



MANERGY

04.2023

Note - Extension de l'étude à Montévrain / Jossigny

Schéma Directeur de chaleur de Val d'Europe Agglomération



MAÎTRE D'OUVRAGE



VAL D'EUROPE
AGGLOMÉRATION



SOMMAIRE

1. Contexte de l'ajout du secteur de Montévrain/ Jossigny.....	2
2. Mise à jour des besoins – Secteur de Montévrain-Jossigny	3
2.1 Zone au Sud.....	3
2.2 Centre de la zone	4
2.3 Extensions du centre	6
3. Analyse multicritère des scénarios.....	8
3.1 Définition des scénarios	8
3.1.1 Scénario 1.....	9
3.1.2 Scénario 3.....	10
3.1.3 Synthèse des scénarios	12
3.1 Analyse énergétique et environnementale	13
3.1.1 Scénario 1.....	13
3.1.2 Scénario 3.....	16
3.1.3 Synthèse analyse énergétique et environnementale.....	19
3.2 Analyse économique	19
3.2.1 Investissements et financements externes.....	20
3.2.1 Taux de Rentabilité Interne (TRI)	23
3.2.1 Charges d'exploitation	24
3.2.2 Résultats de l'analyse économique : Prix cible, recettes de vente de chaleur et structure tarifaire	27
4. Synthèse	29



1. Contexte de l'ajout du secteur de Montévrain/ Jossigny

A la suite de l'étude initiale sur les communes de Val d'Europe Agglomération, il a été décidé de creuser le scénario avec une géothermie indépendante.

Ce scénario, même avec la prise en compte de la desserte la plus large sur les secteurs considérés, ne semble pas maximiser le potentiel valorisable sur la future géothermie.

Dans la volonté d'améliorer l'équilibre du projet et de le sécuriser par la coopération intercommunale, il a été décidé, en accord avec la Communauté d'Agglomération de Marne et Gondoire (CAMG), de rechercher les besoins complémentaires à proximité immédiate des consommateurs existants du scénario final pour élargir le projet et voir l'intérêt de cet élargissement.

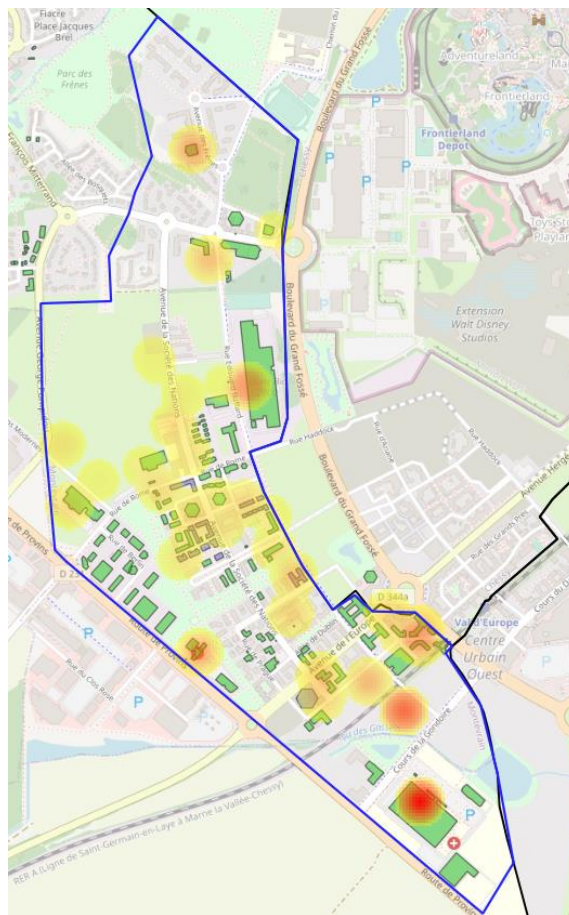
C'est dans le cadre de cette réflexion que l'étude sur la zone sud-est de Montévrain et de l'hôpital de Jossigny a été initiée.

Cette note présente la mise à jour du projet avec l'ajout de cette zone et les impacts engendrés par son ajout.



2. Mise à jour des besoins – Secteur de Montévrain-Jossigny

A proximité du territoire de Val d'Europe Agglomération, deux zones possibles d'extension du projet ont été identifiées. La première, sur la ville de Jossigny, prend en compte l'hôpital. La deuxième, sur la partie Sud-Est de la ville de Montévrain, est en cours de construction. La carte des besoins identifiés est la suivante :



Ce secteur est découpé en trois zones distinctes décrite ci-dessous.

2.1 Zone au Sud

ZAC de Montévrain Université à horizon 2035 :

- 150 logements étudiant
- 100 000 m² de bureaux et d'activité



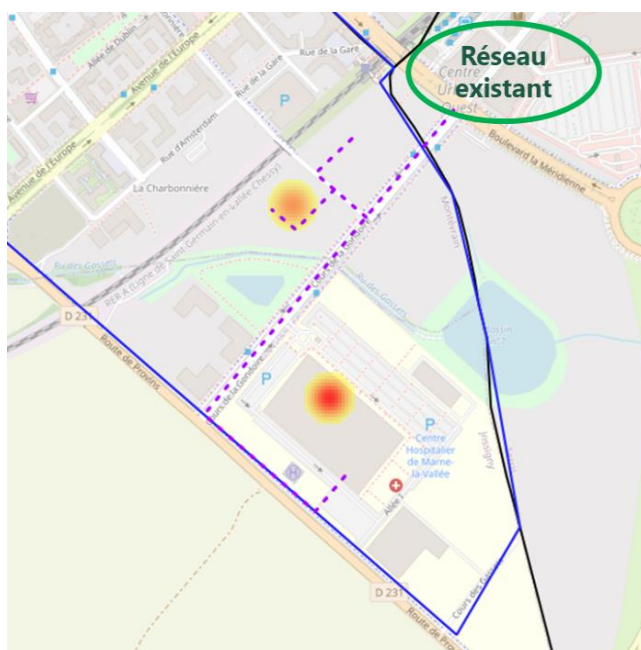
Soit un total d'environ 3 500 MWh, à raccorder à horizon 2034. Ces hypothèses ont été prises sur la base de la programmation historique, diminuée de 30%. Une nouvelle programmation est en cours de définition.

Hôpital de Jossigny :

L'hôpital représente des besoins de 6 125 MWh essentiellement en chauffage (5 625 GWh) et n'a pas d'évolution prévue connue dans les prochaines années.

Le régime de température de cet hôpital qui est alimenté en partie par une géothermie de surface pourrait être favorable à l'utilisation de la future géothermie.

Raccordement de la zone :



Le tracé en violet pointillé présenté ci-dessus, permettant de relier l'ensemble de ces besoins, représente environ 1 280 ml, soit une densité de 7,5 MWh/ml sur la zone.

2.2 Centre de la zone

Equipements publics de la commune et du département :

- Groupe scolaire Eugène Isabey ;
- Groupe scolaire Louis de Vion ;
- Collège Lucie Aubrac (alimenté par une chaufferie bois au fonctionnement à priori compliqué).

Ces équipements, plus ou moins récents, ont des raccordements prévus entre 2027 et 2034. La consommation cumulée de ces équipements est de 1 250 MWh.

Ensemble de logements (copropriétés et bailleurs) alimentés au gaz :

- 1 285 logements recensés sur la zone dont :
 - 426 logements construits avant 2015 qui pourraient être raccordés dès 2027



- 859 logements construits récemment qui pourront être raccordés à horizon 2034

Aucun prospect ne se démarque particulièrement, l'ensemble de ces logements ont eu des consommations comprises entre 100 et 800 MWh en 2021.

La consommation totale de ces logements est estimée à 4 615 MWh en 2021. De la même façon que pour l'étude précédente, des baisses de consommations de l'ordre de 15% d'ici à 2030 ont été considérées.

Hôtels de la zone :

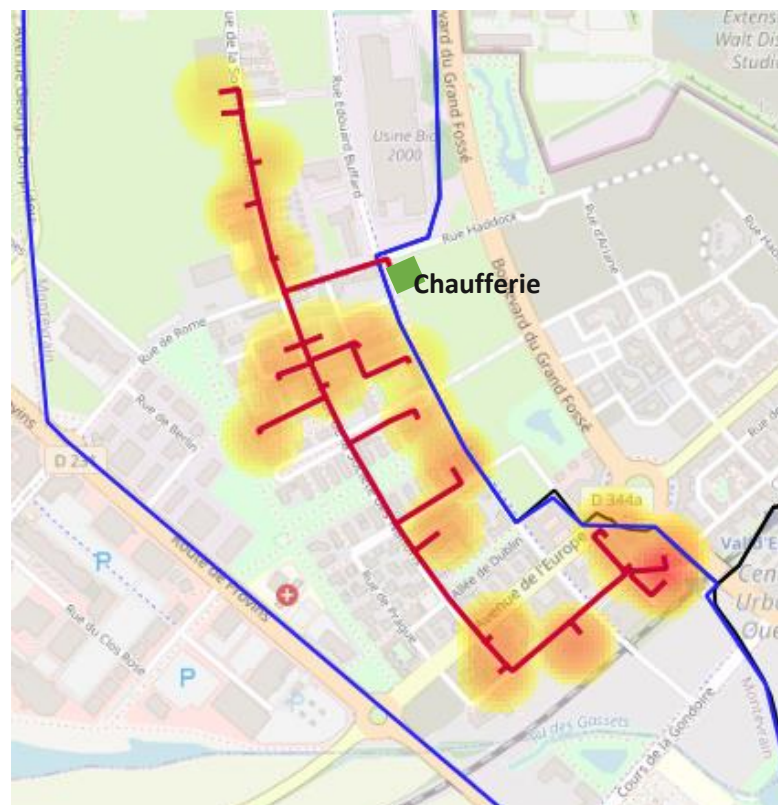
Trois hôtels chauffés au gaz ont été repérés sur la zone, ils ont été pris en compte dans l'étude. Leur consommation estimée est de 1 900 MWh.

ZAC de Montévrain Val d'Europe :

- 368 logements dont les livraisons sont prévues entre 2026 et 2027
- 1 500 MWh de consommations est estimée pour ces nouvelles constructions.

A noter : des lots de cette ZAC sont en cours de réalisation ou doivent être livrés avant 2025. Ces lots ayant déjà établis leurs solutions de chauffage ne sont donc pas considérés comme raccordables sachant que le raccordement à la géothermie est prévu pour 2027.

Raccordement de la zone :



Cette zone à horizon 2034 présente un potentiel de 8 900 MWh pour 22 points de consommations et environ 3 320 ml de réseau soit une densité de 2,7 MWh/ml sur la zone. Cette densité est bien moindre que celle du projet initial.

2.3 Extensions du centre

Equipements tertiaires sur la zone :

- Le centre aquatique « Aquatonic » avec 1 185 MWh en 2021
- Le centre de rééducation médical avec 1 225 MWh en 2021
- La salle de spectacle du Millésime
- Les entreprises Five maintenance et BIC pour 2 239 MWh en 2021

Dans le cadre de l'étude, l'entreprise BIC a été contactée afin de connaître les évolutions prévues sur le secteur ainsi que les possibilités de récupération de chaleur fatale sur son process :

- Concernant les consommations, des baisses conséquentes sont prévues et ont été prises en compte en raison d'un projet de récupération de chaleur sur les groupes froids du site ;
- Le potentiel de chaleur fatale a, en première approche, été mis de côté sachant que les besoins supplémentaires de la zone ne venaient pas détériorer de façon importante le taux d'EnR&R déjà obtenu à l'aide de la géothermie prévue initialement.

Ces équipements, plus ou moins récents, ont des raccordements prévus entre 2027 et 2034. La consommation cumulée de ces équipements est de 4 700 MWh.

Equipements publics sur la zone :

- Montévrain Sport Académie
- Futur lycée dont la livraison est prévue en 2026
- Futur groupe scolaire dont la livraison est prévue en 2027

Ces équipements représentent 330 MWh de besoin à raccorder entre 2027 et 2034.

Logements :

Enfin, 456 logements récents ou à construire ont été pris en compte pour 1 550 MWh de consommation à horizon 2034.

Raccordement de la zone :

Ces différentes extensions plutôt éloignées du réseau et ne présentant pas de consommations importantes et viennent détériorer la densité thermique.

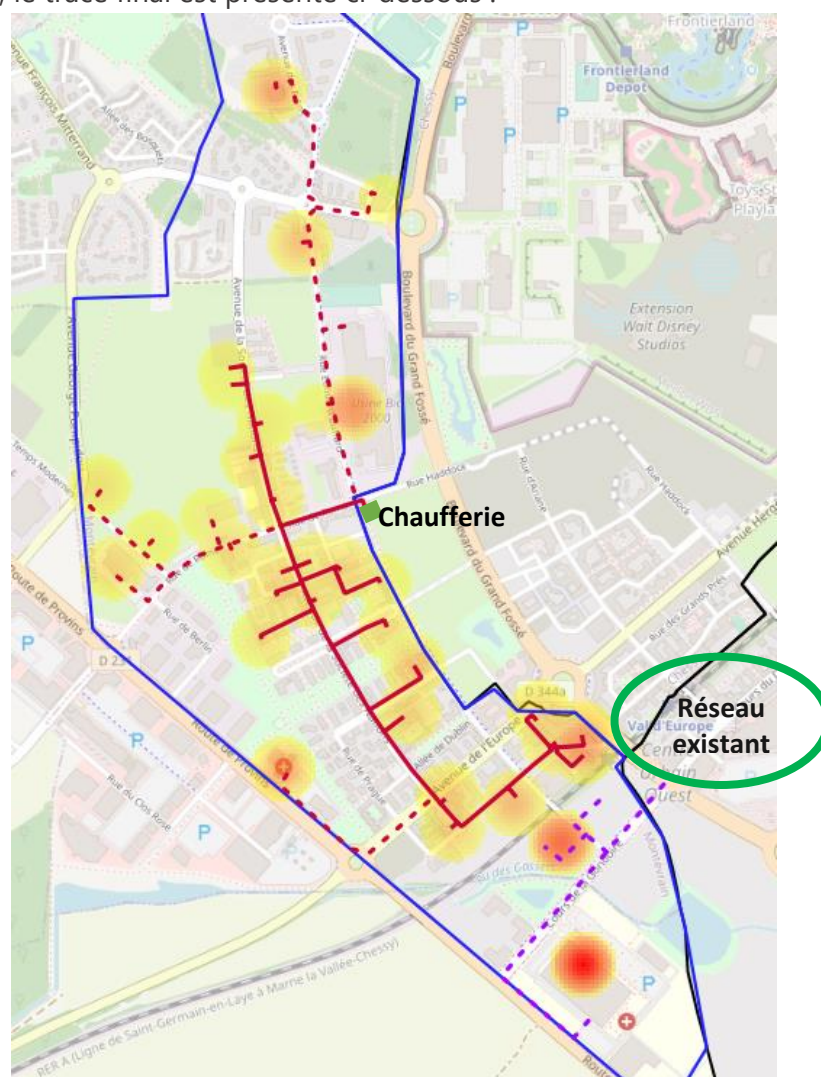


- ➔ Pour un total de 5 385 MWh en 2034 sur 11 points de consommation supplémentaires, le linéaire supplémentaire serait d'environ 2 930 ml de réseau soit une densité de 1,8 MWh/ml.

Raccordement de l'ensemble des zones :

Dans le cadre d'un scénario global, il a été étudié l'impact de la prise en compte de l'ensemble des zones précédemment décrites.

Dans ce cas, le tracé final est présenté ci-dessous :



La longueur totale du réseau est d'environ 7 540 ml pour des consommations totales à horizon 2034 de 23 940 MWh. La densité de la totalité de la zone est donc d'environ 3,2 MWh/ml. Celle-ci est inférieure à celle du projet initial de Val d'Europe Agglomération.

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Zone Montévrain	Sud	Centre	Centre + Sud + Extensions
Longueur (km)	1,3	3,3	7,5
Points de livraison	1+ZAC	22	34+ZAC
Besoins 2034 de la zone (GWh)	9,6	8,9	23,9
Densité 2034 (MWh/ml)	7,4	2,7	3,2
Conclusion sur la densité thermique	Densification du réseau	Détérioration modérée	Détérioration modérée

Au vu des résultats, le scénario 2 a été écarté car il présente peu d'intérêt au niveau de la densité thermique en excluant une partie des prospects de la zone. Il a donc été décidé de poursuivre le scénario 1 et 3 pour la suite de l'étude.

3. Analyse multicritère des scénarios

3.1 Définition des scénarios

Productions (identique dans les deux scénarios proposés)

Les deux scénarios poursuivis se basent sur les mêmes moyens de production que sur le scénario géothermie étudié dans le cadre de la première étude.

Pour rappel, les caractéristiques envisagées des productions dans ce scénario sont les suivantes :

- 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 ;
- Alimentation 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.

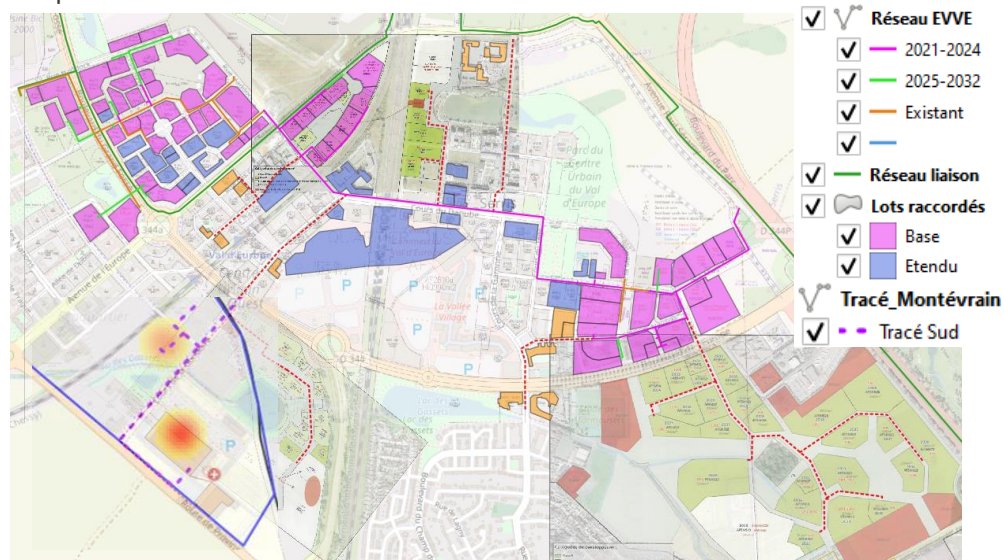


3.1.1 Scénario 1

Desserte

Le scénario consiste à raccorder l'ensemble des besoins du scénario de géothermie de Val d'Europe Agglomération et la zone sud de Montévrain (Hôpital + ZAC Université).

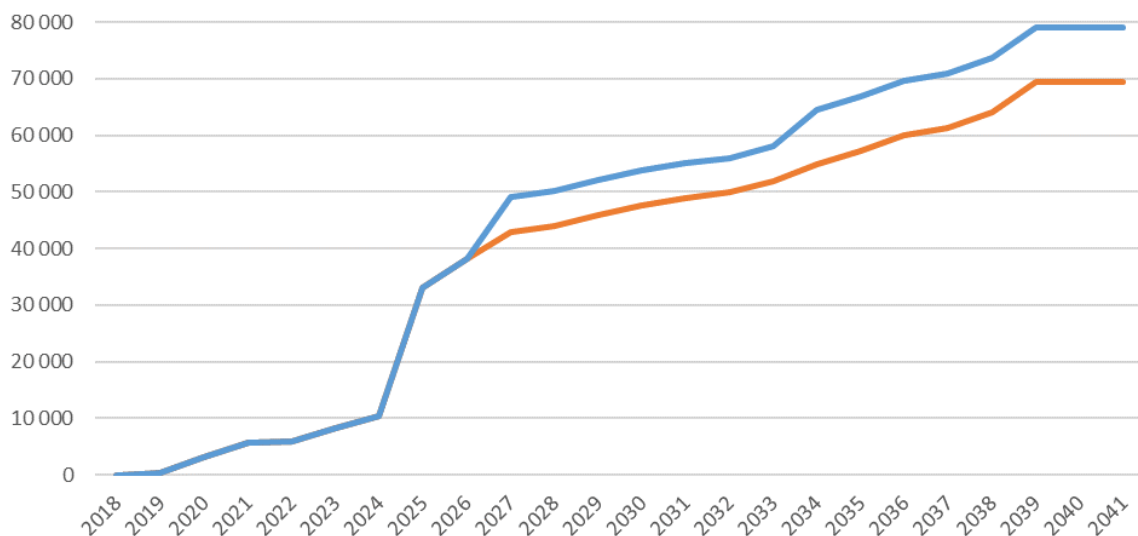
Le tracé final prévu est donc le suivant :



Hormis les 2 franchissements de voies ferrées déjà prévus 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 complexité particulière. Des optimisations de mise en œuvre peuvent même être envisagées sur l'ensemble des secteurs à urbaniser (ZAC Gasset, Park Life Est, Pointe Nord, ZAC Montévrain Université,...).

Besoins alimentés

Besoins (MWh) - Périmètre SD proposé



En orange : les raccordements prévus dans le scénario géothermie sur Val d'Europe Seul. En bleu : le complément avec le secteur Montévrain/ Université



La totalité des besoins recensé permet d'arriver à 79,0 GWh à terme, pour une longueur totale de réseau de 12 860 ml, soit une densité de 6,1 MWh/ml

Ces besoins se répartissent entre :

Régime secondaire		
Chauffage	53,2 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 spécifiques (hôpital, université,...) : 80 / 60 °C
ECS	25,8 GWh	66 °C au primaire de manière à maintenir facilement 60°C au secondaire, même en cas de boucle 2aire (hôpital)
TOTAL	79,0 GWh	
Puissance souscrite	64,0 MW	

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

	Scénario 1
Volume annuel avenant 2 en fin de déploiement	31,2 GWh
Volume annuel scénario en fin de déploiement	79,0 GWh
Augmentation brute	+ 47,8 GWh
% d'augmentation	+ 150 %
Volume sur la durée du contrat avenant 2	528 GWh
Volume sur la durée du contrat scénario	1 062GWh
Augmentation brute	+ 534 GWh
% d'augmentation	+ 101 %

Objectifs du scénarios

L'objectif de ce scénario est de vérifier si l'ajout du secteur Hôpital-Université apporte un bénéfice énergétique et/ou économique au scénario maximisé du schéma directeur de Val d'Europe alimenté par une nouvelle géothermie.

3.1.2 Scénario 3

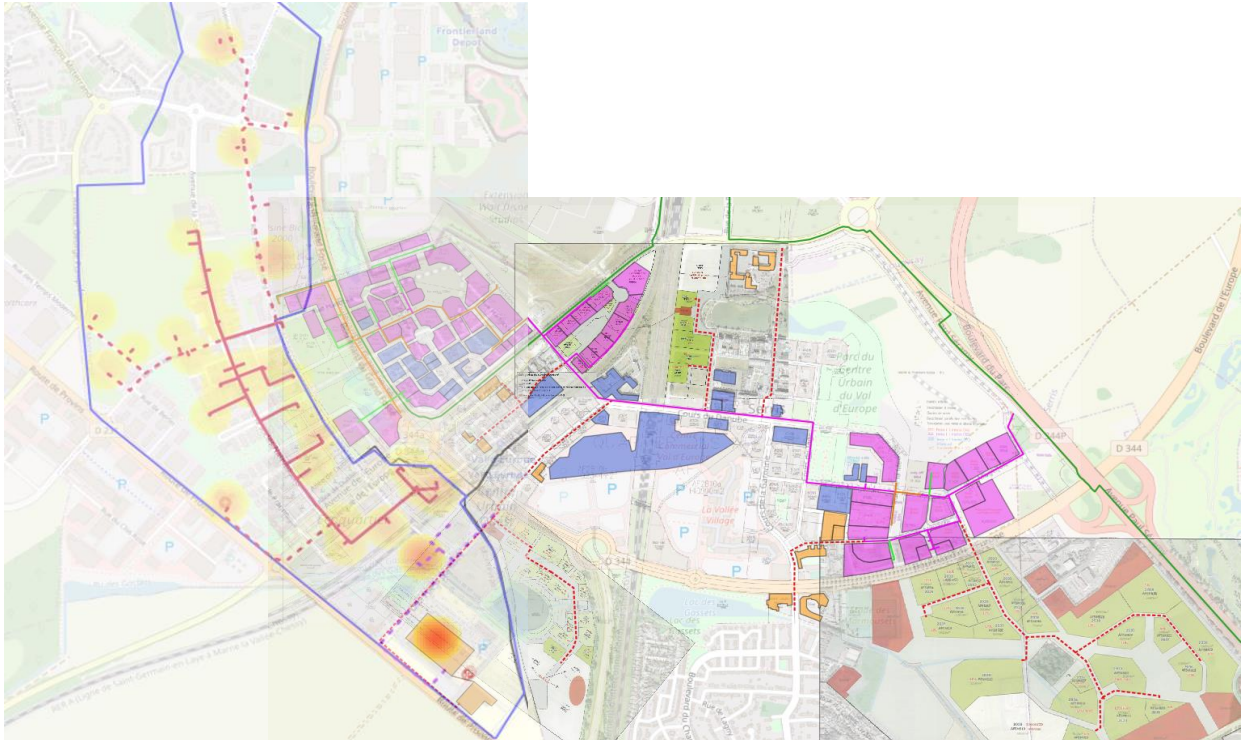
Desserte

Le scénario consiste à raccorder l'ensemble des besoins du scénario de géothermie de Val d'Europe Agglomération et toutes les zones identifiées sur les secteurs de Montévrain et Jossigny.

Le réseau fait alors 19 100 ml, ce qui représente une densité d'environ 4,9 MWh/ml.

Le tracé final prévu est donc le suivant :

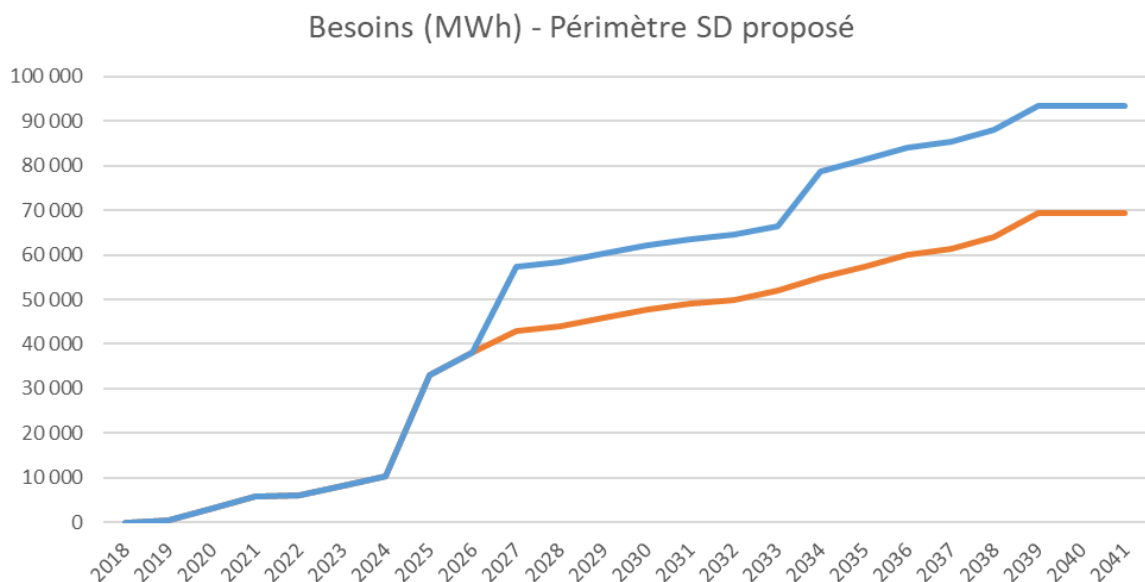




Comme précédemment, hormis les 2 franchissements de voies ferrées déjà prévus dans l'avenant 2 et en cours de discussions avec la collectivité et les maître d'ouvrage des voies ferrées, le tracé ne présente aucune complexité particulière.

Besoins alimentés

L'évolution des besoins est alors la suivante :



En orange : les raccordements prévus dans le scénario géothermie sur Val d'Europe Seul. En bleu : le complément avec le secteur Montévrain/ Université

Ces besoins se répartissent à terme entre :

Besoins		Régime secondaire
Chauffage	62,6 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 spécifiques (hôpital, université,...) : 80 / 60 °C
ECS	30,7 GWh	66 °C au primaire de manière à maintenir facilement 60°C au secondaire, même en cas de boucle 2aire (hôpital)
TOTAL	93,3 GWh	
Puissance souscrite	70,3 MW	

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

	Scénario 3
Volume annuel avenant 2 en fin de déploiement	31,2 GWh
Volume annuel scénario en fin de déploiement	93,3 GWh
Augmentation brute	+ 62,1 GWh
% d'augmentation	+ 199 %
Volume sur la durée du contrat avenant 2	528 GWh
Volume sur la durée du contrat scénario	1 235 GWh
Augmentation brute	+ 707GWh
% d'augmentation	+ 134 %

Objectif du scénario

L'objectif de ce scénario est de vérifier si l'ajout de l'ensemble des prospectus du secteur de Jossigny / Montévrain apporte un bénéfice énergétique et/ou économique au scénario maximisé du schéma directeur de Val d'Europe alimenté par une nouvelle géothermie.

3.1.3 Synthèse des scénarios

	Référence avenant 2	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
Besoins annuels à terme	31,2 GWh	69,4 GWh	79,0 GWh	93,3 GWh
Besoins totaux sur la durée de la DSP	528 GWh	942 GWh	1 062 GWh	1 235 GWh
Puissance souscrite annuelle à terme	26,1 MW	62,4 MW	64,0 MW	70,3 MW
Longueur	6 700 ml	11 570 ml	12 860 ml	19 100 ml
Densité	4,7 MWh/ml	6,0 MWh/ml	6,1 MWh/ml	4,9 MWh/ml
Moyen EnR&R	Import SGVE	Import SGVE	Import SGVE	Import SGVE



	Référence avenant 2	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
	(1 MW max – 64,5 °C) + Biomasse 5 MW + Condenseur sur Biomasse 1 MW	(1 MW max) + Géothermie Dogger (350 m3/h – 77°C exhaure, 30°C reinjection)	(1 MW max) + Géothermie Dogger (350 m3/h – 77°C exhaure, 30°C reinjection)	(1 MW max) + Géothermie Dogger (350 m3/h – 77°C exhaure, 30°C reinjection)
Puissance d'A/S	24 MW Centralisé	32 MW Centralisé	33 MW Centralisé + chaufferie Hôpital (3 MW)	35 MW Centralisé + chaufferie Hôpital (5/6 MW)

3.1 Analyse énergétique et environnementale

3.1.1 Scénario 1

Analyse énergétique

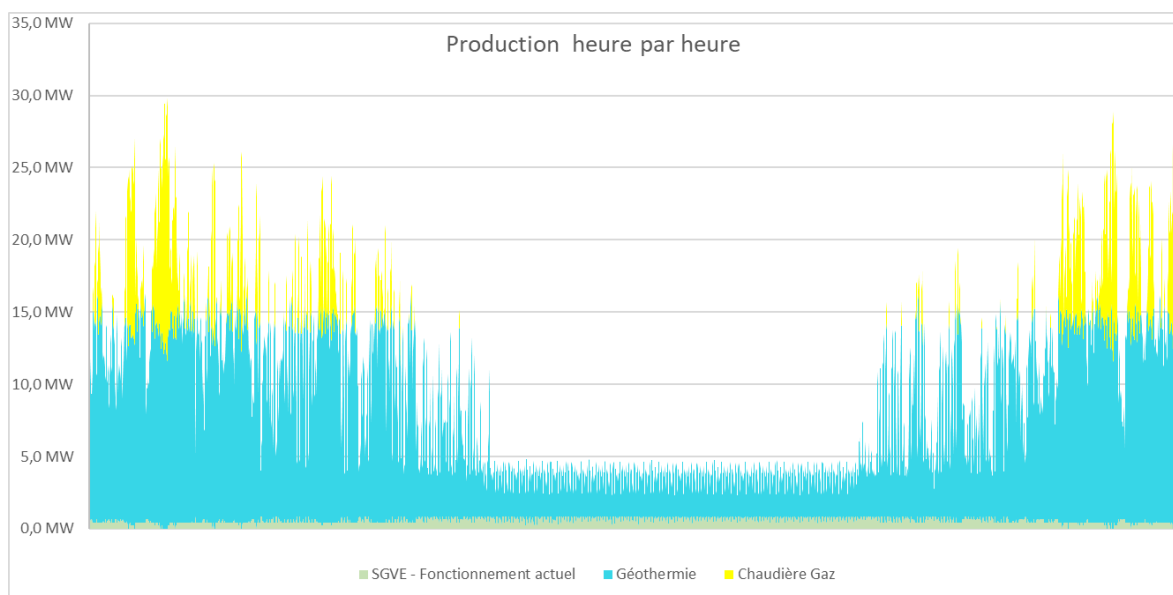
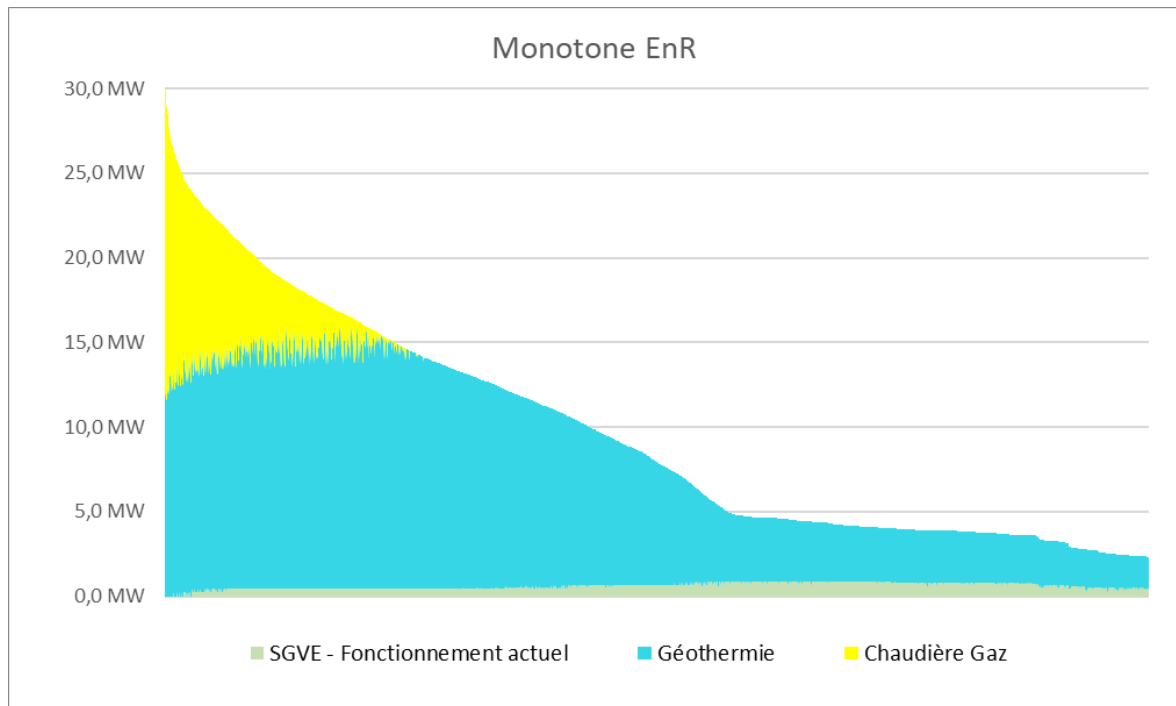
Le tableau ci-dessous présente la mixité énergétique, le taux d'EnR&R et le contenu CO₂ du réseau à terme, c'est-à-dire à partir de 2040, quand l'ensemble des développements sont réalisés :

A terme	Scénario 1
Besoins annuels à terme	79,0 GWh
Rendement moyen	93 %
Production totale	85,3 GWh
<i>Dont SGVE</i>	5,2 GWh
<i>Dont géothermie</i>	69,3 GWh
<i>Dont A/S Gaz</i>	10,8 GWh
% EnR&R	87 %
Contenu CO2 classique	0,027 TCO ₂ /MWh _{livré}
Contenu CO2 ACV*	0,039 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 monotonies et productions heure par heure ci-dessous sont celles pour 79,0 GWh de besoins à terme :





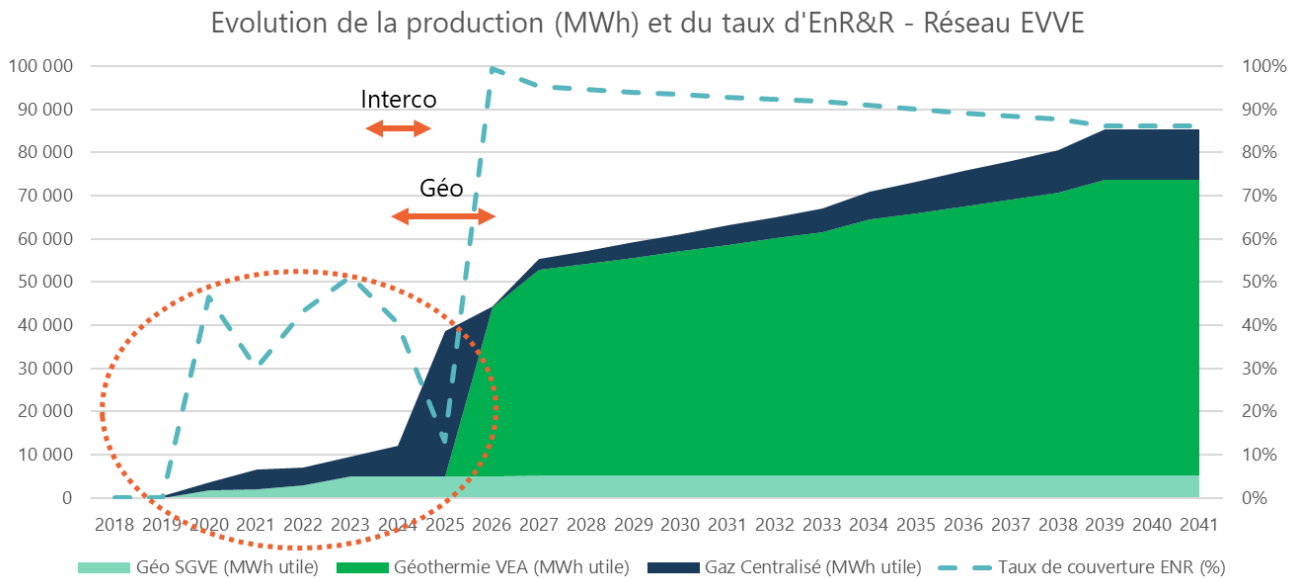
La montée en charge est identique à celle du scénario du schéma directeur incluant la mise en place d'une géothermie.

Dans le cadre de ce scénario, l'hôpital de Jossigny est raccordé dès 2027 et permet donc d'assurer rapidement des enlèvements complémentaires sur la géothermie.

La ZAC Université de Montévrain est-elle raccordée à horizon 2034.

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





A noter : l'hypothèse de fourniture par SGVE du minimum des engagements contractuels avant la mise en place de la nouvelle géothermie au Dogger entraine 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 87%.

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 1	Impact Montévrain
CO2 émis/an à terme Gaz	17 940 T	2 190 T
CO2 émis/an à terme RCU	2 460 T	300 T
CO2 évité/an à terme	-15 480 T	- 1 890 T
Equivalent voiture*	8 600	1 050
CO2 émis sur la DSP Gaz	241 165 T	27 250 T
CO2 émis sur la DSP RCU	34 365 T	2 660 T
CO2 évité sur la DSP	-206 800 T	24 590 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 1
CO2 émis/an à terme RCU Avenant 2	11 690 T
CO2 émis/an à terme RCU projet	2 460 T
CO2 évité/an à terme	-9 230 T
Equivalent voiture*	5 130

*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 NO_x liées à la suppression de la combustion de biomasse, et le retrait des camions de livraisons Bois.

3.1.2 Scénario 3

Analyse énergétique

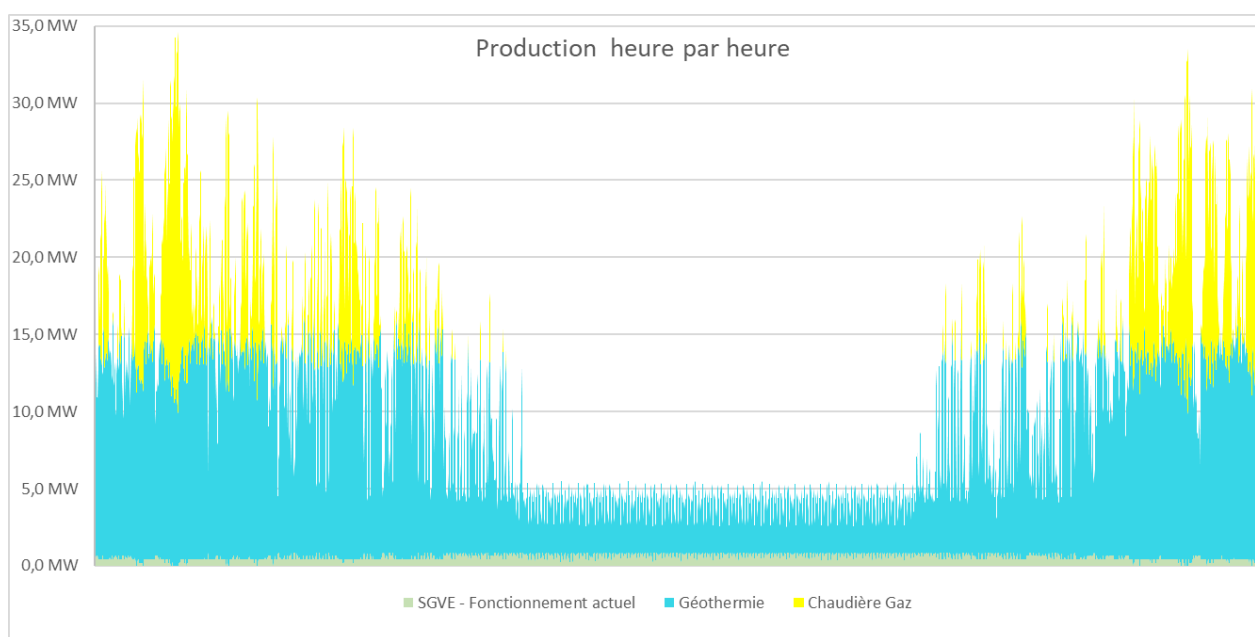
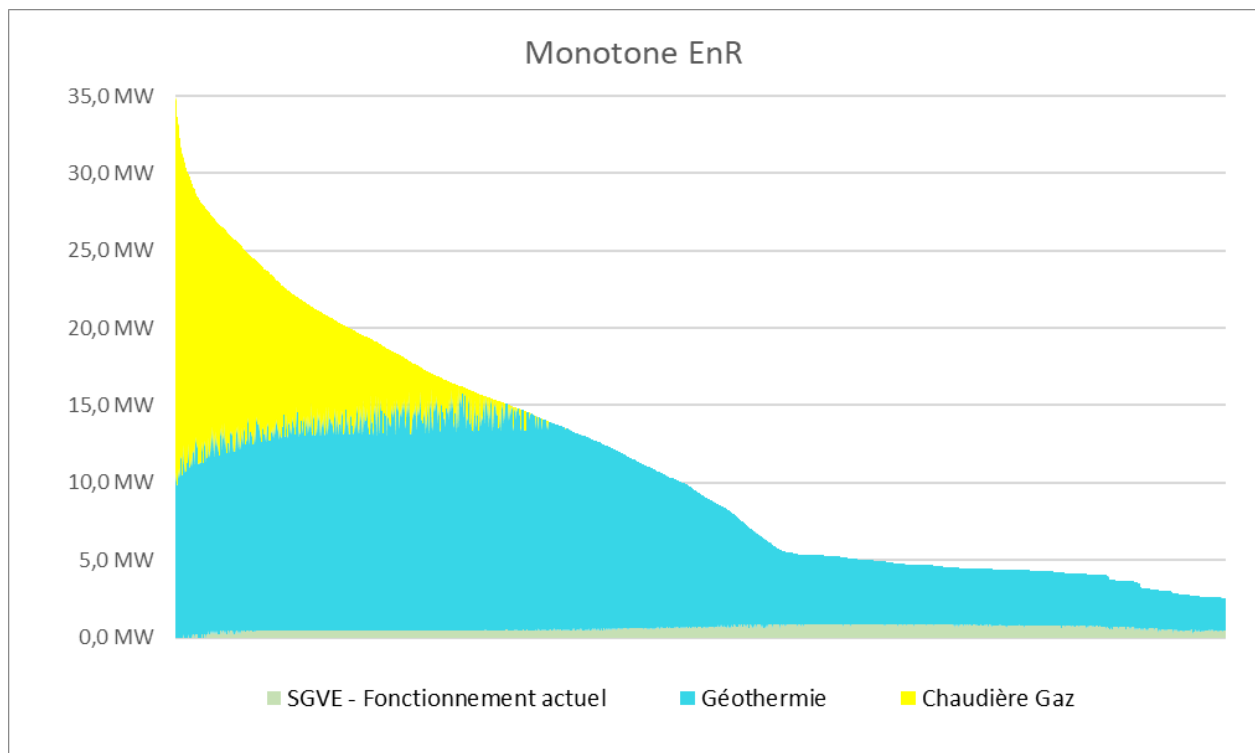
Le tableau ci-dessous présente la mixité énergétique, le taux d'EnR&R et le contenu CO₂ du réseau à terme, c'est-à-dire à partir de 2040, quand l'ensemble des développements sont réalisés :

A terme	Scénario 3
Besoins annuels à terme	93,3 GWh
Rendement moyen	94 %
Production totale	99,0 GWh
Dont SGVE	5,1 GWh
Dont géothermie	73,3 GWh
Dont A/S Gaz	20,5 GWh
% EnR&R	79 %
Contenu CO2 classique	0,044 TCO ₂ /MWh _{livré}
Contenu CO2 ACV*	0,057 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 monotonies et productions heure par heure à terme dans ce scénarios sont les suivantes :



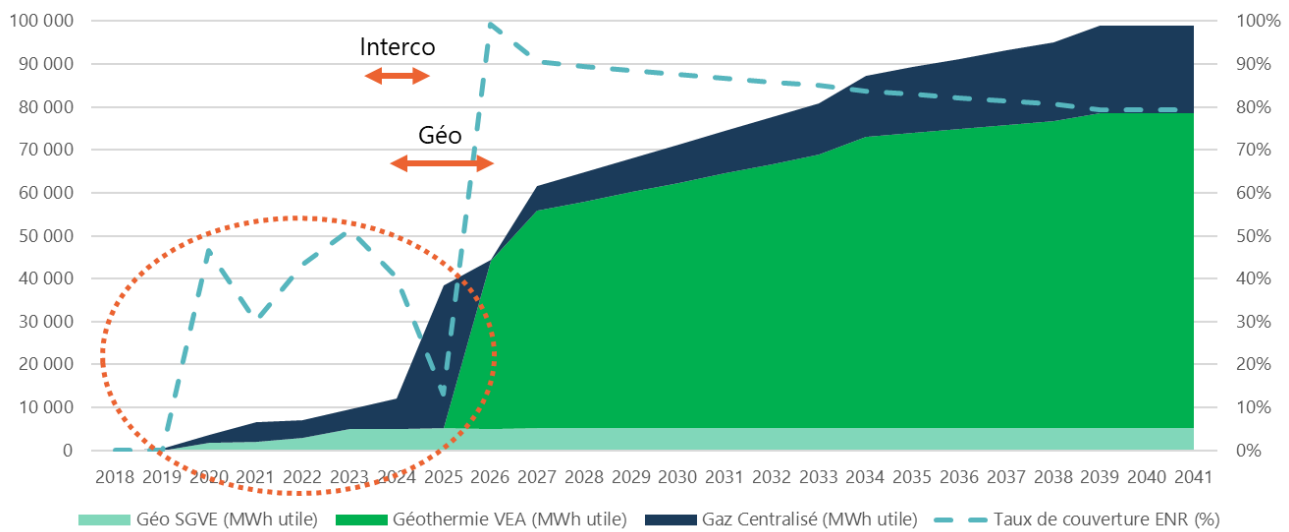


La montée en charge est identique au scénario précédent. Avec les raccordements supplémentaires sur Montévrain des bâtiments construits avant 2015 et des nouvelles constructions à horizon 2027 puis des bâtiments plus récents en 2034.

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.

Le taux d'EnR&R moyen sur la durée de la DSP est de 81 %.

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 3	Impact Montévrain
CO₂ émis/an à terme Gaz	21 180 T	5 430 T
CO₂ émis/an à terme RCU	4 670 T	1 200 T
CO₂ évité/an à terme	-16 510 T	-4 230 T
Equivalent voiture*	9 170	2 350
CO₂ émis sur la durée de DSP au Gaz	280 400 T	66 480 T
CO₂ émis sur la durée de DSP RCU	60 050 T	12 190 T
CO₂ évité sur la DSP	-220 350 T	-54 290 T
Gain %	78 %	81%

*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 3



CO2 émis/an à terme RCU Avenant 2	11 690 T
CO2 émis/an à terme RCU projet	4 670 T
CO2 évité/an à terme	-7 020 T
Equivalent voiture*	3 900

*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.

3.1.3 Synthèse analyse énergétique et environnementale

	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
Besoins alimentés à terme	69,4 GWh	79,0 GWh	93,3 GWh
Taux d'EnR&R	90 %	87 %	79 %
CO2 évité/an à terme	-14 370 T	-15 480 T	-16 510 T
Equivalent voiture*	7 980	8 600	9 170
Rendement réseau	92 %	93 %	94 %
Contenu CO2 ACV	0,032 TCO ₂ /MWh _{livré}	0,039 TCO ₂ /MWh _{livré}	0,057 TCO ₂ /MWh _{livré}

3.2 Analyse économique

De la même manière que pour la première étude, une analyse économique des deux scénarios a été menée pour observer l'évolution du coût de la chaleur en conservant des rentabilités identiques au projet de Val d'Europe sans le secteur de Montévrain/ Jossigny. Cette analyse a été réalisée sur la base du scénario Géothermie indépendante – 69 GWh du scénario initial avec :

- Un contrat géothermie, celle-ci étant réalisée sur 25 ans ;
- Le contrat actuel pour le développement du réseau de chaleur et la gestion technique et administrative globale ;
- Un prix d'interface entre l'opération de géothermie et la réseau, c'est-à-dire un prix auquel l'opérateur du réseau de chaleur achète l'énergie produite par l'opération de géothermie.



Le fonctionnement de cette analyse reste le même que celui de la précédente étude.

Les hypothèses concernant la durée de simulation, les investissements et leur phasage, les financements externes et les droits de raccordements sont les mêmes que pour la précédente étude (voir les indications du précédent rapport).

Les deux évolutions par rapport à l'ancienne analyse sont les suivantes :

- Taux de Rentabilité Interne (TRI)

Le taux de rentabilité des scénarios a été maintenu identique à ceux établis lors de la précédente étude afin de ne pas dégrader les performances économiques du projet. Ce taux est donc une valeur fixée.

- Objectifs économiques :

La résultante de cette analyse est donc le prix de la chaleur obtenu pour maintenir le TRI du projet. Ainsi, nous pouvons constater si les compléments de besoins des nouveaux scénarios augmentent ou baissent le prix de la chaleur des futurs abonnés (et donc s'ils améliorent ou diminuent l'intérêt économique du projet).

3.2.1 Investissements et financements externes

3.2.1.1 Investissements

Pour l'estimation des investissements restant à réaliser, les hypothèses prises sont identiques à celle de la précédente étude.

Pour rappel, les investissements pour la production EnR&R sont :

- 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 Maîtrise 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.

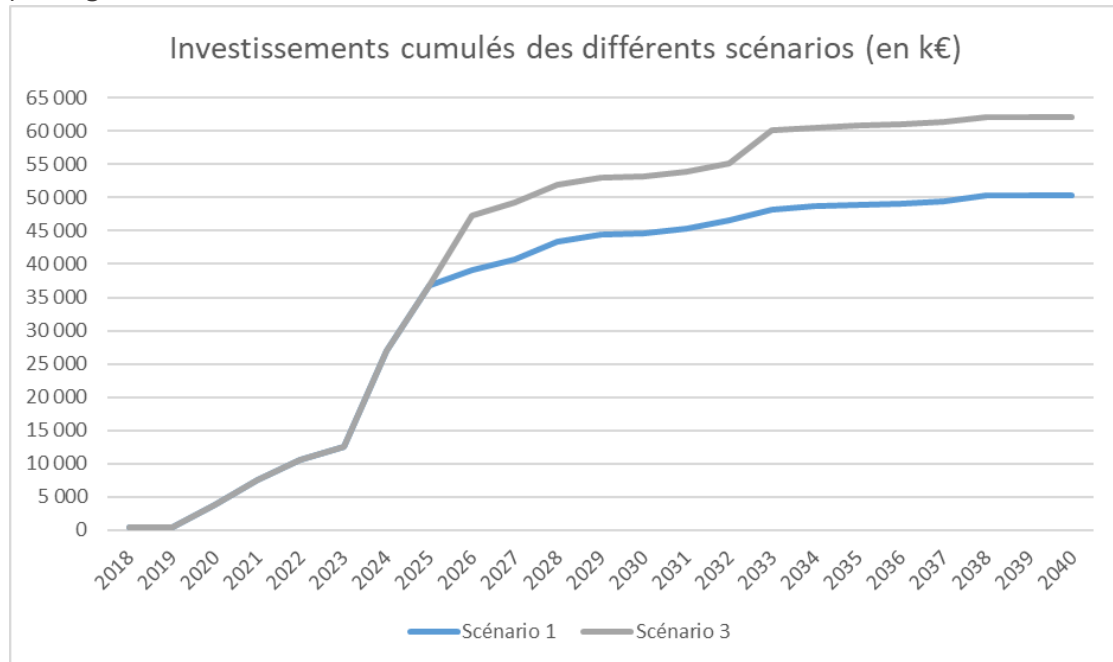
Les investissements des différents scénarios sont les suivants :

En k€	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
Sous-stations	6 000	6 230	7 430
Réseau	14 175	16 012	24 953
Appoint-secours et GC Centrale	6 545	7 150	7 350
Production EnR&R	16 494	16 494	16 494



Aléas, Maitrise d'œuvre, Etudes, SPS,...	3 991	4 392	5 943
TOTAL	47 205	50 279	62 171
<i>Soit spécifique extension Montévrain/ Jossigny</i>		3 074	14 966

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

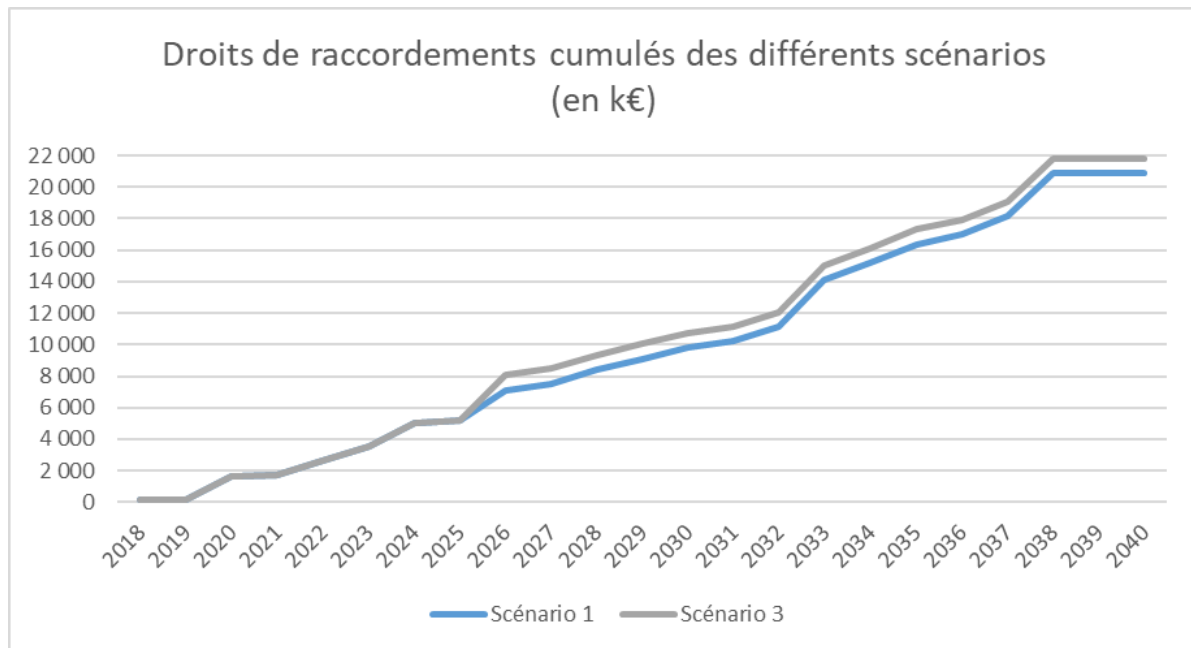
Droits de raccordements

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

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

En k€	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
TOTAL	19 243	20 893	21 824
<i>Dont spécifique extension Montévrain/ Jossigny</i>		1 650	2 580





Contrairement aux investissements, l'évolution ici est relativement continue, au gré des développements des ZAC.

Subventions

Identiquement à l'étude précédente, les subventions comptabilisées concordent avec les conditions du fonds chaleur de l'ADEME et de la Région Ile de France. Les détails sont repris dans l'étude précédente.

Pour maintenir une cohérence entre les différents scénarios, il a été ciblé un taux de subventions global de 30 % du total des investissements, cohérents avec les habitudes historiques de l'ADEME et de la Région. La perception de subvention une année N correspond à :

- Pour les réseaux : 20 % des investissements engagés l'année N et 80 % des investissements réalisés l'année N-2
- Pour la géothermie : 20 % l'année de lancement du projet, 80 % après 1 année complète de fonctionnement

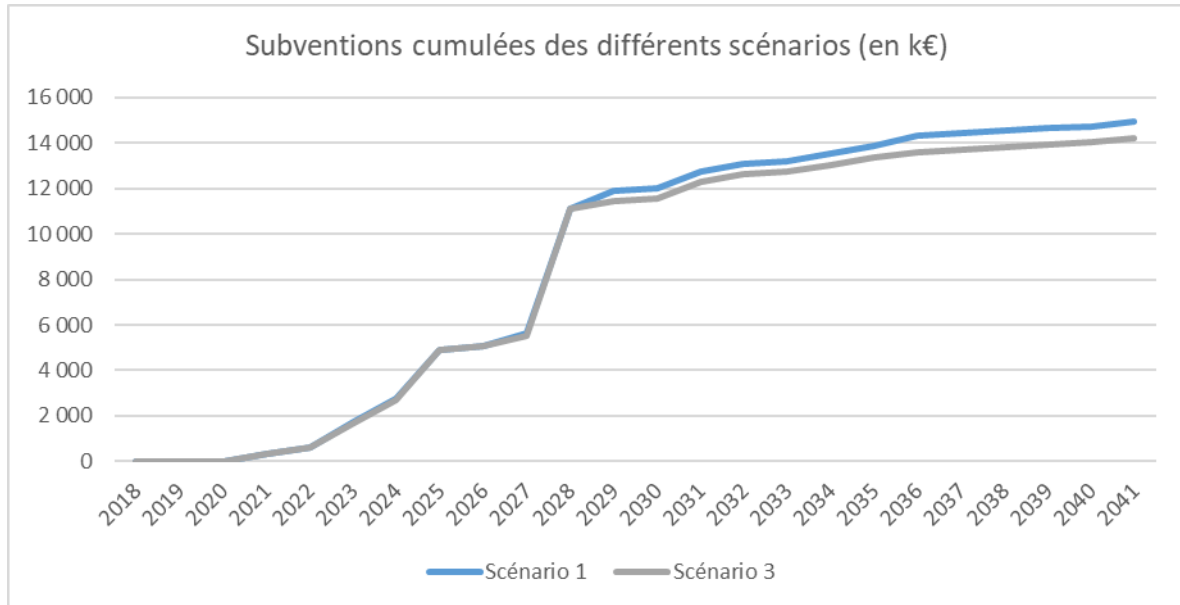
Les montants totaux de subventions pour les projets sont les suivants :

En k€	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
Géothermie ou production EnR&R	6 433	6 433	6 433
Réseau de distribution	7 641	8 538	12 442
TOTAL	14 074	14 970	18 875
% de l'investissement	29,8 %	29,8 %	30,4 %
<i>Dont spécifique extension Montévrain/ Jossigny</i>		896	4 800



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 dans le cadre du schéma directeur principal.

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



3.2.1 Taux de Rentabilité Interne (TRI)

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.

La référence prise dans le cas de notre étude se base sur la sensibilité 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.

Pour rappel, nous avons les données suivantes, reprises pour la suite de l'étude.

Scénario géothermie sans Hôpital		
		Géo. 25 ans Réseau durée DSP Réseau
Géothermie	TRI après impôts	6,3 %
	Marge d'exploitation	26,8 %
	Prix d'interface	41,0
Réseaux	TRI après impôts	7,3 %
	Marge d'exploitation	6,7 %

Ces données cibles de TRI sont donc conservés par la suite de l'étude et le prix résultant devient le point de comparaison de l'étude.

Scénario Géothermie initial	
Prix cible €HT/MWh	90,1
Prix cible €TTC/MWh	95,1

3.2.1 Charges d'exploitation

3.2.1.1 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.

Toutes les hypothèses de calcul de ces charges par rapport au gaz, aux quotas de CO2, à la TICGN, à la chaleur SGVE et à l'électricité sont les mêmes que celles établies dans le rapport du schéma directeur.

Synthèse des charges P1 par scénario :

Scénario 1	Scénario 3
------------	------------



Charge annuelle à terme	3 759 k€	4 439 k€
Gaz et fossiles	702 k€	1 215 k€
Quotas CO2	183 k€	320 k€
Chaleur géothermie	2 690 k€	2 721 k€
Chaleur SGVE	183 k€	183 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	47,6	47,7
Charges totales sur la durée de la DSP	51 596 k€	60 532 k€
Gaz et fossiles	9 252 k€	15 159 k€
Quotas CO2 et TICGN	2 264 k€	3 839 k€
Chaleur géothermie	36 114 k€	37 579 k€
Chaleur SGVE	3 754 k€	3 742 k€
Soit en €/MWhlivrés	48,6	49,0

3.2.1.1 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. Celle-ci sont reprises identiquement au précédent rapport.

Sachant que la géothermie est exclue du périmètre de la DSP, les charges la concernant ne sont pas incluses dans les charges de la DSP mais celles-ci se retrouvent dans le coût d'achat de la chaleur provenant de la géothermie en charge P1.

Les charges P2 pour chacun des scénarios sont les suivantes :

	Scénario 1	Scénario 3
P2 annuel à terme	652 k€	736 k€
P2 exploitation	388 k€	412 k€
P2 administratif	264 k€	324 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	8,2	7,9
P2 total sur la durée de la DSP	13 535 k€	14 715 k€
P2 exploitation	8 200 k€	8 559 k€
P2 administratif	5 335 k€	6 156 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	12,7	11,9

3.2.1.1 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 : production EnR&R, les chaufferies appoint/secours, les sous-stations et les réseaux.

Le tableau suivant présente les provisions P3 GER annuelles moyennes pour chacun des deux scénarios :

	Scénario 1	Scénario 3
P3 annuel à terme	263 k€	313 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	3,1	3,2
P3 total sur la durée de la DSP	4 350 k€	5 044 k€
Soit en €HT/MWhlivrés	4,1	4,1

3.2.1.1 Synthèse des charges

En k€	Référence SD Val d'Europe	Scénario 1	Scénario 3
P1 annuel à terme		3 759	4 439
P2 annuel à terme		652	736
P3 annuel à terme		263	313
Total annuel à terme	4 182	4 673	5 502
soit en €HT/MWh livré	60,3	59,1	59,0
P1 sur la durée de la DSP		51 596	60 532
P2 sur la durée de la DSP		13 535	14 714
P3 sur la durée de la DSP		4 350	5 044
Total sur la durée de la DSP	63 451	69 532	80 342
soit en €HT/MWh livré	67,3	65,4	65,0

Le coût des charges plus élevés qu'habituellement s'explique par l'achat de la géothermie qui est indépendante à la DSP, en tant que P1.



3.2.2 Résultats de l'analyse économique : Prix cible, recettes de vente de chaleur et structure tarifaire

Prix de la chaleur

	Scénario de référence Schéma Directeur	Scénario 1	Scénario 3
Prix cible €HT/MWh	90,1	89,8	96,5
Prix cible €TTC/MWh	95,1	94,7	101,7

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 €/MWh, soit 95,9 €TTC/MWh. L'avenant 2 avait été analysé dans un contexte de marché du gaz à 20 €/MWh_{PCS} et de la tonne CO₂ à 26 €/T.

Le scénario 1 présente un prix de la chaleur quasi-similaire (dans la marge d'erreur) au scénario de référence du schéma directeur, quand le scénario 3 fait quant à lui fortement augmenter le prix de la chaleur pour l'ensemble des abonnés.

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 : charges P21 et P3 du contrat, réparties sur la puissance souscrite totale du contrat
 - r24 : Investissements + charges financières (2,5 %), réparties sur la puissance souscrite totale du contrat
 - r25 : Subventions réparties sur la puissance souscrite totale du contrat
 - r22 : Variable d'ajustement pour atteindre le TRI cible.

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



	Scénario référence Schéma Directeur (marché gaz à 50€ et CO2 à 70€/T)	Scénario 1 (marché gaz à 50€ et CO2 à 70€/T)	Scénario 3 (marché gaz à 50€ et CO2 à 70€/T)
r1 €HT/MWh	45,3	44,9	44,9
r2 €HT/kW	53,1	56,2	69,7
<i>Dont r21</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>
<i>Dont r22</i>	<i>15,9</i>	<i>18,5</i>	<i>24,5</i>
<i>Dont r23</i>	<i>3,8</i>	<i>3,8</i>	<i>4,3</i>
<i>Dont r24</i>	<i>40,5</i>	<i>41,3</i>	<i>51,5</i>
<i>Dont r25</i>	<i>-9,1</i>	<i>-9,5</i>	<i>-12,7</i>

TRI et marge d'exploitation

		Scénario référence Schéma Directeur	Scénario 1	Scénario 3
Géo-thermie	TRI après impôts	6,3 %	6,4 %	6,5 %
	Marge d'exploitation	26,8 %	26,8 %	26,7 %
	Prix d'interface	41,0	39,3	37,3
Réseaux	TRI après impôts	7,3 %	7,3 %	7,3 %
	Marge d'exploitation	6,7 %	15,6 %	15,9 %

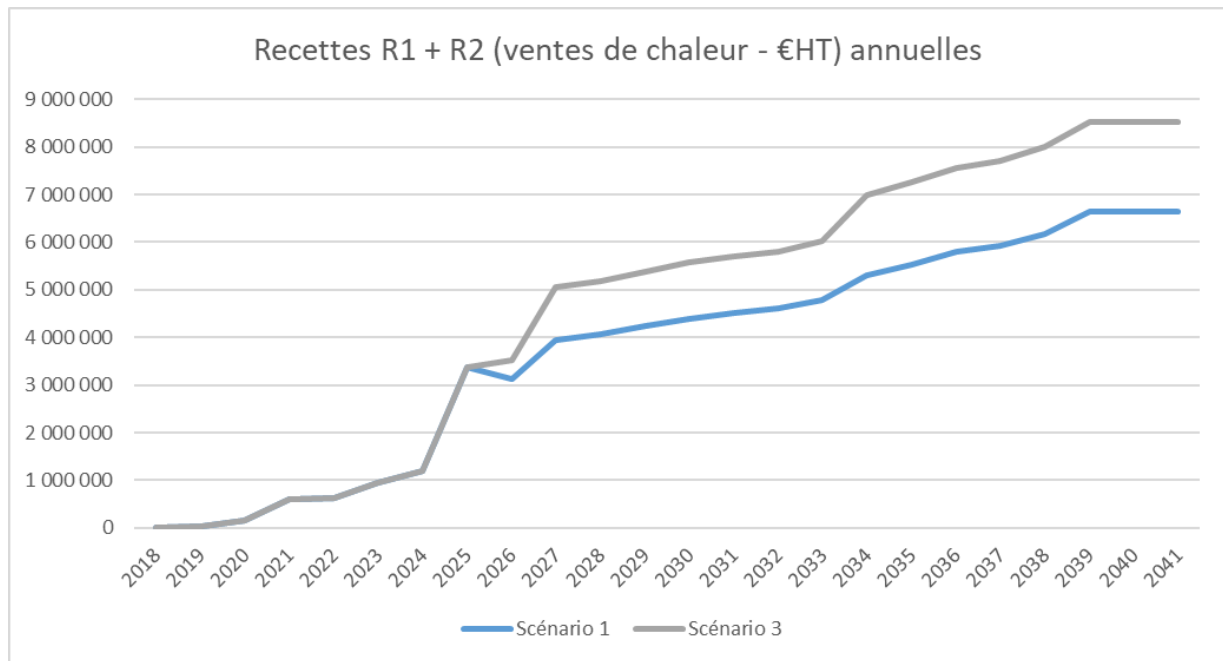
A paramètres économiques égaux ou quasi-égaux pour la géothermie, on constate à TRI identique pour le réseau de chaleur une forte augmentation de sa marge d'exploitation, permettant d'optimiser le projet dans les 2 scénarios avec plus de desserte.

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 :





4. Synthèse

La comparaison de l'analyse est la suivante :

	Scénario de référence Schéma Directeur	Scénario 1	Scénario 3
Besoins alimentés à terme	69,4 GWh	79,0 GWh	93,3 GWh
Taux d'EnR&R	90 %	87 %	79 %
CO2 évité/an à terme	-14 370 T	-15 480 T	-16 510 T
Contenu CO2 ACV	0,032 TCO ₂ /MWh _{livré}	0,039 TCO ₂ /MWh _{livré}	0,057 TCO ₂ /MWh _{livré}
Investissements	47 205	50 279	62 171
Droits de raccordement	19 243	20 893	21 824
Subventions	14 074	14 970	18 875
<i>Soit subv. en % de l'invest.</i>	29,8 %	29,8 %	30,4 %
<i>Soit subv. en €/MWh_{EnR&R/20ans}</i>	12,7	12,6	14,5
Charges P1-P2-P3 €HT/MWh livré	60,3	59,1	59,0
Prix cible €HT/MWh	90,1	89,8	96,5
Prix cible €TTC/MWh	95,1	94,7	101,7
Marge d'exploitation réseau	6,7 %	15,6 %	15,9 %

Les résultats de l'analyse économique étant donnés à paramètres constante pour la géothermie, et à TRI constant pour le réseau.



Au vu de l'ensemble des résultats présentés dans cette note complémentaire, nous pouvons conclure que :

Dans le cadre du scénario 1 comprenant l'ajout de l'hôpital de Jossigny et de la ZAC Université sur Montévrain en considérant des températures de l'hôpital optimisées (celles-ci ayant un impact direct sur la production géothermique du projet) :

- Aucune dégradation technique du projet initial n'est engendrée ;
- Amélioration économique légère par rapport au projet initial. Si le prix de la chaleur est similaire (dans la marge d'erreur), la marge d'exploitation du contrat réseau est améliorée ;
- Le raccordement rapide de l'hôpital permet d'asseoir rapidement un volume de vente conséquent pour le réseau, dès la mise en service de la géothermie ;
- La dépendance du projet au risque de décalage sur les ZAC de Val d'Europe Agglomération est amoindrie

Un sujet sur la gouvernance à mettre en place dans le cas de la poursuite de ce scénario sera à établir avec l'ensemble des acteurs concernés. Les volumes vendus sur le territoire la CAMG représentent environ 14 % du total du réseau.

Dans le scénario 3, nous constatons une dégradation de la rentabilité économique du projet et de l'impact environnemental du réseau, l'intérêt de ce scénario est donc modéré voir faible.

Dans les 2 cas, plusieurs solutions de gouvernance seraient envisageables :

- Autorisation d'export : Le délégataire de Val d'Europe dessert à titre privé les abonnés sur le périmètre de la CAMG. VEA doit autoriser cet export en tant qu'activité annexe à la DSP, et la CAMG accepter qu'un opérateur privé intervienne sur son territoire ;
- Vente de chaleur à un nouvel opérateur CAMG : la distribution de chaleur sur le territoire de la CAMG se fait via un contrat indépendant, mis en place par la CAMG. Une interface entre les 2 réseaux existe au niveau d'un local à créer entre les territoires. Les modalités d'exploitation et de vente sont régies par une convention d'achat / vente de chaleur.
- Groupement d'autorité concédante + extension du périmètre : VEA et la CAMG forment un groupement d'autorité concédante à qui est transféré le contrat (actuellement passé par VEA). Le groupement d'autorité concédante décide d'augmenter le périmètre de la DSP pour y inclure le périmètre concerné, les prospects devenant des abonnés de la DSP.

