



M A N E R G Y

04.2023

RAPPORT PHASE 2

Schéma Directeur de chaleur de
Val d'Europe Agglomération



MAÎTRE D'OUVRAGE



VAL D'EUROPE
AGGLOMÉRATION



SOMMAIRE

1. Contexte et Enjeux.....	2
1.1 Contexte général.....	2
1.2 Contexte local.....	4
1.3 Les enjeux.....	6
2. Mise à jour des besoins – Phase V.....	9
2.1 ZACs Nord.....	9
2.2 Centre Urbain et alentours.....	12
2.2.1 Périmètre initial du réseau de chaleur – ZACs Prés de Claye / Studios et Congr� / Pointe Nord de Chessy.....	12
2.2.2 Autres ZAC à proximité.....	14
2.2.3 Besoins existants complémentaires.....	19
3. Analyse multicritère des scénarios.....	20
3.1 Définition des scénarios.....	20
3.1.1 Scénario 1 : Géothermie indépendante.....	20
3.1.2 Scénario 2 : Maximisation SGVE.....	23
3.1.3 Synthèse des scénarios.....	27
3.1 Analyse énergétique et environnementale.....	27
3.1.1 Scénario 1 : Géothermie indépendante.....	27
3.1.2 Scénario 2 : SGVE maximisé.....	32
3.2 Analyse �conomique.....	36
3.2.1 Investissements et financements externes.....	38
3.2.1 Prix cible, recettes de vente de chaleur et structure tarifaire.....	45
3.2.2 Charges d'exploitation.....	47
3.2.1 Résultats de l'analyse économique – Rentabilité.....	53
4. Mise en œuvre contractuelle.....	56
4.1 Scénarios Géothermie.....	56
4.2 Scénarios SGVE.....	56
5. Synthèse et Plans d'actions.....	57



1. Contexte et Enjeux

1.1 Contexte général

Depuis les premiers chocs pétroliers et jusqu'à récemment à travers la COP21 et l'accord de Paris en 2015, l'engagement des pouvoirs publics dans la **lutte contre le réchauffement climatique** et pour la **maîtrise des dépenses énergétiques** n'a cessé de croître.

Le Grenelle de l'Environnement, en 2007, a particulièrement relancé le **développement des réseaux de chaleur** comme **vecteur** de mobilisation **d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R)**.

En 2015, la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (**LTECV**) a été adoptée par l'Assemblée Nationale. Cette loi vise à définir les principaux objectifs d'un **nouveau modèle énergétique français** en vue de lutter contre le réchauffement climatique et les émissions de gaz à effet de serre. Les principaux objectifs de cette loi sont :

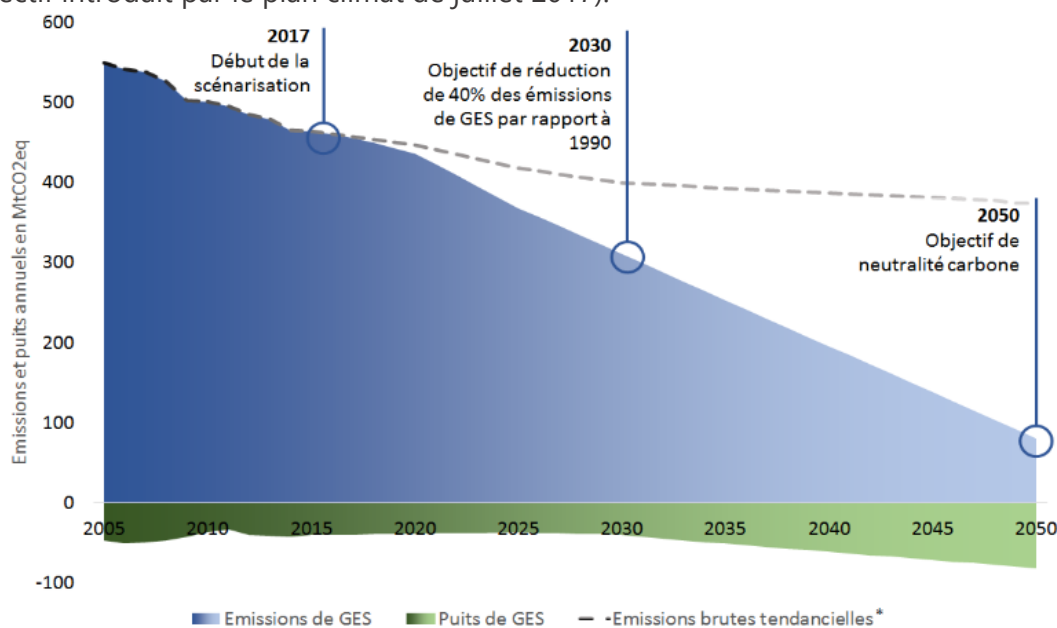
- Une diminution de 40 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 par rapport à 1990,
- Une diminution de 30 % de la consommation d'énergie fossiles en 2030 par rapport à 2012,
- Une augmentation de la part des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) à 32 % de la consommation d'énergie finale en 2030,
- Une réduction de la consommation d'énergie finale de 50% en 2050 par rapport à 2012,
- Une diminution de 50% des déchets mis en décharges en 2025,
- Une diversification forte de la production d'électricité, avec pour objectif d'abaisser la part de production d'origine nucléaire à 50% (78% actuellement).

Au-delà de ces **objectifs environnementaux** chiffrés se cachent aussi des **objectifs de développement économique**, avec la création d'emplois locaux et durables, et une relocalisation de l'activité économique dans le domaine de l'énergie.

L'atteinte des objectifs ambitieux fixés nécessitent une **implication forte de l'ensemble des acteurs de la société et de l'ensemble des collectivités**. En effet, ces objectifs nationaux doivent être déclinés au sein des territoires pour y apporter des **solutions adaptées aux territoires et aux enjeux locaux**.



Enfin, adoptée début 2020, la **Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC)** décrit la feuille de route de la France pour conduire la politique **d'atténuation du changement climatique**. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre la transition vers une économie bas-carbone dans tous les secteurs d'activités. Elle définit des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la France à court/moyen terme – les budgets-carbone – et vise l'atteinte de la **neutralité carbone**, c'est-à-dire zéro émission nette, à **l'horizon 2050** (objectif introduit par le plan climat de juillet 2017).



*Les émissions « tendancielle » sont calculées à l'aide d'un scénario dit « Avec Mesures Existantes » qui prend en compte les politiques déjà mises en places ou actées.

Figure 1. Evolution des émissions et des puits de GES sur le territoire national entre 2005 et 2050. Source : SNBC - MTES - 2020.

La stratégie et les budgets-carbone sont **juridiquement opposables pour le secteur public**, principalement par un lien de prise en compte. L'obligation de prise en compte impose de « ne pas s'écarter des orientations fondamentales sauf, sous le contrôle du juge, pour un motif tiré de l'intérêt de l'opération et dans la mesure où cet intérêt le justifie » (CE, 9 juin 2004, 28 juillet 2004 et 17 mars 2010).

Il en découle principalement que la SNBC ne peut être ignorée et que les écarts ont vocation à être explicités et argumentés. Ainsi, les orientations stratégiques du SNBC, dont le présent document résume les applications aux réseaux de chaleur, si elles sont engageantes pour toutes les entreprises et tous les citoyens, s'adressent toutefois en priorité aux décideurs publics, en particulier aux échelons nationaux, régionaux et **intercommunaux**.



1.2 Contexte local

VAL D'EUROPE AGGLOMERATION regroupe aujourd'hui **10 communes** réparties sur **69 km²** totalisant plus de **50 000 habitants**. **VAL D'EUROPE AGGLOMERATION** fait partie des territoires qui a connu l'une des plus fortes dynamiques démographiques et socio-économiques de France. En effet, il y a 30 ans ce territoire était composé de 5 villages et comptait 4 000 habitants.

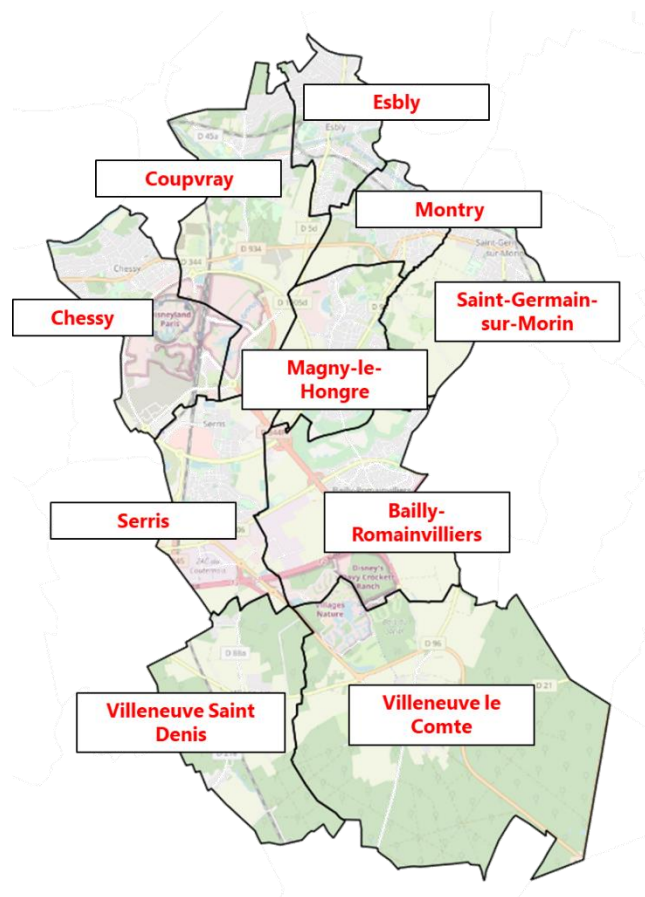


Figure 2 : Carte du territoire de Val d'Europe

La Convention, acte fondateur du territoire, signée le 24 mars 1987 entre l'État, La Walt Disney Company, le Département de Seine-et-Marne et la Région, prévoyait la réalisation à l'horizon 2017, de deux parcs à thèmes, 18 000 chambres d'hôtel, 2 400 résidences hôtelières, 2 golfs, un parc aquatique, 5 400 logements, 65 000 m² de commerces de détail, restauration, spectacles, 90 000 m² de centre commercial régional, 40 000 m² de centre de conférence, 700 000 m² de bureaux, 750 000 m² d'activité.

Val d'Europe Agglomération a donc engagé des démarches afin de traiter la question de la **stratégie énergétique** sur les zones à développer sur son périmètre. En ce qui concerne les besoins de chaleur, les acteurs du Val d'Europe (collectivités, Eurodisney, Village Nature)

tendent à favoriser l'étude et la **mise en place de réseaux de chaleur** et la mobilisation des gisements **d'énergies renouvelables**.

Dès 2014, un premier schéma directeur a été réalisé sur la zone du secteur IV de Val d'Europe. Les conclusions de ce premier schéma directeur ont permis la réalisation :

- Doublet de géothermie Village Nature 350 m³/h – 78°C (mis en service en 2017)
- Réseau interne Village Nature (mis en service en 2017)
- Réseau de liaison Village Nature – Parcs Disney (mis en service début 2018)

Et le développement par **Val d'Europe Agglomération** de réseaux de chauffage urbain sur le périmètre de 3 ZAC dont l'aménagement est réalisé par EPAFrance :

- ZAC du Pré de Claye à SERRIS
- ZAC des Studios et des Congrès à CHESSY
- Secteur Pointe Nord de CHESSY

La réalisation de ces réseaux (un réseau pour les ZAC de Chessy et un réseau pour la ZAC de Serris) a été confiée à la société EVVE (filiale de Coriance) en 2016 via un contrat **de délégation de service public**.

Le contrat de DSP a évolué depuis sa signature. Un premier avenant a été signé afin de prendre en compte des besoins supplémentaires et également de prendre en considération la vente de chaleur par SGVE (société géothermique du Val d'Europe) depuis la géothermie de Village Nature.

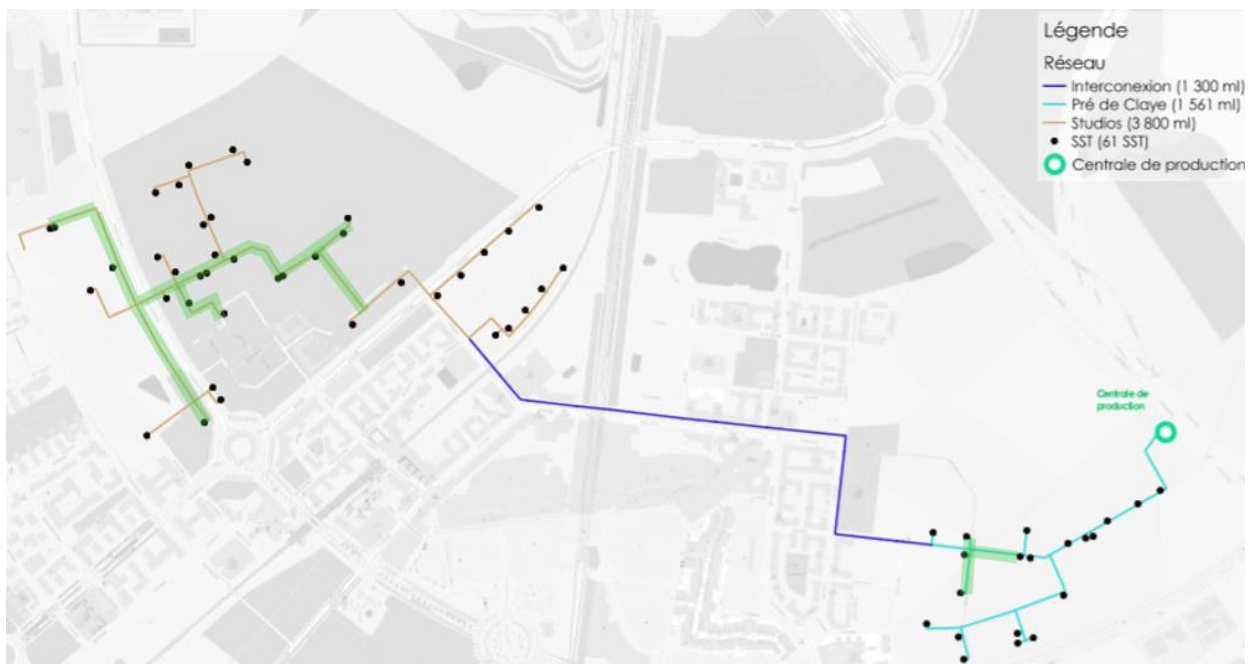
Un deuxième avenant a été signé début 2020 afin d'acter la possible interconnexion des 2 réseaux. Cet avenant a pour objectif de raccorder sur le chemin de l'interconnexion des prospectifs existants dans la continuité de la démarche engagée par **Val d'Europe Agglomération** de **verdissement du territoire**.

A ce jour, la réalisation des réseaux au sein des ZAC est en cours par EVVE au fur et à mesure du développement de la zone. Pour la ZAC des Studios, seule la résidence FOXTROT est raccordée depuis fin 2018. En fin d'année 2020, 6 autres sous-stations ont été raccordées sur le réseau de la ZAC et en 2021, 3 autres sous-stations.

Concernant la ZAC du Pré de Claye, 3 sous-stations ont été mises en service fin 2020 et 4 autres à fin 2021.

En vert : les réseaux réalisés à fin 2020.





La présente mission consiste en une mise à jour du schéma directeur suite aux évolutions sur l'urbanisation et de la réglementation énergétique. Elle est aussi réalisée dans le cadre du projet d'interconnexion des 2 réseaux indépendants de ZAC par le délégataire du réseau de chaleur de Val d'Europe.

1.3 Les enjeux

Les réseaux de chaleur sont considérés comme un **des leviers majeurs** pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effets de serre sur le territoire, tout en consolidant le volet social de la **Transition Énergétique** avec une chaleur à coûts maîtrisés.

Le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux en matière énergétique qui ont incité fortement les Collectivités locales à s'adapter à ce nouvel environnement, et notamment à :

- Imaginer des solutions techniques et économiques innovantes,
- Revisiter les structures contractuelles actuelles.

Le concept de « Schéma directeur » s'inscrit dans ce contexte, en permettant aux Collectivités locales de réaliser un exercice d'anticipation et de projection à l'horizon de 10-20 ans. *In fine*, il s'agit de définir plusieurs scénarios pour découler sur une programmation de travaux à entreprendre durant cette période.

A l'échelle d'une ville ou d'un quartier, un réseau de chaleur ou de froid peut alimenter tous types de bâtiments : tertiaires, résidentiels, industriels, ...

Mais il doit présenter une performance globale permettant de justifier sa valeur en tant que solution énergétique territoriale. Trois critères permettent d'appréhender cette performance :

- Sa **performance énergétique**, soit la quantité d'énergie nécessaire à la production de chaleur ou de froid ;
- Sa **performance environnementale**, soit les rejets de gaz à effet de serre selon les combustibles utilisés ;
- Sa **performance économique**, soit le coût global de l'énergie pour l'utilisateur final.

L'objectif de cette approche est de permettre de définir un plan d'actions programmées qui intégrera :

- Les évolutions des besoins énergétiques du territoire ;
- La maîtrise du coût de l'énergie pour l'utilisateur final ;
- Une performance environnementale en favorisant le recours aux EnR&R dans le mix énergétique du réseau.

Il apparaît qu'à l'échelle d'un territoire, les notions de développement durable et d'attractivité sont intimement liées, et ce, d'autant plus que l'on se projette sur le long terme. En effet, un des points clés du développement durable est de **replacer l'homme et son bien-être au centre de la dynamique de croissance**.

L'objectif de maximiser l'attractivité des territoires, tant pour ses acteurs économiques que pour ses habitants, tout en intégrant une gestion pérenne du territoire et de ses ressources, est inhérente à l'exercice de réalisation d'un schéma directeur.

Le développement de l'usage des énergies renouvelables et de récupération doit conduire à mener une analyse rigoureuse des potentiels sous les axes suivants :

- Les **ressources énergétiques du territoire** : il s'agit des cartographies des ressources primaires locales d'énergies renouvelables (l'ensoleillement, les ressources géothermales, les ressources de chaleur fatale, la biomasse, etc.),
- Le **potentiel théorique** : il représente la puissance totale théorique par filière que l'on est en mesure de valoriser sur le territoire, si l'on ne tient compte que des contraintes techniques, patrimoniales et environnementales (l'orientation des toitures et la protection du patrimoine bâti pour le solaire, les risques pour la géothermie, etc.),

Ce sont des chiffres purement théoriques et très ambitieux puisque l'on ne tient pas compte de la capacité financière et de la motivation des maîtres d'ouvrage, ni de la concurrence des autres filières (gaz, électricité, etc.). Toutefois les chiffres sont intéressants puisqu'ils représentent le maximum envisageable par filière sur le territoire et permettent donc d'évaluer, en théorie, la couverture possible des consommations d'énergie du territoire par les énergies renouvelables.



- Le **potentiel mobilisable**, ou « plausible » : il intègre toutes les contraintes vues précédemment ainsi que la capacité financière des maîtres d'ouvrages, la réglementation thermique, la dynamique actuelle des artisans et installateurs, les jeux d'acteurs, les partenariats à nouer, l'impact d'une politique incitative de la part de la collectivité (leviers réglementaires dans les documents d'aménagement : PLU, Référentiel Habitat, etc.).

C'est **à partir de ce potentiel plausible qu'il devient possible d'établir des scénarios** qui mettent en lumière les impacts du développement des projets sur la dépendance aux énergies fossiles, la facture énergétique du territoire, les rejets de CO2 et autres gaz à effets de serre et polluants atmosphériques et indirectement, la précarité énergétique des ménages, la substitution d'énergie, la consommation d'espace, etc.

Pour ce faire, l'étude se décompose en 4 phases :

- **Phase 1 – Etat des lieux et scénarisation**
 - A – Diagnostic des réseaux de chaleur existants et évaluation de la qualité du service fourni
 - B – Etat des lieux des consommateurs potentiels
 - C – Etat des lieux des sources de chaleur EnR&R
 - D – Scénarisation
- **Phase 2 – Analyse multi-critères des scénarios d'évolution des réseaux de chaleur retenus**
 - A – Analyse économique
 - B – Analyse environnementale
 - C – Analyse sociale
 - D – Classement du réseau de chaleur
 - E – Intégration contractuelle, mode de gestion et portage
- **Phase 3 – Finalisation du Schéma Directeur des réseaux de chaleur**
 - A – Elaboration du plan d'actions du scénario retenu et échéancier prévisionnel

Ce rapport présente les résultats des Phases 2 et 3.

Suite aux Conclusions de la phase 1 du schéma directeur présenté en comité technique en Mai 2021, et à différents échanges par la suite avec Disney et l'EPA France, il a été décidé :

- de ne pas inclure le réseau Disney et son patrimoine (Disney portant son propre développement) dans la suite de la réflexion ;
- de mettre à jour les besoins et leur montée en charge suite à la définition de la programmation de la Phase V entre Disney, l'EPA France, et Val d'Europe Agglomération.



2.1 ZACs Nord

- 1 105 logements (en vert)
- Un équipement public (le lot rouge): non pris en compte dans l'analyse ne connaissant pas sa destination ni ses caractéristiques
- 2 résidences pour un total de 280 chambres
- Quelques commerces

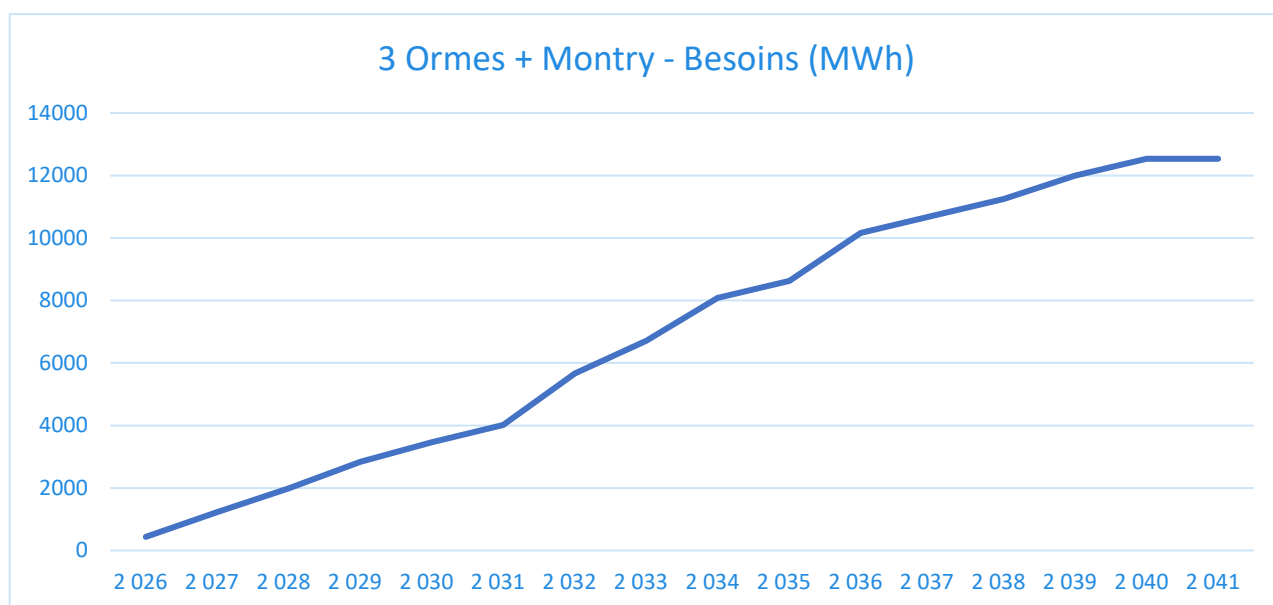
A noter : des lots de cette ZAC ont été construits ou sont en cours de réalisation dans le cadre de la Phase IV (en gris). Néanmoins, ceux-ci sont en cours de réalisation, et près de 300 de ces logements devraient être alimenté par une chaufferie bois privé mise en œuvre par la promoteur. Ces lots ne sont donc pas considérés comme raccordables.

- 1 090 logements supplémentaires estimés
- Un centre aquatique

Ces besoins représentent environ 5,8 GWh sont à raccorder entre 2031 et 2039.

La répartition spatiale de ces besoins n'a pas été fournie, ni la densité prévue, ne permettant donc pas de tracer un potentiel réseau, ni de calculer de densité. Il a donc été estimé pour cette étude une densité urbaine similaire à celle de la ZAC des 3 Ormes, et une densité énergétique du réseau identique.

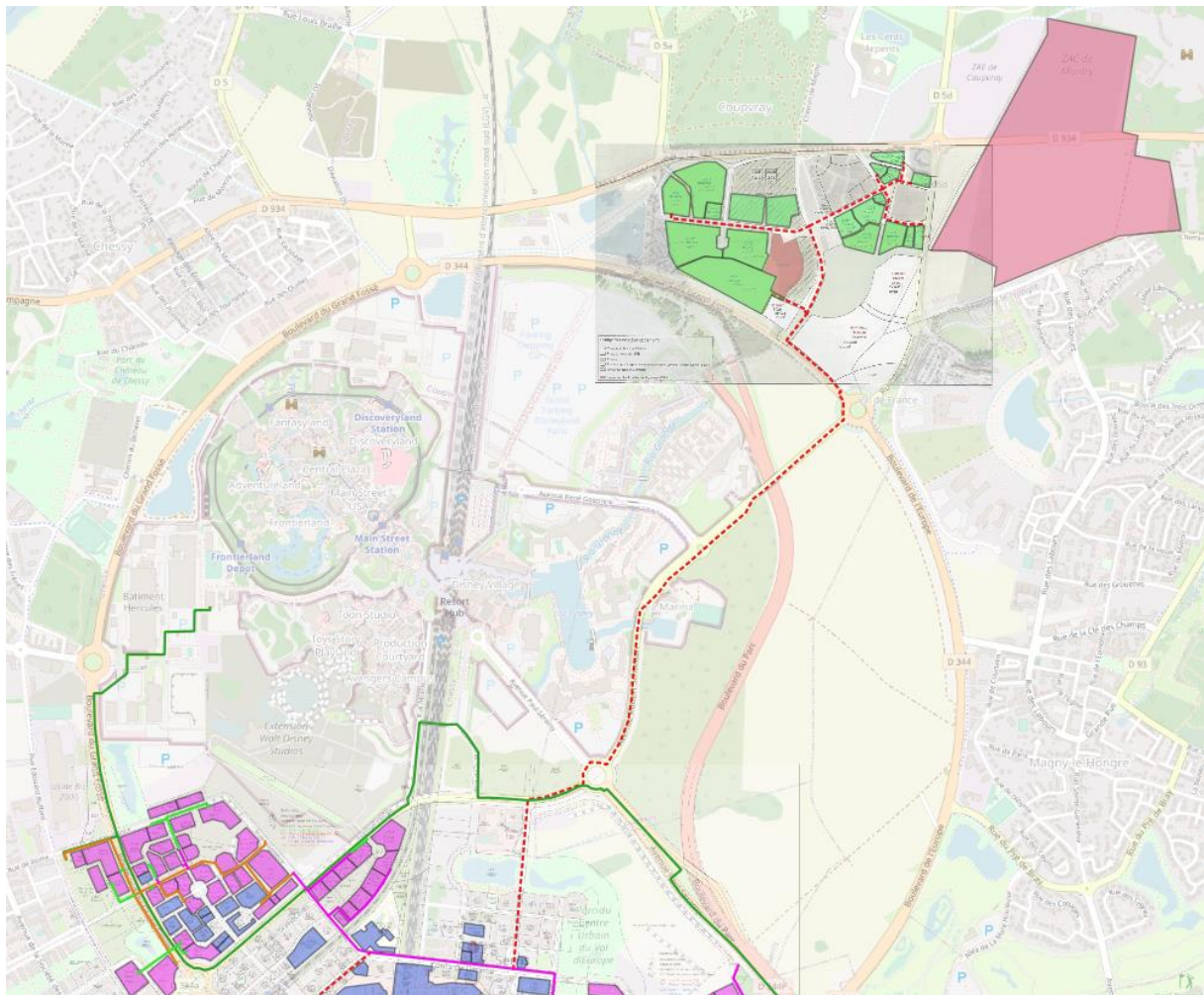
Evolution totale des besoins sur le secteur :



Les besoins totaux des 2 secteurs sont donc estimés à 12,5 GWh.

Raccordement au Centre Urbain :

Pour définir la possibilité de raccordement de ces ZACs au réseau de chaleur de Val d'Europe en cours de déploiement sur le centre urbain, le tracé suivant a été envisagé :



La longueur totale du réseau reliant le Centre Urbain aux ZACs Nord est d'environ 3 250 ml, et le réseau de desserte à l'intérieur des ZACs représenteraient environ 3 750 ml, soit une longueur totale minimale de 7 000 ml.

La densité de cette potentielle extension du Centre Urbain est donc d'environ 1,8 MWh/ml.

Conclusions sur le secteur ZAC Nord :

Les conclusions de la Phase 1 du schéma directeur sont donc toujours valides :

- Un raccordement au réseau Val d'Europe déjà présent sur le centre urbain, bien qu'il soit techniquement possible et puisse être subventionné, pénaliserait l'équilibre économique de celui-ci en faisant chuter la densité énergétique.
- Seule le raccordement du secteur des Hôtels Disney sur le tracé permettrait de rattraper (fortement) ce déséquilibre et donc de créer une nouvelle antenne.

➔ Sans accord de Disney sur ce point, aucun projet ne nous semble envisageable.

- Un réseau indépendant peut être mis en place à l'échelle des ZACs Nord. Cela nécessite une étude de faisabilité approfondie pour prendre en compte la montée en charge précise des différentes ZACs du secteur et la cohérence avec la mise en place d'un moyen de production commun.



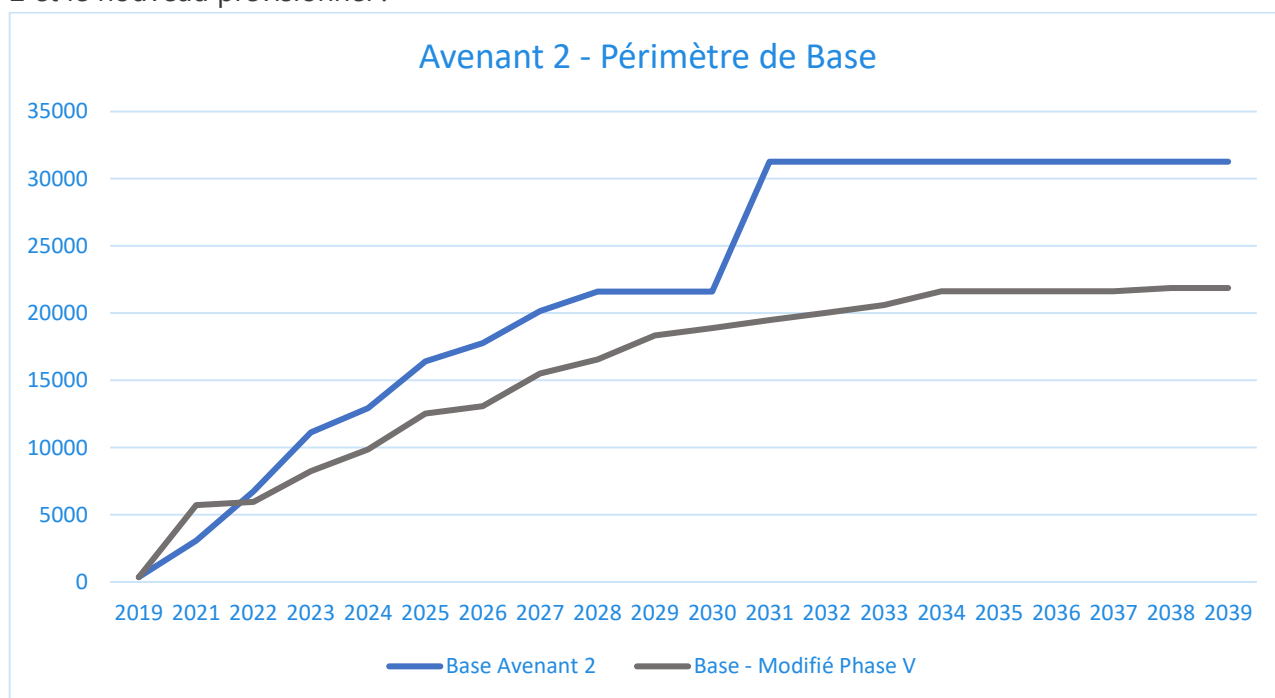
2.2 Centre Urbain et alentours

2.2.1 Périmètre initial du réseau de chaleur – ZACs Prés de Claye / Studios et Congr  / Pointe Nord de Chessy

Le projet porté par l'avenant 2 au contrat de DSP prévoyait un développement sur les ZACs cité précédemment. De manière à dimensionner au mieux les moyens de production à mettre en œuvre, EVVE, délégataire de Val d'Europe agglomération avait supposer des besoins de la future phase V sans en connaitre les contours. Les discussions récentes entre l'EPA France, Val d'Europe et Disney permettent d'en fixer les contours .

De plus, ces besoins avaient été appréciés sur la base de consommations caractéristiques de la RT 2012, or depuis, la RE2020 est entré en application.

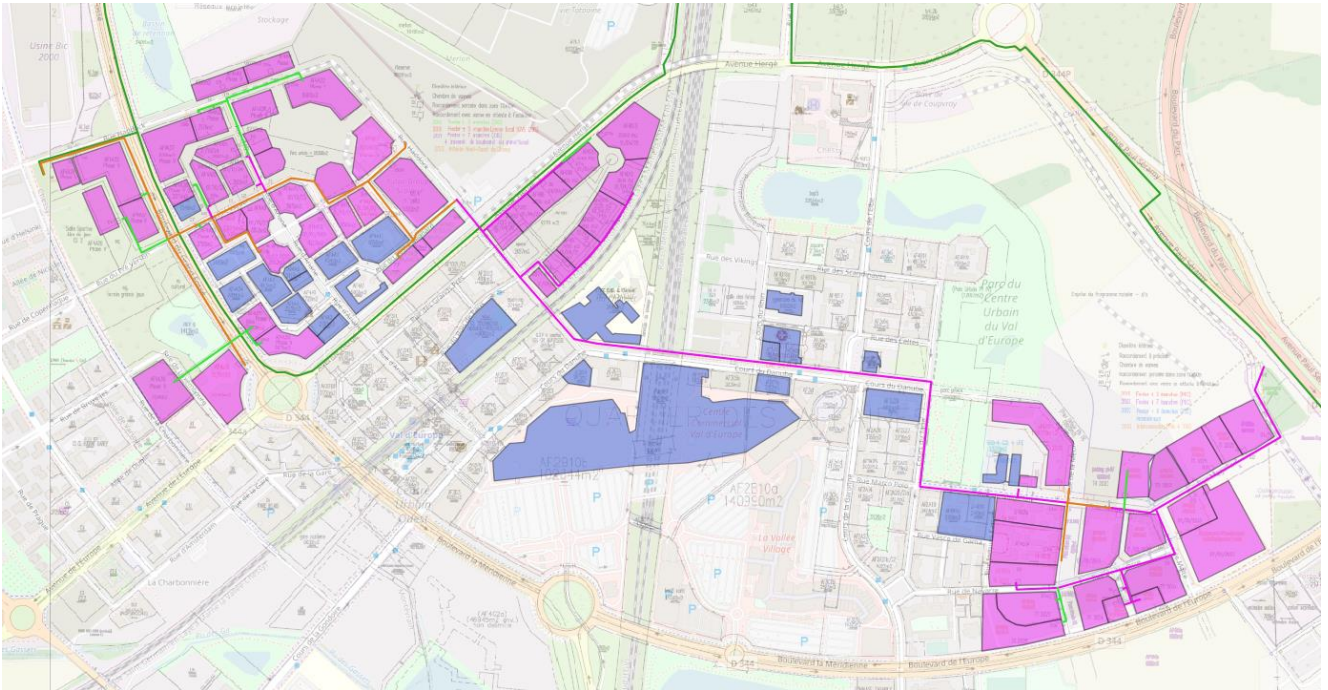
Ces 2 éléments ont permis de consolider les écarts suivant entre le prévisionnel de l'avenant 2 et le nouveau prévisionnel :



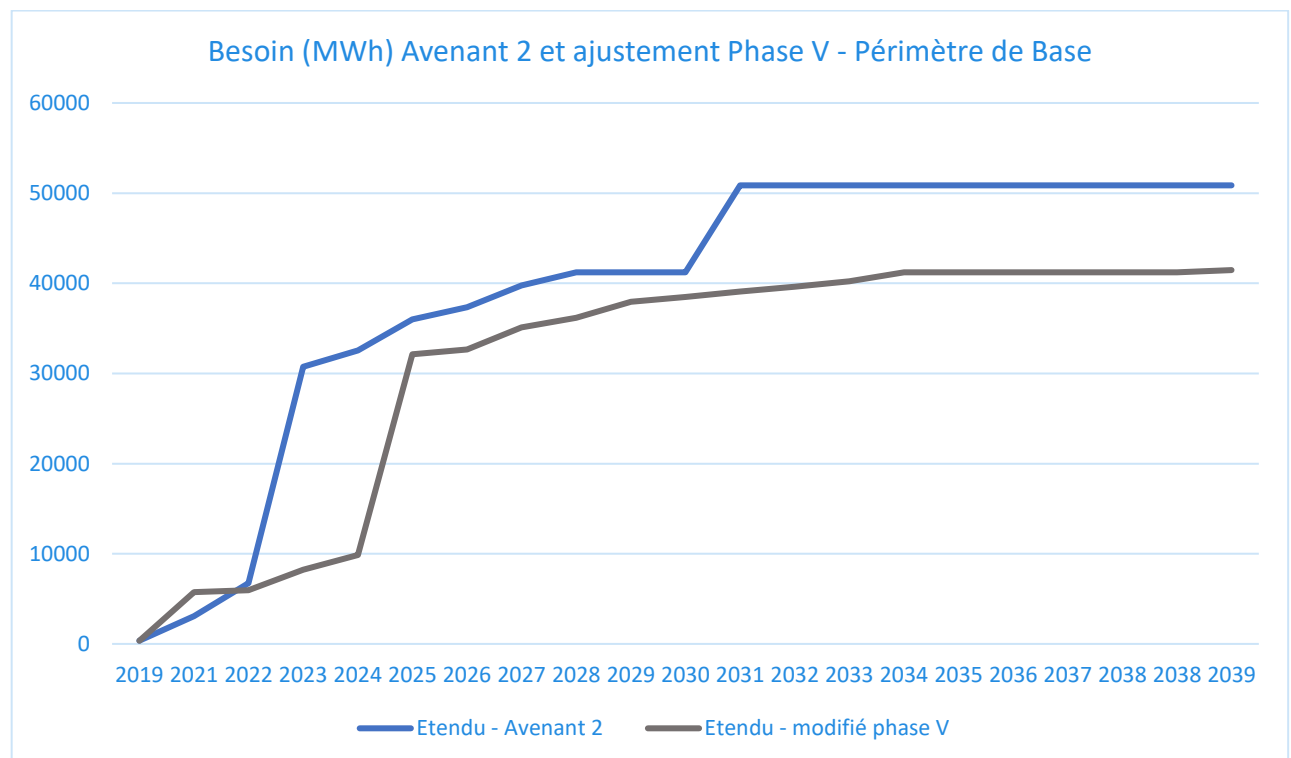
On constate des consommations moindres jusqu'en 2028 (Phase IV) lié à l'adaptation à la RE2020, puis un développement moindre sur la Phase V (envisagée en 1 seule année dans les hypothèses de l'avenant 2). Ces 2 éléments auront un impact sur le réseau de chaleur.



L'avenant 2 envisageait aussi, en complément, un développement sur le Centre urbain déjà construit, le long de l'interconnexion entre les 2 réseaux. En consolidant les besoins de la Phase V et ces besoins existants, on arrive aux écarts suivants :



En rose : lot prévu raccordés à l'avenant 2, en bleu : bâtiments du centre urbain identifiés comme raccordables.



Pour les ZACs, le constat est le même que précédemment. Pour les besoins existants sur l'interconnexion, au vu des échanges actuels, il a été décidé de retarder les raccordements à

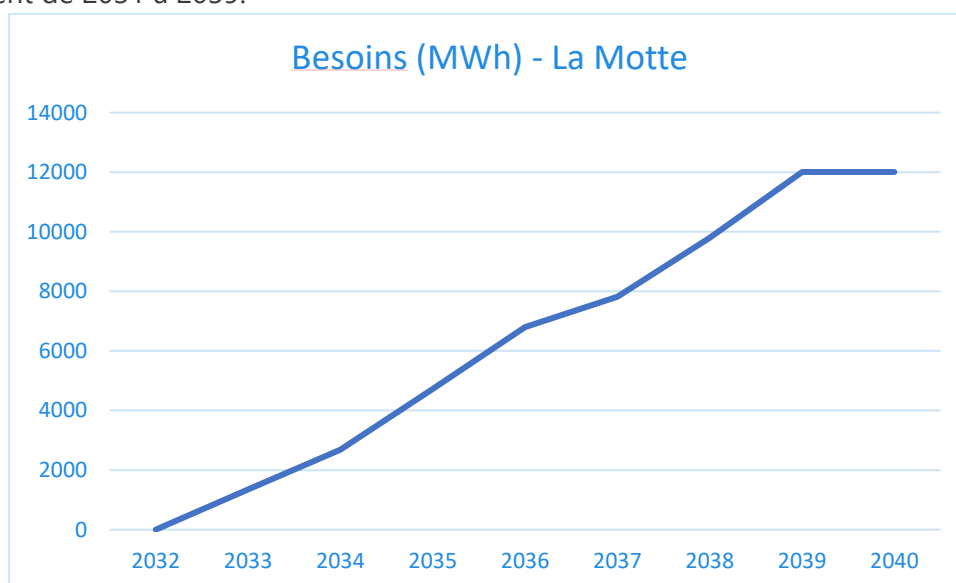


2024 et 2025 pour être plus cohérent avec la réalisation probable de l'interconnexion et d'un nouveau moyen de production.

2.2.2 Autres ZAC à proximité

ZAC de la Motte

Le projet prévoit la construction d'environ 2 800 logements neufs, avec des livraisons qui s'étendent de 2031 à 2039.



Les besoins de ce secteur sont donc estimés à environ 12,0 GWh à terme. Quelques lots sont réservés pour des équipements publics (en rouge sur le plan ci-dessous), néanmoins ceux-ci ne sont pas pris en compte dans la présente analyse, ne connaissant pas sa destination ni ses caractéristiques.

Le déploiement de cette ZAC se fait à partir du Nord, et donc depuis le secteur du réseau Val d'Europe, ce qui est plutôt favorable au développement du réseau.

A noter : au sud, le secteur la Motte rejoint le réseau de Dalkia qui alimente le quartier Prieuré et le Centre Aquatique du Val d'Europe (qui est installé sur une des réserves équipements publics du Sud du secteur). 0 horizon loint (fin de Phase V) une unification ou tout au moins un rapprochement de ces 2 réseaux au niveau du Centre aquatique pourra être envisagé.

Le tracé pour relier l'ensemble des lots (en rouge pointillé ci-dessous) pourrait être le suivant :





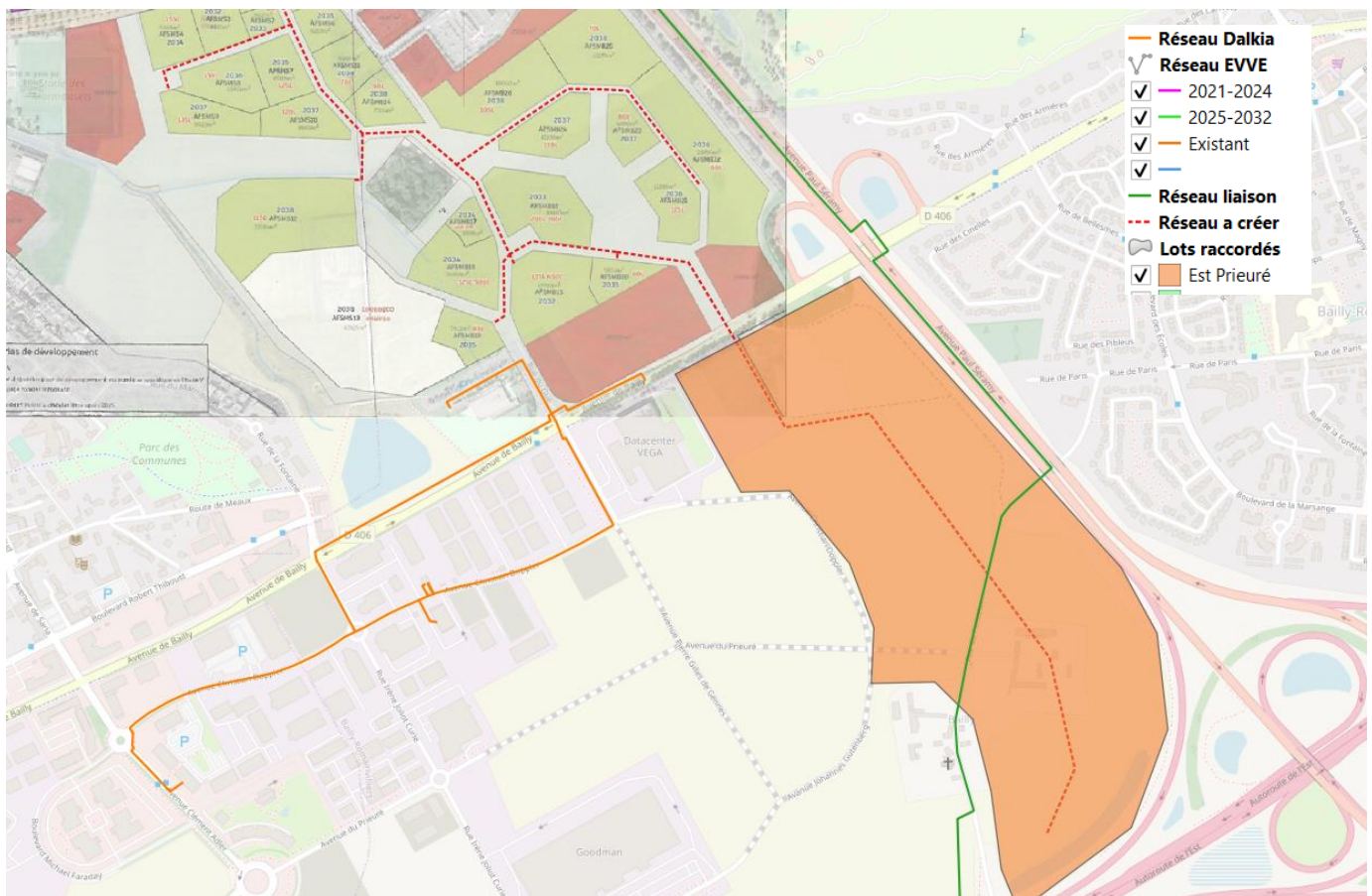
Ce tracé depuis la Rue de Malte représente environ 2 310 ml et ne présente aucune contraintes particulières.

La densité énergétique estimée est alors de 5,2 MWh/ml.

ZAC Prieuré Est – Dans le prolongement de la Motte

Le projet prévoit la construction d'environ 850 logements neufs, avec des livraisons qui s'étendent de 2029 et 2035.

La programmation de secteur n'étant pas encore entièrement définie, nous avons dans un 1^{er} temps cherché à voir si un raccordement au réseau de Val d'Europe semblait envisageable en traçant uniquement une artère principale sur l'ensemble du secteur :



Ces besoins sont d'environ 3,8 GWh pour les logements seuls.

Depuis le dernier point de raccordement du secteur la Motte, le tracé nécessaire pour la réalisation de cette arrête centrale est d'au moins 1 700 ml, soit une densité largement inférieure à 2 MWh/ml.

Un problème de planning existe aussi : le Sud du secteur La Motte (2032-2033) sera réalisé postérieurement aux 1^{ère} livraisons de ce secteur Est Prieuré (2029).

Pour la mise en œuvre d'un réseau de chaleur sur ce secteur, 2 options sont possibles, voir combinables :

- Raccorder le secteur au réseau de Dalkia, déjà présent à proximité immédiate ;
- Densifier les besoins en privilégiant la construction de programme importants sur le secteur Nord de la ZAC.

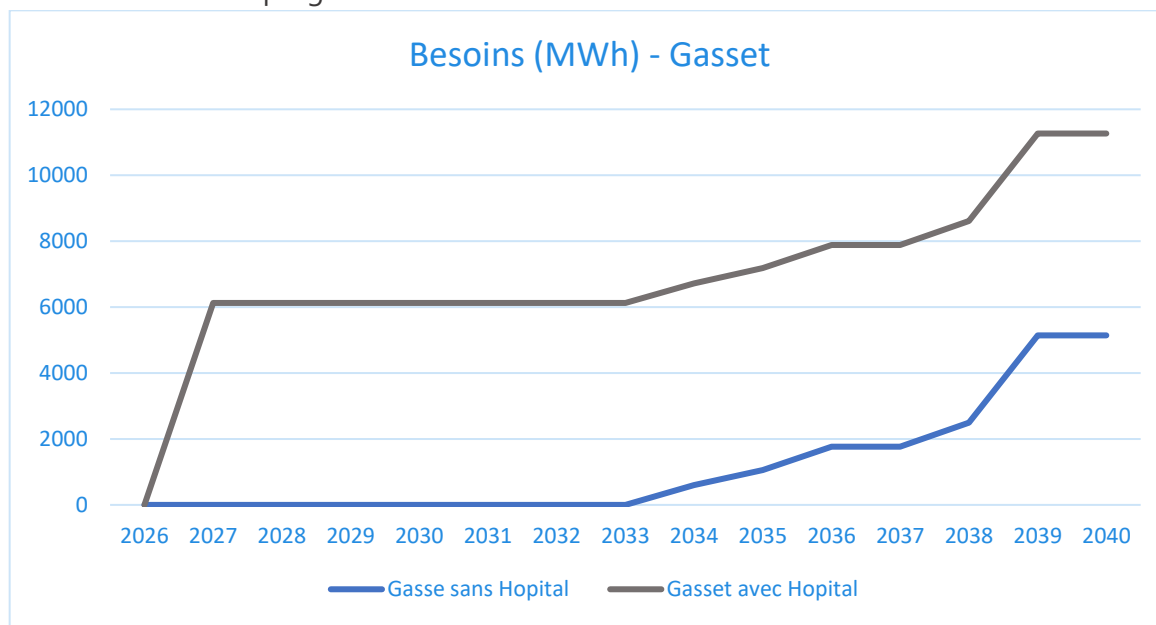
ZAC des Gassets

Le projet prévoit la construction d'environ 113 000 m² de surface de plancher, réparti en 19 lots entre logements étudiants, locaux d'enseignements, bureaux et commerces, avec des livraisons qui s'étendent de 2033 à 2038.



La ZAC des Gassets peut être liaisonnée avec l'Hôpital de l'Est Francilien, situé à proximité immédiate sur la commune de Jossigny (Agglomération Marne et Gondoire – en orange sur la carte ci-dessous), d'où la présentation de 2 évolutions de besoins.

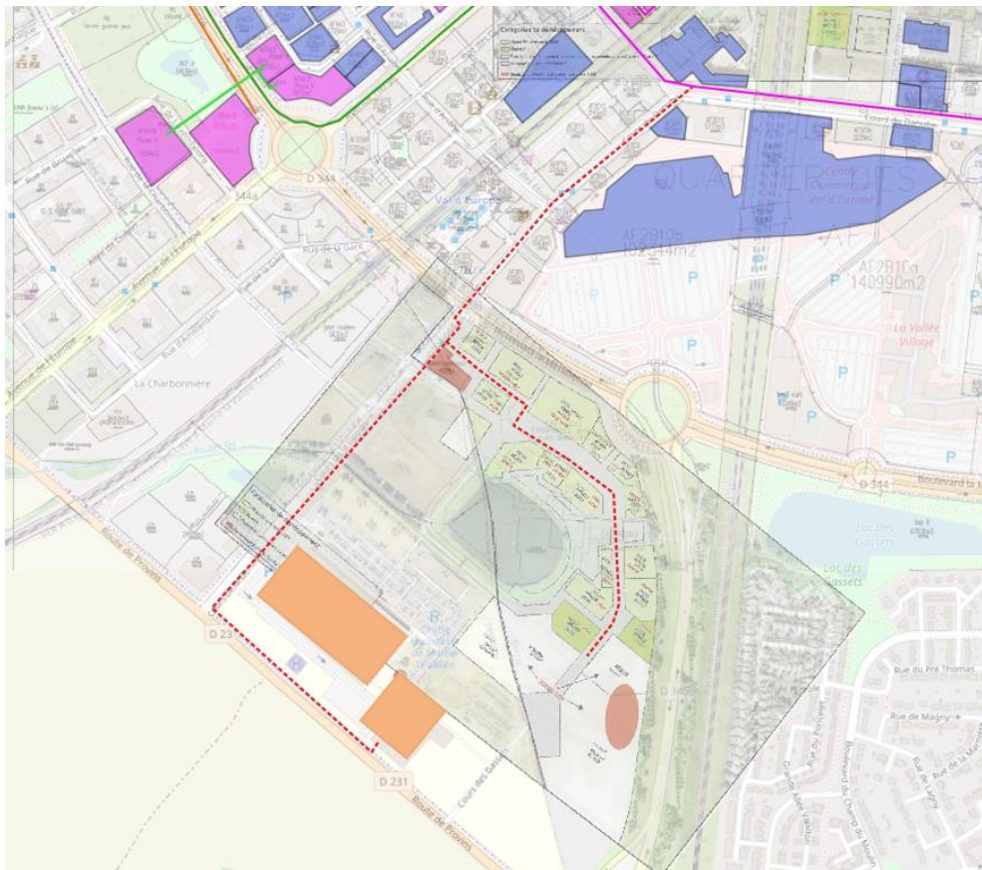
Le raccordement de l'Hôpital est considéré le plus rapidement possible après la réalisation du nouveau moyen de production, quand le déploiement de la ZAC est prise en compte conformément à la programmation.



Les besoins sont alors de :

- 11,3 GWh avec l'Hopital
- 5,1 GWh sans l'Hopital

Le tracé possible pour raccorder l'ensemble de ces besoins (en rouge pointillé ci-dessous) depuis l'angle entre les cours du Danube et de la Tamise ne présente aucune complexité particulière.



Les longueurs de raccordement sont alors de :

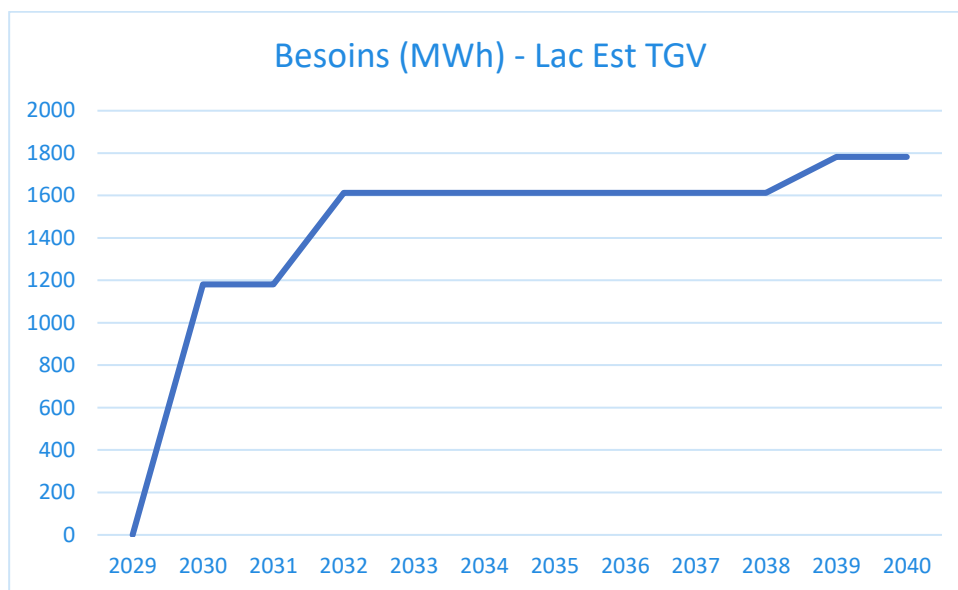
- 2 400 ml avec l'Hôpital, soit une vdensité de 4,7 MWh/ml
- 1 380 ml sans l'Hôpital, soit une densité de 3,7 MWh/ml

Le raccordement de l'Hôpital, qui ramène 6,2 GWh complémentaire de besoin pour une longueur supplémentaire d'environ 900 m permet de densifier la branche, et donc de la rendre bien plus intéressante.

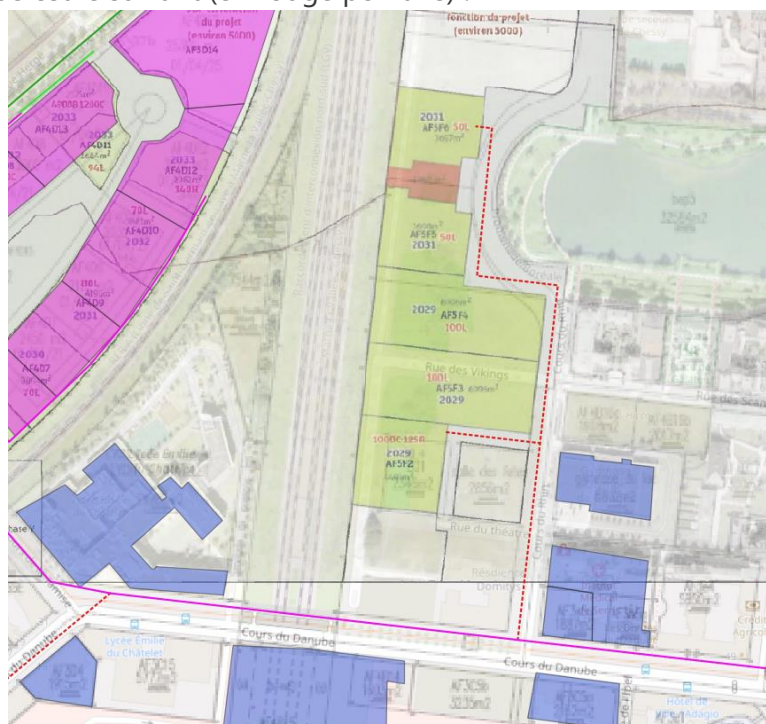
ZAC Parklife – Secteur Lac Est TGV

Le projet prévoit la construction d'environ 300 logements supplémentaires et d'un lot Divers restant à définir (considéré comme Bureaux), avec des livraisons prévues entre 2030 (pour la majorité des logements et 2039.





Les besoins sont alors de 1,8 GWh. Le tracé pour relier l'ensemble de ces besoins depuis le Cours du Danube est le suivant (en rouge pointillé) :



Ce tracé de 580 ml conduit à une densité relativement faible de 3,1 MWh/ml, mais le peu de contraintes sur ce tracé, et le potentiel de raccordement non identifié précisément situé de l'autre côté du cours du Rhin permettent de l'envisager aisément.

2.2.3 Besoins existants complémentaires



A l'ensemble des besoins précédemment décrit, on été ajoutés quelques bâtiments complémentaires identifié au fil du schéma directeur :

- Caserne de Pompiers + Gendarmerie (1,7 GWh)
- Equipements communaux existants sur le Centre Urbain
- ...

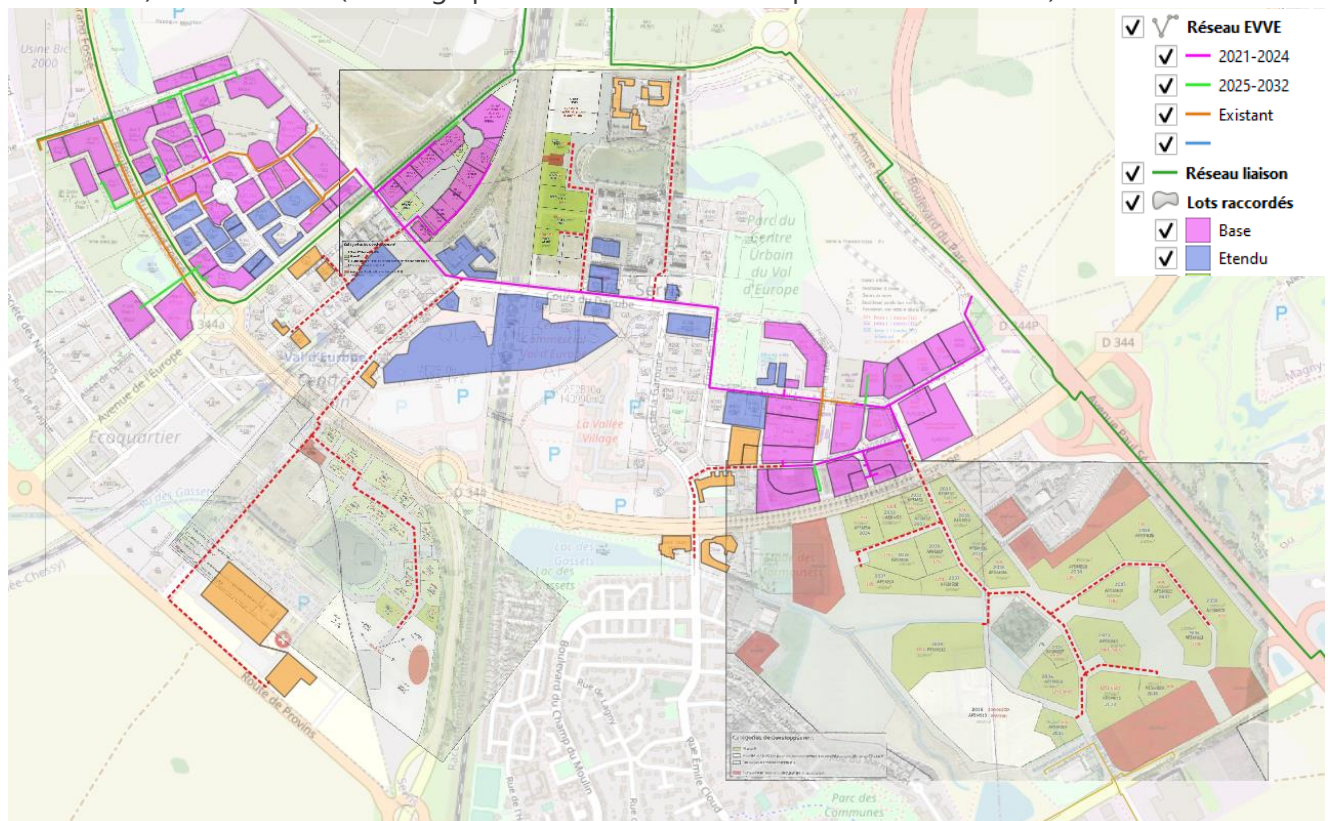
3. Analyse multicritère des scénarios

3.1 Définition des scénarios

3.1.1 Scénario 1 : Géothermie indépendante

Desserte

Le scénario consiste à raccorder l'ensemble des besoins présentés précédemment : cette consolidation de l'ensemble de ces besoins et des tracés sur les différents secteurs (Hors Prieuré Est) est le suivant (en rouge pointillé : les tracés non prévus à l'avenant 2) :

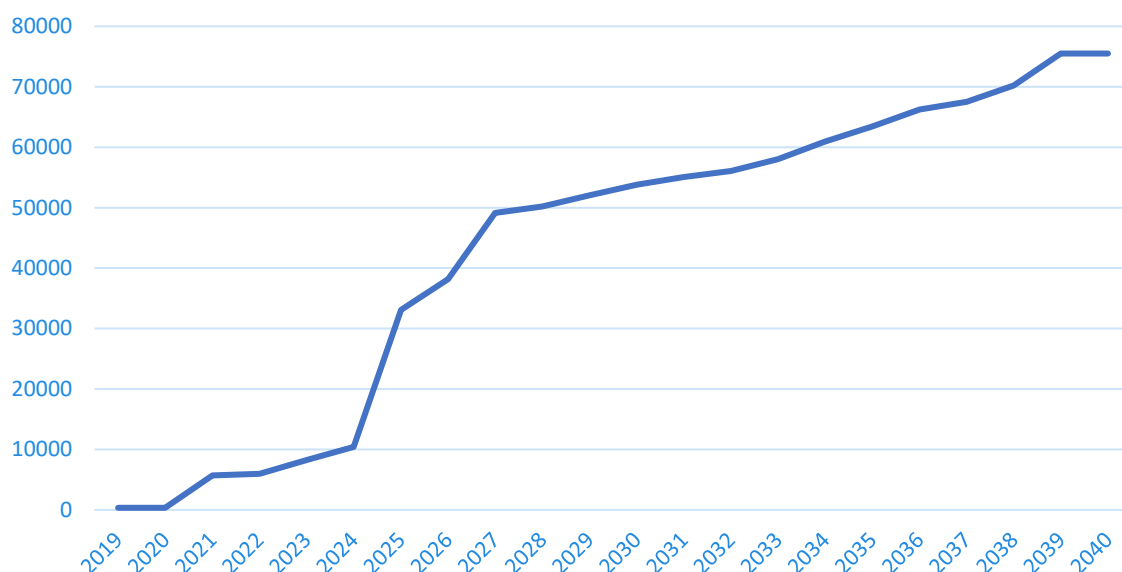


Hormis les 2 franchissements de voies ferrées déjà prévues dans l'avenant 2 et en cours de discussions avec la collectivité et les maître d'ouvrage des voies ferrées, le tracé ne présente

aucune complexités particulières. Des optimisation de mise en œuvre peuvent même être envisagés sur l'ensemble des secteurs à urbaniser (ZAC Gasset, Park Life Est, Point Nord,...).

Besoins alimentés

Besoins (MWh) - Périmètre SD proposé



La totalité des besoins recensés permettent d'arriver à

- Avec l'Hôpital : 75,5 GWh à terme, pour une longueur totale de réseau de 14 100 ml, soit une densité de 5,4 MWh/ml
- Sans l'Hôpital : 69,4 GWh pour une longueur de 13 100 ml, soit une densité d'environ 5,3 MWh/ml

➔ Pour la suite de l'analyse, et de mémoire à sécuriser le projet sur le périmètre de Val d'Europe seule, une variante sans l'Hôpital sera réalisée quand nécessaire.

Ces besoins se répartissent entre :

	Avec Hôpital	Sans Hôpital	Régime secondaire
Chauffage	50,2 GWh	44,6 GWh	• Bâtiments déjà raccordés : 60/40 °C par -7°C extérieur • Bâtiments à construire : 50/35 °C par -7°C extérieur • Bâtiments existants classiques : 70/50 °C par -7°C extérieur • Bâtiments existants spécifique (hôpital, université,...) : 80 / 60 °C
ECS	25,3 GWh	24,8 GWh	66 °C au primaire de manière à maintenir facilement 60°C au secondaire, même en cas de boucle 2aire (hôpital)
TOTAL	75,5 GWh	69,4 GWh	



Puissance souscrite	63,4 MW	60,4 MW
----------------------------	---------	---------

Ces besoins sont présentés en détails en annexe à ce rapport.

Par rapport à l'avenant 2, dernier scénario de référence :

	Avec Hôpital	Sans Hôpital
Volume annuel avenant 2 en fin de déploiement	31,2 GWh	
Volume annuel scénario en fin de déploiement	75,5 GWh	69,4 GWh
Augmentation brute	+ 44,3 GWh	+ 38,2 GWh
% d'augmentation	+ 140 %	+ 122 %
Volume sur la durée du contrat avenant 2	528 GWh	
Volume sur la durée du contrat scénario	1 034 GWh	942 GWh
Augmentation brute	+ 506 GWh	+414 GWh
% d'augmentation	+ 96 %	+ 78 %

Productions

Ce volume de besoin permet, en tête de réseau, d'envisager une alimentation :

- Par SGVE via le réseau de liaison en base, de manière à honorer le minimum prévu à la convention de vente de chaleur déjà existante (5 GWh/an) tout en respectant la temporalité d'enlèvement (puissance réduite selon la température extérieure). La chaleur livrée par SGVE provenant uniquement de géothermie (< 2% de gaz dans le mix SGVE), l'alimentation est considérée 100 % EnR&R ;
- Via une nouvelle géothermie en complément à partir de 2026 (suite à l'interconnexion entre les réseaux) : cette nouvelle installation est réalisée sur le site de Pré-de-Claye qui était envisagé pour l'installation de la biomasse dans le cadre de l'avenant 2. La température d'exhaure est de 77°C (78°C en fonds de puits), le débit maximum est de 350 m³/h et la température de réinjection minimale est de 30°C, conformément à la ressource sous-sol du secteur et au retour d'expérience de Villages Nature.

En complément de ces moyens de productions EnR&R, l'appoint-secours est assuré par :

- Dans les 2 options, une centrale principale, localisée sur le terrain du Pré-de-Claye, d'environ 33 MW ;
- Dans le scénario avec raccordement de l'Hôpital, la reprise via une mise à disposition de sa chaufferie pour permettre un secours local.

A noter : la mise en place de ce scénario nécessite une superficie relativement importante d'environ :

- 5 000 m² pendant la phase travaux de géothermie (en plus de la superficie de la centrale d'environ 1 000 / 1 200 m²)



- 2000 / 2 500 m² pendant la phase exploitation (en plus de la superficie de la centrale d'environ 1 000 / 1 200 m²)

De manière à être confortable, une parcelle totale de 7 000 m² sera nécessaire jusqu'à la fin des travaux (voir par la suite – Plan d'actions). Ensuite, une parcelle de 3 000 / 3 500 m² devra rester à disposition totale de la production du réseau de chaleur.

La parcelle réservée équipements publics sur laquelle est déjà prévu la production de Pré-de-Claye est largement suffisante et idéalement située.

Objectifs du scénarios

L'objectif de ce scénario est de confirmer la possibilité ou non, au vu des volumes, du phasage et du projet envisageable, de mettre en place une géothermie profonde au Dogger en plus des engagements déjà existants.

3.1.2 Scénario 2 : Maximisation SGVE

Production

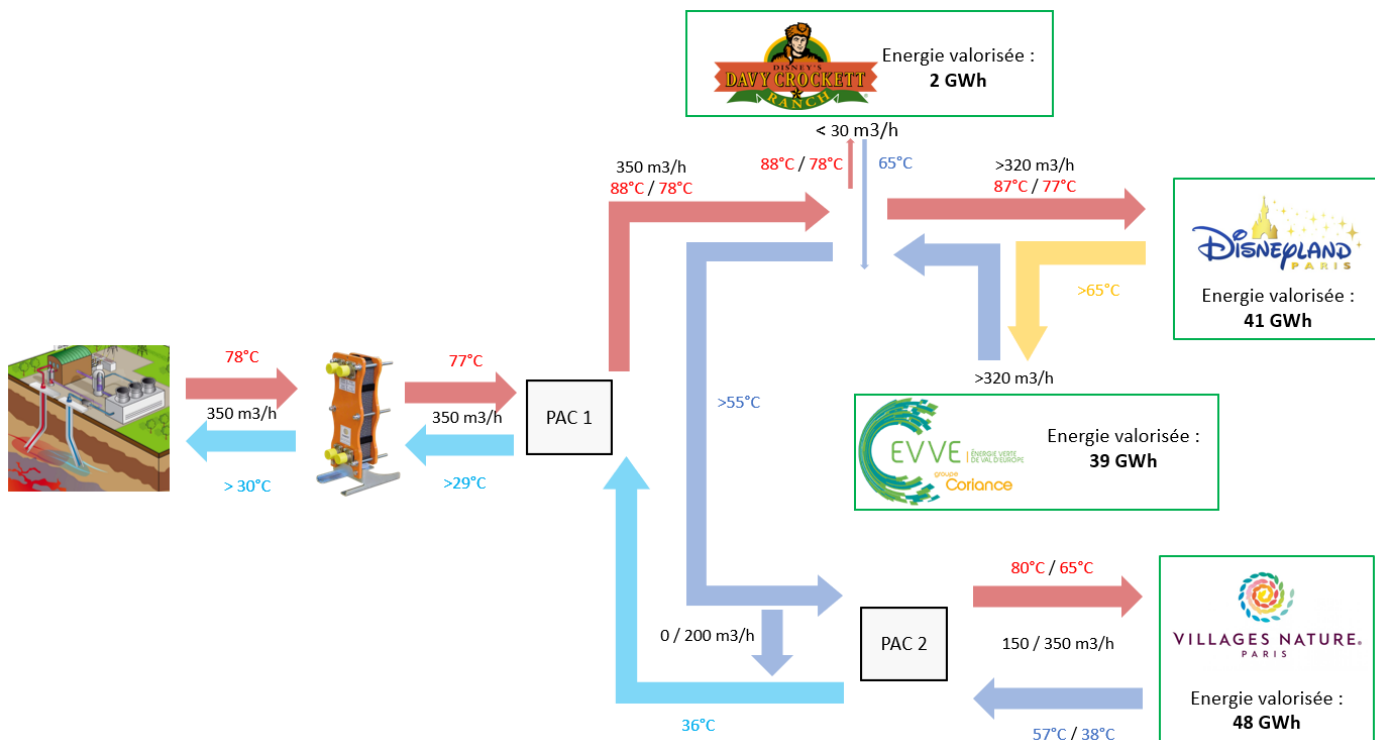
Conformément aux conclusions de la fin de la phase 1 du schéma directeur, Val d'Europe Agglomération a travaillé (en lien avec l'ADEME, la Région et EVVE) avec SGVE pour définir les enlèvements supplémentaires qu'il serait possible de réaliser à la géothermie existante de Villages Nature, via le réseau de liaison.

Les études conduites par SGVE pour vérifier la capacité d'enlèvement supplémentaire de la géothermie a été réalisé en prenant en compte :

- Deux potentiels de développement du parc Villages Nature :
 - Développement à maxima : atteinte de 62 GWh sur Villages Nature à horizon 2030, contre 32 GWh actuellement ;
 - Développement limité : atteinte de 48 GWh à horizon 2030 ;
- Deux possibilités pour la production :
 - Production 1 : Le rajout de pompe à chaleur sur l'installation pour permettre de mieux valoriser le doublet, en maintenant une exploitation maximale 350 m³/h et en respectant l'ensemble de ces engagements actuels ;
 - Production 2 : Idem en augmentant le débit du doublet à 400 m³/h : cette hypothèses, qui ne bonifie en 1^{ère} approche pas les enlèvements selon l'étude SGVE, présente un risque hydrogéologique trop fort pour SGVE, qui ne souhaite pas poursuivre dans cette direction.



Dans le 1^{er} cas de production, avec un développement limité de Villages Nature (cas le plus favorable pour maximiser les exports), le schéma de fonctionnement présenté par SGVE est alors le suivant :



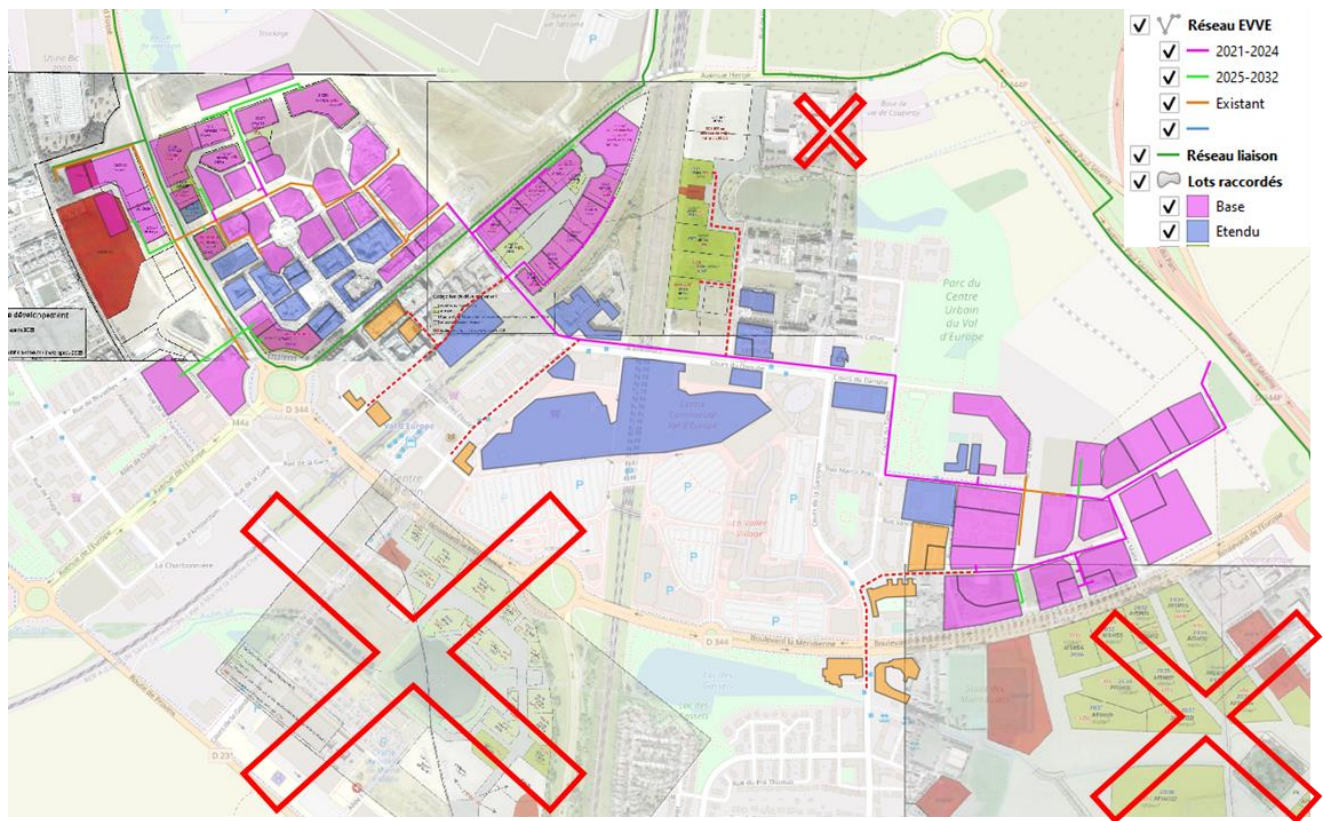
Les enlèvements de EVVE/ Val d'Europe ont été estimés sur la base des monotones fournies avec 50,5 GWh de besoins.

L'ajout de PAC dans le schéma de fonctionnement de SGVE entraîne des appoints électriques non comptabilisés en tant qu'EnR&R. Conformément aux calculs initiaux réalisés pour le schéma directeur, il a été considéré une alimentation électrique des PAC représentant 4% du mix fourni par SGVE, soit un taux d'EnR&R de 96 %.

Desserte

Nous avons donc limité le développement du réseau à ce volume de besoin (plus de besoins aurait signifié un complément d'EnR&R à trouver), de manière à ce que ces enlèvements possibles à terme puissent permettre de couvrir la même quantité de besoins que l'avenant 2, c'est-à-dire une couverture de 64 % en moyenne sur le contrat.

Pour cela, les besoins pris en compte ont été réduits aux dessertes suivantes :



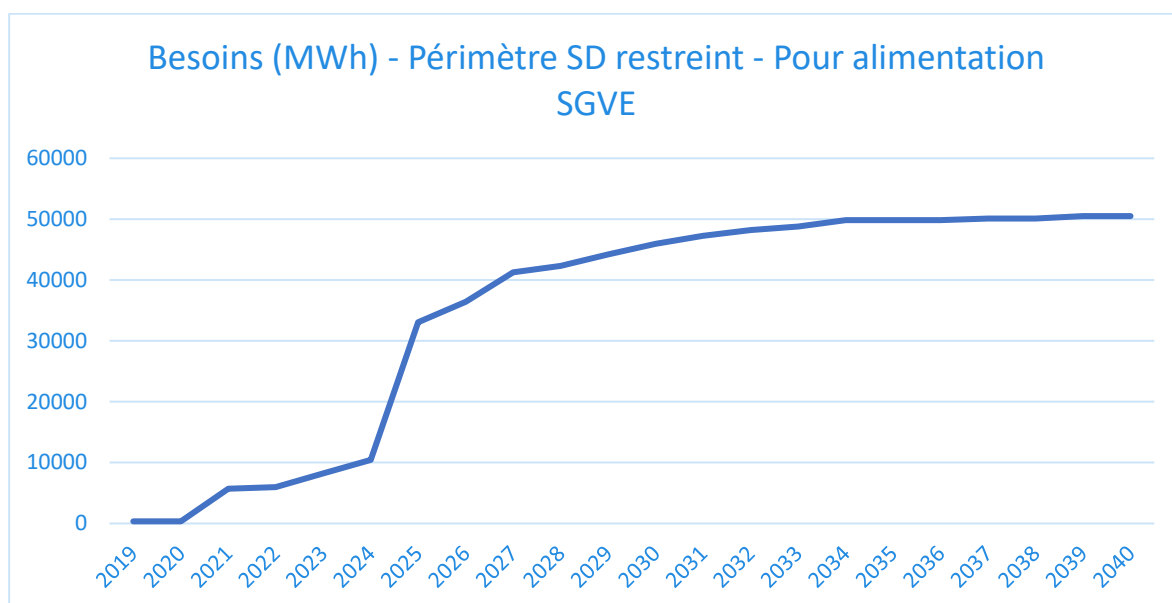
Le réseau fait alors 10 300 ml, ce qui représente une densité d'environ 4,7 MWh/ml.

Comme précédemment, hormis les 2 franchissements de voies ferrées déjà prévues dans l'avenant 2 et en cours de discussions avec la collectivité et les maître d'ouvrage des voies ferrées, le tracé ne présente aucune complexités particulières. Des optimisations de mise en œuvre peuvent même être envisagées sur l'ensemble des secteurs à urbaniser (ZAC Gasset, Park Life Est, Point Nord,...).

Besoins alimentés

L'évolution des besoins est alors la suivante :





Ces besoins se répartissent à terme entre :

Besoins		Régime secondaire
Chauffage	34,3 GWh	• Bâtiments déjà raccordés : 60/40 °C par -7°C extérieur • Bâtiments à construire : 50/35 °C par -7°C extérieur • Bâtiments existants classiques : 70/50 °C par -7°C extérieur
ECS	16,2 GWh	66 °C au primaire de manière à maintenir facilement 60°C au secondaire, même en cas de boucle 2aire (hôpital)
TOTAL	50,5 GWh	
Puissance souscrite	42,2 MW	

Ces besoins sont présentés en détails en annexe à ce rapport.

Par rapport à l'avenant 2, dernier scénario de référence :

Volume annuel avenant 2 en fin de déploiement	31,2 GWh
Volume annuel scénario en fin de déploiement	50,5 GWh
Augmentation brute	+ 19,3 GWh
% d'augmentation	+ 62 %
Volume sur la durée du contrat avenant 2	528 GWh
Volume sur la durée du contrat scénario	823 GWh
Augmentation brute	+ 295 GWh
% d'augmentation	+ 56 %

Objectif du scénario

L'objectif de ce scénario est de définir le prix d'achat envisageable auprès de SGVE pour pouvoir maintenir le développement du projet dans les conditions de prix actuelles.



3.1.3 Synthèse des scénarios

	Référence avenant 2	Scénario géothermie avec hôpital	Scénario géothermie sans hôpital	Scénario maximisation SGVE
Besoins annuels à terme	31,2 GWh	75,5 GWh	69,4 GWh	50,5 GWh
Besoins totaux sur la durée de la DSP	528 GWh	1 034 GWh	942 GWh	823
Puissance souscrite annuelle à terme	26,1 MW	63,4 MW	60,4 MW	42,2 MW
Longueur	6 700 ml	14 100 ml	13 100 ml	10 300 ml
Densité	4,7 MWh/ml	5,4 MWh/ml	5,3 MWh/ml	4,9 MWh/ml
Moyen EnR&R	Import SGVE (1 MW max – 64,5 °C) + Biomasse 5 MW + Condenseur sur Biomasse 1 MW	Import SGVE (1 MW max) + Géothermie Dogger (350 m3/h – 77°C exhaure, 30°C reinjection)	Import SGVE (1 MW max) + Géothermie Dogger (350 m3/h – 77°C exhaure, 30°C reinjection)	Import SGVE (8 MW max – 66°C)
Puissance d'A/S	24 MW Centralisé	33 MW Centralisé + chaufferie Hôpital (5/6 MW)	33 MW Centralisé	28 MW Centralisé

3.1 Analyse énergétique et environnementale

3.1.1 Scénario 1 : Géothermie indépendante

Analyse énergétique

Le tableau ci-dessous présente la mixité énergétique, le taux d'EnR&R et le contenu CO₂ du réseau à terme, c'est-à-dire à partir de 2040, quand l'ensemble des développements sont réalisés :

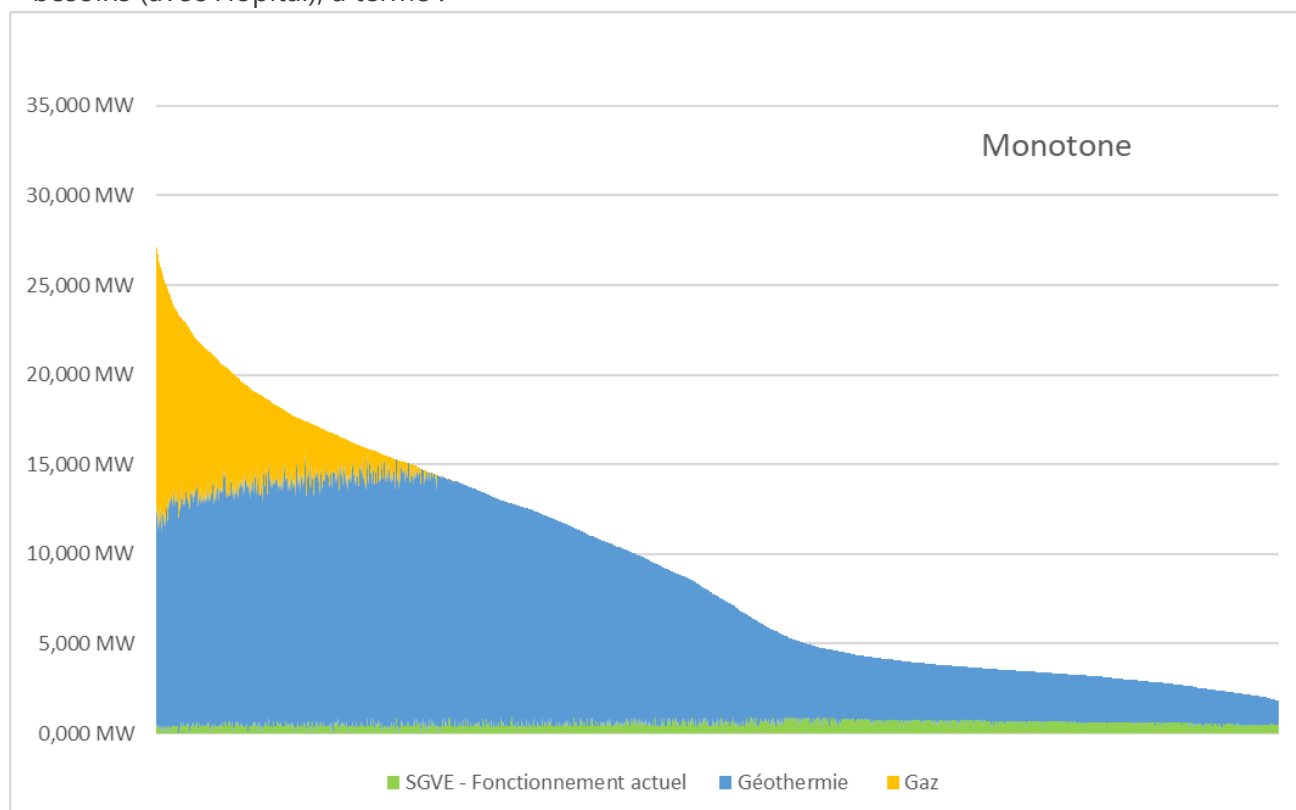
A terme	Scénario géothermie avec hôpital	Scénario géothermie sans hôpital
Besoins annuels à terme	75,5 GWh	69,4 GWh
Rendement moyen	92 %	92 %
Production totale	81,8 GWh	75,7 GWh
<i>Dont SGVE</i>	4,9 GWh	4,9 GWh
<i>Dont géothermie</i>	67,0 GWh	64,7 GWh
<i>Dont A/S Gaz</i>	9,9 GWh	6,1 GWh
% EnR&R	87 %	91 %

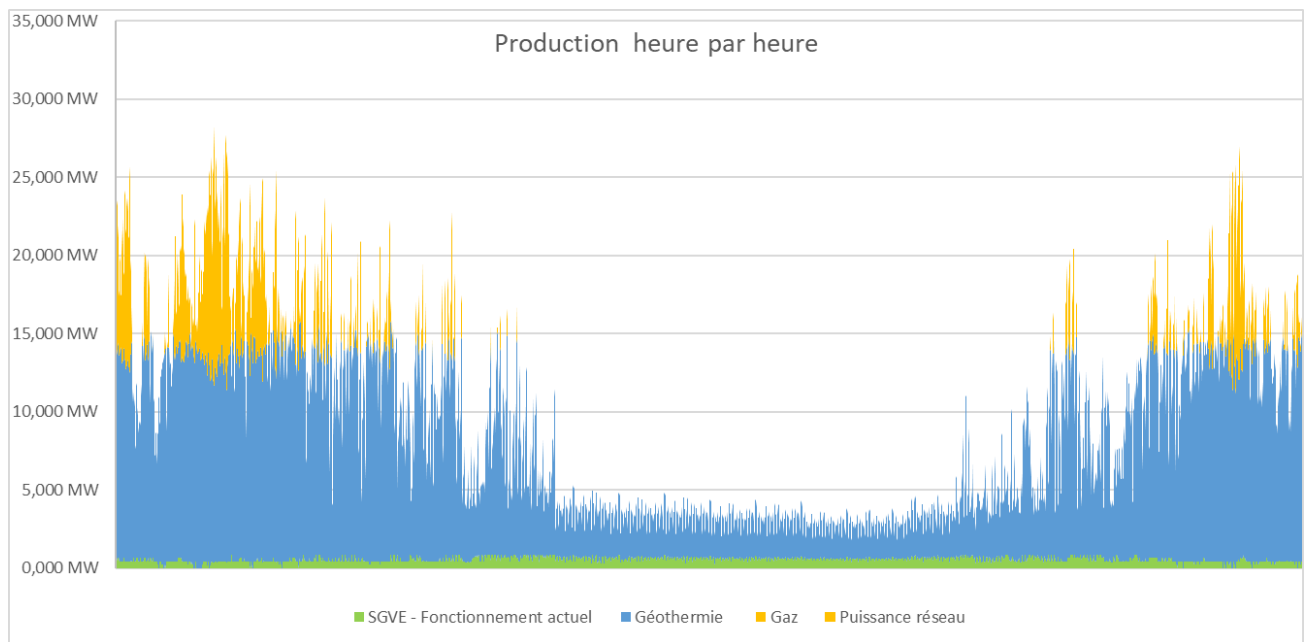


Contenu CO2 classique	0,030 TCO ₂ /MWh _{livré}	0,020 TCO ₂ /MWh _{livré}
Contenu CO2 ACV*	0,043 TCO ₂ /MWh _{livré}	0,032 TCO ₂ /MWh _{livré}

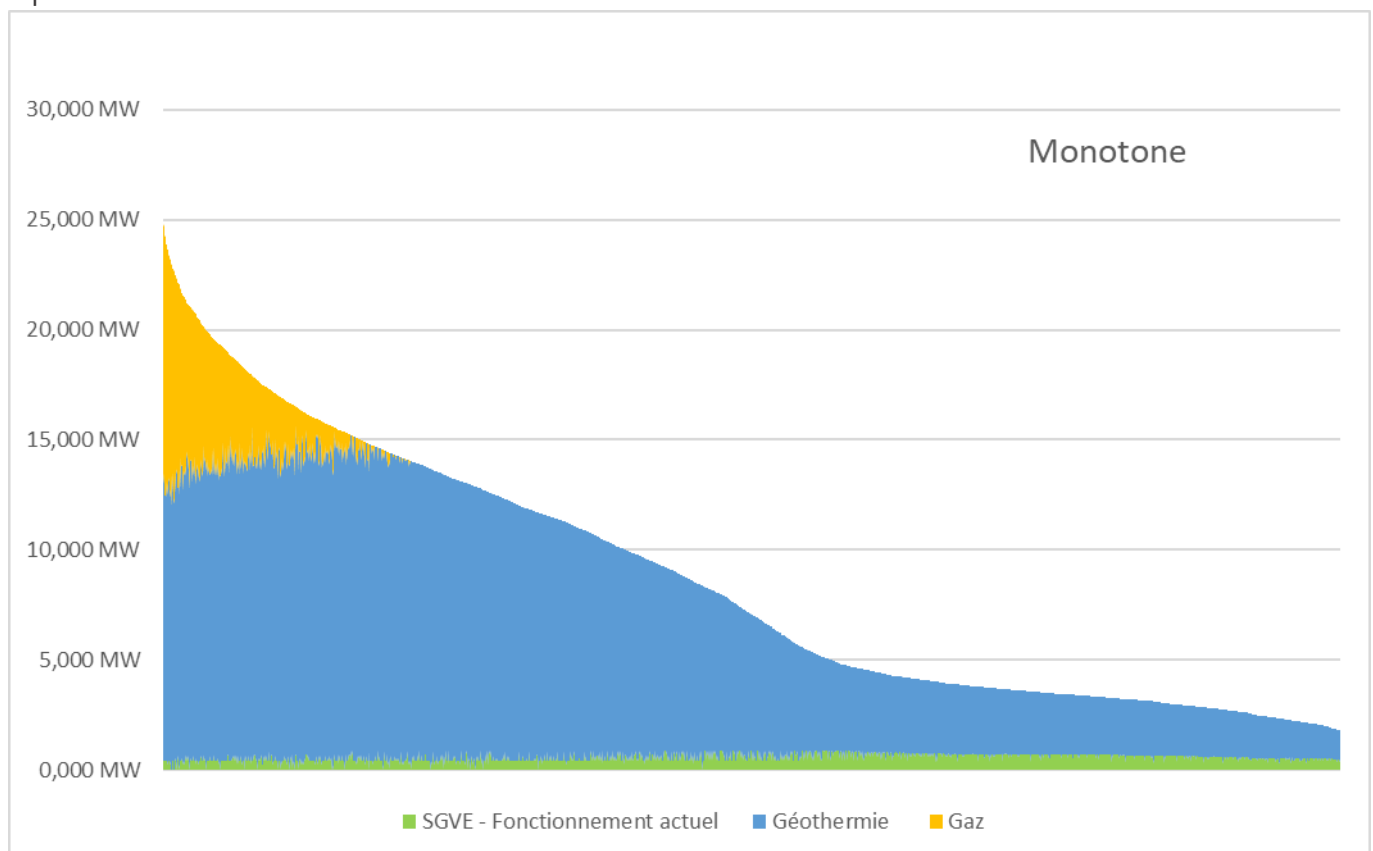
*ACV : Analyse en Cycle de vie, nouvelle méthodologie de calcul du contenu CO2 défini pour la RE2020.
Pour plus de détail, se reporter au guide méthodologique de l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

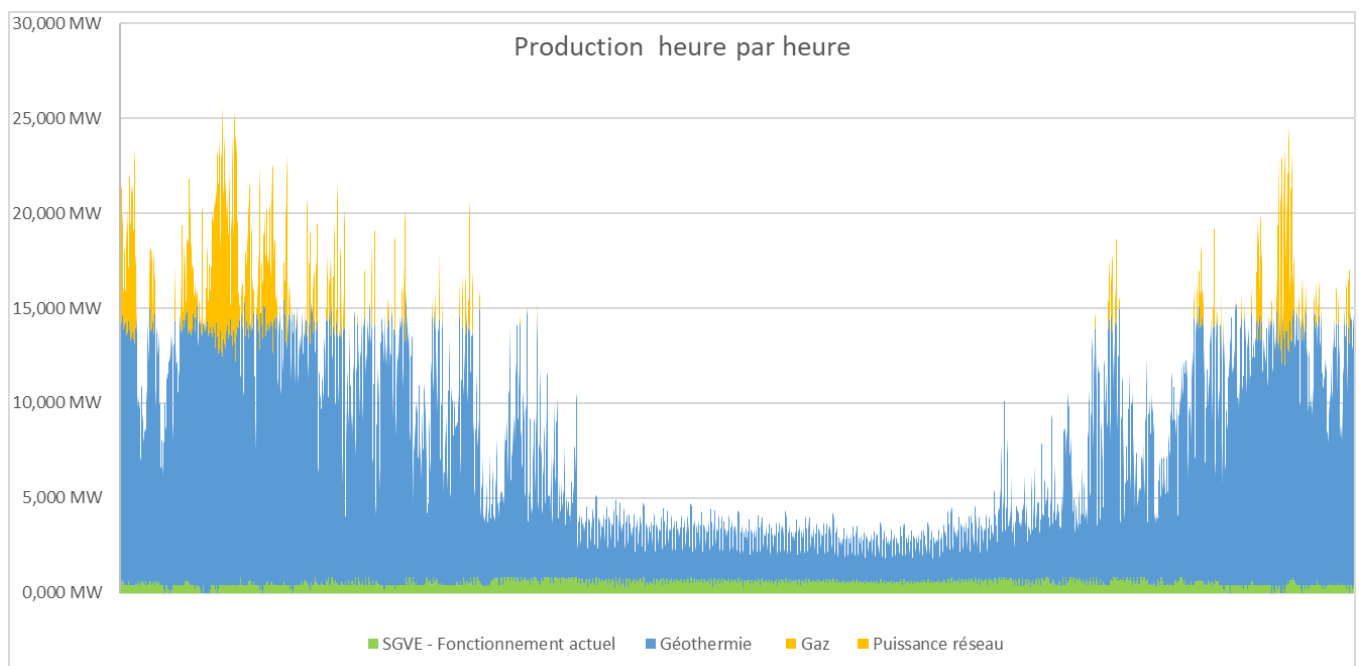
Les monotones et productions heure par heure ci-dessous sont celles pour 75,5 GWh de besoins (avec Hôpital), à terme :





Avec des besoins de 69,4 GWh (sans Hopital) à terme, les monotones et production heure par heure sont les suivantes :



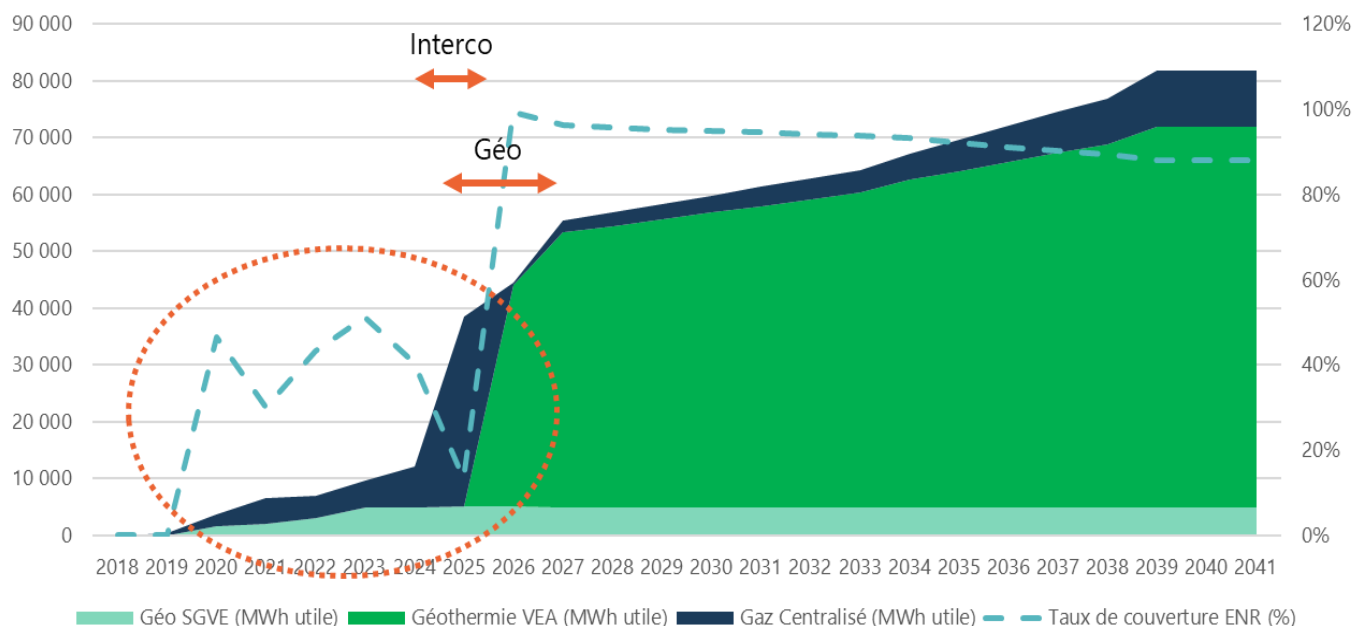


Dans le cadre d'un développement sur des ZACs, le phasage des besoins est important. Le phasage envisagé lors de la réalisation de cette étude a été le suivant :

- Réalisation de l'interconnexion : fin 2024 / début 2025, pour ne pas être trop en amont de la mise en œuvre de la géothermie
- Mise en service de la géothermie : fin 2025 / début 2026, après 2 année 2024/2025 de travaux de forage + centrale : ce planning est assez ambitieux et nécessite un cadencement rapide des phases d'études préalables complémentaires et de décisions.
- Alimentation uniquement par SGVE à l'engagement contractuel des 2 parties en amont de la mise en place de la géothermie : cette hypothèse est très défavorable. En effet, il a été constaté suite à la mise en service du local d'interconnexion Studio et Congrès en 2021 une livraison par SGVE largement au-dessus des engagements.

Au cours du projet, l'évolution de la mixité est donc la suivante (pour le projet avec Hôpital, sensiblement le même sans l'hôpital, avec une part gaz moindre) :

Evolution de la production (MWh) et du taux d'EnR&R - Réseau EVVE



A noter : l'hypothèse de fourniture par SGVE du minimum des engagements contractuels avant la mise en place de la nouvelle géothermie au Dogger entraîne un taux d'EnR&R faible, $\leq 50\%$ sur la période entourée en orange pointillée ci-dessous. Cette hypothèse comme expliqué précédemment est très défavorable.

Le taux d'EnR&R moyen sur la durée de la DSP est de :

- Avec l'Hôpital : 87 %
- Sans l'Hôpital : 90 %

Analyse environnementale

L'analyse environnementale se fait en comparant les émissions de CO₂ du projet aux émissions CO₂ qui aurait été réalisées avec :

- Une alimentation 100 % gaz de l'ensemble des bâtiments :

	Scénario géothermie avec hôpital	Scénario géothermie sans hôpital
CO₂ émis/an à terme Gaz	17 140 T	15 750 T
CO₂ émis/an à terme RCU	2 250 T	1 380 T
CO₂ évité/an à terme	-14 890 T	-14 370 T
Equivalent voiture*	8 275	7 980
CO₂ émis sur la DSP Gaz	234 770 T	213 920 T
CO₂ émis sur la DSP RCU	32 170 T	23 410 T



CO2 évité sur la DSP	-202 600 T	-190 510 T
Gain %	86 %	90 %

*Emission d'une voiture considérée : 1,8 TCO₂/an

- Le scénario de l'avenant 2 avec mise en place d'un réseau de chaleur avec chaufferie bois pour les 31 GWh prévu et d'une alimentation au gaz pour les MWh pour lesquels aucune solution n'était envisagée :

	Scénario géothermie avec hôpital	Scénario géothermie sans hôpital
CO2 émis/an à terme RCU Avenant 2	11 690 T	10 330 T
CO2 émis/an à terme RCU projet	2 250 T	1 380 T
CO2 évité/an à terme	-9 440 T	-9 850 T
Equivalent voiture*	5 240	4 970

*Emission d'une voiture considérée : 1,8 TCO₂/an

En comparant à l'avenant 2 il faut aussi noter une forte diminution des émissions de particules fines et le NOx liées à la suppression de la combustion de biomasse, et le retrait des camions de livraisons Bois.

Enfin, dans le cadre du développement des ZAC en respectant la RE2020, et sans solution RCU obligée par la Collectivité, les promoteurs sont libres de la solution énergétique à mettre en œuvre. Si pour les Permis de construire déposés avant 2025 les installations gaz devraient continuer à prédominer, il y aura ensuite un foisonnement de solutions pour limiter les émissions de CO2 de la consommations d'énergie. Ces différentes solutions sont comparées de manière qualitative par rapport à la solution RCU géothermique dans le tableau suivant.

	Bois (+ gaz / Fioul en A/S)	PAC aérothermique	PAC géothermique
Emissions de CO2 et Gaz à effet de serres	=	+	+
Emissions de particules fines	++	=	=
Emissions de NOx	++	=	=
Impact sur le réseau électrique national	=	++	+
Entretien nécessaire par le Maître d'ouvrage	++	++	++

3.1.2 Scénario 2 : SGVE maximisé

Analyse énergétique

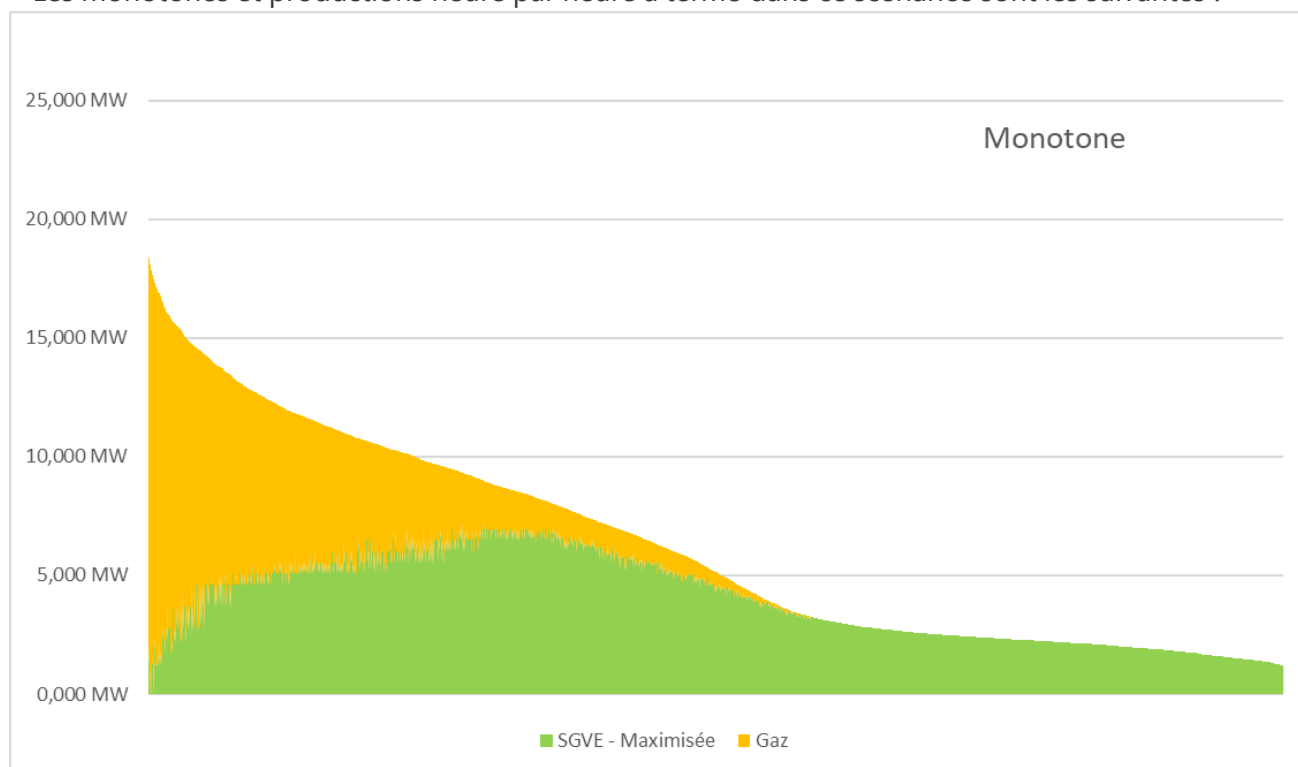


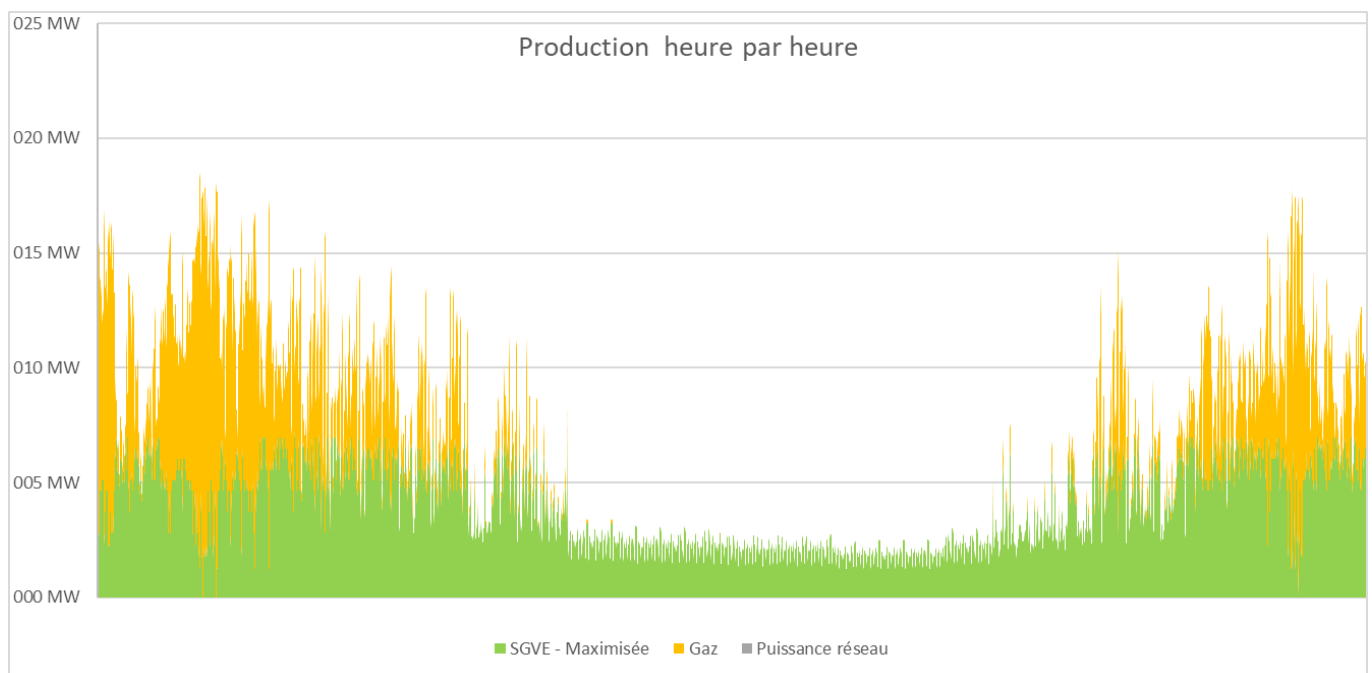
Le tableau ci-dessous présente la mixité énergétique, le taux d'EnR&R et le contenu CO₂ du réseau à terme, c'est-à-dire à partir de 2040, quand l'ensemble des développements sont réalisés :

A terme	Scénario SGVE maximisé
Besoins annuels à terme	50,5 GWh
Rendement moyen	92 %
Production totale	58,8 GWh
Dont SGVE	36,5 GWh
Dont géothermie	0 GWh
Dont A/S Gaz	22,3 GWh
% EnR&R	60 %
Contenu CO2 classique	0,100 TCO ₂ /MWh _{livré}
Contenu CO2 ACV*	0,125 TCO ₂ /MWh _{livré}

*ACV : Analyse en Cycle de vie, nouvelle méthodologie de calcul du contenu CO₂ défini pour la RE2020.
Pour plus de détail, se reporter au guide méthodologique de l'enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

Les monotones et productions heure par heure à terme dans ce scénarios sont les suivantes :



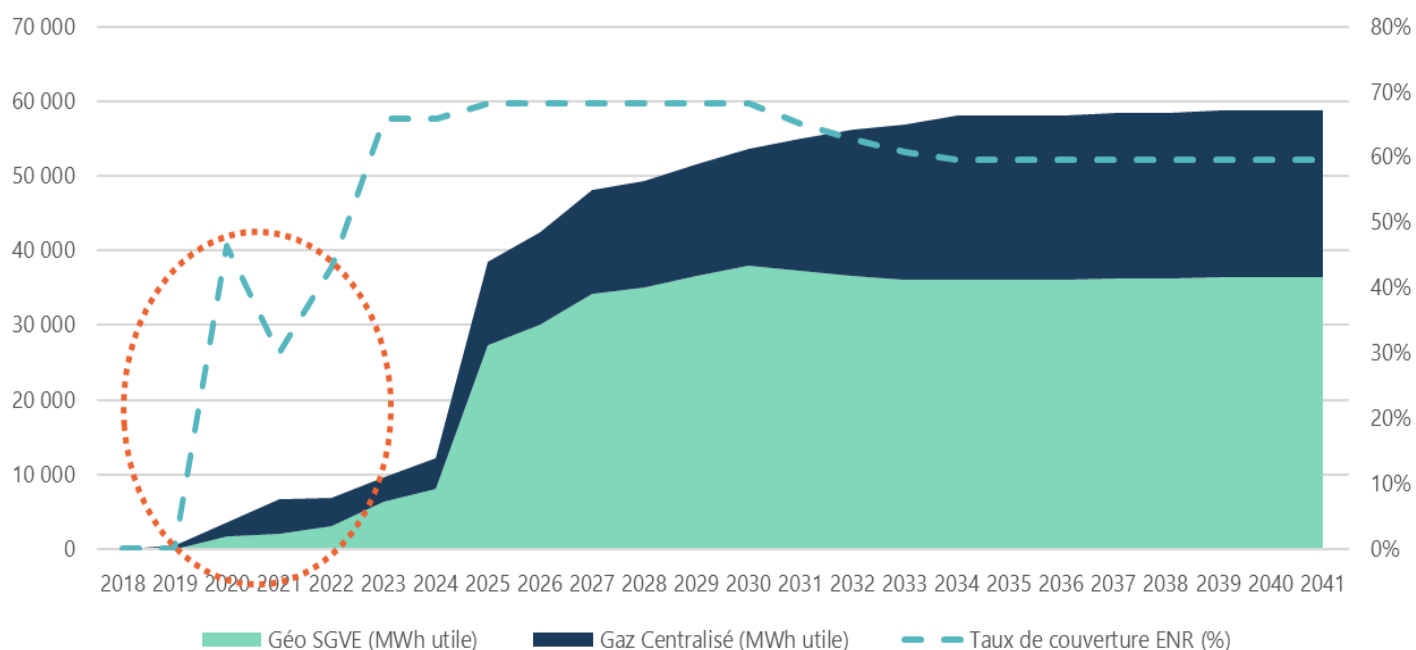


Dans le cadre d'un développement sur des ZACs, le phasage des besoins est important. Le phasage envisagé lors de la réalisation de cette étude a été le suivant :

- Réalisation de l'interconnexion : fin 2024 / début 2025, pour ne pas être trop en amont de la mise en œuvre des PAC sur la géothermie SGVE ;
- Mise en service des PACs sur la géothermie SGVE : fin 2025/début 2026
- Alimentation uniquement par SGVE à l'engagement contractuel des 2 parties en amont de la mise en place de la géothermie : cette hypothèse est très défavorable. En effet, il a été constaté suite à la mise en service du local d'interconnexion Studio et Congrès en 2021 une livraison par SGVE largement au-dessus des engagements.

Au cours du projet, l'évolution de la mixité est donc la suivante :

Evolution de la production (MWh) et du taux d'EnR&R - Réseau EVVE

A noter :

- L'hypothèse de fourniture par SGVE du minimum des engagements contractuels avant la mise en place de la nouvelle géothermie au Dogger entraîne un taux d'EnR&R faible, $\leq 50\%$ sur la période entourée en orange pointillée ci-dessous. Cette hypothèse comme expliqué précédemment est très défavorable.
- Il a été considéré en 2030 une diminution des enlèvements possible auprès de SGVE, en raison de l'augmentation des livraisons par ailleurs (développement de Villages Nature).

Le taux d'EnR&R moyen sur la durée de la DSP est de 62 %.

Analyse environnementale

L'analyse environnementale se fait en comparant les émissions de CO₂ du projet aux émissions CO₂ qui aurait été réalisées avec :

- Une alimentation 100 % gaz de l'ensemble des bâtiments :

Scénario SGVE maximisé	
CO ₂ émis/an à terme Gaz	11 465 T
CO ₂ émis/an à terme RCU	5 085 T
CO ₂ évité/an à terme	-6 380 T
Equivalent voiture*	3 540
CO ₂ émis sur la durée de DSP au Gaz	186 730 T



CO2 émis sur la durée de DSP RCU	76 950 T
CO2 évité sur la DSP	-109 780 T
Gain %	59 %

*Emission d'une voiture considérée : 1,8 TCO₂/an

- Le scénario de l'avenant 2 avec mise en place d'un réseau de chaleur avec chaufferie bois pour les 31 GWh prévu et d'une alimentation au gaz pour les MWh pour lesquels aucune solution n'était envisagée :

Scénario SGVE maximisé	
CO2 émis/an à terme RCU Avenant 2	6 020 T
CO2 émis/an à terme RCU projet	5 085 T
CO2 évité/an à terme	-935 T
Equivalent voiture*	520

*Emission d'une voiture considérée : 1,8 TCO₂/an

En comparant à l'avenant 2 il faut aussi noter une forte diminution des émissions de particules fines et le NOx liées à la suppression de la combustion de biomasse, et le retrait des camions de livraisons Bois.

Enfin, dans le cadre du développement des ZAC en respectant la RE2020, et sans solution RCU obligée par la Collectivité, les promoteurs sont libres de la solution énergétique à mettre en œuvre. Les constats sont les mêmes que précédemment.

3.2 Analyse économique

Une analyse économique est conduite pour chacun des scénarios retenus afin d'évaluer :

- Les conséquences envisagées du point de vue du gestionnaire du réseau de chaleur, dans le cadre contextuel existant et à venir ;
- La rentabilité du projet pour un prix de vente de la chaleur donné sensiblement identique à celui de l'avenant 2, et un montant de subventions attribuées.

Pour chaque scénario seront développés les points suivants :

- Les investissements ;
- Le prix cible ;
- Les droits de raccordements ;
- Les financements externe mobilisables ;



- Les charges d'exploitation ;
- La rentabilité.

L'analyse économique consiste à décrire les différents postes du compte d'exploitation du gestionnaire du réseau de chaleur afin de déterminer le coût de la chaleur et le mode de facturation aux abonnés. Dans le contexte actuel de démarrage du contrat (peu de ventes ont déjà été effectuées par rapport au volume total du projet), cette analyse a été menée de manière globale, c'est-à-dire que l'ensemble des recettes et des charges du réseau ont été prises en compte.

Les hypothèses principales prises en compte pour l'élaboration du compte d'exploitation sont les suivantes :

- Durée de simulation :

Les scénarios ont été simulés pour la durée restante de la DSP, c'est-à-dire jusqu'en 2040. Les nouveaux investissements et subventions sont, dans chaque cas, amortis sur la durée correspondante.

Pour le scénario nouvelle géothermie avec 75,5 GWh de besoins (avec l'Hôpital), un test d'allongement de la durée du contrat, pour permettre l'exploitation d'une géothermie sur 25 ans (durée plus courante pour une telle installation dont la durée de vie est de 30 ans) a été réalisé.

- Investissements :

Les investissements spécifiques à chaque scénarios sont détaillés par la suite. Ils sont phasés conformément au développement des ZAC pour les poses de réseaux et sous-stations.

Les investissements liés à l'interconnexion des ZAC sont réalisés en 2024 pour une mise en service fin 2024/début 2025.

Les moyens de production sont réalisés dans le même pas de temps (étalement sur 2024/2025) selon les scénarios, pour une mise en service fin 2025/début 2026.

Les investissements déjà réalisés ont été repris selon les informations fournies au rapport annuel du délégataire.

- Financements externes :

Dans tous les scénarios, des subventions à l'investissement de 30% de l'investissement total ont été prises en compte, peu importe leur provenance (ADEME – Fonds Chaleur, Région Ile de France ou autre).

Ce pourcentage de subventionnement est cohérent au vu des objectifs habituels de l'ADEME et la Région IdF.



Ces subventions sont perçues de manière étalée conformément aux investissements s'y rapportant.

Les subventions déjà perçues ont été reprises selon les informations fournies au rapport annuel du délégataire.

- Droits de raccordements :

Dans tous les scénarios, des Droits de Raccordements de 25 €HT/m² ont été pris en compte, pour tous les abonnés.

- Prix de la chaleur / facture énergétique

Il a été considéré dans l'analyse un prix de la chaleur cohérent au vu de la typologie des abonnés, en visant :

- Pour les bâtiments neufs / à construire : un prix de la chaleur et une facture énergétique identique ou juste inférieure à ceux de l'avenant 2 ;
- Pour les bâtiments existants : un prix de la chaleur identique ou légèrement inférieur à celui payé usuellement (dans un contexte du prix du gaz au niveau du bouclier tarifaire 2021/2022).

En fonction de la proportion de bâtiments neufs et de bâtiments existants dans le réseau, le prix de la chaleur peut varier d'un scénario à l'autre. Plus il y a de bâtiments existants raccordés dans le projet, plus le prix de la chaleur est faible (les besoins sur les bâtiments neufs nécessitant une puissance souscrite et donc un abonnement proportionnellement plus élevé, faisant monter le prix du MWh).

- Objectifs économiques :

Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) du projet est la résultante de l'analyse.

Enfin, et pour rappel, toute l'analyse économique réalisée ici est faite selon des hypothèses cohérentes prises dans le cadre du schéma directeur. Cette analyse devra être réalisée par la suite par le délégataire qui prendra la responsabilité de la réalisation du projet qui sera retenu.

3.2.1 Investissements et financements externes

3.2.1.1 Investissements

Pour l'estimation des investissements restant à réaliser, il a été considéré les hypothèses suivantes :

	Investissement unitaire
Création d'une sous-station	40 000 €/sous-station
Création de réseau enterré	1 300 €/ml + coefficient de 10 %



	sur la longueur pour les Lyres et branchements
Génie Civil Centrale	2 500 €/m ²
Puissance appoints-secours, hydraulique et électricité	Investissement de l'avenant 2 au pro-rata de la puissance installée
Reprise de la chaufferie Hôpital (le cas échéant)	100 000 €
Aléas, Maitrise d'œuvre, Etudes, SPS,...	15 % des investissements

Les investissements pour la production EnR&R diffèrent ensuite entre les scénarios :

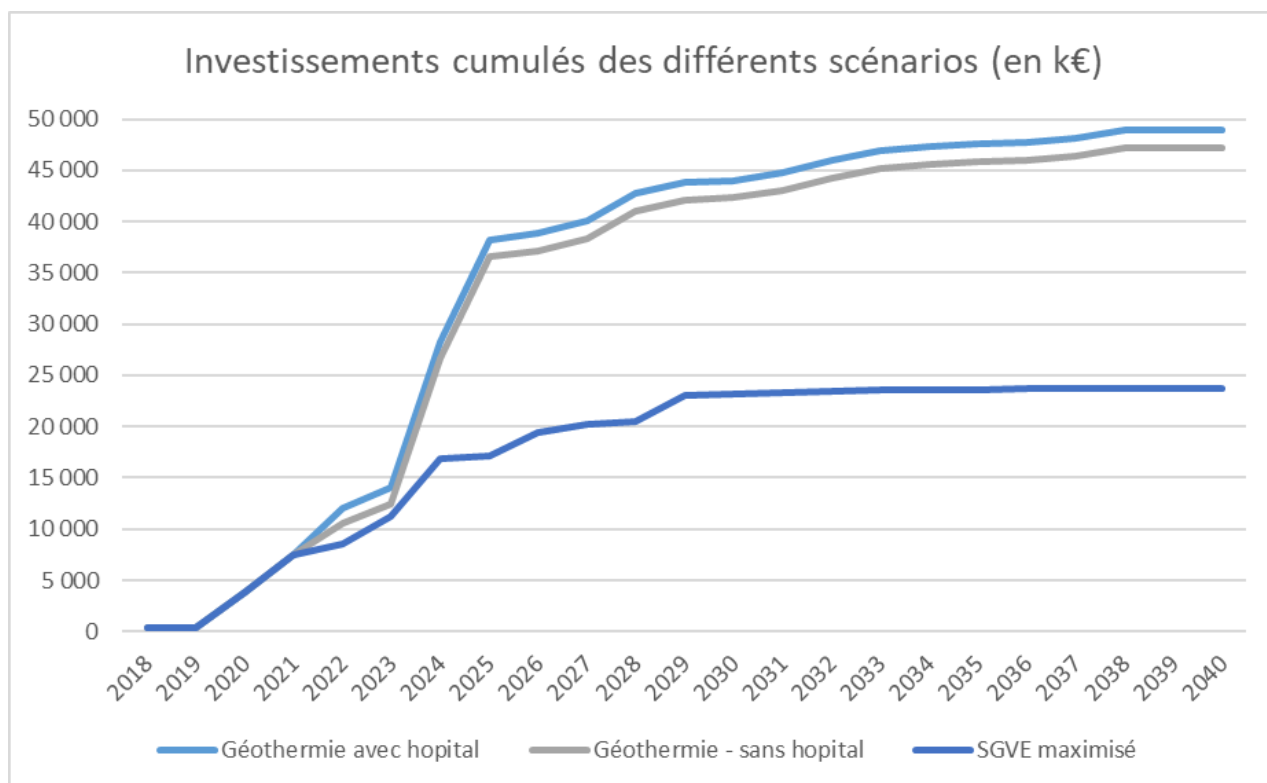
- Géothermie : 16 494 k€ pour la mise en œuvre de la plateforme de forage, les forages eux même, la boucle géothermale (y compris échangeurs, filtration,...), l'électricité de puissance, ainsi que la garantie SAF-E, l'assurance tout risque chantier et la Maitrise d'œuvre. Ces investissements sont tirés de chiffrage récent niveau APS réalisés sur des projets similaires.
- Raccordement SGVE maximisé : Pas d'investissements, ceux-ci sont réalisés par SGVE et refacturés dans le prix de vente de la chaleur SGVE → EVVE.

Les investissements des différents scénarios sont les suivants.

En k€	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé
Sous-stations	6 040	6 000	4 120
Réseau	15 505	14 175	11 707
Appoint-secours et GC Centrale	6 655	6 555	5 323
Production EnR&R	16 494	16 494	0
Aléas, Maitrise d'œuvre, Etudes, SPS,...	4 213	4 008	2 623
TOTAL	48 907	47 232	23 772

Le phasage des investissements est le suivant :





On constate dans tous les scénarios un palier important autour des années 2024 – 2026 en lien avec la réalisation de l'interconnexion, des moyens de production définitifs et des extensions vers les programmes existants.

3.2.1.1 Financements externes

Droits de raccordements

Dans tous les scénarios, des Droits de Raccordements de 25 €/m² ont été pris en compte, pour tous les abonnés. Ces Droits de raccordements sont comptabilisés en recettes d'exploitation.

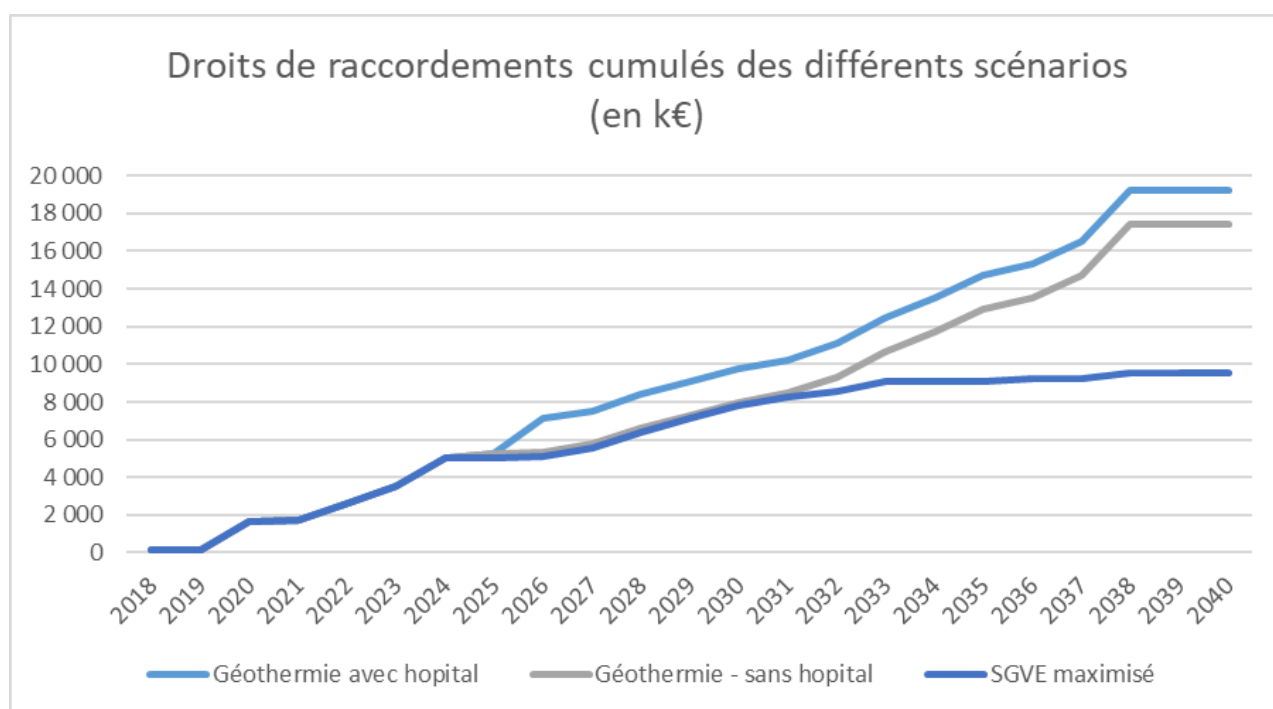
Si ces droits de raccordements sont cohérents pour des bâtiments neufs (pas d'investissements pour une chaufferie + gain de surface utile), ils sont relativement élevés pour des bâtiments existants disposant déjà de leur moyens de production. Néanmoins, le montant correspondant peut être récupéré par ailleurs :

- Via la valorisation des CEE produits lors de ces raccordements :
 - Les CEE valorisables sont cumulables depuis peu avec les subventions présentées par la suite ;

- Ils n'ont pas été calculés spécifiquement prospectés par prospects, mais restent inférieurs aux droits de raccordement que le délégataire peut demander.
- Via une augmentation des subventions.

Les Droits de Raccordements déjà perçus ont été repris selon les informations fournies au rapport annuel du délégataire.

En k€	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé
TOTAL	19 243	17 443	9 551



Contrairement aux investissements, l'évolution ici est relativement continue, au gré des développements des ZAC. Une augmentation importante liée au raccordement de l'Hôpital est présente sur le scénario Géothermie avec Hôpital.

Subventions

En Ile de France, les projets peuvent bénéficier principalement de subventions de 2 financeurs :

- L'ADEME via le Fonds Chaleur : Le Fonds Chaleur Renouvelable est l'une des mesures majeures issues du Grenelle de l'Environnement en faveur du développement des énergies renouvelables, pérennisé et renforcé par la loi sur la transition énergétique de 2015.



Son budget a été fortement augmenté ces dernières années, passant de 250 M€/an à 520 M€ de manière à accélérer le développement de la chaleur renouvelable.

- La Région Ile de France via son Aide Chaleur renouvelable.

L'instruction des dossiers est commune ADEME /Région, qui se répartissent ensuite les montants à financer. Les critères sont donc identiques, seuls d'éventuels plafonds peuvent varier.

Pour les projets de cette ampleur, les aides sont définies sur la base d'une analyse économique, l'objectif étant de permettre aux installations utilisant de la chaleur à partir d'énergies renouvelables d'être économiquement compétitives par rapport aux installations utilisant une énergie conventionnelle, dans un contexte de prix des énergies fossiles cohérent.

Les deux types d'aides qui peuvent être allouées sont les suivantes (critères Fonds Chaleur 2023 – selon présentation ADEME du 22/11/2022 et conditions de plafonnement Région) :

- **L'aide aux installations de nouveaux moyens de production renouvelables. Pour les scénarios ci-dessus :**
 - Géothermie :
 - ADEME : Pour la mise en œuvre d'une nouvelle géothermie (sans pompes à chaleur), les aides peuvent aller jusqu'à 9€/MWh_{EnR&R} valorisé sur 20 ans
 - Région : 3 M€ maximum par nouveau doublet, ces 3 M€ rentrant dans le calcul du plafond ADEME
 - Ajout de PAC sur la géothermie SGVE : ces aides sont considérées touchées directement par SGVE et prise en compte dans l'analyse économique de son projet. Elles sont répercutées dans le prix de vente de la chaleur SGVE → EVVE. Elles sont plafonnées à 4 €/MWh_{EnR&R} valorisé sur 20 ans.
- **L'aide aux créations, extensions ou densifications de réseaux** à condition que
 - le réseau soit alimenté à plus de 55% par EnR&R après projet au global, et les extensions sont alimentées à plus de 65 % par de l'EnR&R supplémentaire
 - Dans le cadre des scénarios géothermie, ce critère est largement respecté avec plus de 80 % d'EnR&R à terme et des mixités EnR&R marginales des raccordements jusqu'à la fin du projet (sur période de 3 années roulantes) de plus de 70 % ;
 - Pour le scénario SGVE maximisé, ce critère est respecté dans un 1^{er} temps (jusqu'en 2030), mais ne l'est plus ensuite. En effet, la diminution des livraisons de SGVE à EVVE en raison de l'augmentation et de la



priorisation des besoins de Villages Nature, combinée à une augmentation continue des besoins sur le périmètre de VEA entraîne à partir de 2030 des mixités marginales EnR&R inférieure à 60 % et allant jusqu'à -58 % (EVVE continue de raccorder alors que les livraisons de SGVE diminuent compensant tout cela uniquement par du gaz).

- L'extension soit d'une longueur minimum de 200 m ou programme de densification supérieur à 200 m cumulé ;
 - Ce critère est respecté dans tous les scénarios
- Extension permettant de valoriser au minimum 300 MWh/an) ;
 - Ce critère est respecté dans tous les scénarios
- Densité thermique du réseau après extension $\geq 1,5$ MWh/ml ;
 - Ce critère est respecté dans tous les scénarios

➔ Ces aides Réseaux de Distribution ne font plus l'objet de plafonds, hormis l'encadrement européen des aides. Pour simplifier l'analyse et s'assurer de rester cohérent avec d'autres aides, il a été considéré un plafond à 700 €/ml, en accord avec les anciens plafond défini par l'ADEME pour des projets similaires :

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette: €/ml de tranchée
Vapeur*	Tous DN	1 890
Eau chaude*	DN 450 et plus	1 470
	DN 300 à DN 400	945
	DN 150 à DN 250	745,5
	DN 80 à DN125	546
	DN 65 et moins	472,5

Dans les 2 types d'aides, l'impact doit être positif pour l'abonné sur le tarif de fourniture de chaleur. Ce critère est respecté dans tous les scénarios. Il faudra s'assurer que SGVE flèche correctement les subventions vers EVVE qui devra les flécher de nouveau vers les abonnés par la suite.

Enfin, pour maintenir une cohérence entre les différents scénarios, il a été ciblé un taux global de subventions de 30 % du total des investissements, cohérents avec les habitudes historiques de l'ADEME et de la Région.

- Pour les réseaux : les subventions perçues l'année N correspond à 20 % des subventions correspondant aux investissements engagés cette même année (le 1^{er} versement) et 80 % des subventions correspondant aux investissements réalisés



l'année N-2 (le solde après une année complète de fonctionnement permettant d'avoir le recul nécessaire sur la chaleur réellement valorisée) ;

- Pour la géothermie : l'opérateur touche 20 % des subventions l'année de lancement du projet (le 1^{er} versement) et 80 % après 1 année complète de fonctionnement avec un volume critique de raccordement (soit ici en N+2 après la mise en service, permettant d'avoir une année complète avec le raccordement de la totalité des besoins existants sur l'interconnexion entre les ZAC).

Pour appel, les modalités du Fonds Chaleur précisent :

Sous réserve de changement des modalités définies par l'ADEME, l'aide sera versée de la manière suivante :

- Un **versement** à la mise en service de l'installation, sur présentation du rapport intermédiaire décrit dans le volet technique.
- Le **solde dans un délai maximum de 24 mois après la mise en service de l'installation** :
 - Sur présentation des éléments du rapport final décrit dans le volet technique
 - Déterminé au prorata de la chaleur EnR&R réellement injectée (transmise annuellement à l'ADEME pour les installations > 12 000MWh/an) consolidée au moins sur une période de 12 mois consécutifs mesuré au compteur énergétique, par rapport à l'engagement de production initial du maître d'ouvrage.

L'ADEME se réserve le droit de demander le remboursement de la totalité des aides versées si la chaleur EnR&R réellement injectée est inférieure à 50% de l'engagement initial du maître d'ouvrage.

Pour la Région, les modalités de versement sont quasi-similaires avec :

3.3.1 - Versement d'acomptes

Le bénéficiaire peut demander le versement d'acomptes à valoir sur les paiements déjà effectués, en proportion du taux de la subvention, et dans la limite de 80 % du montant total

3.3.2 - Versement du solde

La subvention ne peut être versée en totalité qu'après justification par le bénéficiaire de l'achèvement et du paiement complet de l'opération subventionnée, ou de la tranche d'opération si l'opération s'exécute par tranche.

La totalité des versements ADEME et Région ont été considérés selon les modalités décrites précédemment.

Les montants totaux de subventions pour les projets sont les suivants :

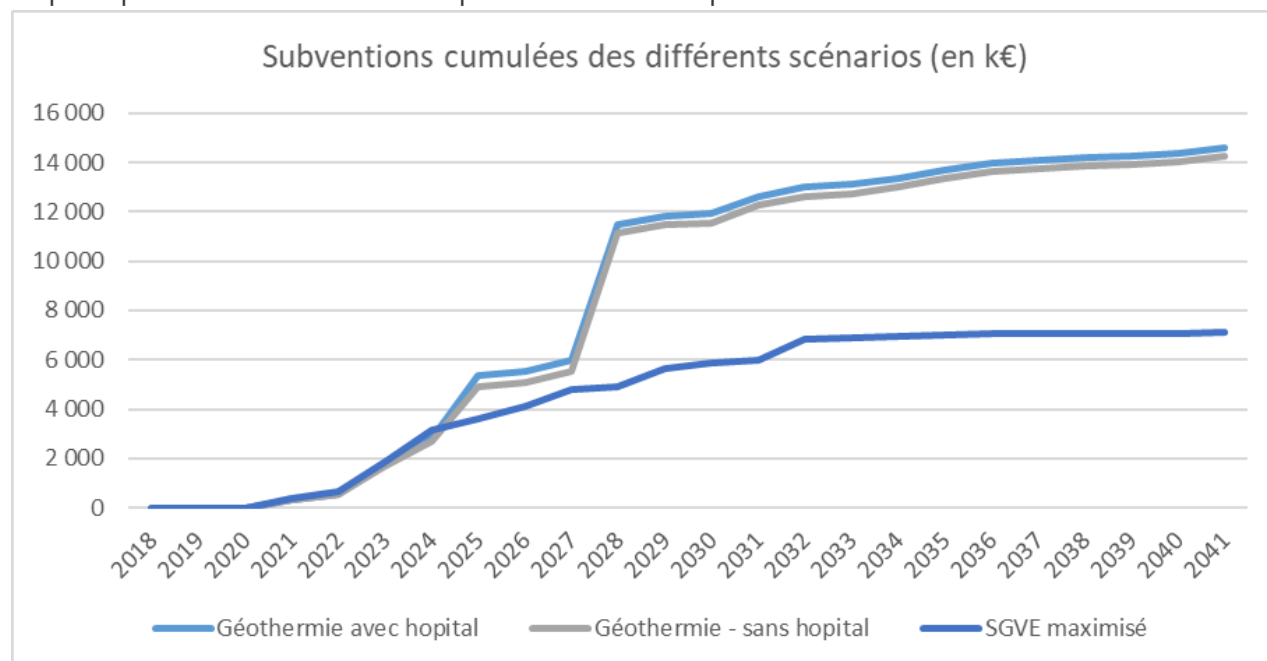
En k€	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé
Géothermie ou production EnR&R	6 433	6 598	0
Réseau de distribution	8 162	7 641	7 092
TOTAL	14 594	14 239	7 092
% de l'investissement	29,8 %	30,2 %	29,8 %

La répartition entre géothermie et réseau est arbitraire pour essayer de ne pas dépasser les plafonds par catégorie de subventions.



Tous les montants sont cohérents avec les plafonds définis précédemment, sauf le montant réseau pour le scénario SGVE maximisé qui le dépasse de 10 %. Ce dépassement reste acceptable, ce plafond ayant uniquement été défini dans le cadre de notre analyse comme garde fous mais n'en étant pas un réel dans les conditions ADEME.

La perception des subventions est phasée dans le temps de la manière suivante :



3.2.1 Prix cible, recettes de vente de chaleur et structure tarifaire

Prix de la chaleur et facture énergétique

Les prix cible de la chaleur (moyenne sur la durée du contrat de DSP) est variable en fonction de la proportion de bâtiments existants raccordés au réseau :

	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €/MWh	Scénario SGVE maximisé SGVE à 20 €/MWh
Part de bâtiments existants raccordés	Fort, dont hôpital	Fort	Faible	Faible
Prix cible €HT/MWh	84,1	87,9	91,0	89,5
Prix cible €TTC/MWh	88,7	92,8	96,0	94,4

Ces prix de la chaleur ont été défini dans un contexte de marché du gaz à 50 €/MWh_{PCS} et de la tonne de CO₂ à 70 €/T.

Pour rappel, le prix cible de l'avenant 2, ne desservant que des bâtiments neufs était de 90,9 €HT/MWh, soit 95,9 €TTC/MWh. L'avenant 2 avait été analysé dans un contexte de marché du gaz à 20 €/MWhPCS et de la tonne CO₂ à 26 €/T.

L'écart de prix entre les scénarios SGVE s'explique par un R2 plus important dans le cas SGVE à 20 €/MWh, modifiant la structure tarifaire. L'objectif a en effet été de caler les tarifs pour qu'un bâtiment neufs de 120 logements RE2020 ait les factures énergétiques suivantes :

	Avenant 2 (marché gaz à 20 € et CO ₂ à 26 €/T)	Scénario géothermie avec Hôpital (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)	Scénario géothermie sans Hôpital (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €/MWh (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €/MWh (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)
Facture annuelle (€TTC)	495	485	485	485	485

Les scénarios étudiés permettent de maintenir la facture énergétique pour un logement neuf, dans un contexte de prix des énergies plus élevés, ce qui est largement favorable aux abonnés, et offre donc des marges de manœuvre.

Tarification

Ces prix de ventes de la chaleur résultent d'une décomposition r1/r2 calculée de la manière suivante :

- r1 : Charges P1 totales sur la durée du contrat, rapportées au nombre de MWh vendu sur la durée du contrat + marge de 5%
- r2 :
 - r21 et r23 : charge P21 et P3 du contrat, réparties sur la puissances souscrite totale du contrat
 - r24 : Investissements + charges financières (2,5 %), réparties sur la puissances souscrite totale du contrat
 - r25 : Subventions réparties sur la puissances souscrite totale du contrat
 - r22 : Variable d'ajustement pour atteindre le prix cible.

Les tarifications sont les suivantes pour chaque scénarios (sur la base d'un amortissement sur la durée de la DSP) :

	Avenant 2 (marché gaz à 20 € et CO ₂ à 26 €/T)	Scénario géothermie avec Hôpital (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)	Scénario géothermie sans Hôpital (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €/MWh (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)	Scénario SGVE maximisé SGVE à 20 €/MWh (marché gaz à 50 € et CO ₂ à 70€/T)
r1 €HT/MWh	32,5	17,6	16,4	47,2	39,6
r2 €HT/kW	68,9	82,2	80,5	51,4	58,6

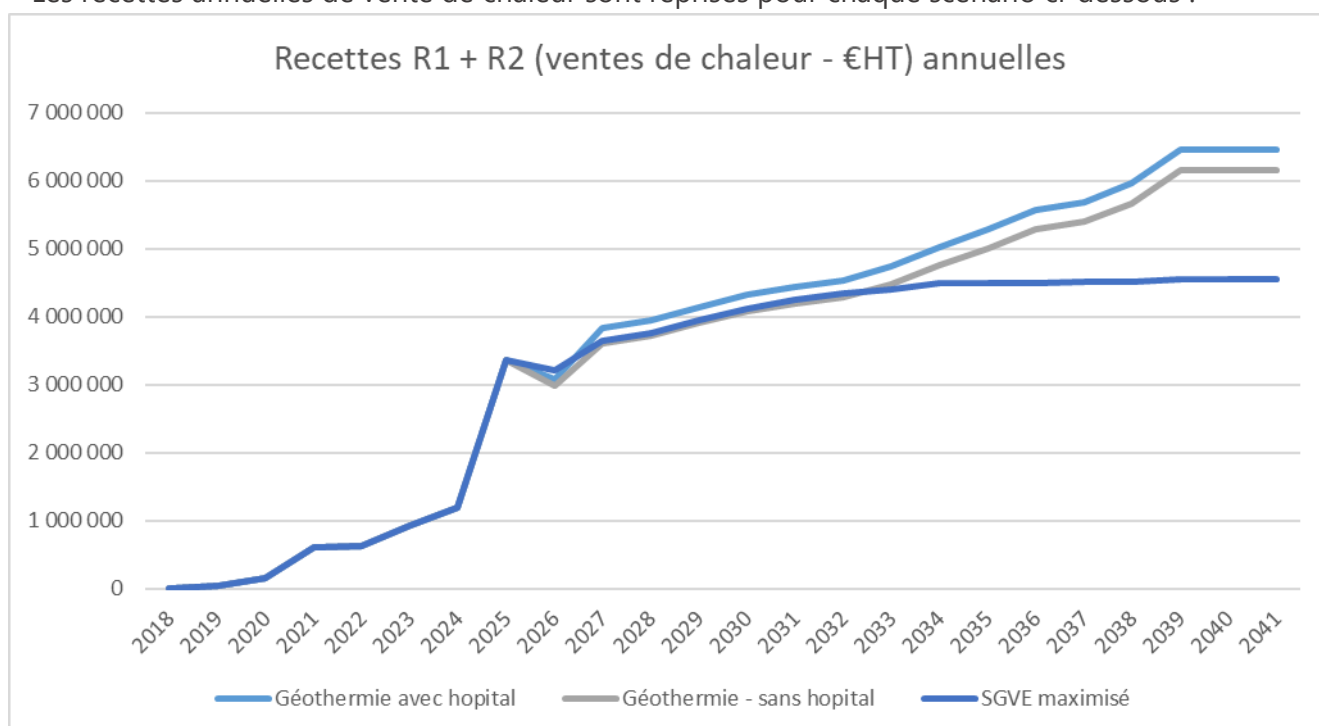


Dont r21	2,5	2,0	1,9	2,1	2,1
Dont r22	21,8	18,7	19,0	14,0	21,2
Dont r23	4,8	8,2	8,0	3,7	3,8
Dont r24	58,5	71,2	68,6	41,9	41,9
Dont r25	-18,7	-17,8	-17,1	-10,4	-10,4

Recettes de ventes de chaleur

Les recettes de vente de chaleur évoluent au fur et à mesure du déploiement du réseau et des raccordements.

Les recettes annuelles de vente de chaleur sont reprises pour chaque scénario ci-dessous :



3.2.2 Charges d'exploitation

3.2.2.1 Charges d'énergies P1

Ce poste comprend les charges de :

- Combustible fossile (gaz) pour l'appoint-secours ;
- TICGN et/ou Quotas de CO₂ à acheter ;
- Achat de chaleur SGVE :
 - A minima selon la convention de vente de chaleur actuelle pour les scénarios géothermie ;



- Prix variable pour les scénarios SGVE maximisé ;
- D'électricité pour les scénarios géothermie

➔ Ces charges évoluent en fonction du bouquet énergétique de l'année considérée.

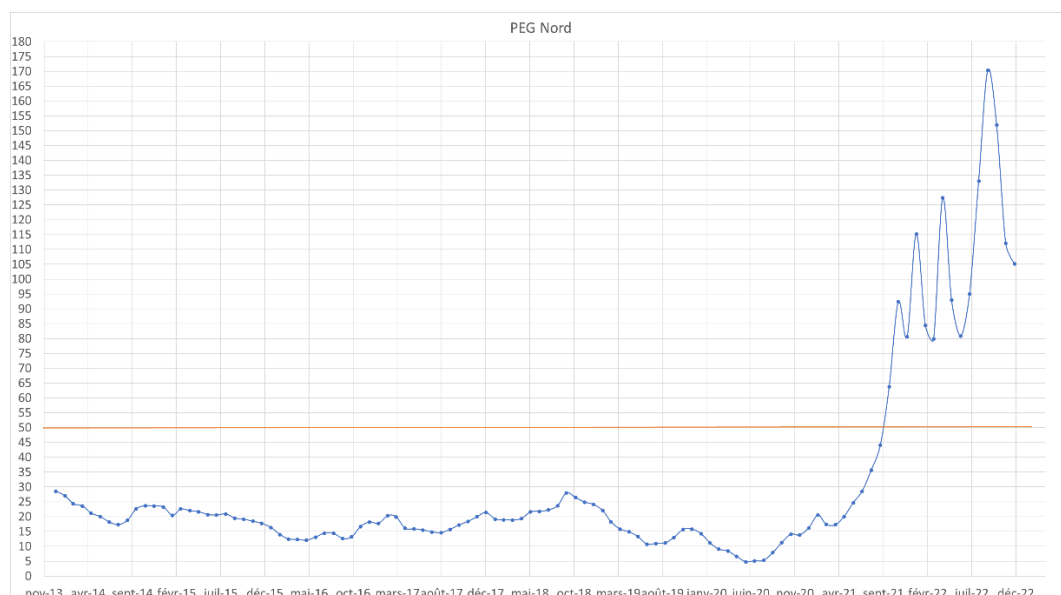
Dans le contexte fin 2022 de finalisation de cette étude, les hypothèses prises en compte sur les charges P1 ont un impact fort. Elles doivent donc être cohérentes :

- Entre elles et par rapport aux marchés ;
- Tout en restant suffisamment basse pour garantir un prix de la chaleur compétitif aux abonnés même si les marchés redescendent dans les prochaines années.

Gaz :

Les hypothèses utilisées sont les suivantes :

- Avant mise en service de la nouvelle chaufferie : Prix selon avenant 2
- Après mise en service de la nouvelle chaufferie :
 - Abonnement T4, à 15 405 €/an, selon publication CRE
 - Part variable de :
 - 3,84 €/MWhPCS pour CTA, Terme Variable de transport et distribution et marge fournisseur ;
 - 50 €/MWhPCS de prix marché (la barre orange sur l'historique depuis 2014 de prix marché), correspondant au niveau du bouclier tarifaire 2022/2023 ;



Quotas CO2 et TICGN :

La chaufferie d'appoint secours :

- Est soumise à TICGN (<20 MW) jusqu'à la mise en service de la chaufferie définitive, avec une TICGN prise en compte à 8,43 €/MWh_{PCS} (valeur 2019, passée à 8,37 €/MWh_{PCS} en 2023)
- Sera soumise à Quotas CO₂ à partir de la mise en service de la chaufferie définitive. Dans l'analyse, il a été estimé que la chaufferie ne bénéficierait pas de quotas gratuits et devrait donc compenser l'entièreté de ses émissions. L'hypothèse de prix de la tonne de CO₂ est de 70 €/T (le trait en horizontal en bleu sur l'historique depuis 2014 ci-dessous)

Futures émissions de carbone ▼ 85,85 -0,96 (-1,11%)



Si ce niveau peut paraître bas, il est compensé par le niveau relativement élevé de marché gaz pris en compte, dans un mécanisme de vase communicant.

Chaleur SGVE :

La convention actuelle prévoit un prix de la chaleur variable de 17 €/HT/MWh (cohérent avec une fourniture géothermie + PAC) et un abonnement allant croissant jusqu'à atteindre 95 k€ en 2025.

Nous sommes dans un 1^{er} temps resté sur ces hypothèses, qui conduisent à un prix moyen de la chaleur d'environ :

- 20 €/HT/MWh pour le scénario maximisation SGVE ;
- 36 €/HT/MWh pour les scénarios géothermie avec enlèvement contractuels (l'abonnement est alors réparti sur beaucoup moins de MWh).

Pour le scénario maximisation SGVE, nous avons ensuite testé avec :



- Le même prix de la chaleur de 17€HT/MWh
- Un abonnement fortement augmenté à 460 k€HT/an à partir de 2026 (mise en place de la PAC). Cette forte augmentation du prix de l'abonnement est plus cohérente qu'une augmentation de la part variable en lien avec l'augmentation des charges d'entretien et d'amortissement des nouveaux équipements (PAC) par SGVE.

➔ Ces nouvelles conditions permettent d'atteindre un prix moyen sur la durée du contrat de 30 €HT/MWh.

Electricité :

La consommation d'électricité liée à la géothermie est basée sur les hypothèses suivantes :

- COP géothermique : 15 MWhgéothermique / MWhélec
- Prix d'achat de l'électricité : 90 €HT/MWh, hors CSPE et part fixe, comptées dans le P2

Ce prix de l'électricité relativement faible s'explique par des achats continus et stables sur une année permettant d'acheter sur les marchés à terme une fourniture de base (constante) issue de productions à bas coûts (nucléaire, sources renouvelables,...)

Synthèse des charges P1 par scénarios :

	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé SGVE à 20 €	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €
Charge annuelle à terme	1 326 k€	1 030 k€	2 386 k€	2 751 k€
Gaz et fossiles	592 k€	370 k€	1 322 k€	1 322 k€
Quotas CO2	154 k€	94 k€	348 k€	348 k€
Electricité géothermie	402 k€	388 k€	0 k€	0 k€
Chaleur SGVE	178 k€	178 k€	715 k€	1 080 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	17,6	14,8	47,2	54,5
Charges totales sur la durée de la DSP	19 261 k€	16 090 k€	37 272 k€	43 477 k€
Gaz et fossiles	8 000 k€	5 749 k€	19 543 k€	19 543 k€
Quotas CO2 et TICGN	2 143 k€	1 543 k€	5 190 k€	5 190 k€
Electricité géothermie	5 441 k€	5 119 k€	0 k€	0 k€
Chaleur SGVE	3 677 k€	3 677 k€	12 539 k€	18 744 k€
Soit en €/MWhlivrés	18,6	17,1	45,3	52,9

3.2.2.1 Charges d'exploitation et administrative P2



Pour les charges d'exploitation, les hypothèses prises en compte se basent sur le compte d'exploitation de l'avenant 2 et sur des hypothèses de projet récents.

Les charges d'exploitation comprennent :

- Les consommations d'électricité consommées par les chaufferies d'appoint-secours (auxiliaires de production) et les pompes pour la distribution réseau : 10 kWhélec/MWhlivré, à 90 €/MWhélec
- Les consommations d'eau de ville et de produit de traitement de l'eau

L'eau de ville est utilisée pour le remplissage des réseaux lors de fuites, lors de nouveaux raccordements, lors de vidange de tronçons, et les produits de traitement sont utilisés pour conserver les propriétés physico-chimiques de l'eau du réseau.

- La fourniture des consommables ;
- L'entretien des compteurs des sous-stations ;
- Les charges de personnel et d'exploitation :

Elles comprennent les salaires, les charges sociales, les frais de véhicule et d'équipement pour chaque employé, l'outillage, l'évacuation des cendres et les travaux sous-traités. Elles sont adaptées en fonction de la taille du projet, les coûts par typologie de personnel étant identiques à l'avenant 2

- Les redevances :
 - Redevance d'occupation du domaine public, calculée de la même manière qu'actuellement : formule appliquée fonction du nombre de mètre linéaire du réseau, du chiffres d'affaire et de la superficie du terrain mobilisée ;
 - Redevance ferme (frais de contrôle), conforme au contrat actuel ;
 - Redevance / Location pour mise à disposition ;
- La cotisation économique territoriale, calculée à 3% de la valeur ajoutée (maximum réglementaire) ;
- La taxe foncière, considérée dans tous les cas identiques à celle de l'avenant 2 ;
- Autres (frais de télécommunication et postaux, service bancaire, entretien sous-traités des locaux, la maintenance de la GTC,...) ;

Pour les scénarios géothermie, il a été pris en compte des charges spécifiques à l'exploitation de cette nouvelle installation, à hauteur de 163 k/an comprenant la maintenance des équipements sous-sol, les différents contrats d'entretien et de suivi des installations, des provisions pour diagraphies et l'inhibiteur de corrosion.

Les charges P2 pour chacun des scénarios sont les suivantes :



	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé
P2 annuel à terme	973 k€	966 k€	577 k€
P2 exploitation	612 k€	607 k€	303 k€
P2 administratif	361 k€	359 k€	274 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	12,9	13,9	11,4
P2 total sur la durée de la DSP	18 532 k€	18 412 k€	12 191 k€
P2 exploitation	11 818 k€	11 735 k€	6 580 k€
P2 administratif	6 714 k€	6 676 k€	5 611 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	17,9	19,5	14,8

3.2.2.1 Charges P3 – Gros Entretien et Renouvellement (GER)

Les charges de gros entretien et de renouvellement (dites charges P3 GER) correspondant aux provisions à réaliser pour les opérations de maintenance lourde permettant de :

- Faire face aux imprévus de l'exploitation courante (panne, fuite...) ;
- Renouveler le matériel en fin de vie pour pouvoir le rendre en fin de contrat en bon état d'exploitation à la collectivité.

Ce renouvellement concerne tous les éléments constitutifs d'un réseau de chaleur, et les hypothèses sont les suivantes :

- Production EnR&R :
 - Géothermie pour les scénarios correspondants ;
 - Pour le scénario maximisation SGVE, le P3 est pris en charge par SGVE et refacturé à travers les achat de chaleur SGVE → EVVE reprise dans le P1 ;
- Les chaufferies appoint/secours ;
- Les sous-stations ;
- Les réseaux ;

Le tableau suivant présente les provisions P3 GER annuelle moyenne pour chacun des deux scénarios :

	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé
P3 annuel à terme	460 k€	454 k€	206 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	6,1	6,5	4,1
P3 total sur la durée de la DSP	7 786 k€	7 673 k€	3 589 k€



Soit en €HT/MWh livrés

7,5

8,1

4,4

3.2.2.1 Synthèse des charges

	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé SGVE à 20 €	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €
P1 annuel à terme	1 326	1 030	2 386	2 751
P2 annuel à terme	973	966	577	577
P3 annuel à terme	460	454	206	206
Total annuel à terme	2 759	2 450	3 169	3 534
soit en €HT/MWh livré	36,60	35,20	62,70	70,00
P1 sur la durée de la DSP	19 261	16 090	37 272	43 477
P2 sur la durée de la DSP	18 532	18 412	12 191	12 191
P3 sur la durée de la DSP	7 786	7 673	3 589	3 589
Total sur la durée de la DSP	45 579	42 175	53 052	59 257
soit en €HT/MWh livré	44,00	44,70	64,50	72,10

L'écart entre :

- Les 2 scénarios géothermie est faible en raison du double effet de l'importance des charges d'exploitation fixe pour l'entretien des équipements (qui augmente le ratio en €/MWh lorsque les ventes diminuent), mais aussi du moindre appel au gaz diminuant les charges P1 lorsque les besoins sont moindre (diminuant le ratio en €/MWh) ;
- Les scénarios géothermie et les scénarios SGVE maximisé s'explique par le report des charges d'amortissement des moyens de production EnR&R dans le P1, ainsi que par la plus forte part de gaz. L'impact de la nouvelle géothermie, fortement capitalistique mais peu coûteuse en charge d'exploitation explique aussi ce fort écart ;
- Les 2 scénarios SGVE maximisé s'explique uniquement par l'augmentation de +10 €/MWh de l'achat de chaleur auprès de SGVE.

3.2.1 Résultats de l'analyse économique – Rentabilité

Résultats



Dans le cadre d'un amortissement des investissements sur la durée restante de la DSP, la rentabilité des différents scénarios, mesurée par le Taux de Rentabilité Interne et la marge d'exploitation, est la suivante :

	Scénario géothermie avec Hôpital	Scénario géothermie sans Hôpital	Scénario SGVE maximisé SGVE à 20 €	Scénario SGVE maximisé SGVE à 30 €
TRI après impôts	5,0 %	5,3 %	6,2 %	4,1 %
Marge d'exploitation	15,8 %	17,2 %	10,1 %	4,3 %

Pour rappel, l'avenant 2, sur le périmètre des ZACs seules (31 GWh), envisageait un TRI de 5,3 % et un marge d'exploitation de 11,5 %. Néanmoins, l'infrastructure réalisée pour l'alimentation des ZACs seules avec un risque commercial très limité (expliquant un TRI faible), permettait ensuite de développer fortement le réseau sur le secteur du Centre Urbain (jusqu'à 51 GWh visé), faisant mécaniquement remonter le TRI.

Dans le cas de ce développement sur le Centre Urbain et les bâtiments existants, un TRI de 7,4 % après impôts et une marge d'exploitation d'environ 15,9 % était envisagée.

Pour rappel

- le taux de rendement interne (TRI) est une mesure de la rentabilité d'un investissement et de sa pertinence : plus un projet est risqué (commerciallement ou techniquement), plus le TRI doit être élevé). Un projet d'investissement ne sera généralement retenu que si son TRI prévisible est suffisamment supérieur au taux d'intérêt bancaire, pour tenir compte notamment de la prime de risque propre au type de projet
- la marge d'exploitation, ou marge opérationnelle est la marge de revenus de l'entreprise en ne tenant compte que de l'activité de l'entreprise : les résultats financiers et exceptionnels sont ignorés.

Sensibilité des scénarios géothermie

Une sensibilité a été réalisée pour augmenter la durée d'amortissement de la géothermie à 24 ans. Cela représenterait une augmentation de la durée du contrat de DSP de 8 ans.

	Scénario géothermie avec Hôpital		Scénario géothermie sans Hôpital	
	Durée de la DSP	25 ans	Durée de la DSP	25 ans
TRI après impôts	5,0 %	6,8%	5,3 %	7,1 %
Marge d'exploitation	15,8 %	26,8%	17,2 %	32,1 %



L'allongement de la durée de la DSP permet clairement d'améliorer la rentabilité du projet (à prix cible et/ou facture énergétique identique), et permet donc de sécuriser la réalisation de la géothermie (dont la durée de vie est de près de 30 ans).

Néanmoins, l'allongement de la DSP augmente encore plus fortement les ventes et donc les recettes du délégataire, compliquant encore la faisabilité juridique et contractuelle du projet (voir par la suite – intégration contractuelle).

Une seconde sensibilité a donc été réalisée en vue de décorrélérer la durée d'amortissement de la géothermie de la durée du contrat. Dans ce cadre :

- Le réseau continue à être mis en place dans le cadre de la DSP, sur la durée actuelle ;
- La géothermie est externalisée dans le cadre d'une mise en œuvre indépendante, avec une durée d'exploitation de 24 ans.

Les 2 projets sont alors liés par un prix d'interface. Les 2 opérations doivent alors trouver leur rentabilité.

		Scénario géothermie avec Hôpital		Scénario géothermie sans Hôpital	
		Projet complet 25 ans	Géo. 25 ans Réseau durée DSP	25 ans	Géo. 25 ans Réseau durée DSP Réseau
Géo- thermie	TRI après impôts	SO	7,0 %	SO	6,3 %
	Marge d'exploitation	SO	29,4 %	SO	26,8 %
	Prix d'interface	SO	41,0	SO	41,0
Réseaux	TRI après impôts	6,8%	7,3 %	7,1 %	7,3 %
	Marge d'exploitation	26,8%	6,9 %	32,1 %	6,7 %

Le prix d'interface pour atteindre cet équilibre correspond au prix auquel la structure ad hoc mise en œuvre pour créer la géothermie vend sa chaleur à EVVE via une convention de vente de chaleur. Cette convention portera sur minimum 25 ans, et devra être imposée au futur opérateur.

Si les 2 opérations présente une rentabilité intéressante dans tous les cas, la géothermie capte la marge opérationnelle.

La séparation de ces 2 opérations entraine une modification importante de la structure tarifaire : les amortissements et charges d'exploitation fixe de la géothermie, qui étaient dans l'abonnement précédemment, se retrouvent maintenant dans la part variable.



	Scénario géothermie avec Hôpital DSP	Scénario géothermie avec Hôpital Géothermie externalisée	Scénario géothermie sans Hôpital DSP	Scénario géothermie sans Hôpital Géothermie externalisée
Prix cible €TTC/MWh	88,7	94,9	92,8	95,1
Facture bat. 120 lgt. neuf	480	480	480	480
Facture estimée bâtiment existant important	108 k€	130 k€	105 k€	129 k€

A facture identique pour un bâtiment neuf, le prix moyen de la chaleur augmente sensiblement avec l'externalisation de la géothermie. Cela veut dire que la facture énergétique pour les bâtiments existants, avec une structure de fortes consommations pour une puissance souscrite proportionnellement plus réduite auront une facture plus importante que dans le scénario intégré.

L'allongement de la durée de la convention de vente de chaleur à 30 ans (et donc l'allongement de la durée d'amortissement de la géothermie) à 30 ans permet de gagner environ 0,6 % de TRI après impôts.

4. Mise en œuvre contractuelle

4.1 Scénarios Géothermie

Se reporter à la note spécifique en annexe.

4.2 Scénarios SGVE

Pour la mise en œuvre de ce scénario, il sera nécessaire de mettre en œuvre :

- Un avenant à la convention de vente de chaleur avec SGVE. Les discussions doivent porter sur les modalités techniques (schéma de fonctionnement, équipements à mettre en œuvre, limites de prestations), économique (prix de la chaleur, répartition abonnement / prix de chaleur), et sur les engagements des 2 parties.



Ces engagements devront être équilibrés pour permettre de sécuriser la réalisation des investissements par SGVE, tout en permettant un tarif compétitif et un développement sécurisant dans le temps du service public.

- Un avenant à la convention de DSP prenant en compte cette nouvelle convention de vente de chaleur, et le nouveau périmètre de desserte. La conclusion de cette avenant devra se faire dans les conditions précisées à la note en annexe.

Le délégataire souhaitera, dans cette hypothèse, limiter ses engagements (par exemple sur la compensation du taux de TVA en cas de taux d'EnR&R < 50%) à ceux pris en face par SGVE. En effet, EVVE ne sera pas en charge du pilotage du seul et unique moyen de production EnR&R alimentant le réseau de chaleur.

5. Synthèse et Plans d'actions

Synthèse

Les **scénarios géothermies** présentent une **bonne rentabilité** lorsque la desserte est suffisante (entre 70 et 75 GWh). Ces scénarios permettent d'apporter une **solution d'alimentation en énergie renouvelable** pérenne et avec un impact **environnemental fort** (très bon taux d'EnR&R et faible contenu CO₂) à l'ensemble des **ZAC existantes et à venir autour du centre urbain**, dans des **conditions** économiques entièrement **acceptables**. Le Centre Urbain historique peut aussi bénéficier de ce développement.

Ce scénario permet à Val d'Europe et à son délégataire de disposer de 2 sources d'alimentation en EnR&R et de **ne pas être entièrement dépendant de SGVE**. La mise à disposition jusqu'à la fin des travaux d'une parcelle d'environ 7 000 m² est à prévoir (la parcelle Pré de Claye est suffisante). Cette parcelle est ensuite réduite à 3 000 / 3 500 m².

Au vu des **fortes évolutions** que ces scénarios entraînent sur le **contrat de DSP**, l'analyse juridique doit être **approfondie** pour définir la mise en œuvre contractuelle la plus sécurisante, possiblement via une externalisation de la géothermie. Cela implique que le réseau de la collectivité soit dépendant de 2 sources d'alimentation extérieures.

La **maximisation de l'enlèvement auprès de SGVE** est un scénario **envisageable**, dans la mesure où **SGVE** fixe un **prix compris entre 20 et 30 €/MWh** (au cours des discussions courant 2022, un prix de l'ordre de 70 €/HT/MWh était ciblé). Néanmoins, au vu des priorisations mises en œuvre sur le réseau SGVE (Val d'Europe arrivant en dernier après Villages Nature et Disney), la **chaleur renouvelable disponible est limitée**, ce qui nécessite donc soit :



- De limiter la desserte aux 2 ZACs envisagée et au centre urbain, mais avec un taux d'EnR&R relativement faible et un impact environnemental moyen. Ce scénario n'offre pas de solution énergétique pour les futures ZAC
- D'augmenter la capacité de production EnR&R, rajoutant par la même occasion des investissements et dégradant l'économie du contrat.

Plan d'actions

La mise en œuvre du scénario géothermie, le plus favorable, nécessite de clore de manière définitive les discussions avec SGVE. Il est donc impératif de maintenir les 2 discussions en parallèle.

1/ Continuer les discussions avec SGVE pour échanger sur :

- le prix de vente SGVE → EVVE envisageable : est-ce que celui-ci est toujours aussi éloigné du prix d'achat identifié comme permettant de mettre en œuvre le projet ?

Si ce prix n'est pas atteignable, les discussions pourront être achevées.

- la possibilité d'augmenter les livraisons pour assurer un meilleur taux d'EnR&R et/ou d'augmenter la desserte ?

Ces échanges pourront permettre de statuer sur la limitation du périmètre de desserte.

2/ Avancer en parallèle sur le scénario géothermie :

La mise en œuvre de ce scénario implique dans un 1^{er} temps de sécuriser le projet tant juridiquement que technico-économiquement :

- Lancer une mission d'AMO technico-contractuelle pour confirmer et approfondir les mises en œuvre possibles du projet.
 - Réalisation : Val d'Europe Agglomération
 - Période : T1 2023
- Faire confirmer l'étude par le délégataire EVVE : est-ce que celui-ci est confiant et pourrait d'engager dans la mise en œuvre du
 - Réalisation : EVVE sur sollicitation VEA
 - Période : T1 2023
- Lancer un marché d'AMO pour la mise en œuvre du projet.
 - Réalisation : VEA
 - Période : T2 2023



- Contractualiser le projet et créer la structure ad hoc (dans l'optique d'une structure ad hoc pour la géothermie) :
 - Réalisation :
 - Avenant DSP : VEA + AMO / Déléataire
 - Structure ad hoc : selon structure, avec VEA + AMO
 - Période : T2 et T3 2023 pour signature T4 2023

A partir du moment où la totalité de la contractualisation est faite et la maîtrise foncière sécurisée, il faut prévoir les actions et les délais suivant de mise en œuvre pour :

	Année 1				Année 2				Année 3			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Démarches amont												
Finalisation												
Travaux géothermie												
Rédaction de la demande d'Ardoteam												
Instruction de l'Ardoteam												
Etudes de maîtrise d'œuvre et consultation des entreprises												
Mise en place de la plateforme de forage												
Forages												
Repli et remise en état												
Travaux de Centrale géothermique*												
Etudes de maîtrise d'œuvre et consultation des entreprises												
Permis de construire : Instruction et délais de recours												
Travaux de Génie Civil												
Travaux de process												
Réglages et mise en service (si possible hors période hivernale)												

**En considérant une superficie de 7 000 m² permettant de mener de front les travaux de Génie Civile de la Centrale avec les travaux de forages*

En comptant une contractualisation achevée fin 2023, cela conduit à une mise en service de la nouvelle géothermie mi-2026. Nous attirons l'attention de VEA sur les nombreux projets de mise en œuvre de nouveaux doublets de géothermie envisagés à cette horizon, et un probable risque sur les disponibilités de machines de forage (à notre connaissance, au moins 4 forages sont envisagés dans le même horizon temporel).

Les travaux de développement du réseau se poursuivent en parallèle en gré du développement des ZAC. Les raccordements importants de bâtiments existants sur l'interconnexion sont réalisés de manière concomitante à la mise en service de l'installations, ou juste avant.

