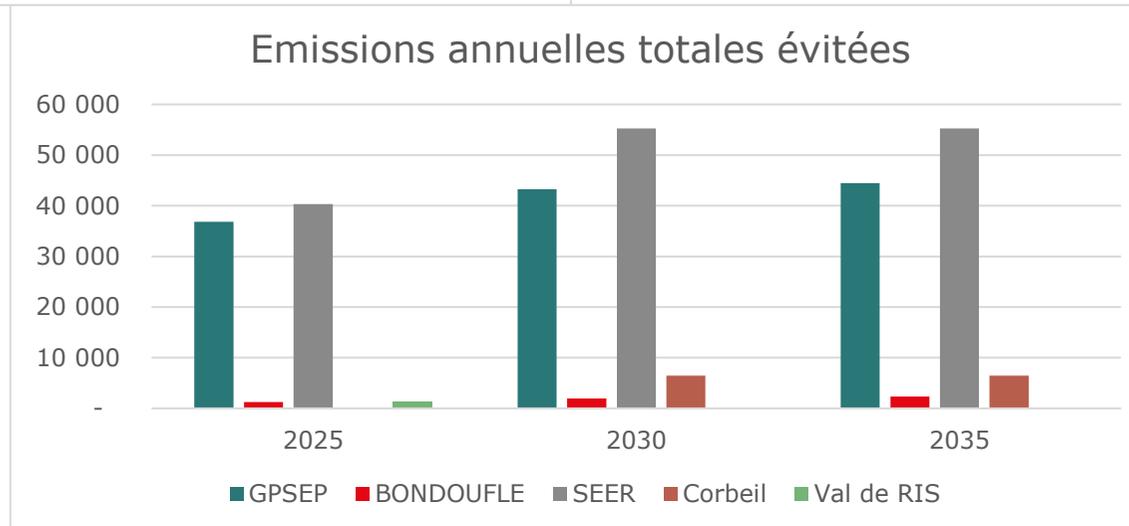
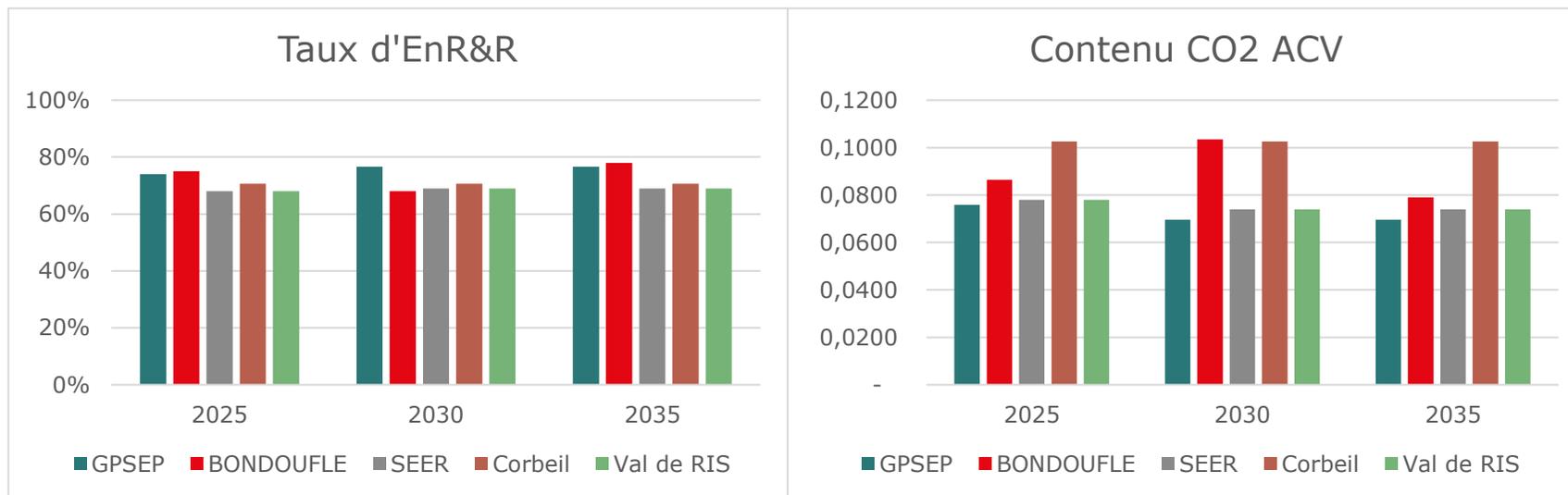
Contenu CO2 des réseaux biomasse IDF en fonction de leur taux d'EnR&R



Contenu CO2 des réseaux chaleur fatale industriel IDF en fonction de leur taux d'EnR&R



Ainsi, nous pouvons dresser les graphiques suivants :



Annexes

Diagnostic des réseaux de chaleur

Réseau GPSEP à Evry-Courcouronnes (MOA GPS)

Description des installations

Les travaux de 1^{er} établissement réalisés ont permis d'amener les équipements de production suivants :

- La mise en place d'une géothermie sur DOGGER, fonctionnelle en avril 2023 :
 - 7,7 MWth de disponible en sortie du puit sur DOGGER, avec une température de 70°C (+/- 1°C)
 - 6,2 MWth de PAC géothermiques, constitué de 3 PACs de 2 MW, afin de rehausser la température avant injection au réseau
- Renforcement des sous-stations (SST) et mise en place d'une GTC en chaufferie centrale :
 - Afin d'optimiser le fonctionnement de la géothermie, une GTC a été installée permettant le pilotage de l'ensemble des sous-stations, permettant de diminuer les températures retours et optimiser le rendement de la géothermie.
 - Afin de permettre une diminution des températures retours du réseau, des échangeurs en SST ont été remplacés, principalement pour l'ECS. 221 sous-stations sur 282 produisant de l'ECS ont été remplacées/renforcées à fin 2022.
- Un raccordement à l'hôpital de Corbeil et à sa chaufferie :
 - Une convention d'export a été signée entre l'abonnée et GPSEP. Ainsi, la chaufferie est désormais exploitée par GPSEP.
 - Cette chaufferie sert de secours en cas de besoins exceptionnelle et est limité aux défaillances temporaire ou maintenance du réseau de chaleur.
 - L'utilisation de la chaufferie ne devant pas dépasser 600 heures/an (<7% du temps), elle a été exclue des moyens de production principaux présentés ci-dessus.
- Un raccordement avec le CITD de Vert le Grand en 2019 :
 - 38 MWth contractuelle pour 145 GWh/an du côté du Centré de traitement des déchets. La puissance disponible n'est pas vérifiable pour 2023. En 2023, le CITD n'a pas atteint les 145 GWh contractuelle (130 GWh fournis).
 - Une liaison de 7 km entre le CITD et l'échangeur
 - Un échangeur HP32 en bout de liaison, avec 58 MWth installée au total, composée de 4 échangeurs en cascade de 14,5 MWth.
 - Arrêts programmés :
 - 1^{er} au 16 octobre, arrêt de l'usine
 - 1^{er} au 22 avril, arrêt d'un des deux fours, 43% de la puissance disponible,
 - Arrêts fortuits : récurrence assez forte sur ce type d'équipement
 - Taux de disponibilité : ~ 90%

- Le réseau de chaleur comme les pompes de circulation, située dans un local spécifique du CITD, ont été conçu pour une puissance nominale de 58 MW, intégrant la possibilité de l'ajout d'un moyen de production de chaleur complémentaire de 20 MW.
- Une chaufferie centrale avec :
 - 4 générateurs basse température de 30 MWth construit en 2018, soit 120 MW de puissance thermique totale disponible,
 - Ceux-ci ont été installés en lieu et place des 4 anciennes chaudières à eau surchauffée, demandant des travaux de reprise de structure des bâtiments, ainsi que le remplacement de l'ensemble des équipements gaz et hydraulique associés.
 - Les générateurs installés ont une puissance unitaire de 30 MW et sont composés de deux compartiments distincts, chacun munis d'un brûleur développant 15 MW.
 - Ils sont munis d'un économiseur sur les fumées par chaudière, permettant au couple chaudière + économiseur d'atteindre un rendement garanti de 97%+0%/-1%.



Figure 99 : Chaudière gaz chaufferie centrale et ses deux brûleurs

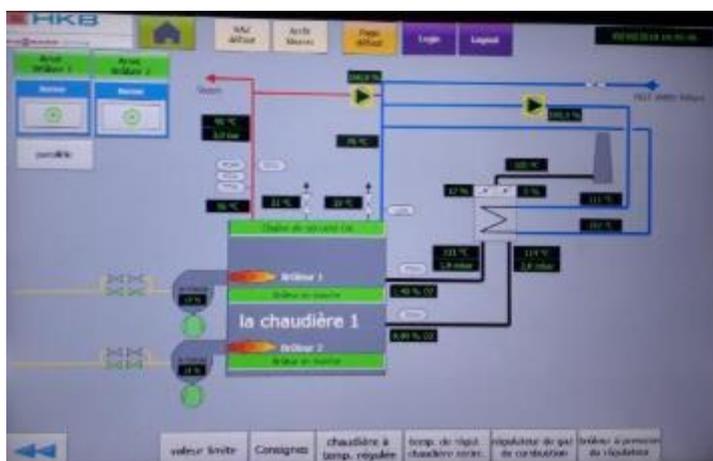


Figure 100 : Supervision régulateur chaudière gaz

- Deux **cogénérations**, HARPO et THERMIE :
 - 17,9 MWth au total,
 - Dont les Contrats avec Obligation d'Achats (COA) sur l'électricité finissent le 31/10/2025 et 31/10/2026.
 → Le délégataire a prévu leur fonctionnement en mode « dispatching » à partir de 2022, date de mise en œuvre de la géothermie et jusqu' à la fin de leur COA. **Les COA ont été arrêtés en anticiper, en 2023.**
 - Arrêt programmé : 1^{er} avril au 31 octobre
 - Taux de disponibilité : > 98% pendant la période de fonctionnement
- Maillage des 5 **chaufferies d'îlots** pour une puissance totale de 50MWth :

- Les 5 chaufferies d'îlots ont été maillé au réseau principal depuis 2022. Ces chaufferies sont conservées et fonctionneront en « secours ultime », c'est à dire en cas de défaillances des équipements de distribution ou d'équipements de production en chaufferie centrale ou au CITD ne permettant pas d'alimenter l'ensemble du réseau.

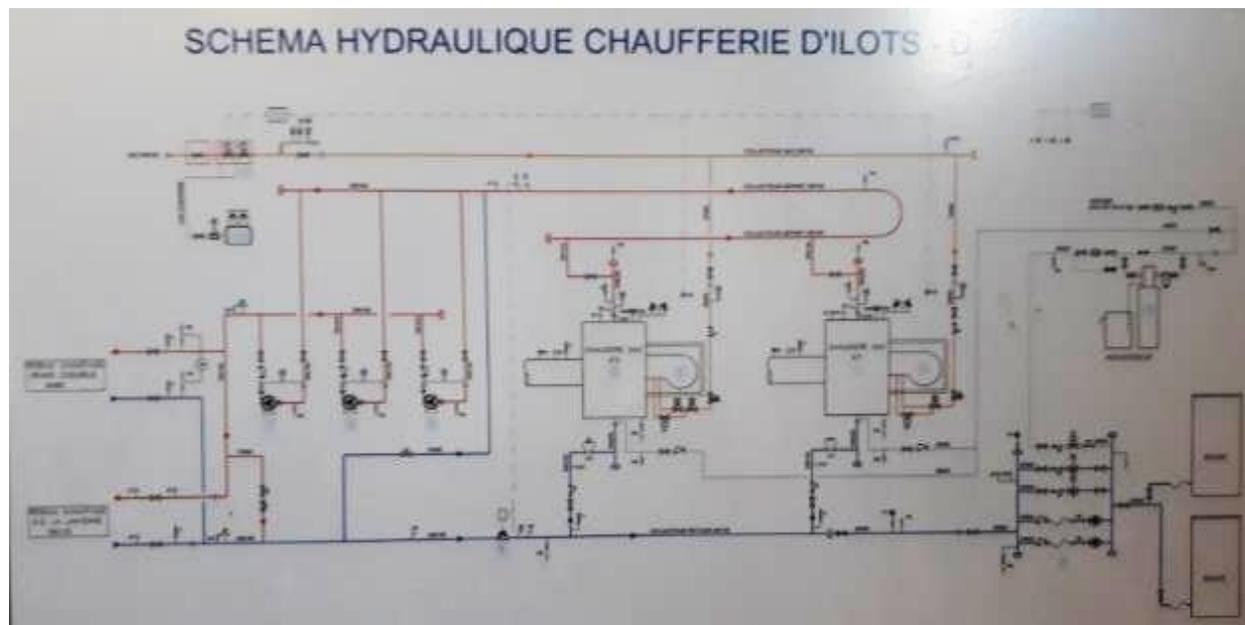


Figure 101 : Schéma de principe chaufferie d'îlot D - Réseau GPSEP



Figure 102 : Pompes réseaux chaufferie d'îlot D - Réseau GPSEP



Figure 103 : chaudière gaz n°2 - chaufferie d'îlot D - Réseau GPSEP

- Chacune des chaufferies a une puissance inférieure à 20 MW, seuil réglementaire notable. Elles ne sont donc pas soumises au quota CO₂ par exemple, au contraire de la chaufferie centrale.
→ Les travaux de 1^{er} établissement ont peu modifié les équipements hydrauliques : Le réseau de maillage vient se brancher en aval des pompes réseaux pour alimenter le réseau

de chaleur sans avoir à transiter par les équipements des chaufferies d'îlot. Une fermeture manuelle de vannes viendra isoler hydrauliquement les chaufferies d'îlot de leurs réseaux liés.

→ Les compteurs de chaleur en chaufferies d'îlot, permettant actuellement de connaître la chaleur injectée dans les différents réseaux d'îlot, ne compteront que la chaleur fournie par les chaufferies d'îlot lors d'une défaillance ou de mesures d'exploitation amenant à un redémarrage manuel des installations en chaufferies d'îlots. En termes de suivi des rendements réseaux, ceux-ci seront moins précis : seul le rendement réseau global est désormais calculable.

- Récupération de chaleur sur la cogénération de la SNECMA en chaufferie d'îlot H, dont le COA s'est arrêté au 31/10/2022,
 - Puissance maximale : 8 MW,
 - Puissance moyenne : proche de 4MW (la chaleur récupérée sur la cogénération sert aux besoins de chaleur de l'usine de la SNECMA, le surplus étant mis à disposition du réseau)
 - Le maillage entre les îlots H et F a été réalisé en 2011, les réseaux sont interconnectés pendant la période de fonctionnement hivernale pour revaloriser au mieux la chaleur récupérée sur l'échangeur de la cogénération de la SNECMA

→ Contractuellement, il s'agit d'un import de chaleur de la part du concessionnaire de la cogénération de la SNECMA, la société Dalkia, maison-mère du délégataire du réseau de chaleur. L'échangeur de chaleur comme le réseau entre la chaufferie d'îlot H et l'usine n'appartiennent pas à la DSP.

→ A partir du maillage des chaufferies d'îlot, le système de récupération de chaleur est modifié : La chaufferie H étant mis en « secours ultime », elle est déconnectée du réseau en fonctionnement normal. Le système de récupération de chaleur ne pourra plus fonctionner. Le raccordement hydraulique de l'échangeur a été modifié pour le brancher sur le retour du réseau général. Cela lui permet de fournir de la chaleur à la chaufferie centrale. Cette modification hydraulique devrait permettre d'augmenter légèrement la quantité de chaleur récupérable.



Figure 104 : Pompes réseaux chaufferie d'îlot H - Réseau GPSEP



Figure 105 : Echangeur SNECMA - chaufferie d'îlot H - Réseau GPSEP

Evolutions et développement

Hypothèses techniques

/ Besoins en chaud et en froid – bâtiments existants

La méthodologie de projection des besoins en fonction des rénovations énergétiques est :

Classification des bâtiments par DPE et année de dernière rénovation (ou à défaut de construction),

Définition probabilistique de l'année de la prochaine rénovation,

Application du taux de rénovation énergétique et gains énergétiques.

L'ensemble des points de consommations sont en premier lieu, lié à des données bâtiments suivants une association géographique et la base de données BDNB⁴⁶.

Les informations manquantes sont ensuite remplies avec des valeurs par défaut :

Paramètre	Valeur par défaut
DPE PAR DEFAUT	D
ANNEE DE CONSTRUCTION PAR DEFAUT	1980

L'année de la rénovation énergétique est ensuite décidée de manière probabilistique, suivant l'année du bâtiment ou de la dernière rénovation :

Année du bâtiment / dernière rénovation	Bornes année de rénovation
1980	2022-2028
2000	2025-2030
2010	2028-2035

Pour rester le plus près de la réalité possible, nous supposons que les bâtiments construits après l'année 2010 ne subissent pas de rénovation énergétique durant l'échéance du schéma directeur, puisqu'ils sont de fait déjà performants.

Nous appliquons ensuite différentes catégories de rénovations, en fonction du DPE :

Type de rénovation	DPE	Economies réalisées
Sobriété / sensibilisation	TOUT	0,3%/an
Aucune	A	0%
Equipement CVC	B	8%
Equipement CVC	C	8%

⁴⁶ <https://bdnb.io/>

Légère	D	10%
Lourde	E	25%
Très lourde	F	40%
Très lourde	G	40%

L'impact de la rénovation énergétique intervient avant l'impact de l'augmentation des températures.

Bilan des ressources EnR&R

Récupération de chaleur fatale

Le tableau suivant représente les gisements par entreprise de récupération de chaleur fatale en MWh. Ces données ont été compilées par Efficacity et sont récupérables via le projet EnRezo du CEREMA.

Etablissement	Commune	Activité	Potentiel haut BT	Potentiel bas BT	Potentiel haut HT	Potentiel bas HT
CARREFOUR et STATIONS-SERVICE	LIEUSAIN	Agroalimentaire	0	0	3000	1800
PLASTI FRANCE	MOISSY-CRAMAYEL	Autre	0	0	400	240
COCA COLA EUROPEAN PARTNERS FRANCE	FLEURY-MEROGIS	Agroalimentaire	0	0	2000	1200
FONDERIE DE GENTILLY	RIS-ORANGIS	Matériaux, minerais et métaux	0	0	200	120
SAFRAN AIRCRAFT ENGINES (ex SNECMA)	CORBEIL-ESSONNES	Matériaux, minerais et métaux	13000	9100	31000	18600
PAULSTRA SNC - Dot Vibrachoc	LISSES	Matériaux, minerais et métaux	0	0	3300	2000
TECHNIQUES SURFACES EW	LISSES	Matériaux, minerais et métaux	0	0	700	420
EAST BALT FRANCE (EBF)	FLEURY-MEROGIS	Agroalimentaire	0	0	1000	600

Contexte hydrogéologique de la région Ile de France

Source : Etude préalable à l'élaboration du schéma de développement de la géothermie en Ile-de-France – BRGM/RP-60615-FR Janvier 2012

« La synthèse hydrogéologique a pour objectif d'inventorier les différentes entités hydrogéologiques présentes en région Île-de-France pouvant être considérées comme des ressources exploitables à des fins géothermiques.

Le remplissage de dépôts sédimentaires du bassin, étudié sur une série verticale (fig. 38), est constitué d'une succession de formations géologiques de lithologie très variée. C'est dans ces formations perméables constituées de roches-réservoirs que sont localisés les aquifères. Les formations semi-perméables à imperméables séparent les aquifères (localement ou partiellement) permettant toutefois des transferts d'eau verticaux entre aquifères (par drainance hydraulique). On trouve ainsi fréquemment dans le bassin Seine-Normandie des aquifères multicouches. »

Période	Système	Etage stratigraphique	Lithologie dominante	Niveau aquifère	
Quaternaire			Alluvions	Aquifères alluviaux	
Tertiaire	Oligocène	Aquitainien	Calcaire de Beauce	Nappe de Beauce	
		Stampien	Sables de Fontainebleau		
			Calcaire de Brie		
	Eocène sup.	Bartonien	Marnes vertes	Calcaires de Champigny	
			Marnes supragypseuses		
			Calcaires de Champigny		
			Calcaires de St. Ouen		
			Sables de Beauchamp		
	Eocène moy.	Lutétien	Calcaire grossier	Sables du Soissonnais et calcaire grossier	
	Eocène inf.	Yprésien	Sables de Cuise		
Sables du Soissonnais					
Paléocène	Thanétien	Argile plastique	Sables de Bracheux		
		Danc-Montien		Calcaires, marnes	
Secondaire	Crétacé sup.	Sénonien	Craie	Nappe de la Craie	
		Turonien			
		Cénomannien			
	Crétacé inf.	Albien	Argiles du Gault	Abien Néocomien	
			Sables, argiles		
			argiles, sables		
	Jurassique sup.	Portlandien	Calcaires sup.	Malm	
			Marnes		
			Calcaires récifaux		
	Jurassique moy.	Bathonien	Calcaires, marnes	Dogger	
			Ejocien		
			Aalénien		
	Jurassique inf.	Toarcien	Argiles, marnes	Lias	
Calcaires gréseux					
Marnes					
Calcaires compacts					
Calcaires mameux					
Trias		Argiles baroclées	Aquifères locaux		
	Grès de base				
Primaire	Permien		Grès, argiles, conglomérats		
			Carbonifère		Schistes, calcaires
			Dévonien		Schistes, calcaires

Figure 38 - Série litho-stratigraphique et hydrogéologique du Bassin parisien.
 Source : AESN (1974). Les bassins de la Seine et des cours d'eau Normands – Eaux souterraines, Volume Agence de l'Eau Seine-Normandie, Naterre, tome 1, Fasc/ 4, Wei H.F. (1990). Modélisation tridimensionnelle du transfert d'eau, de chaleur et de masse dans l'aquifère géothermique du Dogger dans le bassin de Paris. Thèse, ENSMP.

Ci-dessous une coupe du bassin parisien :

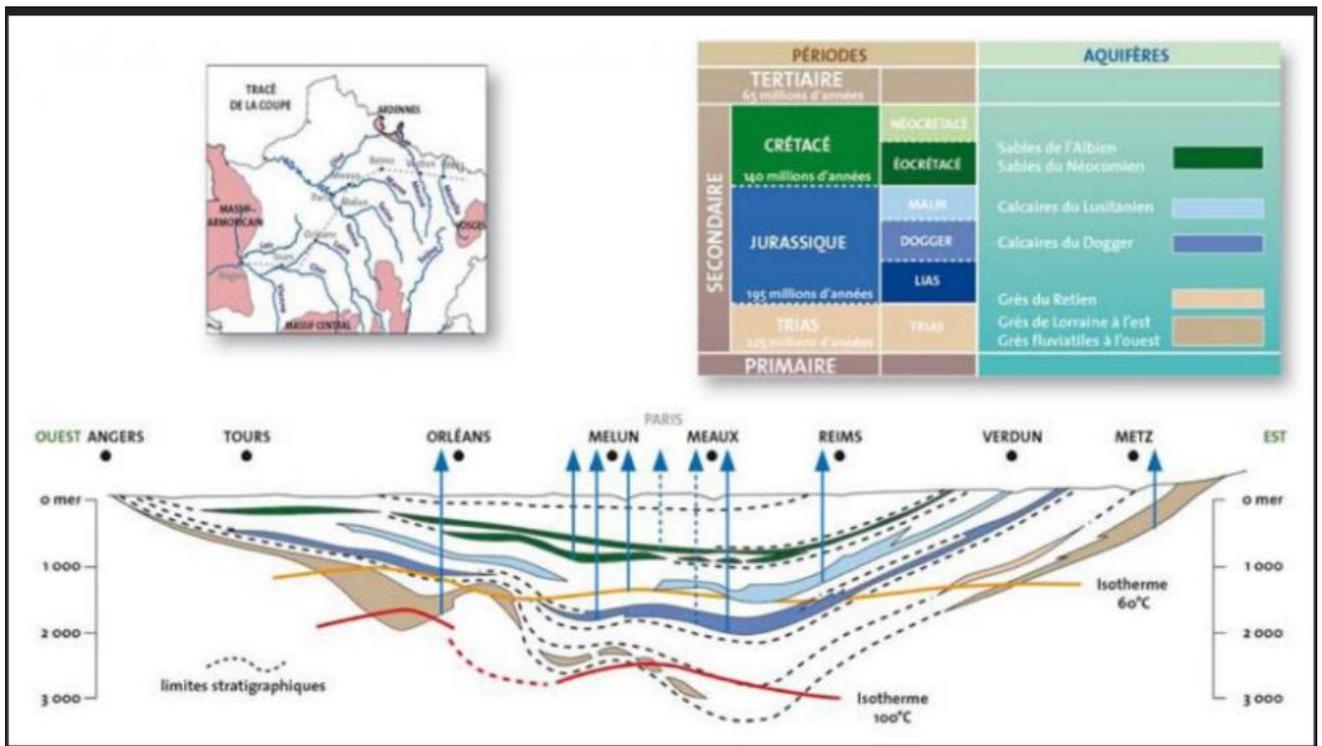


Figure 106 : coupe géologique du bassin parisien (aquifères)

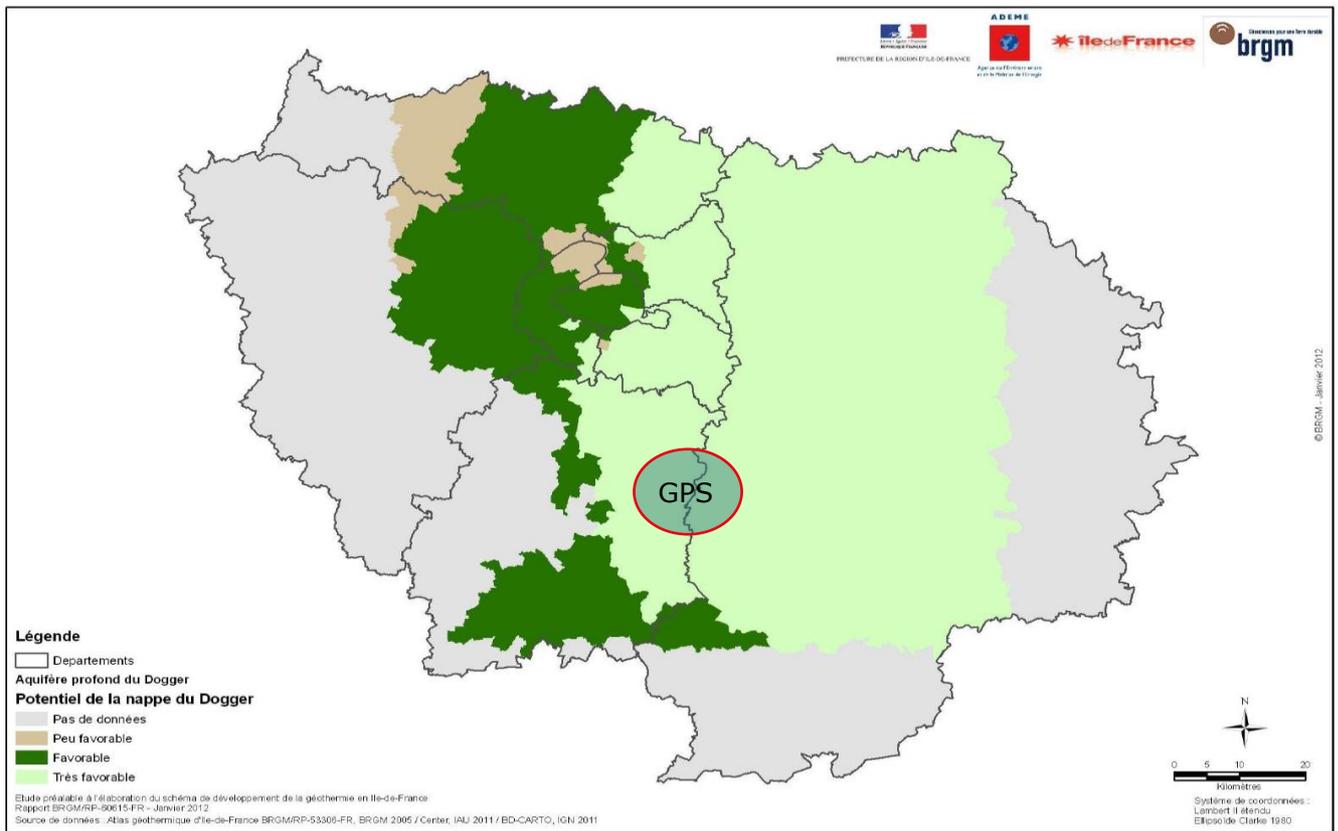


Figure 107 : Carte potentiel géothermique Dogger - Ile de France

Trajectoires des réseaux

Evolutions et développement

/ Hypothèses techniques

Ratio de besoins de chauffage et froid selon l'usage du bâtiment

Base RT 2012 AVEC correction RE2020

Valeurs en kWh

	H1		
	Cch	Cecs	Cclim
Maison CE1	30	20	0
Maison CE2	30	20	7
Immeuble collectif CE1	30	35	0
Immeuble collectif CE2	30	35	5
Foyers	25	30	0
Bureaux CE1	20	7	0
Bureaux CE2	20	7	5
Enseignement secondaire CE1	30	5	0
Enseignement secondaire CE2	30	5	5
Enseignement primaire CE1	35	5	0
Enseignement primaire CE2	35	5	5
Petite enfance CE1	55	20	0
Petite enfance CE2	35	20	20
Commerce CE1	35	0	0
Commerce CE2	35	0	150
RPA	40	20	5
Industrie CE2 3x8h	150	5	20
Industrie CE2 8h18h	80	5	5
Restauration CE1	100	15	0
Restauration CE2	100	15	50
Hôtel CE1	30	40	0
Hôtel CE2	30	40	10
Sport CE1	30	10	0
Foyers CE2	25	30	5
Aérogare			