MANERGY

31/12/2021

RAPPORT PHASE 3

Schéma Directeur des Réseaux de Chaleur sur le territoire de l'EPT Paris Terres d'Envol

MAÎTRE D'OUVRAGE

PARIS TERRES D'ENVOL
Aulnay-sous-Bois / Drancy / Dugny / Le Blanc-Mesnil
Le Bourget / Sevran / Tremblay-en-France / Villepinte

Mandataire

Guillaume TEXIER
Tristan FILLON
SERMET

Cotraitant Juridique

Alexandre LE MOAL
PINTAT AVOCATS

MANERGY SERMET

PINTAT AVOCATS

SOMMAIRE

1. OBJET DU RAPPORT 4

2. ARBITRAGES DES ACTEURS SUITE A LA PHASE 2 / RETOURS DES « FICHES VILLES » 6

2.1 Ville de Tremblay 6
2.2 Grand Paris Aménagement & Viparis 6
2.3 Ville de Villepinte 7
2.4 Ville d'Aulnay 8
2.5 Ville de Sevran 10
2.6 SIPPEREC (pour Drancy) 11
2.7 Ville de Blanc Mesnil 13

3. SCENARIOS RETENUS EN PHASE 3 14

3.1 Evolutions des volumes de ventes et des moyens de production EnR&R 14
3.2 Scénario 1 (Tendanciel) 19
3.3 Scénario 2 20
3.4 Scénario 3 21
3.5 Scénario 4 22
3.6 Scénario 5 23
3.7 Scénario 6 24

4. METHODE D'ANALYSE ECONOMIQUE 25

4.1 Généralités 25
4.2 Prix cibles de la chaleur 26
4.3 Phasage des besoins 27

5. RESULTATS DES SCENARIOS ETUDIES 30

5.1 Analyse économique 30
5.1.1 Résultats des scénarios 30
5.1.2 Résultats par Projets 31
5.2 Analyse environnementale 36
5.2.1 Puissance EnR&R à installer 36
5.2.2 Résultats des scénarios 37
5.3 Analyse sociale 38
5.3.1 Nombre d'emplois 38
5.3.2 Stabilité du prix de la chaleur 40
5.4 Impact des arrêts des cogénérations gaz et solutions pour empêcher la hausse des prix de la chaleur 43
5.4.1 Sevran Beaudottes 44
5.4.2 Sevran Rougemont/Perrin 45
5.4.1 Blanc Mesnil 45

5.4.1 Aulnay 3000/Rose des vents 46
6. SYNTHESE DE L'ANALYSE ET SCENARIO PRIVILEGIE 47
7. INTEGRATION CONTRACTUELLE.....50
8. INTERCONNEXIONS ENTRE RESEAUX.....50
8.1 Problématiques liées à l'interconnexion.....50
8.1.1 Taux d'EnR&R et contenu CO2 applicable au RCU 2 50
8.1.1.1 Taux d'EnR&R fiscal.....50
8.1.1.2 Taux d'EnR&R et contenu CO2 des outils réglementaires.....52
8.1.2 Juste rémunération des acteurs..... 54
8.1.3 Maintien des conditions d'exploitation du réseau 1 sur son périmètre 55
8.2 Montages envisageables.....56
8.3 Comparaison des montages.....58
9. CLASSEMENT DES RESEAUX 60
10. PEREQUATION TARIFAIRE.....60
10.1 Le tarif doit refléter le coût du service.....60
10.2 Conclusion.....61
11. ANNEXE 1 : Hypothèses financières retenues en Phase 3 63
11.1 Hypothèses d'investissements.....63
11.2 Hypothèses de charges.....65
12. ANNEXE 2 : Résultats detaillés de l'Analyse économique 66
13. ANNEXE 3 : Présentations et CR des COTECH et COPILS de la Phase 3 66
14. ANNEXE 4 : Note sur le Classement des RCU 66
15. Annexe 5 - Détail des Ventes 2030 par RCU.....66

1. OBJET DU RAPPORT

Le présent rapport correspond aux résultats de la phase 3 de la mission de schéma directeur des réseaux de chaleur et de froid de l'EPT Patis Terres d'Envol, qui est articulée de la manière suivante :

-Recensement du patrimoine existant et à venir, zones de devloppements potentielles

-Recensement des sources d'énergies renouvelables et de récupérations disponibles

Phase 2a :

Construction de pistes d'évolution des réseaux de chaleur et de froid

Phase 2b :

Elaboration des scénarios à partir des pistes d'évolution

Phase 3 :

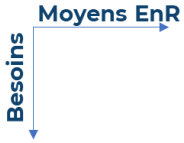
Analyse multi-critères des scénarios d'évolution des réseaux de chaleur retenus

Phase 4 :

Finalisation du Schéma Directeur des réseaux de chaleur et Plan d'actions

CONSTRUIRE DES SCENARIOS 2030

= Associer des moyens EnR&R possibles aux différents volumes de besoins



COMPARER LES SCENARIOS 2030

= Grille d'analyse - indicateurs par scénario :

- Ventes de chaleur
- Taux d'EnR&R global / cible PCAET (= 71% / 390 GWhEnR)
- RCU respectant le taux EnR&R requis pour subventions
- Investissements nécessaires totaux
- Investissements nécessaires / production EnR&R en +
- Facilité de mise en œuvre contractuelle

Il s'agit donc en Phase 3 d'étudier plusieurs scénarios de développement des réseaux de chaleur qui ont été co-construits avec l'EPT et les acteurs du territoire lors de la phase 2 du schéma directeur, grâce à l'analyse de toutes les pistes d'évolution étudiées.
Dans ce rapport, 6 scénarios de développement des réseaux de chaleur sont étudiés et comparés entre eux suivant les aspects : économiques, environnementaux et sociaux.
Tous les scénarios de développement sont étudiés à horizon 2030.
L'intégration contractuelle des scénarios est également étudiée globalement à l'échelle du territoire
Enfin, une analyse du processus de classement des réseaux de chaleur, des interconnexions de réseaux et de péréquation tarifaire sont est également présentées

2. ARBITRAGES DES ACTEURS SUITE A LA PHASE 2 / RETOURS DES « FICHES VILLES »

Des « fiches Villes » de synthèse de chaque scénario proposé, à destination des Services de chaque Ville du territoire, et décrivant les propositions du présent schéma directeur ont été envoyées en 04/2021. Les fiches communiquées aux Villes sont jointes en annexe.

Les retours des différents acteurs, reçus entre mai et septembre 2021, sont résumés ci-dessous.

2.1 Ville de Tremblay

« L'ensemble des fiches arbitrages a été validé par notre élu afin d'éviter de nous fermer des portes sur de potentielles extensions et subventions. Le raccordement de la ZAC Mitry sera très certainement remis en question et le raccordement route des petits pont/ZAC CDG et de la futur prison seront eux prioritaires.

Pour les raccordements de la zone du Vert Galant comme de la ZAC Aérolians, cela nous parait compliqué dans le rapport du retour sur investissement. »

⇨ **Pour la suite de l'étude, le raccordement au RCU de Tremblay, via la route des petits ponts, de la Zone d'Activités CDG (zone « Nord Tremblay »), ainsi que de la future extension de la prison de Villepinte, située à Tremblay, seront intégrés à tous les scénarios (hors Tendanciel).** D'autres bâtiments de la Z.A Charles de Gaulle à Tremblay pourront être ajoutés à cette zone, en Phase 3 de l'étude.

2.2 Grand Paris Aménagement & Viparis

Aménageur sur la ZAC Aerolians, GPA a indiqué, suite au COTECH de 04/2021, qu'il n'était pas favorable au déploiement d'un réseau de chaleur sur la ZAC :

« Je vous confirme qu'il semble aujourd'hui impossible de développer un réseau de chaleur sur la ZAC Aerolians (hors Colisée), compte tenu de son état d'avancement et des tentatives passées de développement d'un RCU. Je ne sais vraiment pas s'il est judicieux d'intégrer Aerolians aux scénarios de développement des RCU du Territoire. »

⇨ **Dans tous les scénarios (hors Tendanciel), il est retenu par l'EPT, pour la suite de l'étude, la création d'un RCU dédié chaud/froid à la zone Paris Nord 2 / Parc des Expos Villepinte / Colisée et ZAC Aerolians.** Le volume de besoin chaud pour cet zone, à l'horizon 2030 avec baisse de besoins

« Ambitieux », est de 40 GWh/an (estimation basse) : ces besoins sont non négligeables à l'échelle du territoire, et une solution EnR&R doit donc être proposée.

Le Parc des Expositions de Villepinte (VIPARIS) a rappelé au COTECH de 04/2021 que leurs besoins étaient très intermittents, avec une forte puissance pendant peu de temps. Cependant, il est possible d'imaginer des solutions de production, de stockage chaud/froid ou de délestage des autres abonnés qui permettent de fournir ces besoins en EnR&R.

Dans le cadre du présent schéma directeur, nous rappelons que l'intérêt de l'ensemble des acteurs de cette zone (SPL de PN2, GPA, VIPARIS) est nécessaire pour permettre la création d'un RCU et introduire de l'EnR&R à l'échelle de cette zone. Une étude de faisabilité détaillé devra être menée spécifiquement sur cette zone, pour confirmer l'intérêt technique et financier de la création d'un RCU EnR&R chaud/froid.

2.3 Ville de Villepinte

Les lycée et collège Les mousseaux, le commissariat, et le projet Greenwich sont bien prise en compte dans l'extension actée « Villepinte Parc de la Noue/Pépinière » (dans tous les scénarios).

Suivant les informations fournies par retour de la Ville et d'ENGIE sur la fiche Ville en 05/2021, il y aurait 5 opérations neuves à proximité du Parc de la Noue/ZAC Pépinière, à ajouter au recensement des besoins, en Densification : «

- *le futur hôtel (PC déposé mars 2021 – livraison 2023)*
- *l'opération résidentielle neuve située route de Sevran*
- *l'opération résidentielle neuve sur le Terrain « Château d'Eau » Blvd R Ballanger (livraison prévue fin 2022)*
- *l'opération résidentielle neuve située 3/23 av Montcalm (construction de 84 lots, livraison fin 2021/ début 2022)*
- *l'opération résidentielle neuve située 8 av du Vert Galant (construction de 51 lots) »*

⇨ **Ces 5 opérations représentent un besoin total supplémentaire de + 3 GWh/an. Elles seront intégrées dans tous les scénarios pour la suite de l'étude en Densification du RCU de Villepinte**

⇨ **L'interconnexion entre le RCU de Villepinte et le RCU de Sevran Beaudottes est déjà à l'étude par les Villes et leurs Délégataires (au niveau de la ZAC Terre d'eau) : elle sera donc retenue pour la suite de l'étude**

2.4 Ville d'Aulnay

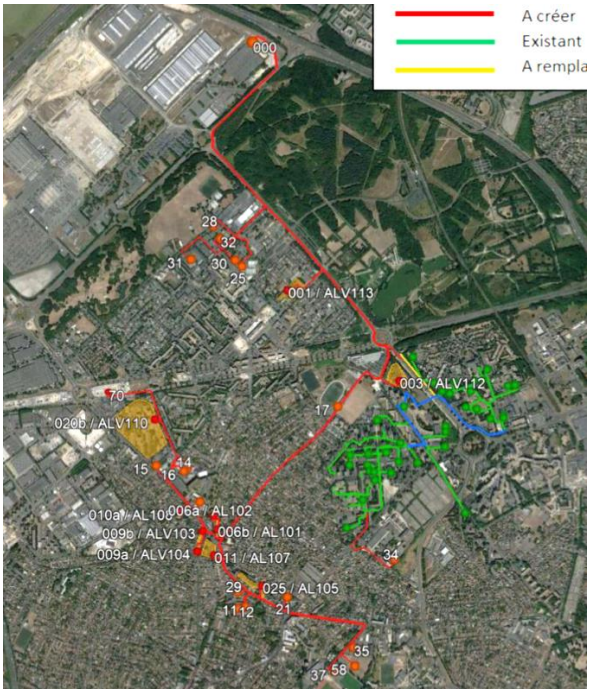
La Ville d'Aulnay a indiqué en 05/2021 la création d'un futur commissariat, en limite avec Sevran :

« Le futur commissariat est situé avenue du Maréchal Juin, parcelles cadastrées sections AI 26p, AI 28p et AI 35p d'une superficie totale de 4 605 m² environ. Les surfaces projetées sont de 6 662 m2 SHOB. Livraison est prévue au 2e semestre 2024. »

⇨ **Pour la suite de l'étude, ce projet sera intégré à la zone « Sevran Rougemont Nord », qui est prévu d'être raccordé au RCU d'Aulnay Gros Saule (décision Ville d'Aulnay de 08/2021).**

Concernant la création d'une 2ème géothermie au Dogger (en plus du projet de géothermie la SAS EnR pour Aulnay Gros/Saule/Val Francilia), afin d'alimenter les zones au Nord de la Ville et Aulnay 3000, la Ville d'Aulnay a indiqué ne pas y voir d'inconvénient. En première analyse, cette 2ème géothermie pourrait être positionnée au niveau de l'ancien local de géothermie. Cependant, *« le foncier est bien communal et une convention aurait été faite lorsque L'Oréal s'est raccordée au réseau de chaleur il y a 2 ans environ. Le service foncier est en train de rechercher. »*

En 11/2021, la Ville d'Aulnay et son Délégataire ont indiqué : *« au regard du développement prévu avec la première géothermie, la Ville et Coriance ont anticipé une possible 2ème géothermie pour raccordé notamment Aulnay 3 000 et Val Francilia. Ainsi, cette 2ème géothermie pourrait se faire au même endroit que la 1ère sur PSA et les réseaux seront dimensionnés pour concernant ceux en sortie de la centrale. ».*



⇨ **Pour la suite de l'étude, la création d'une 2ème géothermie au Dogger sera retenue dans les scénarios (hors Tendanciel), positionnée à côté du projet de première géothermie de la SAS EnR&R sur Val Francilia.**

Concernant le planning de mise en œuvre de la première géothermie par la SAS EnR, la Ville a indiqué en 11/2021 les dates prévisionnelles suivantes :

- Centrale de géothermie :
  - Lancement du PERDOTEX en mars 2022, avec un an de délais (comprenant l'enquête publique).
  - Phase préparatoire au forage : juin à novembre 2023
  - Forage : novembre à mars 2024, avec une mise en service de la géothermie en **mars 2024.**

- Chaufferie gaz :
  - Phase préparatoire et approvisionnement : août 2022 à février 2023
  - Travaux : février à octobre 2023
  - Mise en service : **novembre 2023**

Concernant l'interconnexion RCU Aulnay Gros Saule / RCU Sevran Rougemont Perrin, la Ville d'Aulnay indique :

« Il faut être certain que cette connexion, couplée à l'extension du réseau de géothermie prévue et celle attendue avec le développement de Val Francilia, est possible du point de vue capacité. Outre les réserves déjà énoncées par Monsieur le Maire à ce sujet, ce projet demandera d'aborder le sujet de la compétence réseau de chaleur car le réseau mis en place et financé par Aulnay deviendrait intercommunal. »

⇨ **Pour la suite de l'étude, cette interconnexion est retenue aux scénarios étudiés.**

Enfin, l'EPT et le gestionnaire du Centre Commercial O'Parinor à Aulnay ont échangé en 09/2021 sur les possibilités de raccordement à un RCU. Il a été communiqué à l'EPT un audit des installations du Centre Commercial réalisé en 2020. Le gestionnaire est intéressé par une solution de raccordement à un RCU qui produirait de la chaleur EnR&R et du froid.

Suivant l'audit, les besoins de chaleur fournis actuellement par deux chaufferies centrale gaz (chaufferie historique de 1997 et chaufferie de l'extension de 2007) sont de 3 800 MWh/an en moyenne, avec un objectif de -40% dans le cadre du décret tertiaire.

⇨ **Pour la suite de l'étude, le CC O'Parinor est intégré à la Zone « Aulnay Ouest ».**

2.5 Ville de Sevran

La Ville de Sevran a indiqué en 05/2021 :

« La commune procédera pour les prochaines années à s'associer à un puits de Géothermie sur les communes limitrophes dans le sens où le puits de géothermie sur Rougemont a été un échec restant à la charge de la commune et donc des abonnés jusqu'en 2024. L'interconnexion la plus viable et la plus rapide étant Villepinte.

La règlementation environnementale (application mi 2021) et la loi sur la transition énergétique induit la nécessité de se doter d'usines de production vertueuses. Le développement du réseau devenant quasi certain par l'obligation à plus de 9 logements de se doter d'une énergie non fossile. A cette situation il convient d'anticiper et de se doter de nouvelles chaudières biomasse qui remplaceront les générateurs gaz, en lieu et place des moteurs de cogénération qui seront mis à l'arrêt en 2024.

La possibilité de recettes auprès de l'ADEME (comme cela a été le cas pour celle de Beaudottes) reste encore envisageable pour financer ces nouvelles chaudières biomasse qui poursuivent l'objectif d'une production 100 % vertueuse. L'amortissement étant garanti par l'inéluctable développement du réseau garanti par la loi. »

- ⇨ **Compte tenu de ces éléments, il est décidé, pour la suite de l'étude, de retenir des scénarios :**
  - **Avec l'interconnexion entre le RCU de Sevran Beaudottes et le RCU de Villepinte ; et avec nouvelle chaufferie biomasse pour Sevran Beaudottes**
  - **Avec la mise en place d'une interconnexion entre le RCU de Sevran Rougemont/Perrin et le RCU d'Aulnay Gros Saule ; et la mise en place d'une 2ème géothermie au Dogger sur Aulnay**

La Ville de Sevran indique également que le raccordement des bâtiments de la Résidence 12-20 chemin de Savigny (copropriété de 240 logements) sera réalisé depuis une extension du RCU de Sevran Rougemont/Perrin (et non de celui de Sevran Beaudottes)

- ⇨ **Pour la suite de l'étude, ces bâtiments seront intégrés en « extension non actée » du RCU de Sevran Rougemont**

Enfin, DALKIA a présenté à l'EPT en 07/2021 une extension potentielle au Sud du réseau de Sevran R/P (SEBIO), vers des résidences au Nord de la Ville de Livry-Gargan dans le prolongement du Blvd Westinghouse. Cette extension est en cours d'étude par DALKIA. Elle ferait l'objet d'un export de chaleur depuis Sevran. Les modalités techniques et financières de cette extension restent à préciser par DALKIA

Nous proposons donc de retenir cette zone en « Extension non actée » dans les scénarios retenus :

- 16,6 GWh/an actuellement dont
  - 75 % de chauffage : 12,4 GWh de chauffage qui diminueront de 30 % à l'horizon 2030 (pour atteindre 8,7 GWh)
  - 25 % d'ECS : 4,1 GWh,

  Soit un total de 12,9 GWh à l'horizon 2030.

- Pour alimenter cette zone en énergie EnR&R, il faudra
  - créer :
    - 15 points de livraison
    - 3,9 km de réseau
  - rajouter des moyens de production EnR&R (2ème chaufferie biomasse) et d'appoint /secours
  - Remplacer 700 ml de réseau actuellement en fonte entre la chaufferie et l'ancien local géo y compris passages compliqués sous les voies ferrés du RER B et de la voie de Tram T4 et pour lequel il n'est pas possible de monter à plus de 90°C en départ réseau (afin de véhiculer la puissance et le débit supplémentaire nécessaire)

Cela correspond à une densité thermique de 2,8 MWh/ml (avec le remplacement des 700 ml).

2.6 SIPPEREC (pour Drancy)

Le SIPPEREC indique en 05/2021 : « Pour ce qui est des scénarios, la partie ouest du territoire pourrait faire l'objet d'une étude fine dans les prochains mois, pour déterminer les possibilités de raccordement du patrimoine situé sur cette zone.

Pour ce qui est de la partie nord/ouest, le futur nouveau quartier a été pris en compte à la suite d'une demande des élus et nous avons confirmé la capacité du réseau, dans sa configuration actuelle, à pouvoir desservir ces futurs bâtiments. »

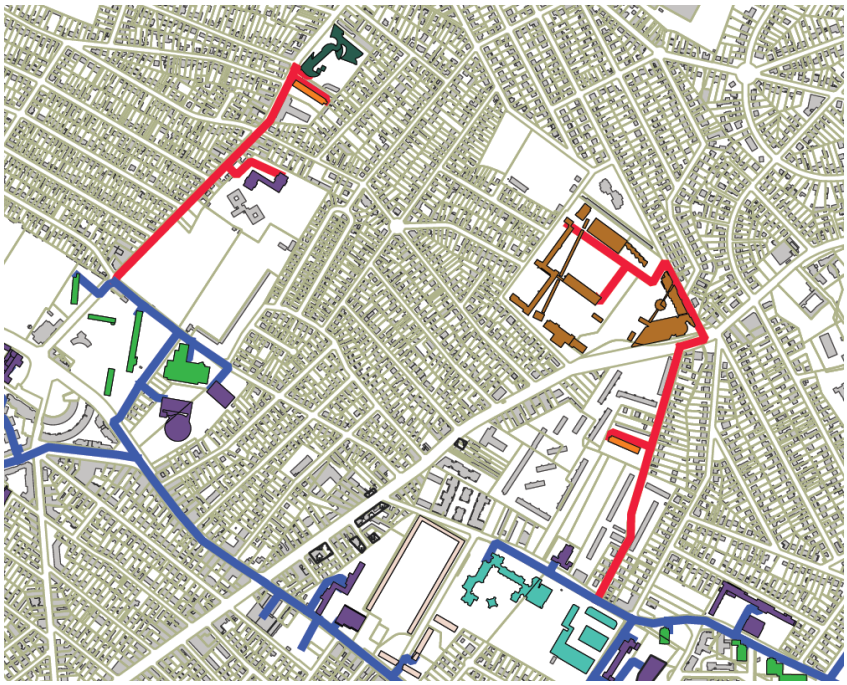
⇨ La Zone « N-O Drancy/st Gobain », triangle entre l'A86 et le RER, sera raccordé par l'Est au RCU de Bobigny/Drancy. Le raccordement de cette zone ne dégradera pas le taux d'EnR&R à moins de 65%.

« Le réseau alimentant ce quartier se fera dans le prolongement de la cité du nord, sachant qu'il est prévu la création d'une voie pour traverser les voies ferrée »

- ⇨ La Zone « Ouest Drancy », située au Sud de ce triangle, pourra être raccordé au RCU de Bobigny/Drancy dans un second temps. Il sera possible de réutiliser la chaufferie biomasse existante de l'OPH de Drancy.

- ⇨ **Ces 2 zones sont conservées dans les scénarios retenus pour la suite de l'étude (hors Tendanciel)**

« *Enfin, pour la partie nord, nous avons identifié en rouge de potentiels développements. Ces points pourront être affinés lors de l'étude qui serait prochainement réalisée sur la partie ouest pour avoir une vue globale. »*



⇨ **Cette zone « Nord Drancy », a bien été identifiée lors de l'étape de recensement du schéma directeur, et est notée 5/10 avec une densité de 2 MWh/ml : elle est retenue dans les scénarios 3 et 6 proposés, qui incluent les zones notées 5 et 6/10 et de densité > 1,5 MWh/ml.**

2.7 Ville de Blanc Mesnil

Les services de la ville (Mme Félix, DGS) ont indiqué à l'EPT en 06/2021 :

« Suite à notre échange téléphonique, je vous confirme que la ville du Blanc-Mesnil est favorable à l'extension du réseau de chaleur (scénario 2 bis) avec les réserves suivantes :

- *que l'interconnexion proposée avec Dugny-Le Bourget ne pénalise pas la distribution d'énergie des Blanc-Mesnilois*
- *qu'il n'y ait pas d'augmentation de la tarification*
- *que les projets d'extension puissent être coordonnés avec les projets urbains à venir ainsi qu'avec le PPi voirie.*

J'ai bien noté que les éléments du schéma directeur ne sont pas prescriptifs mais permettent le subventionnement par l'ADEME et que les prochaines phases prévoient des études technico-économiques qui permettront d'affiner le scénario final. »

⇨ **Nous proposons de retenir, pour la suite, des scénarios avec développement maximal (toutes zones notées >=5/10 et densité >1,5 MWh/ml).**

⇨ Enfin, suite aux remarques du Délégataire CORIANCE en 07/2021, pour la suite de l'étude il est intégré à la zone « Sud Blanc Mesnil », **le secteur « Quartier Gare Semard »,** projet de requalification du quartier comprenant :

- 245 logements neufs à créer en accession à la propriété, portés par COGEDIM
- 1500 m² environ de surface de plancher de commerces en pied d'immeuble
- Construction d'un groupe scolaire intégrant une nouvelle école maternelle et élémentaire

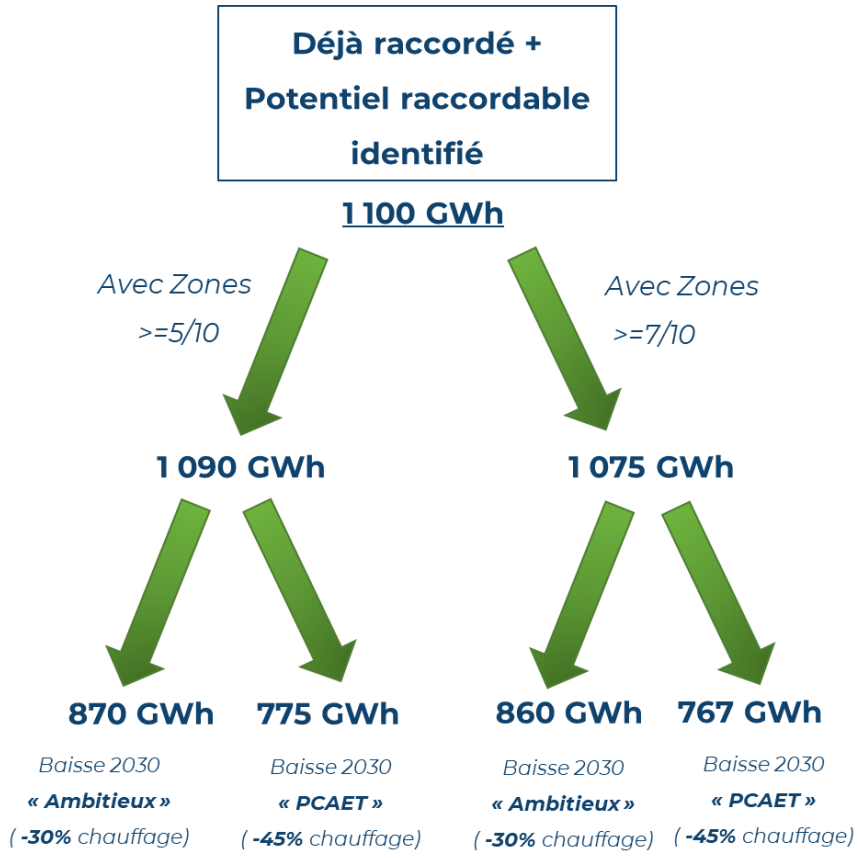
3. SCENARIOS RETENUS EN PHASE 3

3.1 Evolutions des volumes de ventes et des moyens de production EnR&R

Suite au COPIL de la Phase 2 qui s'est tenu le 10/06/2021, et aux échanges avec les services des villes et avec les Opérateurs des RCU existants, il a été décidé de retenir les **6 scénarios** suivants, qui seront étudiés en détail dans la présente Phase 3 de l'étude schéma directeur.

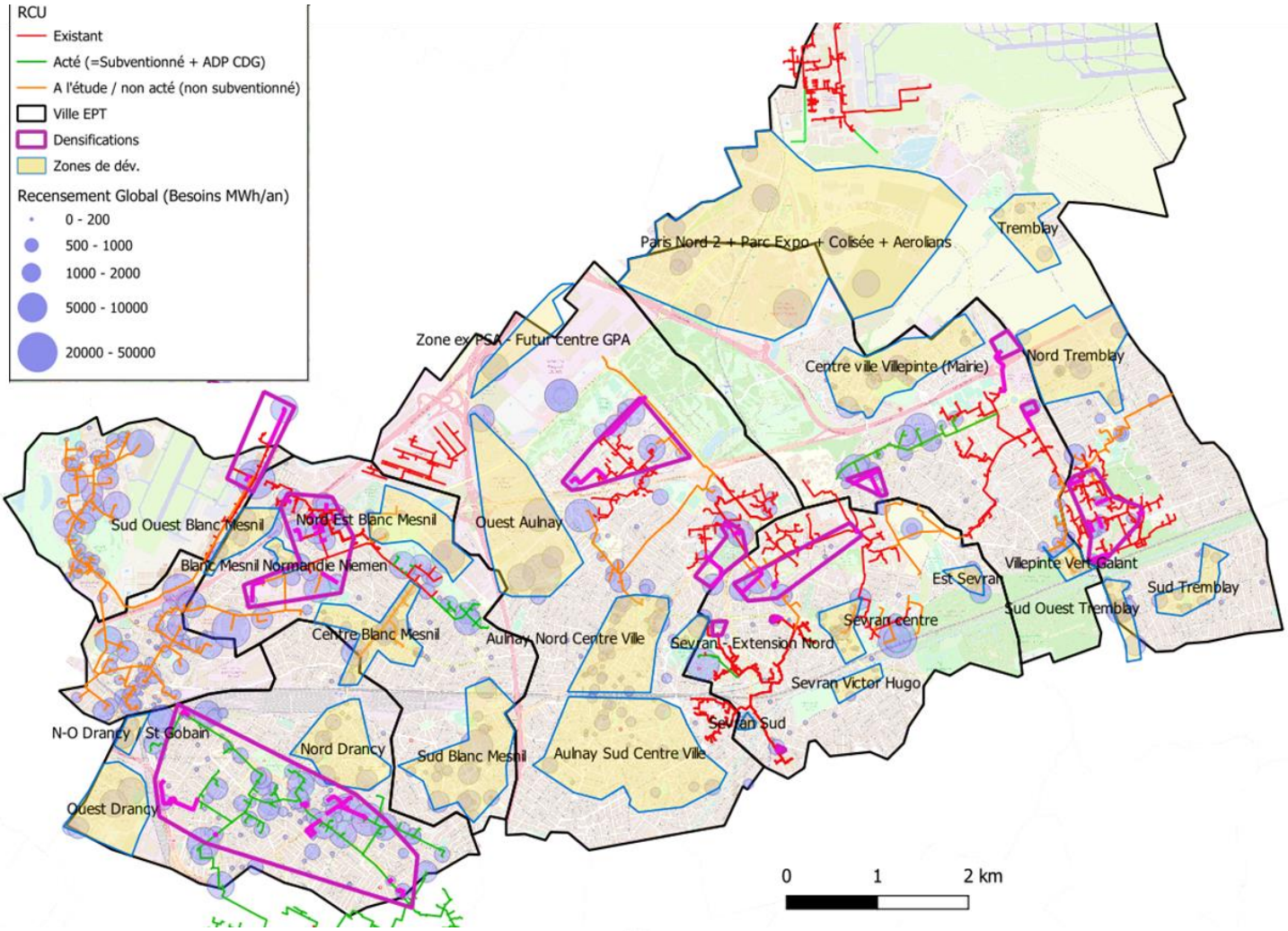
Pour tous les scénarios, le volume de ventes calculé ne prend pas en compte les ventes réalisées hors du territoire pour les réseaux de Bobigny/Drancy (sur Bobigny) et d'ADP Roissy CDG (sur Roissy en France).

Le détail des différents développements et évolutions des besoins retenus sont résumés ci-dessous



Evolution des consommations de chaleur (Existant + Neuf) GWh/an	*2030* *Référence Sans baisse de consommations*	2030 Piste d'évolution "Ambitieux"	2030 Piste d'évolution "PCAET"
RCU existants 2020	*491*	370	320
Projets/Extensions RCU actés	*165*	141	133
Projets RCU en cours d'étude et non acté	*198*	171	158
Zones de densification SERMET	*50*	42	38
Zones de développement SERMET notées >=7/10	*170*	136	119
Zones de développement SERMET notées 5 et 6/10	*13*	10	8
TOTAL avec Zones >=7/10	***1075***	**860**	**767**
TOTAL avec Zones >=5/10	***1090***	**870**	**775**

Le détail des ventes par réseau conduisant aux totaux 2030 indiqués ci-dessus est joint en annexe



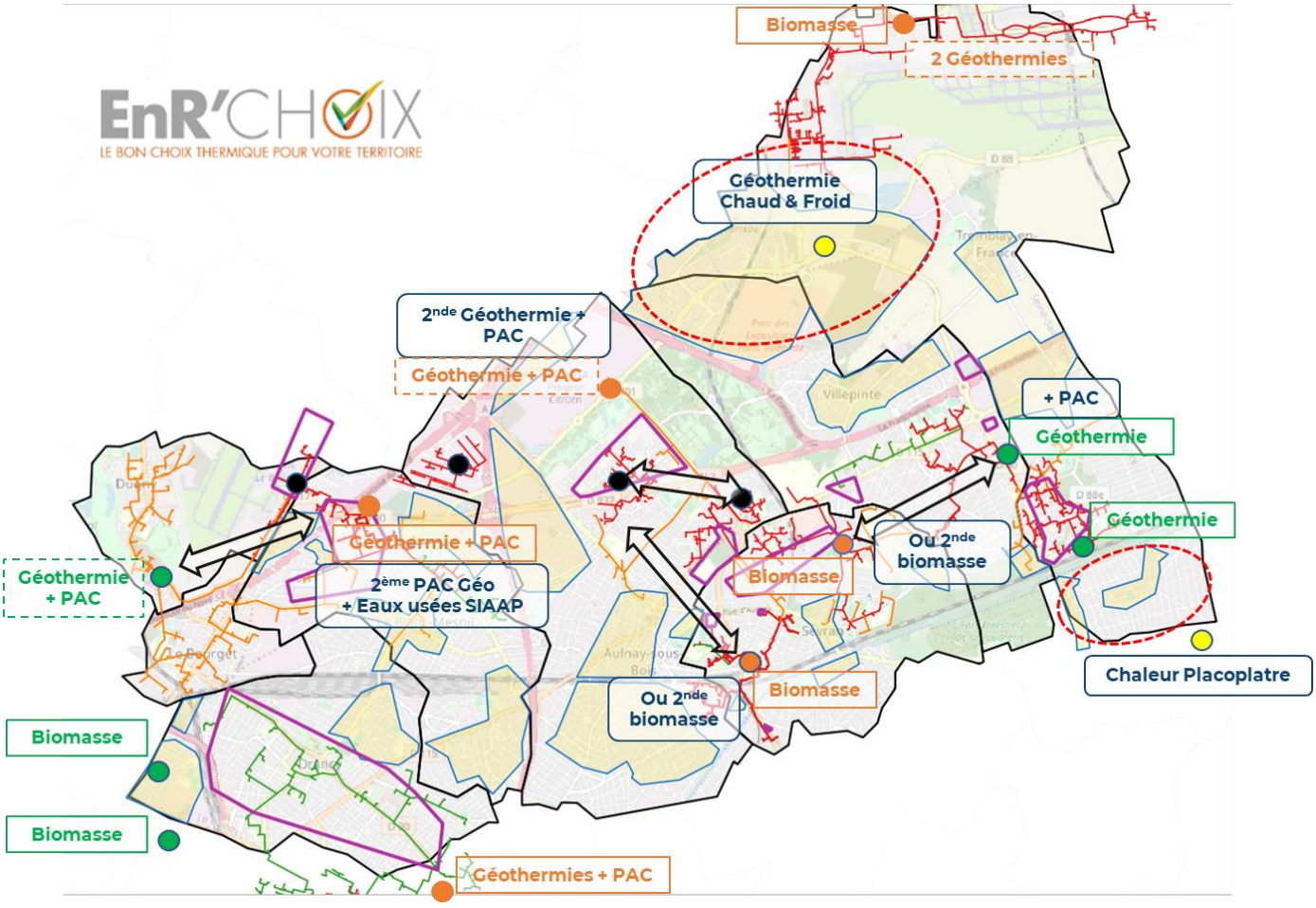
Compte tenu des objectifs du PCAET de production EnR&R et taux d'EnR&R (71% en 2030), au-delà du scénario Tendanciel, **il est nécessaire de mettre en œuvre plusieurs nouveaux moyens de production EnR&R sur l'ensemble du territoire** pour alimenter ces volumes de besoins.

Rappel des Objectifs PCAET pour les Réseaux de chaleur

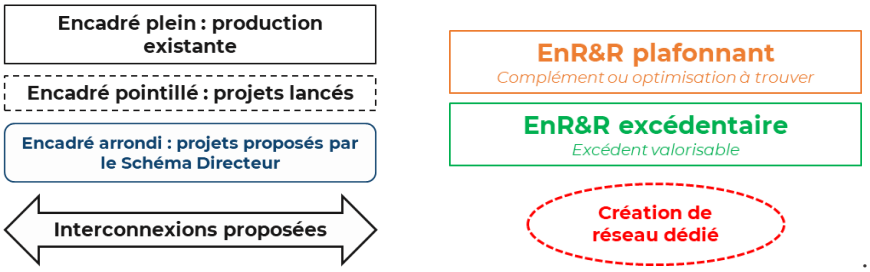
2030 : 500 GWh vendus – 71% EnR&R

2050 : 780 GWh vendus – 94% EnR&R

Le choix des EnR&R se fait dans le respect de la démarche « EnR Choix » de l'ADEME :



- **Réseau à verdir**



Les extensions et créations de réseaux et nouveaux moyens de production EnR&R retenus pour chaque scénario sont résumés dans le tableau ci-dessous :

	Scénario 1 (Tendanciel)	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Hypothèse de baisse des besoins chauffage	Ambitieux (-30%)	Ambitieux (-30%)			PCAET (-45%)	
Ventes totales GWh/an en 2030	**511**	**860**	**870**	**860**	**767**	**775**
Projets/Extensions RCU actés	X	X	X	X	X	X
Projets RCU en cours d'étude et non acté		X	X	X	X	X
Zones de densification SERMET		X	X	X	X	X
Zones de développement SERMET notées >=7/10		X	X	X	X	X
Zones de développement SERMET notées 5 et 6/10			X			X
Taux d'ENR&R	**62%**	**entre 71% et 77%**				
Moyens de production EnR&R en 2030						
2 GEOTHERMIES BOBIGNY-DRANCY						
2 GEOTHERMIES ADP ROISSY CDG						
1 GEOTHERMIE DUGNY/LB						
1 GEOTHERMIE AULNAY - SAS ENR						
1 GEOTHERMIE PARIS NORD 2/PARC EXPO/AEROLIANS						
1 RECUPERATION CHALEUR FATALE PLACOPLATRE						
2EME PAC SUR GEOTHERMIE BLANC MESNIL (3,0 MW)						
1 RECUPERATION CHALEUR FATALE SIAAP BLANC MESNIL (2,1 MW)						
2ème CHAUFFERIE BIOMASSE SEVRAN B. (2,4 MW)						
2ème CHAUFFERIE BIOMASSE SEVRAN R-P (1,5 MW)						
2ème GEOTHERMIE AULNAY + INTERCO GS/3000						
INTERCO AULNAY GS-3000 / SEVRAN R-P (yc PAC 7,5 MW Villepinte)						
INTERCO DUGNY-LB / BLANC MESNIL						
INTERCO SEVRAN B. / VILLEPINTE						

EnR 1 Création de nouvelles EnR&R

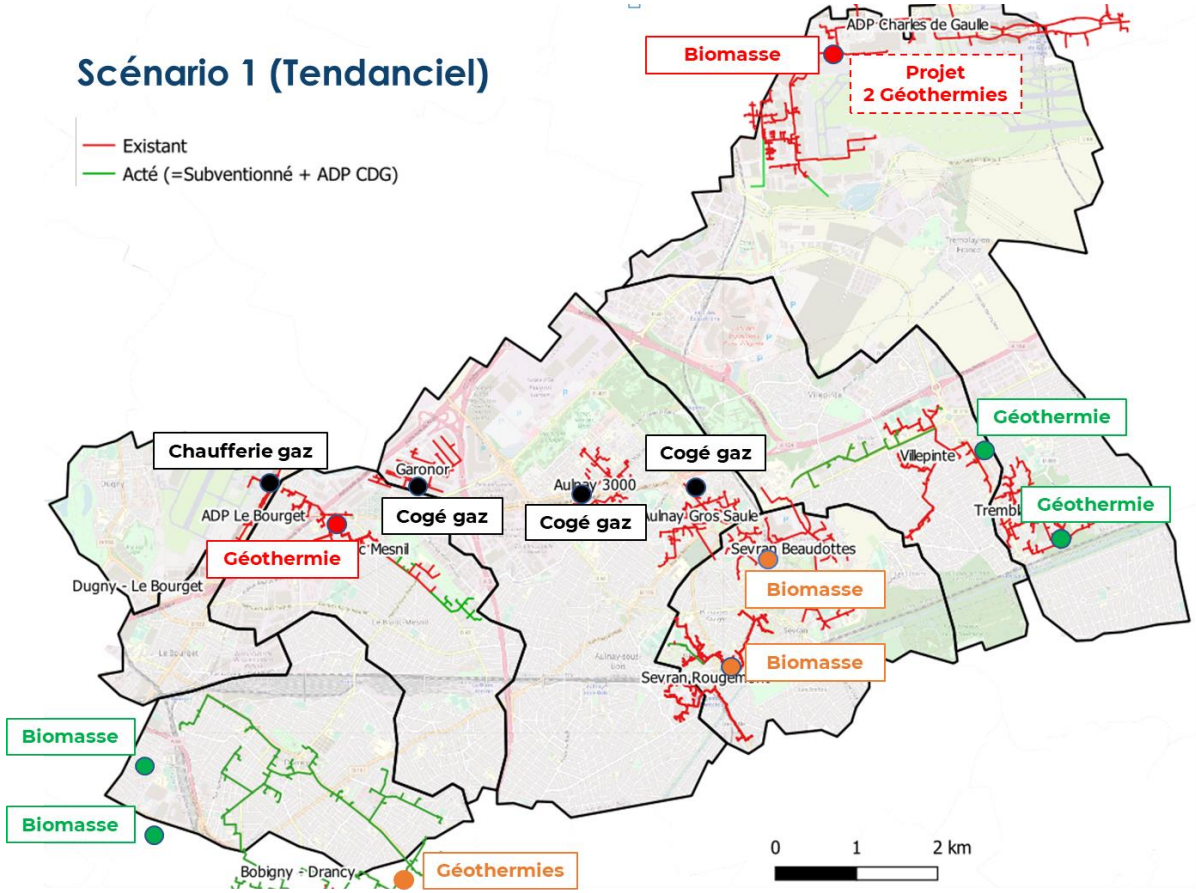
EnR 2 Compléments sur réseau déjà EnR

EnR 3 2 Interco simples

EnR 4 2ème géo Aulnay + Interco Aulnay/Sevran R/P

3.2 Scénario 1 (Tendanciel)

Dans le scénario Tendanciel il est considéré qu'il n'y a pas de développements autres que les projets déjà identifiés par les opérateurs et pour lesquels l'ADEME Ile de France a attribué des subventions ; ainsi que le projet de géothermies d'ADP Roissy CDG,



TENDANCIEL

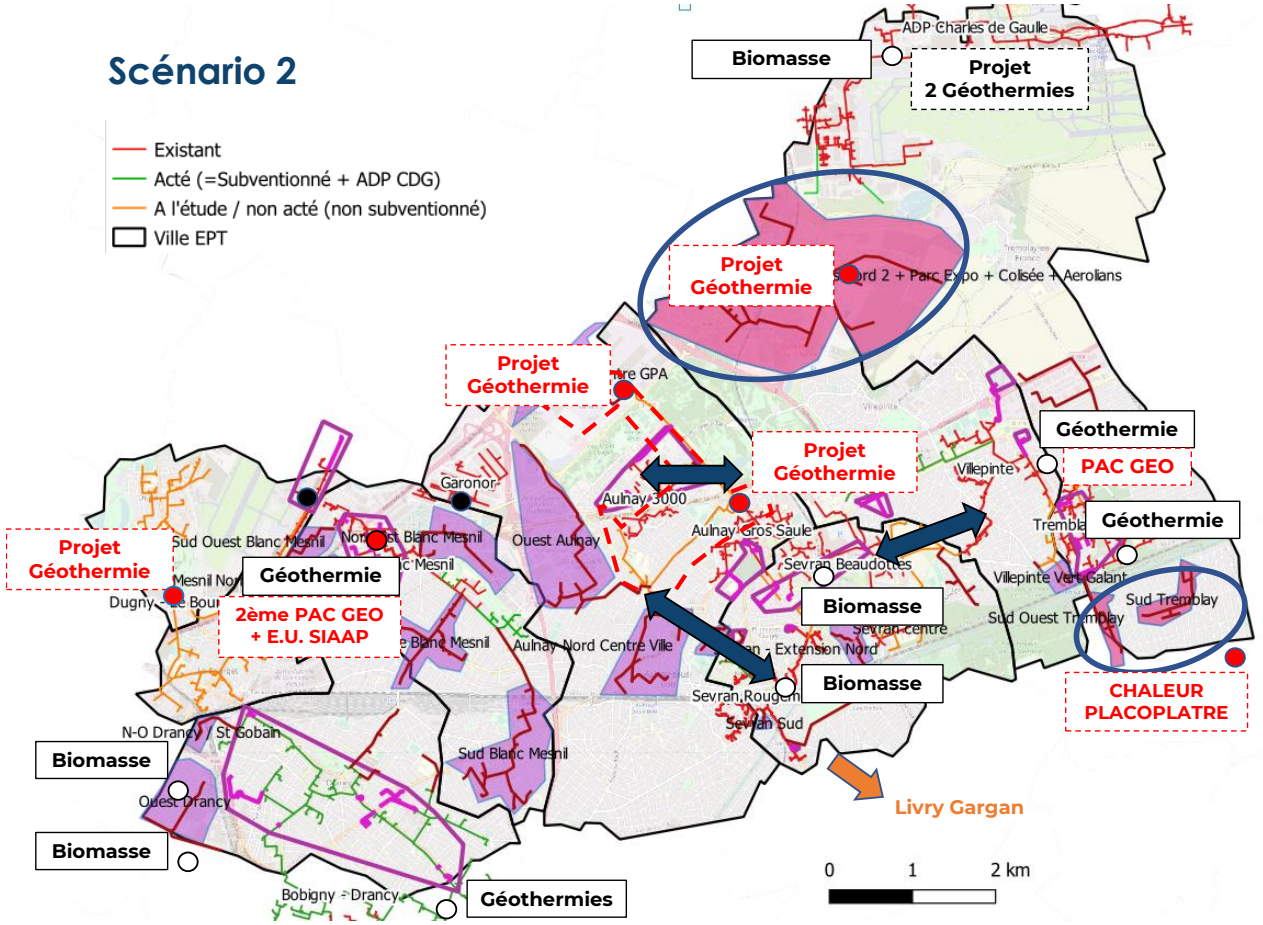
BAISSE DE BESOINS « AMBITIEUSE »
511 GWh de ventes RCU en 2030

Pas de développements autres que ceux déjà subventionnés par l'ADEME en 2020
+ ceux d'ADP

Pas de production ENR&R supplémentaire par rapport à 2020, à part les **Géo d'ADP et de Bobigny**

3.3 Scénario 2

Ce scénario d'évolution comprend les projets subventionnés et en cours d'études par les Opérateurs/Délégants (non actés) de développement et de création de moyens de production EnR&R ; ainsi que les nouvelles propositions identifiées dans le présent schéma directeur.



SCENARIO 2

BAISSE DE BESOINS « AMBITIEUSE »
860 GWh de ventes RCU en 2030

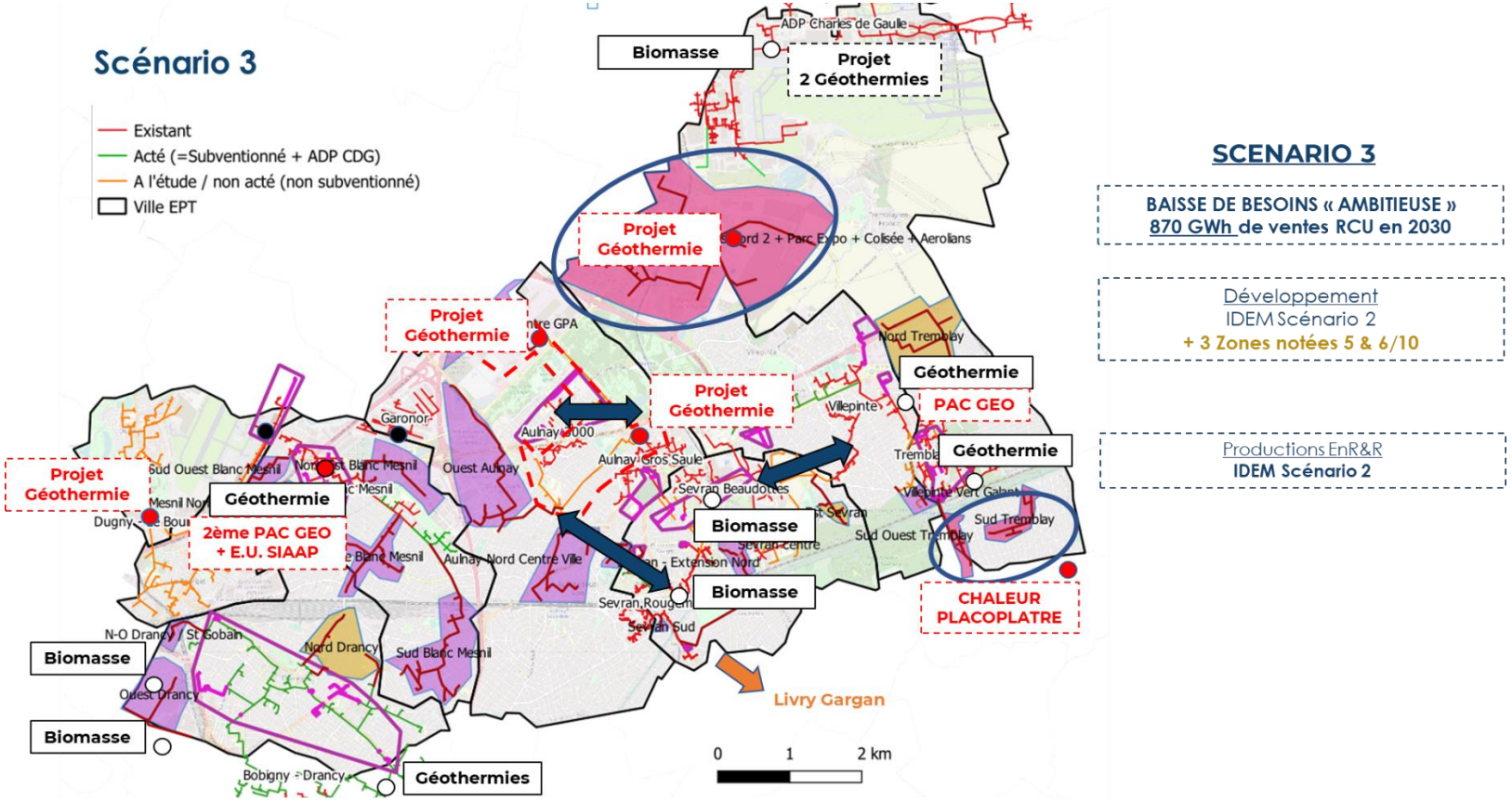
Développement
Tendanciel
+ Extensions à l'étude/non actées
+ Créations RCU
+ Densifications
+ Zones notées >=7/10

Productions EnR&R
Tendanciel
+ 1 GEO Aulnay SAS ENR
+ 2ème GEO Aulnay + Interco Aulnay GS/3000

+ Interco Aulnay GS / Sevran R/P
+ Interco Sevran B. / Villepinte + PAC Géo (7,5 MW)
+ Interco Blanc Mesnil / Dugny-LB
+ 2ème PAC sur Géothermie BM
+ Récupération Eaux usées SIAAP BM
+ 1 GEO Dugny/LB/ADP

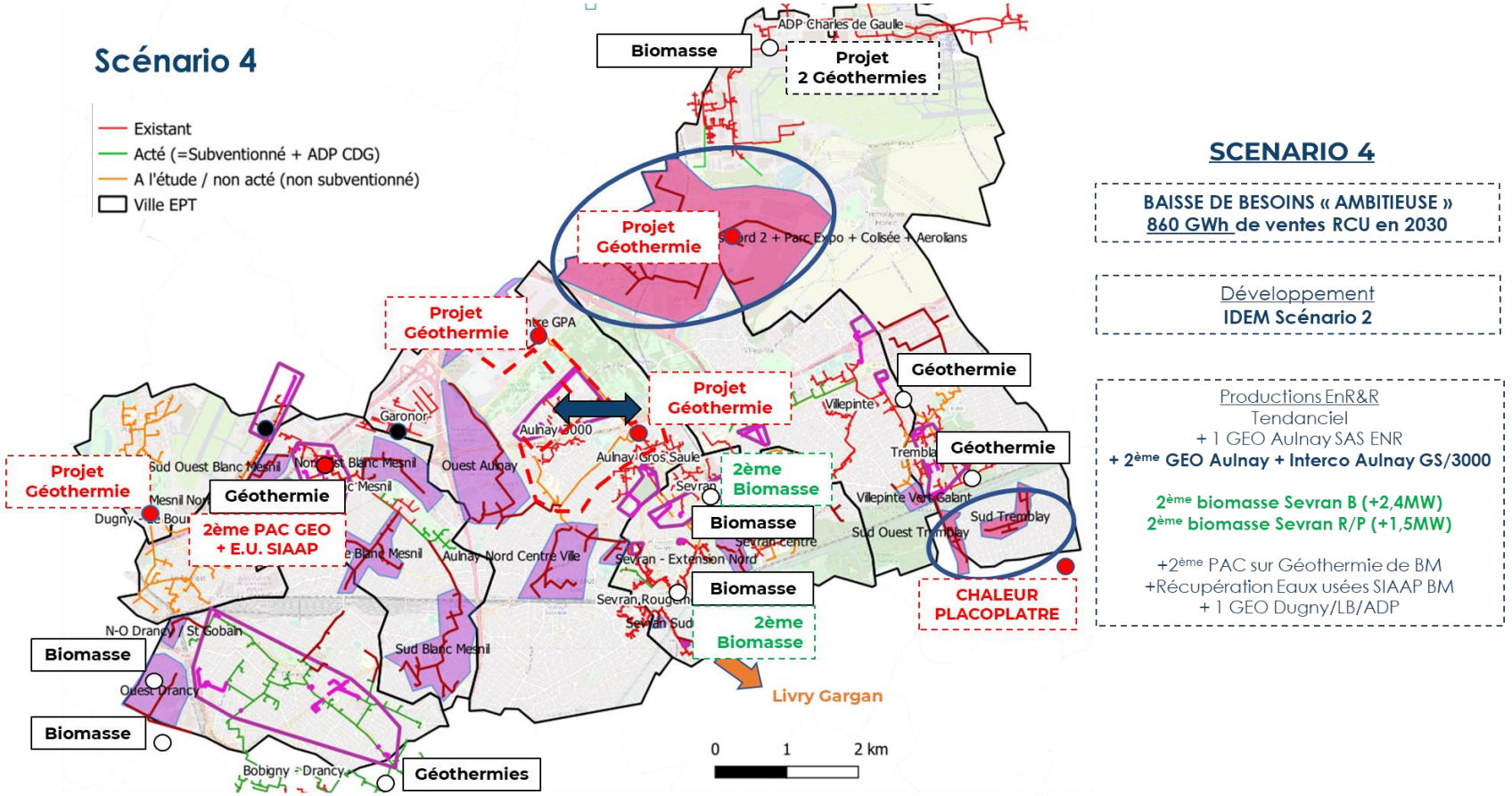
3.4 Scénario 3

Par rapport au scénario 2, toutes choses égales par ailleurs, ce scénario ajoute 3 zones de développement notées 5 ou 6/10 en phase 2 de l'étude : Zone « Est Sevran» (Réseau Sevran Beaudottes) ; Zone « Nord Drancy » (Réseau de Drancy) ; et Zone « Nord Tremblay » (Réseau de Tremblay).



3.5 Scénario 4

Dans ce scénario, le développement est identique à celui du scénario 2. Une interconnexion entre Aulnay Gros Saule et Aulnay 3000 est réalisée, avec la mise en place d'une 2ème Géothermie pour assurer les taux d'EnR&R. Deux nouvelles chaudières biomasse sont mises en place sur les réseaux de Sevran Beaudottes et Sevran Rougemont/Perrin, sans interconnexion avec d'autres réseaux de chaleur.



SCENARIO 4

BAISSE DE BESOINS « AMBITIEUSE »
860 GWh de ventes RCU en 2030

Développement
IDEM Scénario 2

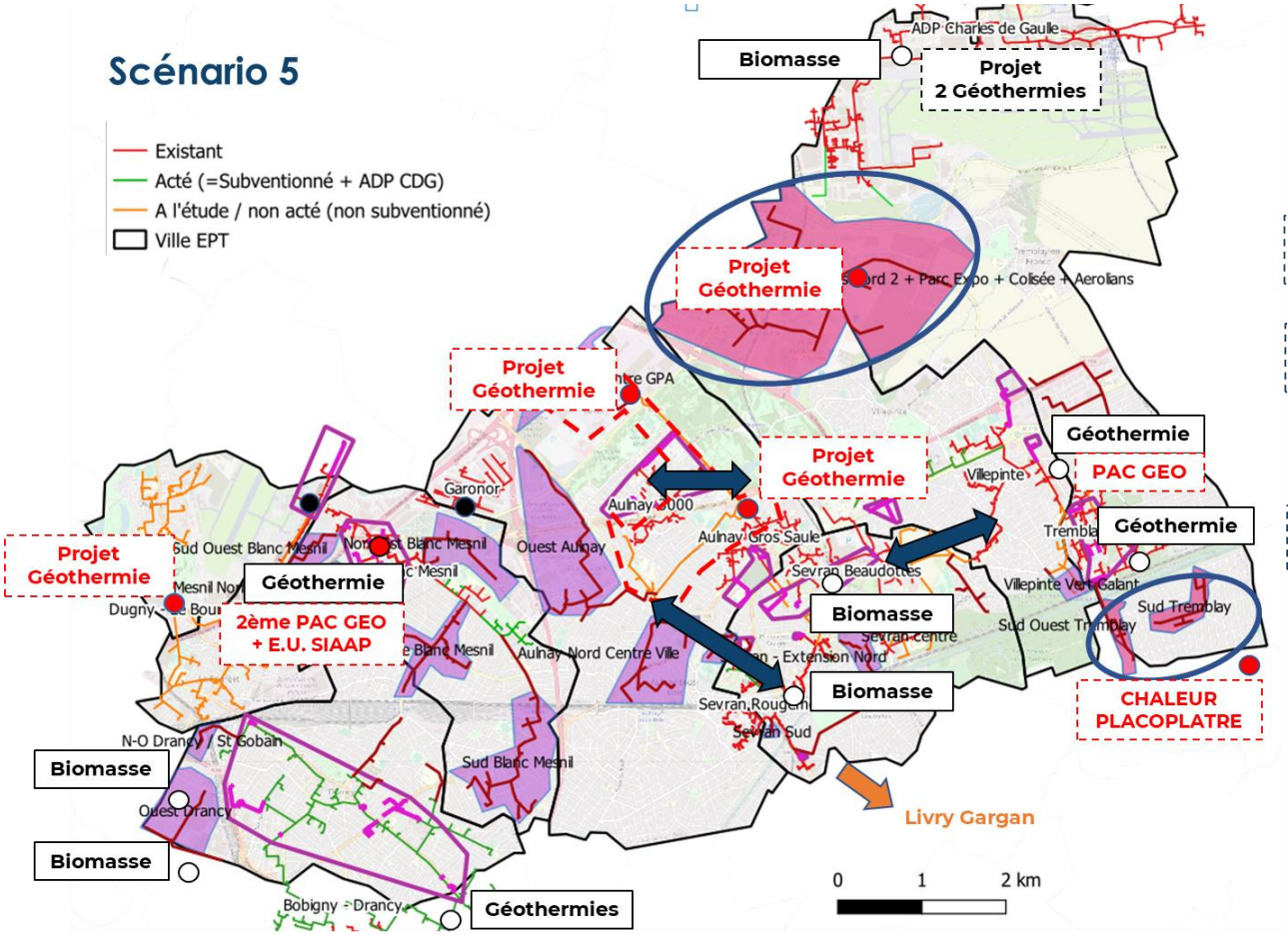
Productions EnR&R
Tendanciel
+ 1 GEO Aulnay SAS ENR
+ 2ème GEO Aulnay + Interco Aulnay GS/3000

2ème biomasse Sevran B (+2,4MW)
2ème biomasse Sevran R/P (+1,5MW)

+2ème PAC sur Géothermie de BM
+Récupération Eaux usées SIAAP BM
+ 1 GEO Dugny/LB/ADP

3.6 Scénario 5

Ce scénario correspond au Scénario 2 dans l'hypothèse de baisse des besoins sur l'existant correspondant au PCAET (-45% chauffage, au lieu de -30% chauffage). Avec les mêmes moyens de production EnR&R, les taux d'EnR&R atteints sont donc meilleurs qu'en scénario 2.



SCENARIO 5

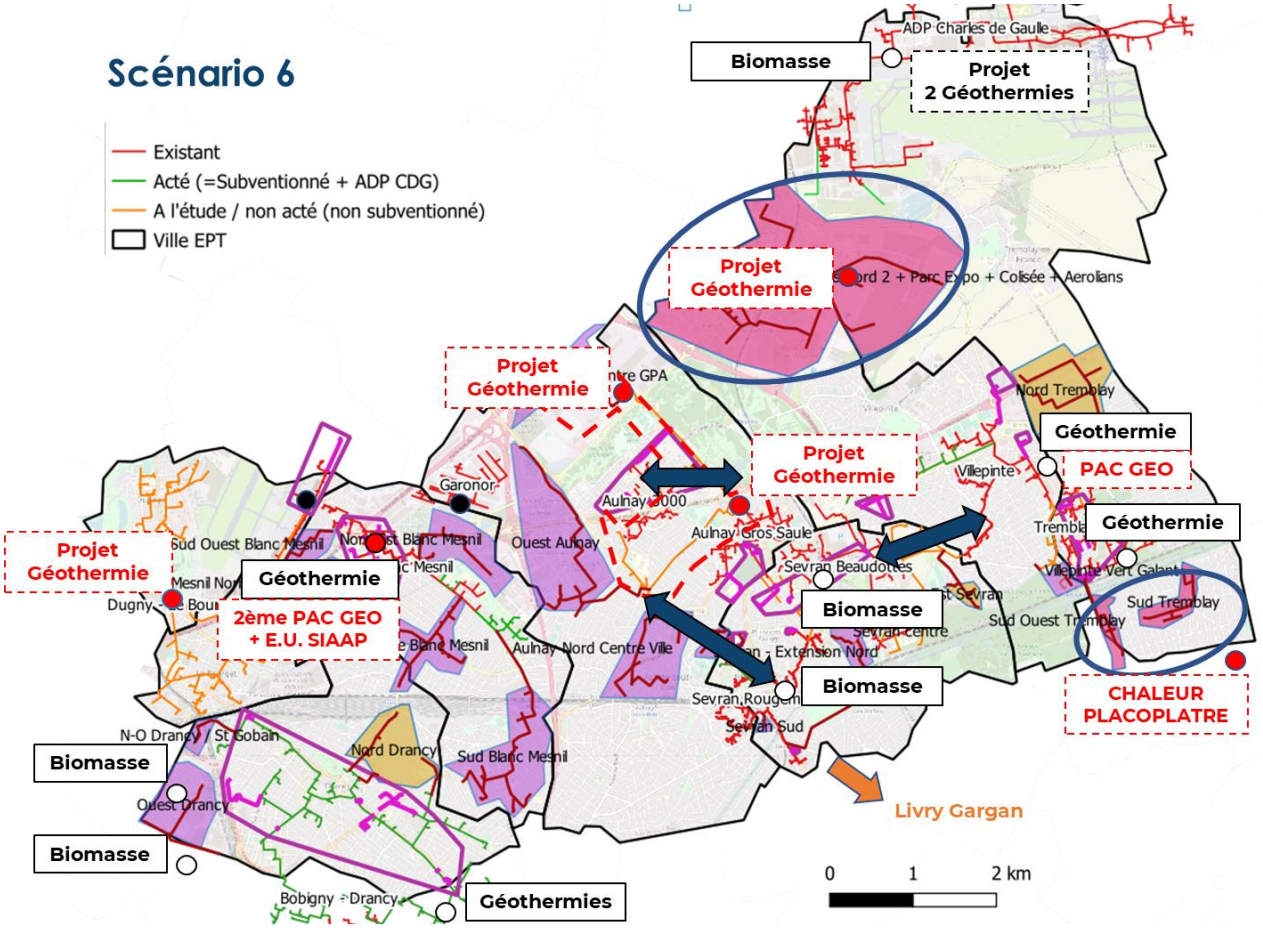
BAISSE DE BESOINS « PCAET »
767 GWh de ventes RCU en 2030

Développement
IDEM SCENARIO 2

Productions EnR&R
IDEM SCENARIO 2

3.7 Scénario 6

Par rapport au scénario 5, toutes choses égales par ailleurs, ce scénario ajoute 3 zones de développement notées 5 ou 6/10 en phase 2 de l'étude : Zone «Sevran Est» (Réseau Sevran Beaudottes) ; Zone « Nord Drancy » (Réseau de Drancy) ; et Zone « Nord Tremblay » (Réseau de Tremblay).



SCENARIO 6

BAISSE DE BESOINS « PCAET »
775 GWh de ventes RCU en 2030

Développement
IDEM SCENARIO 3

Productions EnR&R
IDEM SCENARIO 3

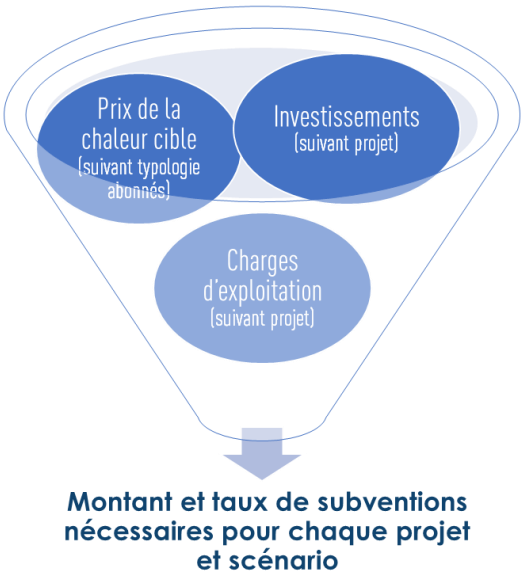
4. METHODE D'ANALYSE ECONOMIQUE

4.1 Généralités

L'analyse économique a été réalisée pour chaque projet de développement des réseaux de chaleur. Pour ce faire, les données d'entrée sont :

- Le prix cible de chaleur pour chaque réseau, commun à tous les projets d'un même réseau
- Les investissements propres à chaque projet,
- Les charges d'exploitation propres à chaque projet,
- Le TRI cible propre à chaque projet.

Avec ces données d'entrée, il est déterminé les montants et taux de subventions nécessaires, comme schématisé ci-dessous.



Deux types d'analyses économiques sur la durée ont été réalisés :

- il a été réalisé en majorité des « CEP marginaux » des extensions par rapport au Tendanciel, en tenant compte uniquement des développements et moyens de productions supplémentaires associés, sans considérer l'existant et ce qui est déjà acté/subventionné. Ces « CEP marginaux » sont réalisés sur une durée standardisée de 25 ans.

- pour les créations de réseaux de chaleur avec nouvelle EnR&R ; ou la mise en place de nouveaux moyens de production EnR&R sur des réseaux existants aujourd'hui sans EnR&R (Aulnay Gros Saule, 3000, ADP Roissy), il a été réalisé des « CEP globaux » par projets, sur une durée standardisée de 25 ans

Les principales hypothèses communes aux scénarios sont les suivantes :

- durée d'analyse type des projets : 25 ans, après arrêt des cogénérations gaz (sauf le projet de Dugny/LB, pour lequel une durée de 30 ans est prévu)
- rentabilité minimale des projets : TRI après impôts entre 5% et 8% (Schéma DSP)
- prix du gaz : 27 €HT/MWhPCS, hors TICGN
- prix de l'électricité : 90 €HT/MWhé
- prix de la chaleur Géothermique en export vers un autre réseau :
  - 25 €HT/MWh (Dugny, 2ème Géo Aulnay)
  - 48 €HT/MWh pour la chaleur de la SAS EnR Aulnay
  - 37 €HT/MWh pour la chaleur de la Géo+PAC Villepinte

4.2 Prix cibles de la chaleur

Sur les réseaux existants, les prix moyens de la chaleur maximum retenus pour estimer le niveau de financement externe nécessaire sont les suivants :

RESEAUX EXISTANTS	Sevran Beaudottes	Sevran - Rougemont	Tremblay-en-France	Blanc-Mesnil	Villepinte	Aulnay Gros Saule	Aulnay 3000	Genyo – Drancy
Prix moyen de la chaleur [€TTC/MWh]	82 € (*)	68 €	89 €	89 €	90 € (*)	92 €	65 €	69 €
Facture moyenne €TTC/an/lgt	***792 €***	***631 €***	***1 058 €***	***1 112 €***	***990 €***	***1 014 €***	***704 €***	***763 €***

(*) : pour les réseaux de Sevran Beaudottes et Villepinte, il a été considéré une baisse d'environ 5 €TTC/MWh, en cohérence avec les objectifs de l'avenant d'interconnexion en cours.

Les prix cible pour les projets de créations de RCU sont les suivants (en cohérence avec un prix du gaz à 27 €HT/MWh) :

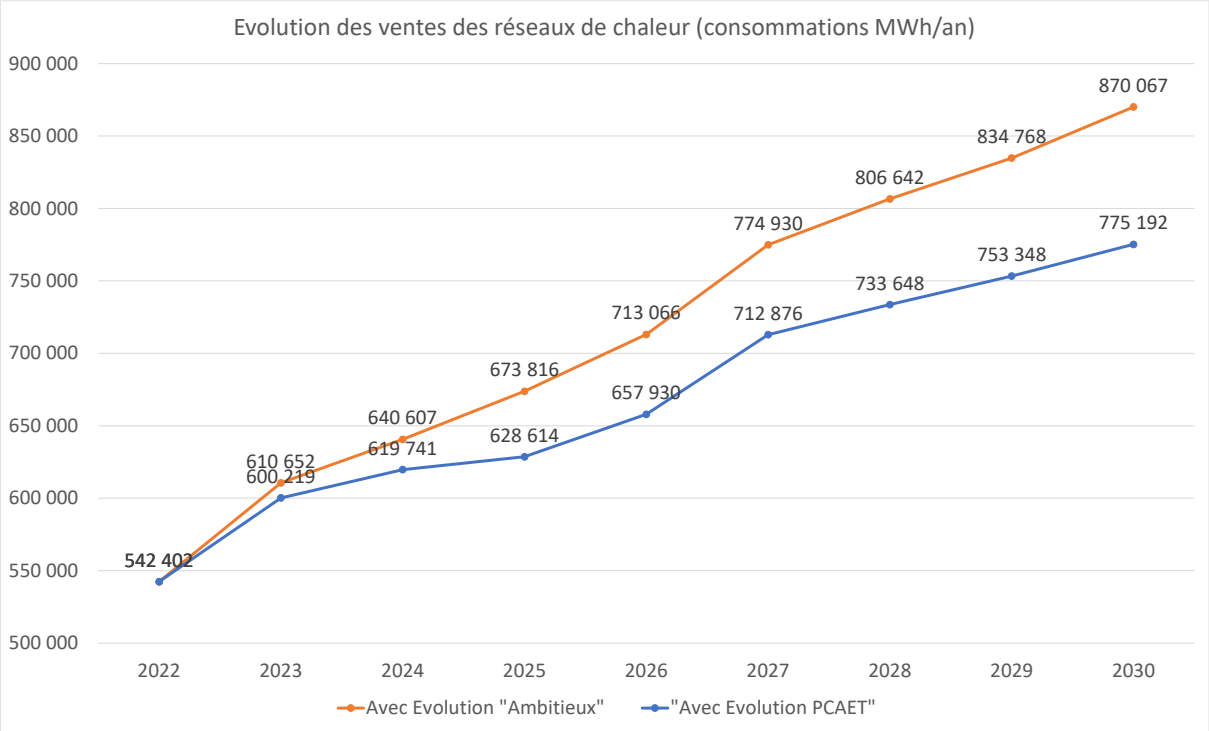
- Dugny/Le Bourget /ADP : **80 €TTC/MWh**
- Paris Nord 2/Colisée/ZAC Aerolians :
  - **80 €TTC/MWh Chaud**
  - **115 €HT/MWh froid**
- Sud Tremblay : **80 €TTC/MWh**

Toutes les hypothèses utilisées pour réaliser l'analyse économique sont détaillées en Annexe 1.

4.3 Phasage des besoins

Pour l'élaboration des CEP sur la durée d'analyse, il a été nécessaire de **définir un phasage des développements marginaux** (par rapport au Scenario 1 Tendanciel), pour chaque réseau de chaleur du territoire.

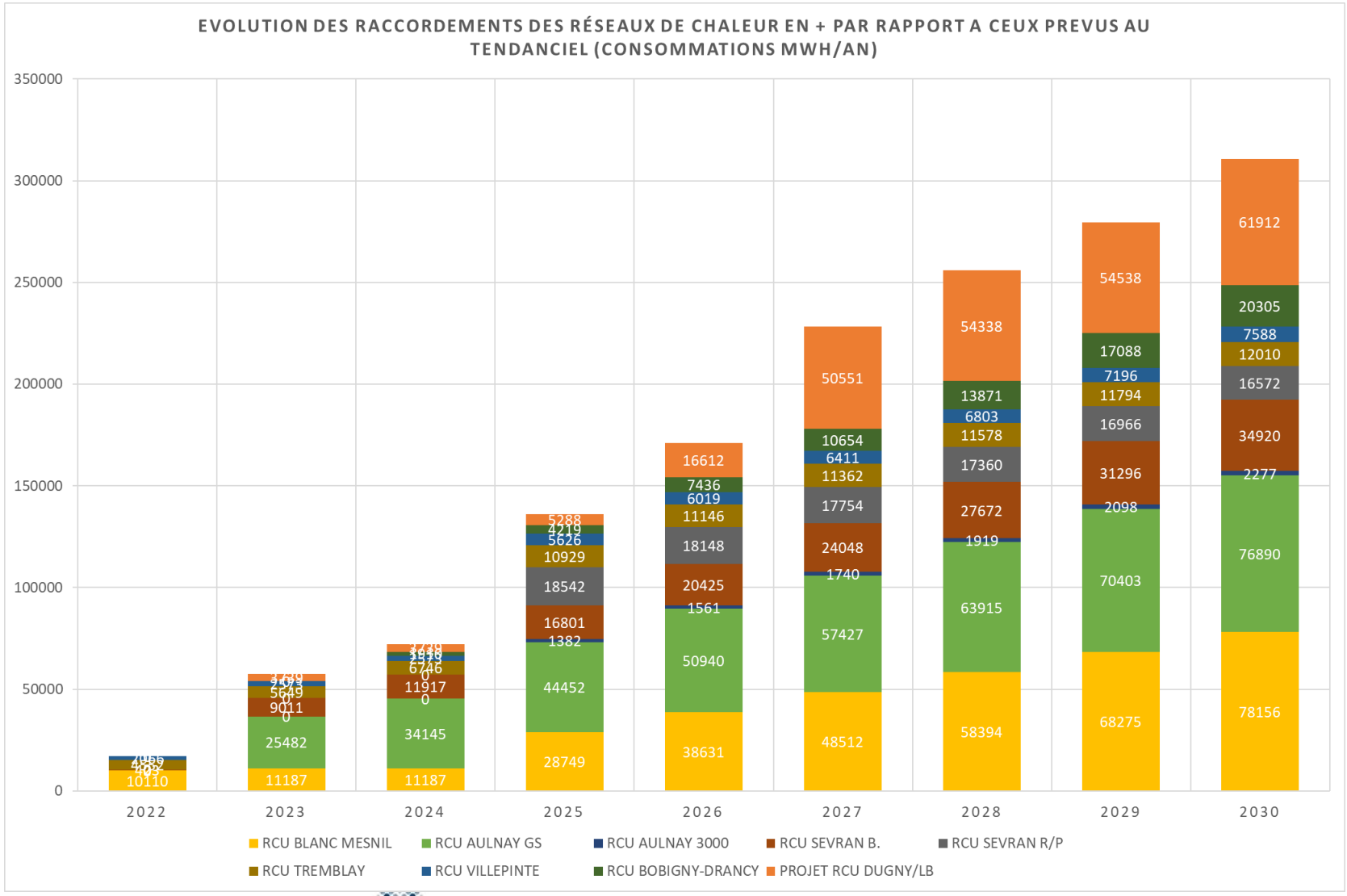
Le graphe ci-dessous fournit l'évolution globale des ventes de chaleur sur les réseaux en MWh/an entre 2022 et 2030, avec les zones notées >=5/10 ; et pour les évolutions des besoins « Ambitieux » et « PCAET » :



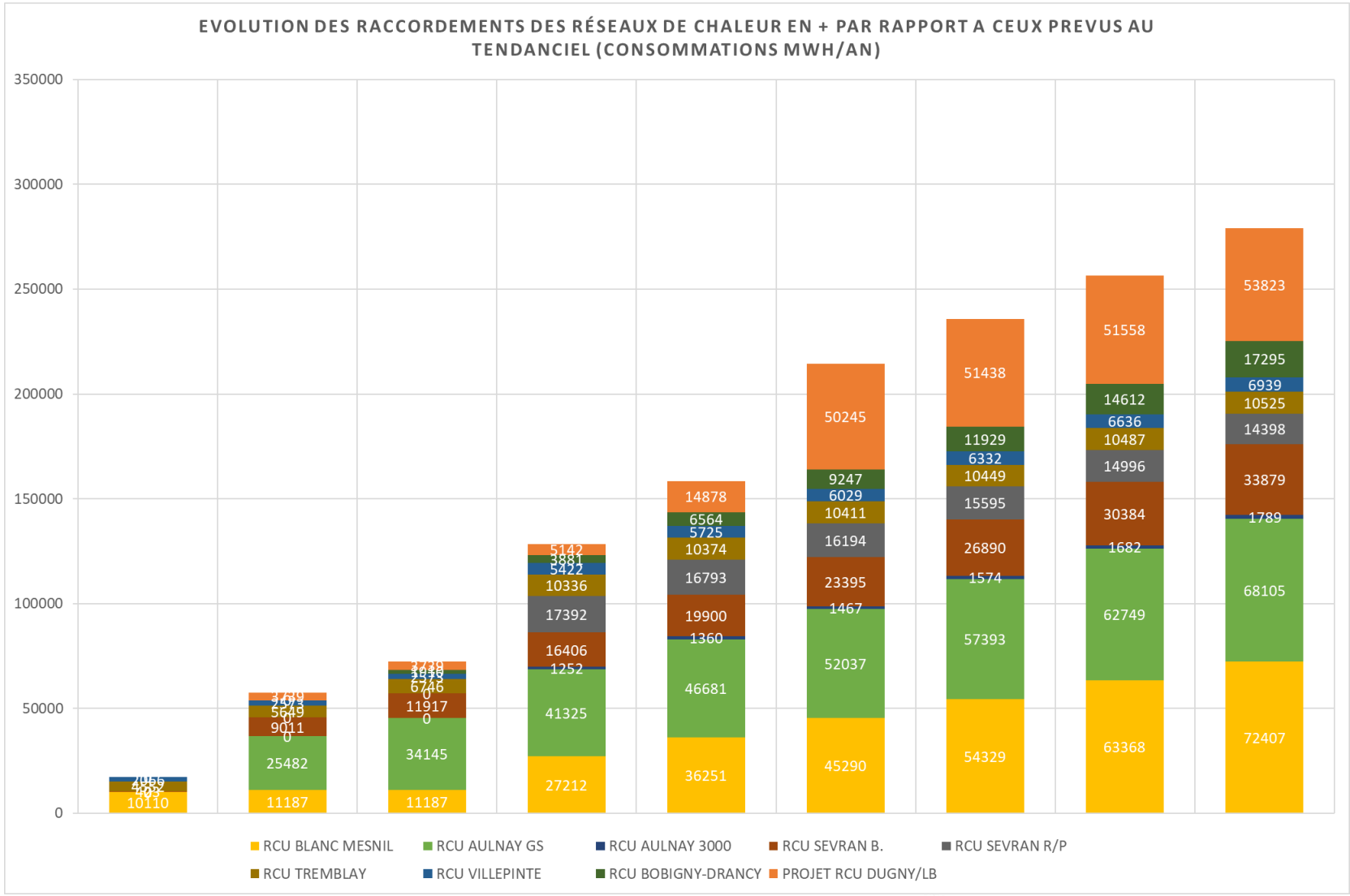
Les graphiques ci-dessous détaillent, pour l'Evolution « Ambitieuse » et l'Evolution « PCAET », le phasage des raccordements supplémentaires prévus pour chaque réseau, en plus de ceux du scénario Tendanciel (c'est-à-dire en plus des extensions déjà actées/subventionnées à fin 2020).

Un travail similaire a été réalisé aussi pour définir un phasage de la puissance souscrite cohérent avec ces ventes de chaleur.

Evolution « Ambitieux »



Evolution « PCAET »



5. RESULTATS DES SCENARIOS ETUDIES

5.1 Analyse économique

5.1.1 Résultats des scénarios

	Scénario 1 (Tendanciel)	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Investissements à prévoir (k€HT)	**51 479**	**235 496**	**243 155**	**232 267**	**233 478**	**241 277**
Dont productions EnR&R	*27 146*	*79 664*	*79 664*	*82 441*	*79 664*	*79 664*
Dont productions A/S Gaz	0	*19 666*	*19 666*	*19 666*	*17 647*	*17 787*
Dont réseaux et sous-stations (chaud & froid)	*24 333*	*129 847*	*137 506*	*129 264*	*129 847*	*137 506*
Dont interconnexions	0	6 320	6 320	897	6 320	6 320
Charges d'exploitation P1P2P3 (moyenne 2030) €HT/MWh	52,92	52,32	52,27	50,28	50,72	50,71
Montant Financement ext. requis €	13 654	68 754	77 054	73 554	89 354	97 354
Taux de Financement ext. requis %	27%	29%	32%	32%	38%	40%
€ Financement ext. / $MWh_{EnR\&R}$ sur 20 ans	**5,2 €**	**7,6 €**	**8,4 €**	**8,7 €**	**10,4 €**	**11,3 €**
Prix cible de la chaleur (moyenne annuelle) €TTC/MWh			**81**			
Rentabilité moyenne (TRI après Impôts sur 25 ans)	11,9%	8,5%	8,5%	8,0%	8,5%	8,5%
Reste à financer après financement ext. €TTC/an/lgt raccordé aux RCU	*26 €*	*67 €*	*66 €*	*64 €*	*58 €*	*57 €*
Facture moyenne €TTC/an/lgt en 2030	**656 €**	**663 €**	**663 €**	**663 €**	**591 €**	**591 €**

Nous constatons que :

- En comparant les scénarios 2 et 4 : les interconnexions entre réseaux sont plus compétitives que l'ajout des productions biomasse sur Sevran (- 1,2 €/MWh EnR&R de subventions)
- En comparant les scénarios 2 et 3 ; et 5 et 6 : le raccordement des 3 zones les moins bien notés nécessite + de subventions pour maintenir la rentabilité (+0,8 €/MWhEnR&R)
- En comparant les scénarios 2 et 5 ; et 3 et 6 : une plus forte baisse des besoins sur l'existant, correspondant à la cible du PCAET (-45%) nécessite bien plus de subventions (+2,8 €/MWhEnR&R) pour maintenir la rentabilité des projets

L'analyse des résultats montre aussi que les taux de financement externes nécessaires sont assez élevés (entre 29 et 40%, suivant les scénarios) et au-dessus des ratios habituels du Fonds chaleur (> 7€/MWhEnR&R sur 20 ans), en particulier pour les scénarios 5 et 6.

Ces résultats s'expliquent par :

- Des hypothèses de réduction de consommations des bâtiments existants est très ambitieuse (-30 à -45% sur tout l'existant), ce qui réduit fortement les ventes de chaleurs des réseaux et donc le chiffre d'affaires, pour des investissements sensiblement identiques si les diminutions de consommations sont moindres ;
- Une volonté de maintien (voire de baisse) des prix cibles actuels, pour rester compétitif par rapport au prix des énergies fossiles (contexte de prix bas des énergies fossiles, avec un prix du gaz à 27 €HT/MWhPCS retenu pour l'étude, hors taxe TICGN) ;
- D'une moins bonne densité énergétique que les réseaux existants : les zones identifiées présentent une densité urbaine plus faible, les projets les plus « faciles » ayant déjà été réalisés ;
- Des hypothèses sur les montants d'investissements sécurisées, en raison de l'augmentation des coûts des matières premières (possiblement conjoncturel) à la date de réalisation de la présente étude (2021).

Les ratios de financement €/MWhEnR&R globaux par scénario sont tirés par le bas en raison des ratios des projets les plus importants (ADP Roissy CDG, Bobigny-Drancy), pour lesquels les quantités vendus sont importantes par rapport au global, et les ratios faibles (environ 3 €/MWhEnR&R pour ADP Roissy par exemple). *Le détail des calculs et résultats par scénario est donné en annexe au présent document.*

Les ratios globaux par scénario cachent une forte disparité de ratios par Projets du territoire, qui sont détaillés ci-après.

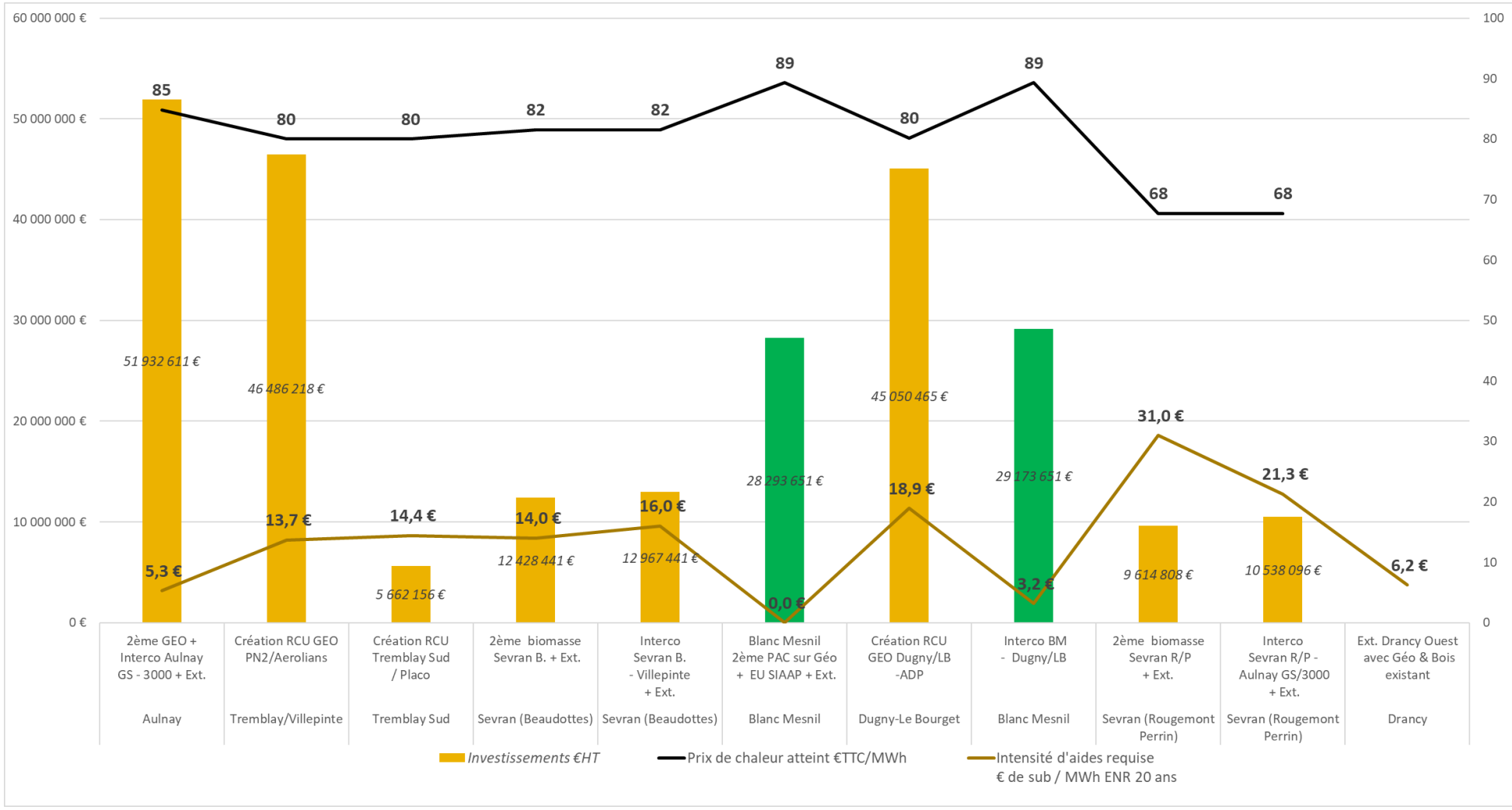
5.1.2 Résultats par Projets

Les scénarios sont constitués de « briques projets » comme indiqué précédemment. Chaque projet du territoire a son économie propre, variant en fonction de ses propres paramètres techniques et économiques (niveau d'investissement, développement, prix cible, etc).

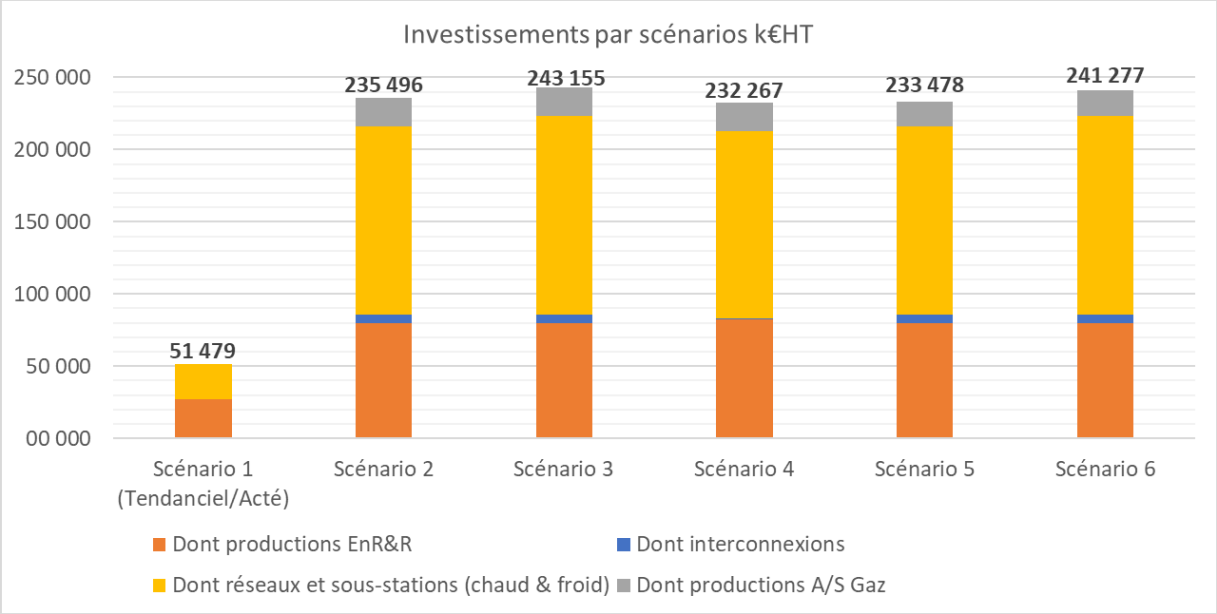
Le tableau ci-dessous donne les principaux résultats économique de chaque projet. L'analyse est réalisée avec la baisse de besoin « Ambitieuse » à l'horizon 2030.

	Avec Evolution des besoins "Ambitieux"									
Ville	**Aulnay**	**Tremblay/Villepinte**	**Tremblay Sud**	**Sevran (Beaudottes)**	**Sevran (Beaudottes)**	**Blanc Mesnil**	**Dugny-Le Bourget**	**Blanc Mesnil**	**Sevran (Rougemont Perrin)**	**Sevran (Rougemont Perrin)**
Projets / Réseaux de chaleur	**2ème GEO + Interco Aulnay GS - 3000 + Ext.**	**Création RCU GEO PN2/Aerolians**	**Création RCU Tremblay Sud / Placo**	**2ème biomasse Sevran B. + Ext.**	**Interco Sevran B. - Villepinte + Ext.**	**Blanc Mesnil 2ème PAC sur Géo + EU SIAAP + Ext.**	**Création RCU GEO Dugny/LB -ADP**	**Interco BM - Dugny/LB**	**2ème biomasse Sevran R/P + Ext.**	**Interco Sevran R/P - Aulnay GS/3000 + Ext.**
Investissements €HT	**51 932 611 €**	**46 486 218 €**	**5 662 156 €**	**12 428 441 €**	**12 967 441 €**	**28 293 651 €**	**45 050 465 €**	**29 173 651 €**	**9 614 808 €**	**10 538 096 €**
Dont productions EnR&R + A/S gaz	*24 337 185 €*	*25 187 479 €*	*1 046 025 €*	*4 219 625 €*	*2 349 625 €*	*8 535 514 €*	*20 984 500 €*	*8 535 514 €*	*907 500 €*	*0 €*
Dont interconnexions	*896 500 €*	*0 €*	*0 €*	*0 €*	*2 409 000 €*	*0 €*	*0 €*	*880 000 €*	*303 212 €*	*2 134 000 €*
Dont réseaux et sous-stations	*26 698 927 €*	*21 298 738 €*	*4 616 131 €*	*8 208 816 €*	*8 208 816 €*	*19 758 137 €*	*24 065 965 €*	*19 758 137 €*	*8 404 096 €*	*8 404 096 €*
Charges P1P2P3 €HT	**8 941 884 €**	**1 652 232 €**	**327 544 €**	**1 823 136 €**	**2 002 229 €**	**3 399 633 €**	**1 916 270 €**	**3 315 383 €**	**530 820 €**	**848 572 €**
Dont Charges P1	*6 148 690*	*502 231*	*174 125*	*1 145 432*	*1 325 502*	*2 133 079*	*993 648*	*2 056 598*	*184 143*	*506 207*
Dont Charges d'entretien (P2)	*1 277 687*	*388 110*	*63 723*	*401 300*	*228 949*	*625 730*	*384 291*	*604 762*	*184 143*	*161 433*
Dont Charges administratives (P2)	*783 650*	*240 275*	*41 864*	*163 291*	*326 581*	*390 782*	*247 647*	*390 782*	*82 859*	*82 859*
Dont Charges de GER (P3)	*731 856*	*521 615*	*47 831*	*113 112*	*121 197*	*250 041*	*290 685*	*263 241*	*79 675*	*98 073*

Prix de chaleur atteint €TTC/MWh	**85**	**80**	**80**	**82**	**82**	**89**	**80**	**89**	**68**	**68**
R1 (avec 15% de marge) €HT/MWh	47	15	24	41	48	32	20	30	40	38
R2 €HT/kW	48	68	77	55	45	79	78	80	41	44
Droits de raccordement €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	2 100 000 €	0 €	0 €	0 €
Montant de subventions €	12 850 000 €	15 000 000 €	2 250 000 €	7 500 000 €	8 200 000 €	0 €	19 000 000 €	3 000 000 €	10 500 000 €	11 500 000 €
Taux de subventions/Invest	**25%**	**32%**	**40%**	**60%**	**63%**	**0%**	**42%**	**10%**	**109%**	**106%**
Intensité d'aides requise € de sub / MWh ENR 20 ans	**5,3 €**	**13,7 €**	**14,4 €**	**14,0 €**	**16,0 €**	**0,0 €**	**18,9 €**	**3,2 €**	**31,0 €**	**21,3 €**


60 000 000 €
50 000 000 €
40 000 000 €
30 000 000 €
20 000 000 €
10 000 000 €
0 €
100
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
85
80
80
82
82
89
80
89
68
68
51 932 611 €
46 486 218 €
5 662 156 €
12 428 441 €
12 967 441 €
28 293 651 €
45 050 465 €
29 173 651 €
9 614 808 €
10 538 096 €
5,3 €
13,7 €
14,4 €
14,0 €
16,0 €
0,0 €
18,9 €
3,2 €
31,0 €
21,3 €
6,2 €
2ème GEO + Interco Aulnay GS - 3000 + Ext.
Aulnay
Création RCU GEO PN2/Aerolians
Tremblay/Villepinte
Création RCU Tremblay Sud / Placo
Tremblay Sud
2ème biomasse Sevran B. + Ext.
Sevran (Beaudottes)
Interco Sevran B. - Villepinte + Ext.
Sevran (Beaudottes)
Blanc Mesnil 2ème PAC sur Géo + EU SIAAP + Ext.
Blanc Mesnil
Création RCU GEO Dugny/LB -ADP
Dugny-Le Bourget
Interco BM - Dugny/LB
Blanc Mesnil
2ème biomasse Sevran R/P + Ext.
Sevran (Rougemont Perrin)
Interco Sevran R/P - Aulnay GS/3000 + Ext.
Sevran (Rougemont Perrin)
Ext. Drancy Ouest avec Géo & Bois existant
Drancy
Investissements €HT
Prix de chaleur atteint €TTC/MWh
Intensité d'aides requise € de sub / MWh ENR 20 ans

Le détail des investissements par scénario est fourni ci-dessous :



On constate que l'intensité de financement externe (en €/MWhEnR&R) varie entre 0 €/MWhEnR&R (nouvelles EnR&R sur Blanc Mesnil) et 31 €/MWhEnR&R sur 20 ans (nouvelle biomasse sur Sevran Rougemont/Perrin), en fonction des projets.

Des projets denses avec des volumes de vente importants (comme les extensions de Blanc Mesnil associées à de nouvelles productions EnR&R) nécessitent peu de financement externe, tandis que des projets de création d'EnR&R avec peu d'extensions nécessite beaucoup plus de financement (comme la création d'une deuxième biomasse sur Sevran Rougemont/Perrin ou sur Sevran Beaudottes).

Nous précisons ici que cette analyse donne des tendances, et reste à confirmer par des études de faisabilité plus approfondies pour chaque projet.

En fonction de leur efficience économique et environnementale (que reflète le ratio de financement externe), et de leur complexité de mise en œuvre contractuelle (fonction de la multiplicité des acteurs en jeu), les projets peuvent alors être classés entre eux :

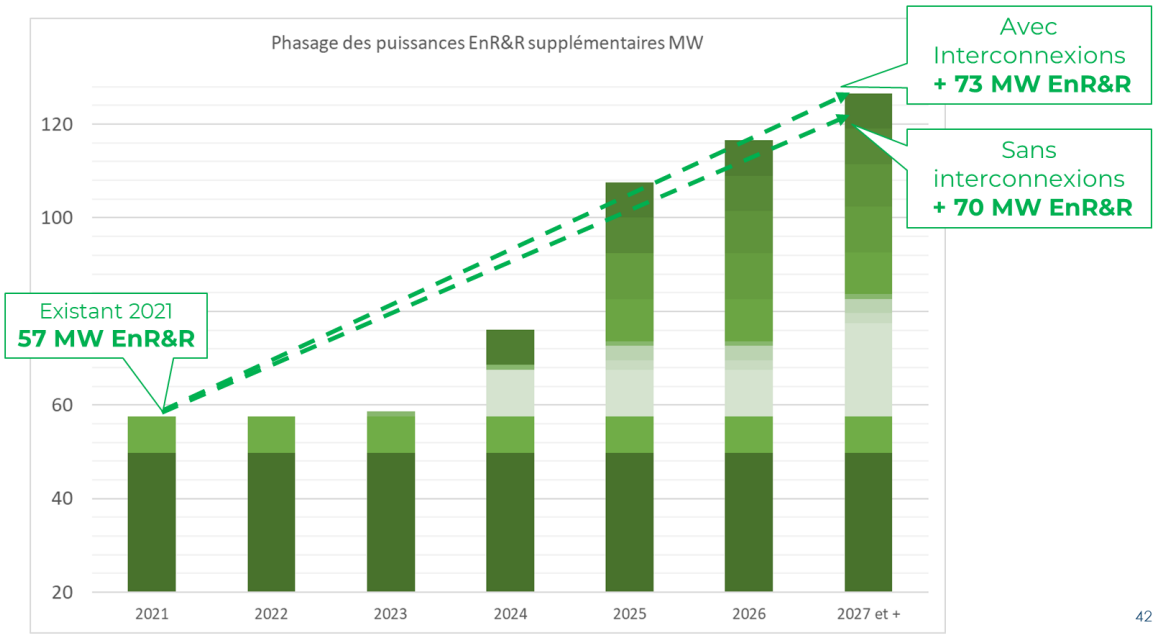
On peut relever que :

- L'Interconnexion Sevran Beaudottes / Villepinte est plus complexe contractuellement qu'une 2ème biomasse sur Sevran Beaudottes, avec une efficience économique très proche. Le projet d'interconnexion permet cependant une baisse des tarifs sur le réseau de Villepinte
- L'interconnexion Sevran Rougemont/Perrin / Aulnay Gros Saule présente une complexité contractuelle plus importante que la mise en place d'une 2ème chaufferie biomasse sur Sevran Rougemont/Perrin, mais a une efficience économique et environnementale bien meilleure.

5.2 Analyse environnementale

5.2.1 Puissance EnR&R à installer

Le graphique ci-dessous permet de visualiser l'évolution de la puissance souscrite supplémentaire prévue dans les scénarios du présent schéma directeur, afin d'atteindre les taux d'EnR&R requis. Les années indiquées sont bien entendue indicatives et seront arrêtées lors des études détaillées de chaque projet EnR&R.



Puissance EnR&R installée en MW	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027 et +
Existant 2019	**49,7**	**49,7**	**49,7**	**49,7**	**49,7**	**49,7**	**49,7**
2 GEO + PAC ADP Roissy CDG		-		10,0	10,0	10,0	20,0
Chaleur Eau usées SIAAP avec PAC pour Blanc Mesnil		-	-	-	2,1	2,1	2,1
2ème PAC sur géothermie pour Blanc Mesnil		-	-	-	3,0	3,0	3,0
2ème chaufferie biomasse Sevran B.				2,4	2,4	2,4	2,4
2ème chaufferie biomasse Sevran R/P				1,5	1,5	1,5	1,5
Chaleur fatale Placoplatre pour Tremblay Sud		-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
1 géothermie Bobigny (part pour Drancy seul)	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
1 géothermie Aulnay SAS EnR + PAC		-	-	-	9,0	9,0	9,0
2eme géothermie + PAC Aulnay		-	-	-	9,8	9,8	9,8
1 géothermie Dugny/Le Bourget + PAC		-	-	-	-	9,0	9,0
1 géothermie PN2/Parc expo/Colisée/ZAC Aerolians		-			7,6	7,6	7,6
Réseau Interconnexion Villepinte <-> Sevran B.		-	-	7,5	7,5	7,5	7,5
TOTAL	**57,5**	**57,5**	**58,6**	**80,0**	**111,4**	**120,4**	**130,4**

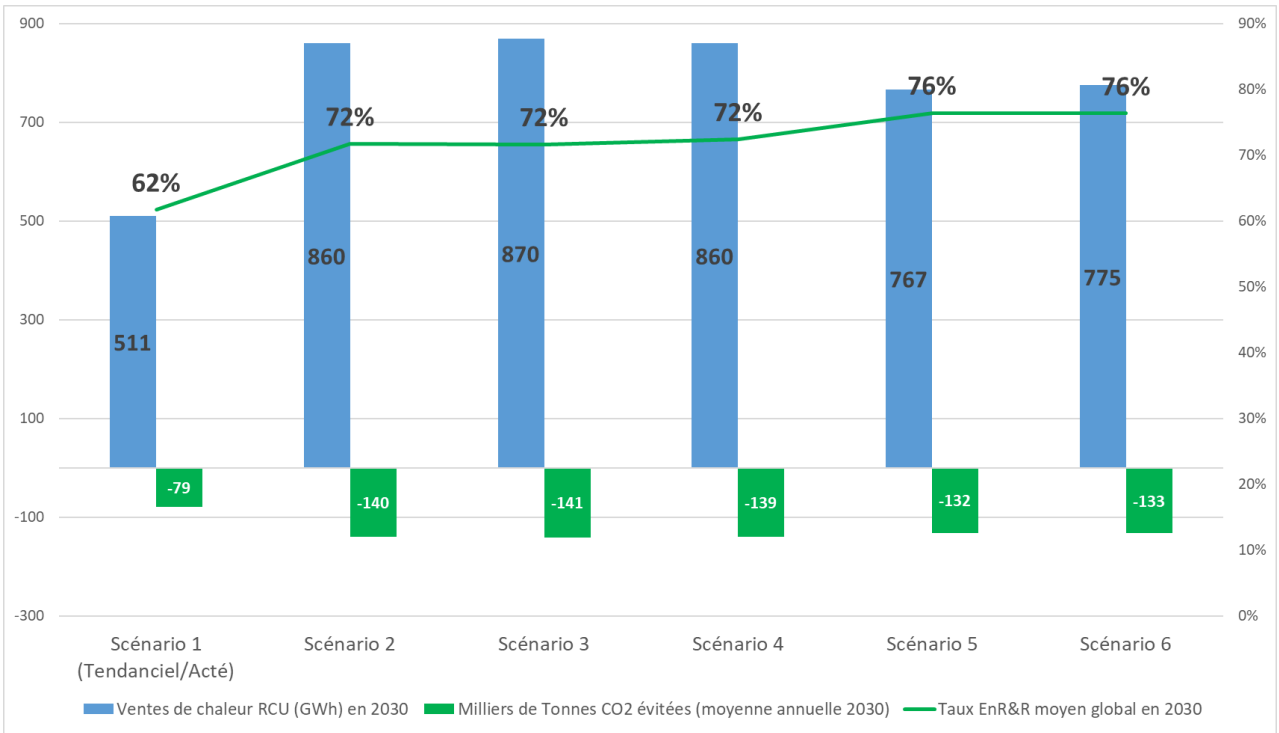
Ainsi, il sera nécessaire d'ajouter d'ici 2030 environ **70 MW de puissance EnR&R supplémentaire** pour atteindre les objectifs fixés au présent schéma directeur

5.2.2 Résultats des scénarios

Les indicateurs environnementaux de chaque scénarios sont indiqués ci-dessous :

- Taux d'EnR&R
- Ventes prévisionnelle de chaleur à l'horizon 2030
- Quantités de CO2 émises évités (par rapport à 100% gaz)

Environnemental	Scénario 1 (Tendanciel/Acté)	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Ventes de chaleur RCU (GWh) en 2030	**511**	**860**	**870**	**860**	**767**	**775**
Production totale ENR&R (GWh) *en 2030*	347	678	685	685	645	651
Taux EnR&R moyen global en 2030	**62%**	**72%**	**72%**	**72%**	**76%**	**76%**
% de la Cible PCAET 2030 (71% EnR&R)	**87%**	**101%**	**101%**	**102%**	**108%**	**108%**
Milliers de Tonnes CO_2 évitées (moyenne annuelle 2030)	-79	-140	-141	-139	-132	-133
Tonne CO_2 évitées (équivalent Voitures)	*-19 800*	*-34 900*	*-35 200*	*-34 800*	*-32 900*	*-33 200*
Tonnes d'émissions de NOx (moyenne annuelle 2030)	15,8	16,5	16,7	17,6	15,3	15,5
Tonnes d'émissions de Poussières (moyenne annuelle 2030)	8,3	9,0	9,0	9,4	8,1	8,2

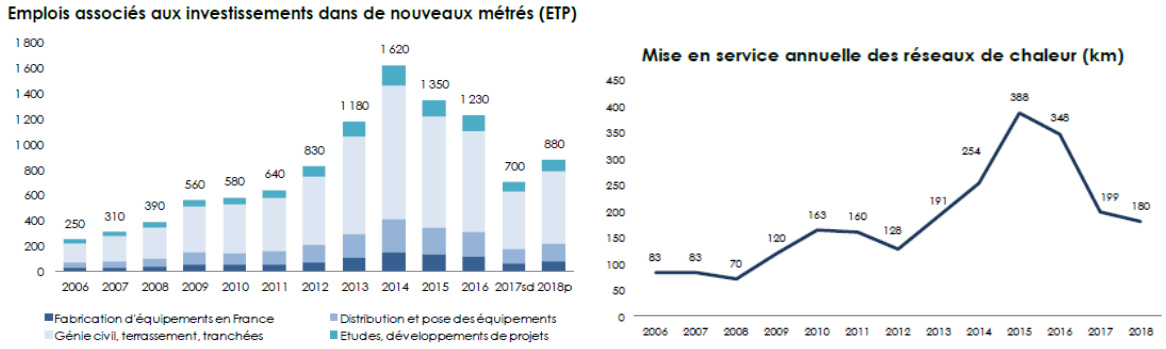


Les scénarios 5 et 6, avec moins de ventes de chaleur, ont un taux d'EnR&R plus élevés que les scénarios 2, 3 et 4. Le scénario 1 ne permet pas d'atteindre l'objectif 2030 de taux d'EnR&R de 71% du PCAET

5.3 Analyse sociale

5.3.1 Nombre d'emplois

Phase travaux - Nombre d'emplois liés à la création des réseaux de chaleur – Hors moyens de production d'énergie



Emplois directs associés à la création de réseaux de chaleur [Source : ADEME et Gouvernement]

En 2018, 180 km de réseaux ont été développés sur le territoire français. Ces travaux ont mobilisé l'équivalent de 880 emplois directs.

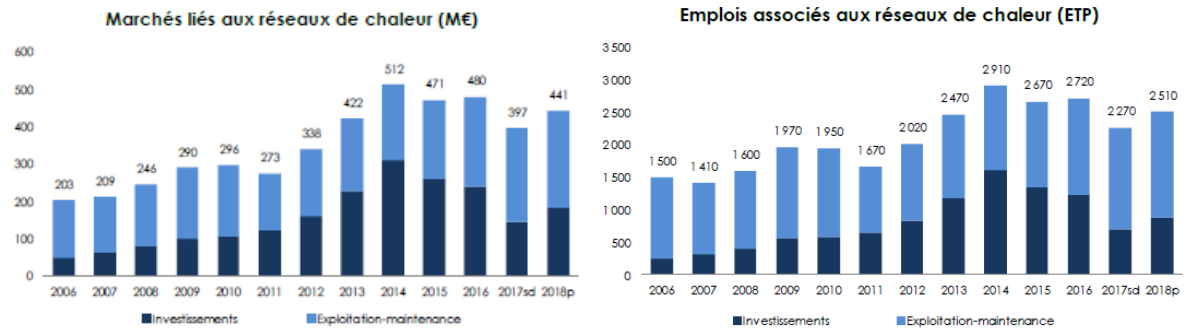
Ces emplois correspondent à des emplois directs associés aux activités uniquement **liées aux travaux de réseaux** de distribution primaire, répartis entre :

- La fabrication d'équipements en France
- Le génie civil, le terrassement et les tranchées
- La distribution et la pose d'équipements
- Les études pour le développement des projets

En correspondance aux scénarios de développement prévus sur le territoire le nombre d'emplois prévisionnel liés aux travaux de création & extensions des réseaux de chaleur serait le suivant :

Social	Scénario 1 (Tendanciel/Acté)	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Longueur totale de réseaux à créer **km de tranchées**	**18**	**98**	**102**	**94**	**98**	**102**
Nombre d'emplois créés en ETP - Travaux création des réseaux	88	478	501	459	478	501
Nombre d'emplois créés en ETP - Travaux création des réseaux Ramené par an sur 10 ans	*9*	*48*	*50*	*46*	*48*	*50*

<u>Phase exploitation</u> - Nombre d'emplois liés à l'exploitation et la maintenance des réseaux de chaleur et des productions EnR&R



Emplois directs associés à l'exploitation et la maintenance de réseaux de chaleur [Source : ADEME et Gouvernement]

En 2018, l'exploitation-maintenance des réseaux de chaleur a généré un chiffre d'affaires d'environ 260 M€, pour un nombre d'ETP associé de 1 630.

Concernant les nouveaux moyens de production EnR&R, il a été retenu les ratio suivants :

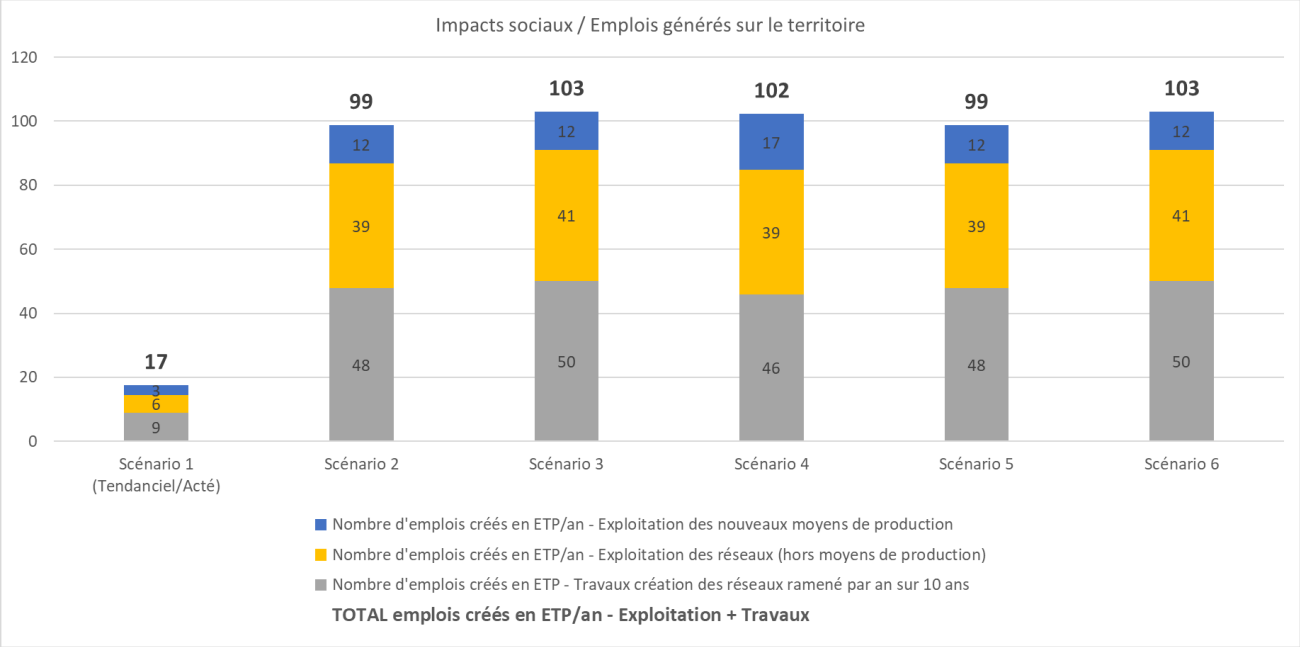
- Exploitation d'une nouvelle Géothermie profonde avec PAC ; ou Récupération de chaleur fatale avec PAC : + 1,5 ETP/an
- Exploitation d'une nouvelle production de Froid : + 1 ETP/an
- Exploiter d'une nouvelle une chaufferie bois produisant 1 GWh / an : + 0,15 ETP / an.

En considérant uniquement la part « Exploitation / maintenance » des graphes ci-dessus, et les ratios pour les nouveaux moyens de production EnR&R ci-dessus, le nombre d'emplois prévisionnels liés à l'exploitation des extensions des réseaux existants, des nouveaux réseaux de chaleur et des nouveaux moyens de production EnR&R serait le suivant :

Social	Scénario 1 (Tendanciel/Acté)	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
Nombre d'emplois créés en ETP/an - Exploitation des réseaux (hors moyens de production)	6	39	41	39	39	41
Nombre d'emplois créés en ETP/an - Exploitation des nouveaux moyens de production	3	12	12	17	12	12
Nombre d'emplois créés en ETP/an - Exploitation (production+réseaux)	**9**	**51**	**53**	**56**	**51**	**53**

TOTAL : Phase travaux + Phase Exploitation

En sommant les Phase Travaux et Phase Exploitation détaillées précédemment, le nombre d'emploi annuel générés par scénario sur le territoire sont les suivants :



On constate que les scénarios 2 à 6 sont assez équivalents en termes d'emplois générés, entre 99 et 103 ETP/an, et **permettraient de multiplier par près de 6 l'attractivité sociale du territoire en lien avec les réseaux de chaleur, par rapport au scénario Tendanciel.**

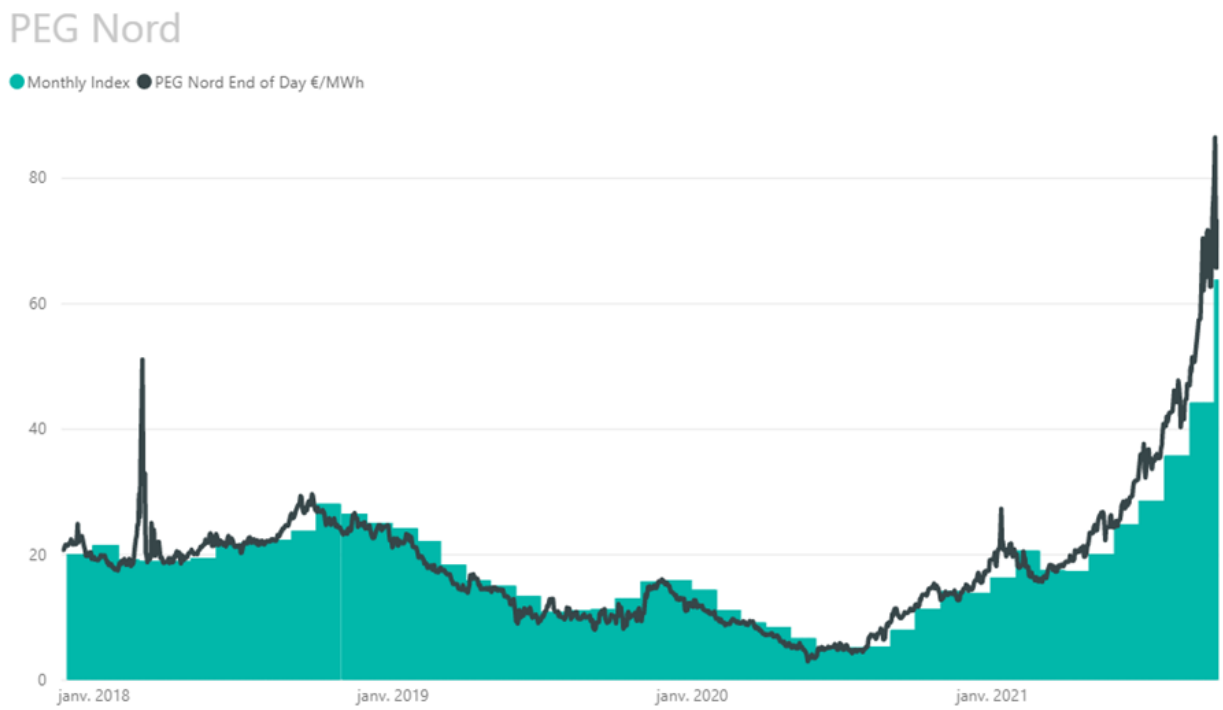
5.3.2 Stabilité du prix de la chaleur

Le prix du gaz est directement lié au prix du baril Brent (pétrole),

Selon un rapport de l'Agence Internationale de l'Energie « Oil 2021 – Analysis and forecast to 2026 », les investissements dans l'exploitation et la recherche de nouveaux puits de brut ont chuté du fait de la faible demande lors du COVID, des stocks importants effectués durant cette crise, et de l'avenir incertain sur la demande future au vu des politiques de neutralité carbone annoncé dans les pays. Le marché mondial semble encore suffisamment approvisionné pour la majeure partie du moyen terme. Mais en l'absence de nouveaux investissements en amont, la réserve de capacité s'érodera lentement. D'ici 2026, la capacité de production de réserve effective mondiale pourrait tomber à son plus bas niveau depuis 2016.

A l'équilibre offre-demande à l'instant t. Le prix ne dépend pas ou très peu des volumes ou capacité de production future.

Le graphique suivant fournit l'historique du prix du gaz entre 2018 et fin 2021 (indice « PEG », représentant le cout de la molécule de gaz, hors parts fixes et taxes) :



On constate que le PEG est très volatil. La TICGN (taxe sur le gaz) augmente par palier, a été gelée à 8,6 €HT/MWhPCS depuis 2018.

Au plus fort de la crise COVID, le prix du gaz sur le marché de gros au nord (PEG Nord) était descendu à 3,50€HT/MWhPCS. Il est remonté au 4 octobre 2021 à **73 €HT/MWhPCS** (en raison d'une reconstitution des stocks et reprise économique post COVID, créant une très forte demande).

De surcroit, en Europe, 49% du gaz est importé, principalement de Russie (80% des importations).

Ces différents éléments laissent à penser une certaine vulnérabilité de l'Europe sur le gaz, à plus ou moins long terme en tant qu'énergie de base, avec une forte volatilité du prix dans les années à venir.

L'avantage des réseaux de chaleur est que la facture énergétique dépend de plusieurs postes de dépenses :

1/Le prix des énergies consommées par les réseaux du territoire – environ 50 % du cout total de l'énergie dont :

- Part du gaz
  - Dont 80 % de part variable suivant le marché et les taxes (dont la TICGN)
  - et 20 % d'abonnement (fixe, lié au transport)
- Part d'énergies renouvelables (bois ou géothermie)

2/Les coûts d'exploitation du réseau de chaleur – Environ 50 % du cout total de l'énergie :

- Charges de personnels
- Charges administratives
- Coûts d'entretien des matériels et des travaux de renouvellement
- Charges de financement et amortissement des installations

Parmi ces postes, les coûts d'exploitation du réseau et les charges de financement des installations sont relativement stables dans le temps (uniquement soumis à l'inflation d'1 à 2% par an) et le prix de la géothermie (électricité) et du combustible bois sont plus stables que le prix du gaz.

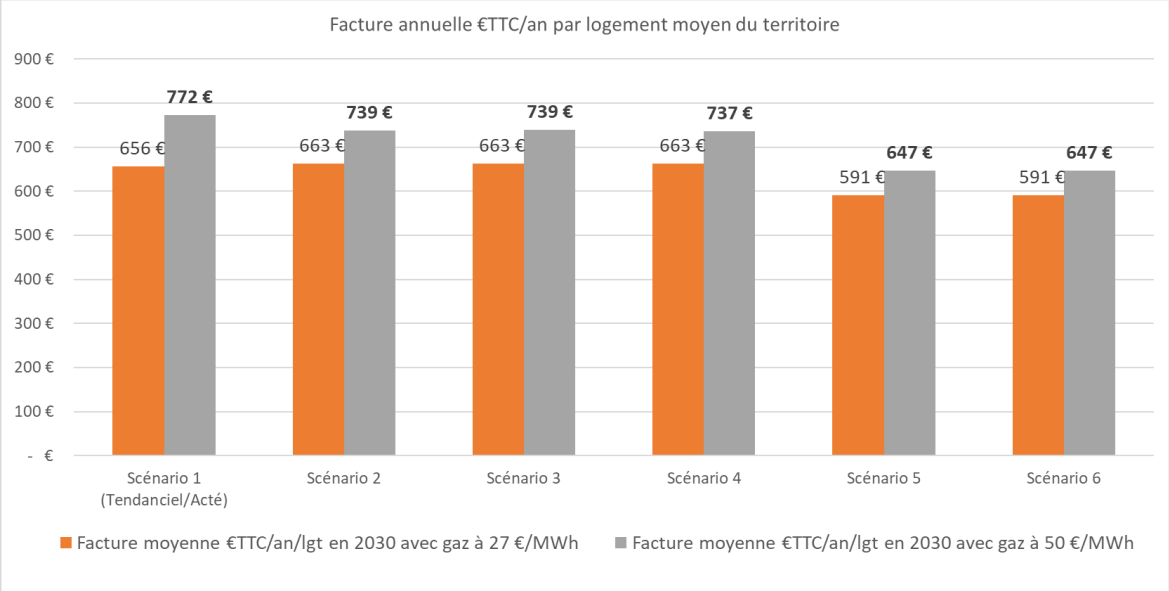
Au regard de l'évolution des taxes sur le gaz, toujours à la hausse, et de la volatilité du PEG, les réseaux de chaleur se présentent comme une source de chaleur :

- qui sera compétitive dans le temps
- qui permettra aux ménages de se projeter facilement sur leurs charges énergétiques.

Il s'agit d'un outil majeur pour limiter le phénomène de précarité énergétique dans les années à venir.

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution de la facture moyenne annuelle à l'horizon 2030, en cas d'augmentation du prix du gaz de 27 à 50 €HT/MWhPCS. On constate que si le prix du gaz augmente de 85%, la facture d'un logement moyen raccordé aux RCU :

- augmente de **+18%** dans le scénario Tendanciel
- augmente seulement de **10 à 11%** dans les autres scénarios à plus fort part d'EnR&R



5.4 Impact des arrêts des cogénérations gaz et solutions pour empêcher la hausse des prix de la chaleur

Certains réseaux du territoire bénéficient d'installations de cogénération gaz qui fonctionnent depuis plusieurs années et permettent de produire de la chaleur à bas coût, mais dont les contrats d'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite arrivent à terme dans quelques années et ne pourront pas être renouvelés :

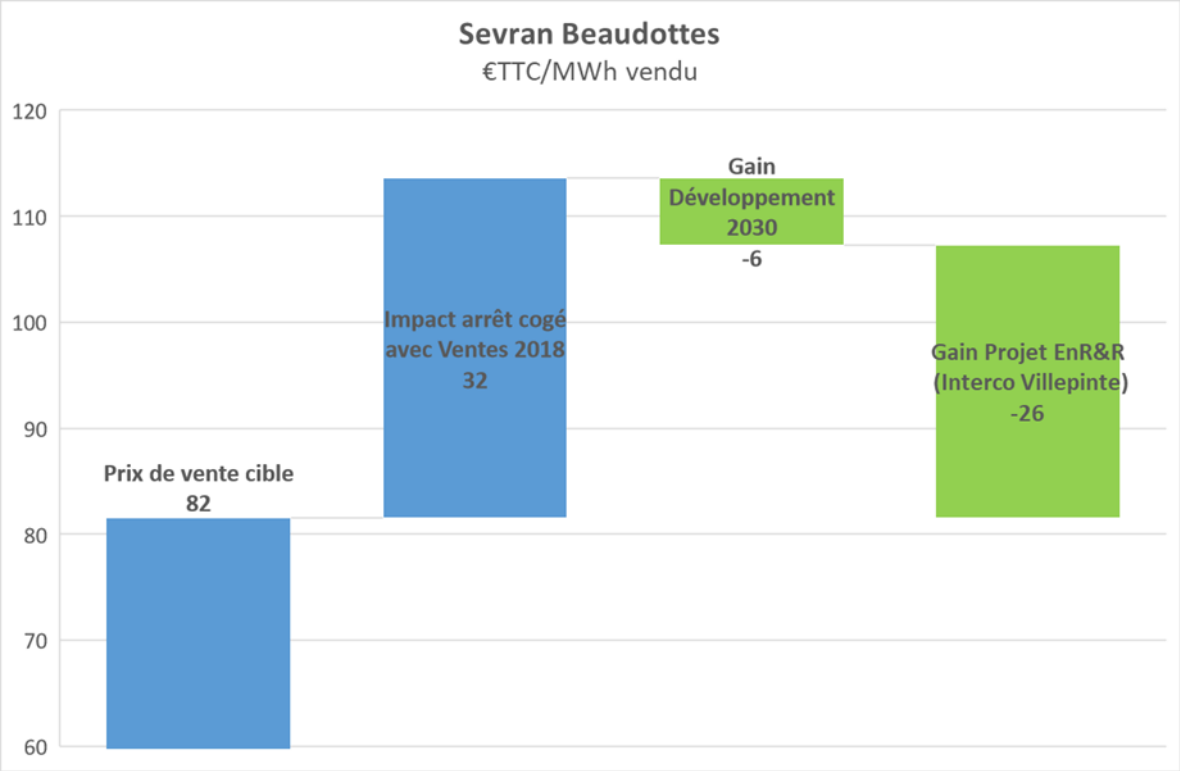
RESEAUX	Sevran Beaudottes	Sevran - Rougemont Perrin	Blanc-Mesnil Nord	Aulnay GARONOR	Aulnay-sous-Bois Gros Saule	Aulnay-sous-Bois Aulnay 3000	Bobigny/ Drancy
Maître d'Ouvrage / Autorité Concédante	Ville de Sevran	EPT Paris Terres d'Envol	EPT Paris Terres d'Envol	Garonor Services	Ville d'Aulnay-sous-bois	Groupement d'achat Ville/ M1VH	SIPPEREC
Exploitant	ENGIE (SEVEO)	DALKIA (SEBIO)	Coriance (BMES)	DALKIA	Coriance (AES)	DALKIA	Régie (GENYO)
Fin du contrat Exploitation/DSP	30/06/2026	24/09/2036	31/08/2046	30/06/2021	26/06/2026	30/06/2028	01/01/2048
Fin contrat Cogé d'O.A. avec EDF	**2023**	**2024**	**2028**	**2021**	**2025**	**2028**	**2026**
Impact de l'arrêt cogé déjà pris en compte dans le contrat de DSP	OUI (Avt 20)	NON Hausse du tarif si rien n'est fait	NON Hausse du tarif si rien n'est fait	NON Hausse du tarif si rien n'est fait	OUI (Avt 8 GEO SAS)	NON Hausse du tarif si rien n'est fait	OUI (tarif lissé)

Certains réseaux ont pris en compte dans le contrat initial ou leurs avenants un arrêt de la cogénération au dates indiqués précédemment, mais d'autres réseaux avaient considéré une pérennité des contrats d''obligation d'achat de l'électricité par EDF jusqu' à la fin des contrats de DSP, ce qui permettait de conserver un prix de vente de la chaleur optimisé.

Il a été étudié, pour ces réseaux qui risquent une hausse du prix de vente de chaleur lors de l'arrêt des cogénérations, l'impact de l'arrêt des cogénérations, et les évolutions possible des réseaux (introduction d'EnR&R, développement, etc), permettant de compenser cette hausse du prix. Il est précisé que l'analyse effectuée ici dans le cadre du schéma directeur territorial donne des tendances et devra être confirmée par des analyses détaillées pour chaque réseau.

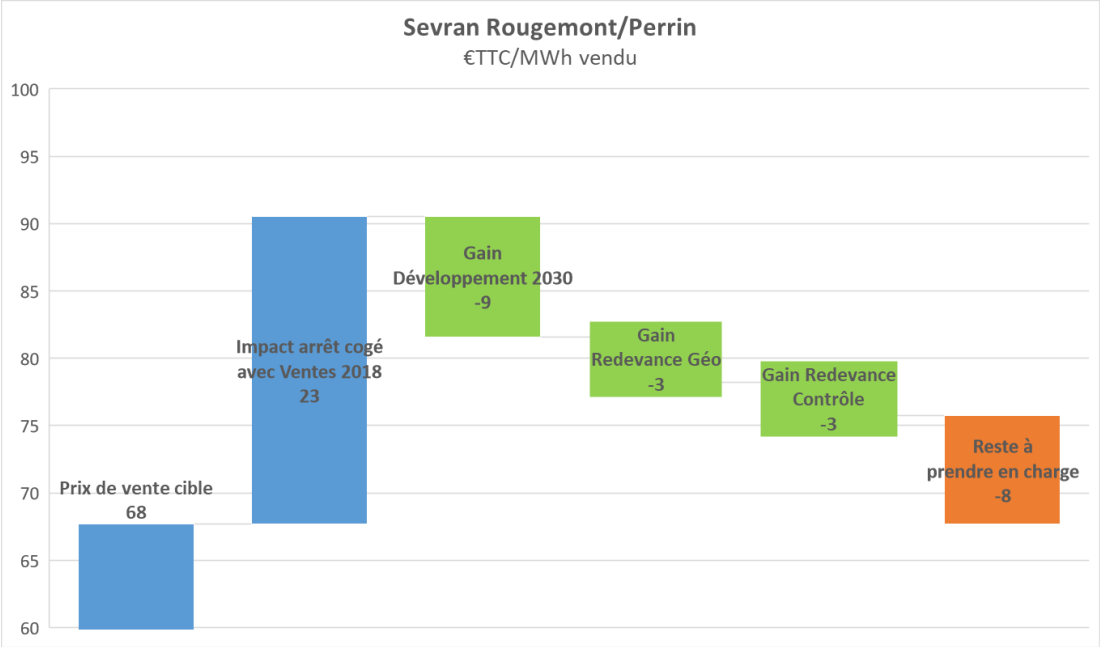
5.4.1 Sevran Beaudottes

Le gain intrinsèque liés aux développements et projets EnR&R, normalement subventionnés, est suffisant pour compenser l'impact de l'arrêt de la cogénération.



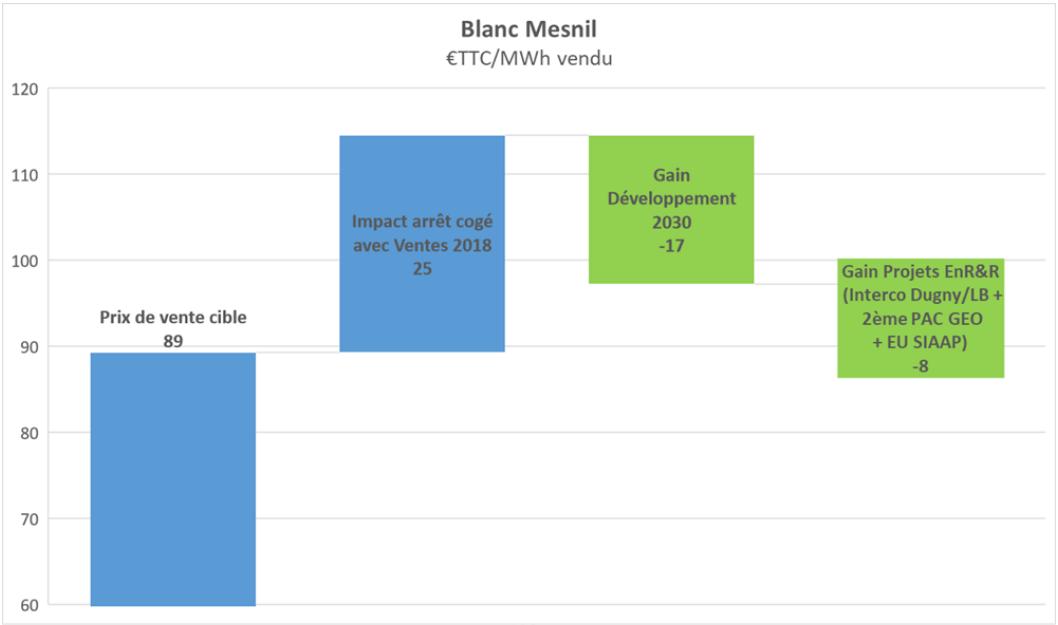
5.4.2 Sevran Rougemont/Perrin

Les gains liés aux développements, et à la baisse des redevances EPT ne permettent pas de compenser complétement l'impact de l'arrêt de la cogénération. Il serait nécessaire de réaliser une hausse du tarif aux abonnés et/ou d'augmenter le financement externe pour les projet EnR&R (que ce soit pour une interconnexion avec Aulnay ou une 2ème biomasse).



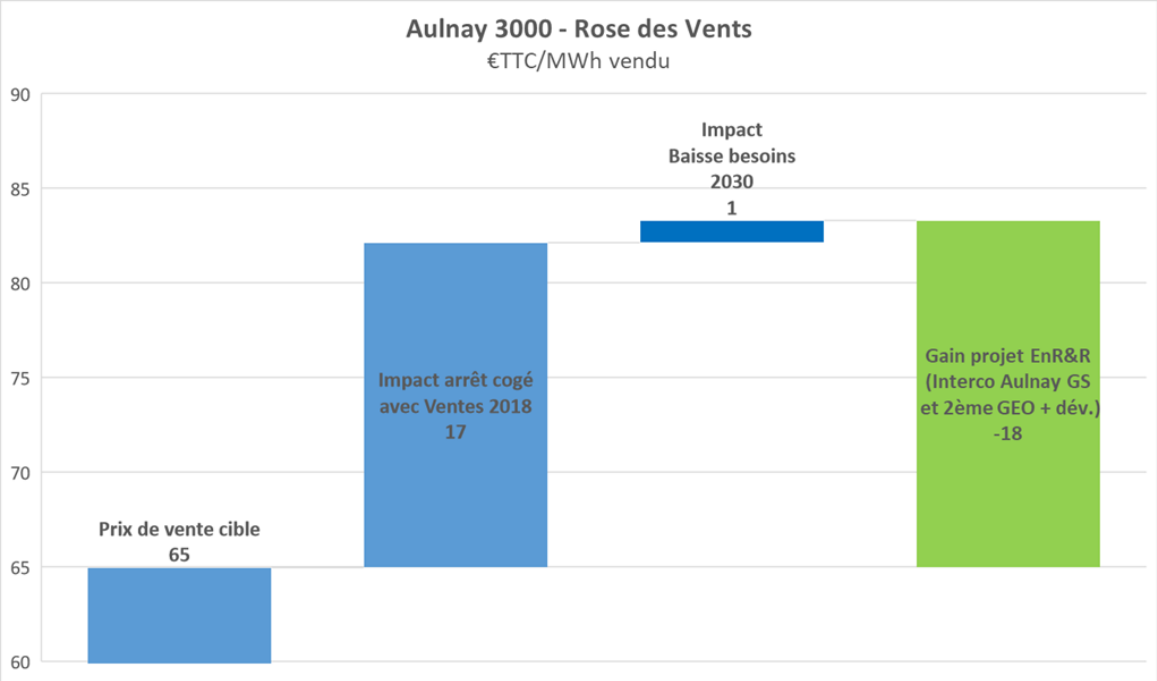
5.4.1 Blanc Mesnil

Le gain intrinsèque liés aux développements et projets EnR&R, normalement subventionnés, est suffisant pour compenser l'impact de l'arrêt de la cogénération.



5.4.1 Aulnay 3000/Rose des vents

Le gain intrinsèque liés au projet EnR&R d'interconnexion avec Aulnay Gros Saule, normalement subventionnés, est suffisant pour compenser l'impact de l'arrêt de la cogénération.



6. SYNTHESE DE L'ANALYSE ET SCENARIO PRIVILEGIE

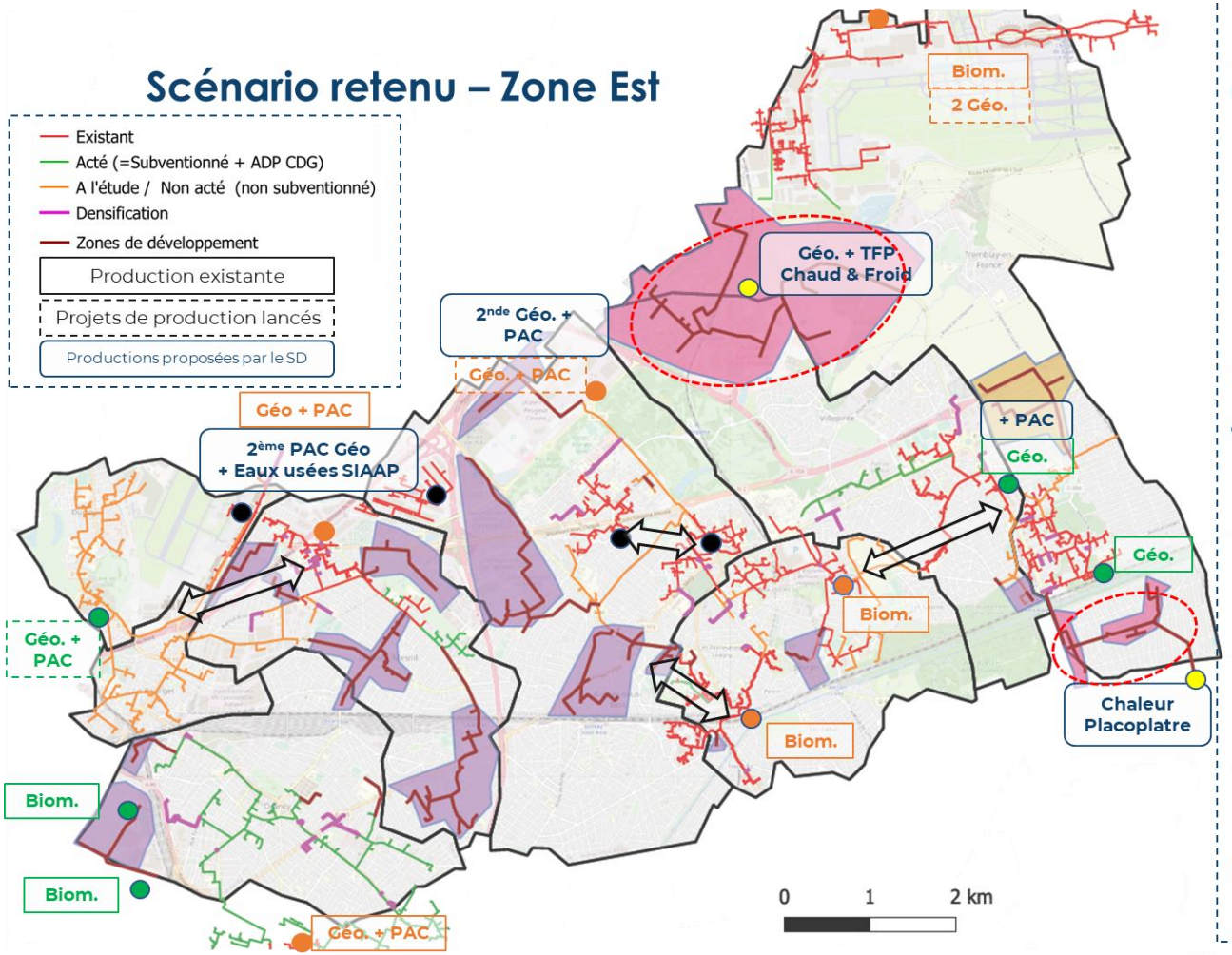
Le tableau ci-dessous synthétise les différents résultats de l'analyse multi-critères des scénarios :

	PCAET 2030	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4	Scénario 5	Scénario 6
		Dev. Actés 2019	Zones >7/10	Zones >5/10	Zones >7/10	Zones >7/10	Zones >5/10
		Sans interco.	Avec interco		Sans interco.	Avec interco.	
	-45 % chauffage	- 30 % chauffage				- 45 % chauffage	
CO₂	+ +	- - -	+ +	+ +	+	+ + +	+ + +
€		+ + +	+ +	+	+	-	- -
		- -	+	+	+	+	+
		+ +	-	-	+	-	-

On constate que :

- Le Scénario n°1/Tendanciel n'est pas envisageable : il ne permet pas d'atteindre les objectifs du PCAET
- Les Interconnexions (Sc2, 3, 5 et 6) présentent un plus grand intérêt environnemental et économique (à encourager)
- Plus la rénovation énergétique (Sc 5 et 6) sera importante, plus l'équilibre économique des réseaux nécessitera des aides importantes (dans un contexte de prix du gaz faible)
- Les zones de moindre densité (Sc 3 et 6) nécessitent plus de financement externe, pour un gain économique et environnemental marginal

Les deux cartes ci-dessous détaillent le scénario privilégié, retenu pour la Phase 4 de l'étude. Il s'agit d'un « entre-deux » entre les scénarios 2 et 5, en termes de zones raccordés (= scénario 2 + zone Nord Tremblay notée 6/10).



Aulnay : Mise en œuvre de la géothermie et des extensions prévues (y compris Val Francilia). A plus long terme, le réseau se développe vers le Centre Ville et Baligny, et un projet commun aux 2 réseaux interconnectés avec une 2nde géothermie permet d'atténuer les effet de la fin des cogés.

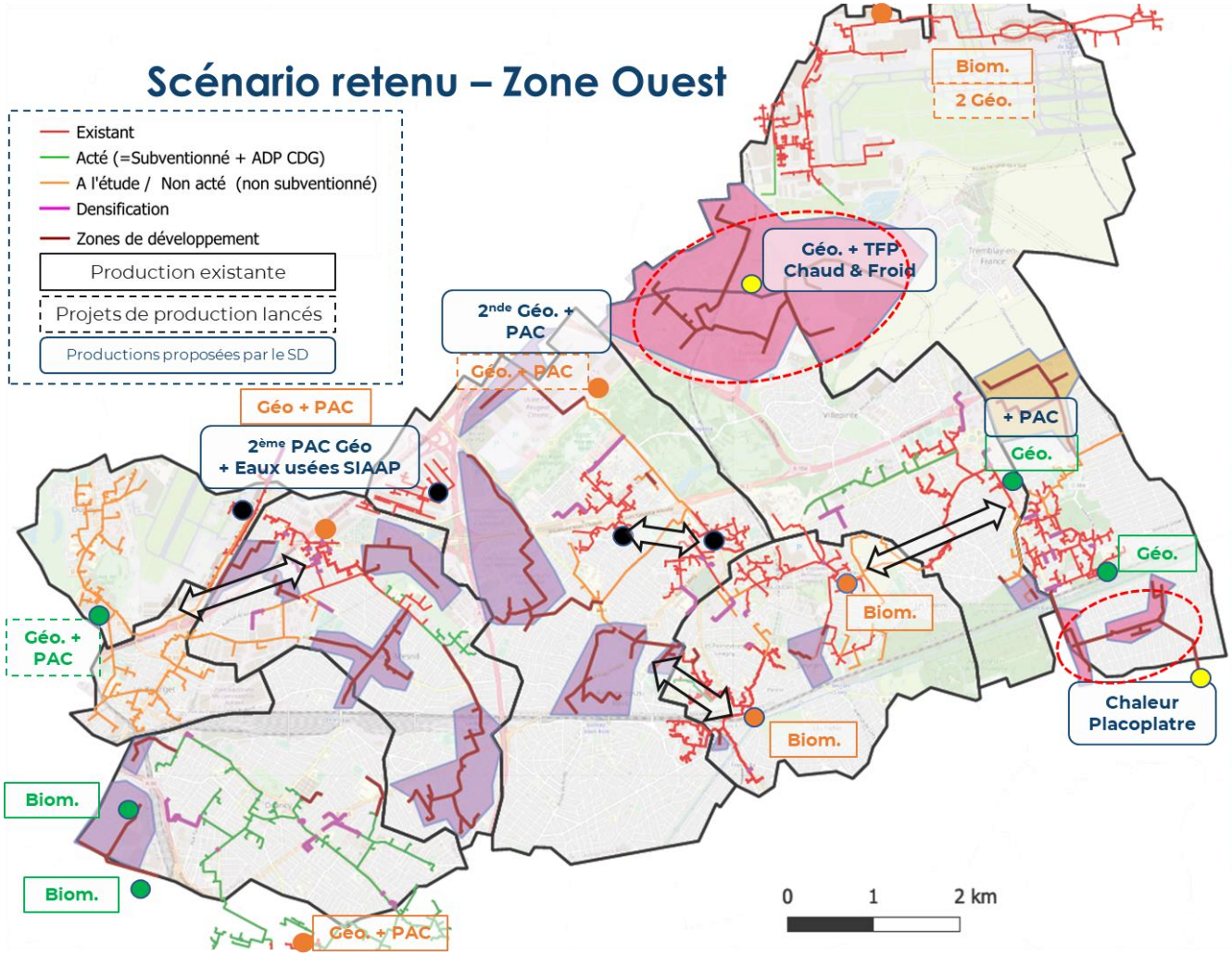
Sevran R. : le réseau poursuit ses densifications et extensions (Briques Rouge). La biomasse ne suffisant pas, et la cogé. arrivant à échéance, l'interconnexion avec Aulnay, à supposer que les calendriers coïncident, permet de maintenir un taux d'EnR&R et un prix cohérent. Si non, d'autres solutions EnR&R peuvent être envisagées.

Sevran B : le réseau poursuit ses densifications et extensions (Terre d'Eaux, Centre-ville). La biomasse actuelle ne suffisant pas, et la cogé. arrivant à échéance, l'interconnexion avec Villepinte permet de maintenir un taux d'EnR&R et un prix cohérent. Ce projet est aussi intéressant que la mise en œuvre d'une biomasse, mais sera subventionné.

Villepinte : le réseau poursuit sa densifications et ses extensions (Vert Galant, Maison d'arrêt). L'interconnexion avec Sevran B. pour mieux valoriser le doublet nécessite la mise en place de Pompes à chaleur.

Tremblay : le réseau poursuit ses densifications et extensions dans le Centre Ville et vers le Nord Est. L'extension vers la nouvelle Maison d'Arrêt nécessite une étude approfondie. La géothermie est suffisante.
Au sud du canal, dont le franchissement semble impossible, un réseau de chaleur alimenté par chaleur fatale de Placoplatre voit le jour après une étude approfondie avec les acteurs du secteur (Maitres d'ouvrage, Placoplatre,…)

Scénario retenu – Zone Ouest



Blanc Mesnil : le réseau poursuit ses densifications et extensions sur les secteurs Pasteur, Centre Ville et abbé Niort, permettant d'épuiser la géothermie actuelle. A plus long terme, un développement vers le sud de la ville, le secteur du Coudray et du 8 Mai font que la géothermie n'est plus suffisante : l'interconnexion avec Dugny/Le Bourget permet de faire un 1er pas, mais seul l'ajout de pompes à chaleur complémentaires et la récupération de chaleur fatale sur le SIAAP permettent de maintenir le taux d'EnR&R.

Dugny / Le Bourget: le réseau est mis en œuvre selon le projet en cours de consultation, et alimente l'ensemble des 2 villes à l'horizon 2027, après une 1ère phase d'alimentation du Village des Médias seul pour les JO 2024. La mise en œuvre d'une géothermie pour des besoins relativement faibles permet de disposer d'énergie renouvelable qui est disponible pour compléter l'alimentation de Blanc Mesnil.

Drancy : le réseau poursuit ses densifications et extensions en partenariat avec Bobigny. Le secteur Ouest de la ville qui n'est pas encore alimenté, se développe, en s'appuyant en 1er lieu sur les biomasses existantes sur le secteur, puis en fonction des besoins sur Bobigny Ouest, par la mise en œuvre d'une géothermie.

7. INTEGRATION CONTRACTUELLE

Les modalités d'intégration contractuelle et d'évolutions possibles de la compétence des réseaux de chaleur et de froid de l'EPT sont détaillées dans le rapport d'analyse juridique de PINTAT AVOCATS.

8. INTERCONNEXIONS ENTRE RESEAUX

Plusieurs scénarios étudiés dans le cadre du schéma directeur des réseaux de chaleur de l'EPT prévoient l'interconnexion de certains réseaux entre eux, afin de faire bénéficier d'une source d'EnR&R un réseau (n°2) sans ou en déficit d'EnR&R ; et situé à proximité d'un autre réseau de chaleur (1), lui-même connecté à la source EnR&R excédentaire.

8.1 Problématiques liées à l'interconnexion

8.1.1 Taux d'EnR&R et contenu CO2 applicable au RCU 2

Il est important de distinguer ici :

- Le taux d'EnR&R fiscal, que la DGFIP peut être amenée à recalculer lors de contrôle fiscal ;
- Le taux d'EnR&R et contenu CO_2 déclarés annuellement à SNCU / FEDENE, qui sert pour les statistiques Eurostat et les outils de calcul réglementaire (DPE, RT 2012, RE 2020)

8.1.1.1 Taux d'EnR&R fiscal

Le Bulletin officiel des Finances publiques précise que la détermination du **seuil** *[des 50% pour bénéficier de la TVA réduite sur le R1]* **s'apprécie par réseau, et par la moyenne des sites productions**. Il pourrait être soutenu que le calcul du seuil de 50% est indifférent au mix énergétique de réseaux intermédiaires :

« B. Modalités de détermination du seuil de 50 %

Le seuil de 50 % s'apprécie de manière globale pour chaque réseau. Lorsque l'énergie calorifique délivrée par un même réseau est issue de plusieurs sites de production, il est fait masse de l'ensemble des sources **d'énergie utilisées pour apprécier le seuil d'éligibilité.**

Remarque : *Il est admis pour le cas où l'exploitant du réseau concédé est contraint, compte tenu notamment des spécificités géographiques du territoire communal, de distribuer la chaleur via deux réseaux techniquement distincts, que le seuil soit apprécié à l'échelle de l'ensemble du réseau concédé à l'opérateur.*» (Bofip n°BOI-TVA-LIQ-30-20-20)

Étant précisé qu'une telle argumentation s'appuie sur la démonstration technique préalable d'une traçabilité de la chaleur EnR&R du site de production au réseau destinataire laquelle est susceptible d'être mise en doute.

En l'espèce, dans l'hypothèse d'un rachat de chaleur par le réseau 2 au réseau n°1 la mixité EnR&R demeure celle du site de production, conformément au mode de calcul précité, sous réserve de la possibilité technique d'une traçabilité de la chaleur produite.

L'intégration au contrat d'une stipulation garantissant l'origine de la chaleur vendue rendrait, par ailleurs, plus robuste la sécurité juridique du contrat.

Il ressort toutefois de la pratique qu'un tel montage est susceptible d'être refusé par la Direction générale de l'énergie et du climat laquelle impose la prise en compte du taux d'EnR&R de l'ensemble du réseau n°1.

Il s'ensuit que le choix d'un taux de mixité identique à celui du réseau n°1 représente une interprétation juridique plus robuste.

Dans le cadre d'une interconnexion, l'administration fiscale prend donc en compte les interconnexions quelle qu'elle soit comme des interconnexions classiques avec le contenu CO_2 et le taux d'EnR&R du réseau 2 calculés de la manière suivante :

- Contenu CO_2 = Contenu CO_2 réseau 1 * % chaleur du réseau 1 dans la mixité du réseau 2 + ∑ Contenu CO_2 autres source de production * % chaleur produite par autres sources dans la mixité du réseau 2

- Taux d'EnR&R = Taux d'EnR&R réseau 1 * % chaleur du réseau 1 dans la mixité du réseau 2 + ∑ Taux EnR&R autres sources de production du réseau 2 * % chaleur produite par autres sources dans la mixité du réseau 2

8.1.1.2 Taux d'EnR&R et contenu CO2 des outils réglementaires

Les opérateurs présentent chaque année le taux d'EnR&R et le contenu CO_2 de leur réseau dans le cadre de la déclaration annuelle des réseaux de chaleur auprès de la FEDENE / SNCU. Cette enquête est utilisée :

- Pour les enquêtes statistiques Eurostat ;
- Pour transmission à la DGEC : La FEDENE / SNCU alimente la DGEC avec les contenus CO_2 (incluant Garantie d'Origine Biogaz et hors GO Biogaz) et taux d'EnR&R des réseaux de chaleur déclarés dans le cadre de l'enquête annuelle en fournissant :
  - Soit la valeur de l'année N-1
  - Soit la moyenne des 3 années précédentes.

  La DGEC utilise ces informations pour :
  - L'arrêté DPE avec les contenus CO_2 des RCU
  - L'alimentation des outils de calculs réglementaires (RT2012 en contenu CO2 brut, et RE2020 en contenu CO2 en cycle de vie)

Le Groupe de Travail Réseaux de chaleur et de Froid mis en place en 2019 par le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire prévoit, à travers son action 17, « d'Adapter la déclaration du taux d'énergies renouvelables et de récupération » dans le but :

- D' étendre le champ des données couvertes par la réglementation au niveau de chaque réseau, pour comporter la production / les imports / les exports pour chaque source d'énergie, la livraison totale du réseau, le taux d'EnR&R du réseau (production de chaleur renouvelable et de récupération nette des imports-exports / production totale de chaleur), le taux d'EnR&R du réseau (production de chaleur renouvelable / production totale de chaleur), la performance énergétique du réseau (production de chaleur nette des imports-exports / livraison de chaleur).

- D'adapter le format de l'enquête statistique pour englober tous les champs décrits ci-dessus et régler de nombreuses questions techniques pendantes. Parmi ces questions est reprise, celle du traitement des interconnexions entre deux réseaux avec possibilité de décorréler le taux d'EnR&R de la chaleur distribuée par le réseau primaire à ses usagers et le taux d'EnR&R de la chaleur transportée au réseau secondaire.

Contactés en 2021, la FEDENE et le SNCU ont confirmé ces nouvelles modalités qui permettent d'adapter le taux d'EnR&R vendu par le réseau 1 au réseau 2 dans le cadre d'une interconnexion. Le taux d'EnR&R est alors soit :

- De 100% ;
- Egale à la mixité du réseau 1.

Cette adaptation s'est traduite par la fiche *Proposition modèle interconnexion 100ENR 2020*, en application depuis 2020 et est prise en compte dans le Guide Méthodologique de l'enquête SNCU 2021. Aucune traduction réglementaire n'a été réalisée pour le moment. FEDENE et SNCU ont relancé les services ministériels pour confirmer l'état d'avancement.

Les éléments déclarés dans l'enquête dans le cadre d'une interconnexion à 100% EnR&R sont :

- Contenu CO_2 :
  - RT 2012 : méthode traditionnelle

    Contenu CO_2 du réseau 2 = 0 (contenu CO_2 de la chaleur 100 % EnR&R achetée au réseau 1) * % chaleur du réseau 1 dans la mixité du réseau 2 + ∑ Contenu CO_2 autres sources de production du réseau 2 * % chaleur produite par autres sources dans la mixité du réseau 2

    Voir le guide méthodologique des enquêtes des années précédentes.
  - RE 2020 l'analyse en cycle de vie (ACV) oblige de prendre un nouvel indicateur pour le contenu CO2, appelé Données environnementales sur l'impact spécifique en CO2 (DESi).

    DESi réseau 2 = 0,XXX (DESi de la chaleur EnR&R achetée au réseau 1) * % chaleur du réseau 1 dans la mixité du réseau 2 + ∑ DESi des autres sources de production du réseau 2 * % chaleur produite par autres sources dans la mixité du réseau 2

Avec 0,XXX (DESi de la chaleur EnR&R achetée au réseau 1) = (%EnR&R1$_{réseau\ 1}$ x DESI EnR&R1$_{réseau\ 1}$ + %EnR&R2$_{réseau\ 1}$ x DESI EnR&R2$_{réseau\ 1}$ + ….) / taux EnR&R du réseau 1 total

Ce DESi est supérieur à 0 si le réseau 1 comporte une production bois (DESi Bois = 0,013 kg/kWh)

Voir le guide méthodologique de l'enquête 2021.

- Taux d'EnR&R = 100% (taux de la chaleur achetée au réseau 1) * % chaleur du réseau 1 dans la mixité du réseau 2 + Taux EnR&R autres source de production * % chaleur produite par autres sources dans la mixité du réseau 2

➔ C'est donc ces valeurs qui seront prises en compte dans l'arrêté et les outils réglementaires. Pour la RE 2020, sans pris en compte des GO Biogaz pour la détermination du taux d'EnR&R.

8.1.2 Juste rémunération des acteurs

La mise en œuvre d'une interconnexion doit permettre à tous les acteurs de trouver un intérêt économique. Pour le réseau 1, une juste rémunération doit être trouvée avec les marges envisageables sur :

- Les charges d'exploitation liées à l'interconnexion :
  - Electricité pour le pompage ;
  - Cout d'exploitation ;
  - Gros Entretien et renouvellement spécifiques aux équipements d'interconnexions (pompes, réseau et échangeur sous-station) ;
  - Redevances autorité délégante ;
- Les ventes de chaleur le cas échéant ;
- Les travaux spécifiques à l'interconnexion et quote-part des travaux réalisés pour l'interconnexion qui serviront ensuite pour des abonnés du réseau 1 ;
- Quote-Part de l'amortissement restant des équipements existants qui seront utilisés pour l'interconnexion (pompes, canalisations et échangeurs) ;

La détermination de cette rémunération passe dans un premier temps par la définition au plus juste des surcoûts réellement supportés par le réseau 1, sur lesquels une marge

pourra être appliquée. En effet, une interconnexion ayant pour objectif de valoriser uniquement une grande quantité de chaleur EnR&R n'engagera pas pour le réseau 1 les mêmes dépenses qu'une somme d'abonnés raccordés au même réseau consommant le même volume d'énergie.

Lorsque les 2 réseaux sont en exploitation par un opérateur :

Les discussions sont menées entre les 2 opérateurs, sous la supervision et l'arbitrage de(s) l'autorité(s) organisatrice(s). Les 2 opérateurs négocieront pour définir les conditions techniques et financières acceptables dans lesquelles cette interconnexion peut être réalisée.

Lorsque le réseau 2 est en création ou remis en concurrence :

La marge réalisée par l'opérateur du réseau 1 pourrait lui permettre de répondre avec une rentabilité optimisée sur le réseau 2, et ainsi créer une distorsion de la concurrence que pourraient mettre en avant les autres candidats.

Il est donc nécessaire de s'assurer de la sécurité juridique du montage pour le réseau 2. Cela passe par :

- Une négociation en amont des clauses d'une convention de vente de chaleur / transport entre l'autorité délégante et l'opérateur du réseau 1 ;
- Une négociation pour assurer une juste rémunération (non excessive) et transparente pour le réseau 1 via la refacturation au futur exploitant du réseau 2. Cette rémunération doit permettre à l'opérateur du réseau 1 de voir un intérêt au projet, en minimisant le risque juridique sur le réseau 2 ;
- La proposition de l'interconnexion et de la convention comme solution énergétique, et non son obligation, dans le cadre de la consultation du second réseau.

8.1.3 Maintien des conditions d'exploitation du réseau 1 sur son périmètre

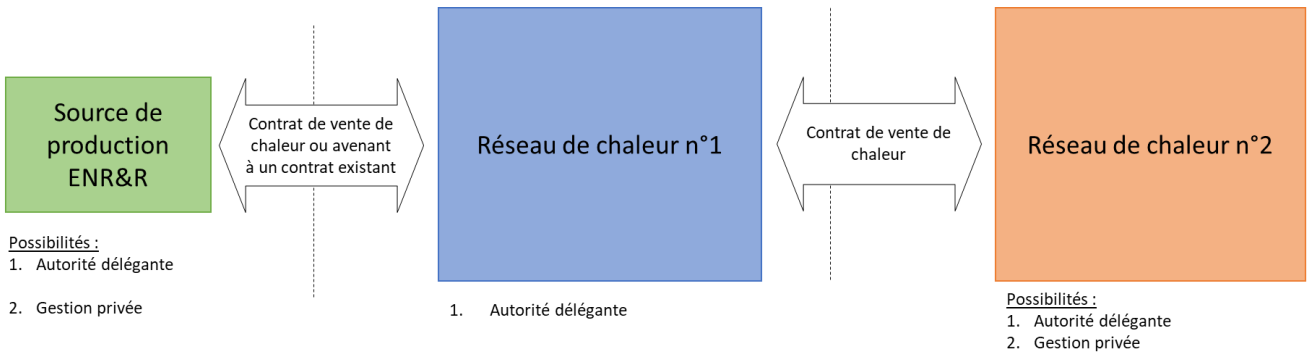
Pour qu'une interconnexion puisse être réalisée, celle-ci ne doit pas modifier les conditions d'exploitation du réseau 1 sur son propre périmètre, c'est-à-dire :

- L'interconnexion de doit pas diminuer la mixité EnR&R du réseau 1 pour ses abonnés actuels et futurs. Les puissances EnR&R contractuelles ne doivent pas être modifiées ;
- Les conditions d'exploitation du réseau 1 ne doivent pas être modifiées : les marges de manœuvre (par exemple sur la surpuissance EnR&R disponible à la source 1 par rapport à la puissance garantie) permettant un confort d'exploitation ne doivent pas être diminuées ;
- L'interconnexion ne doit pas obérer les éventuels développements du réseau 1, en particulier sur les capacités de transport de puissance des canalisations servant à l'interconnexion.

8.2 Montages envisageables

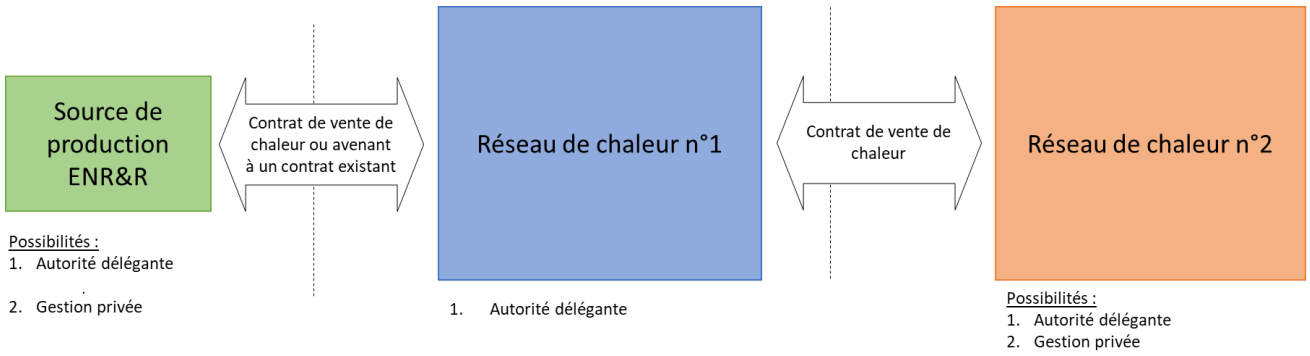
Trois montages peuvent être envisagés pour mettre en place une interconnexion :

1. **La vente de chaleur entre les réseaux concernés – Au taux d'EnR&R du réseau 1**



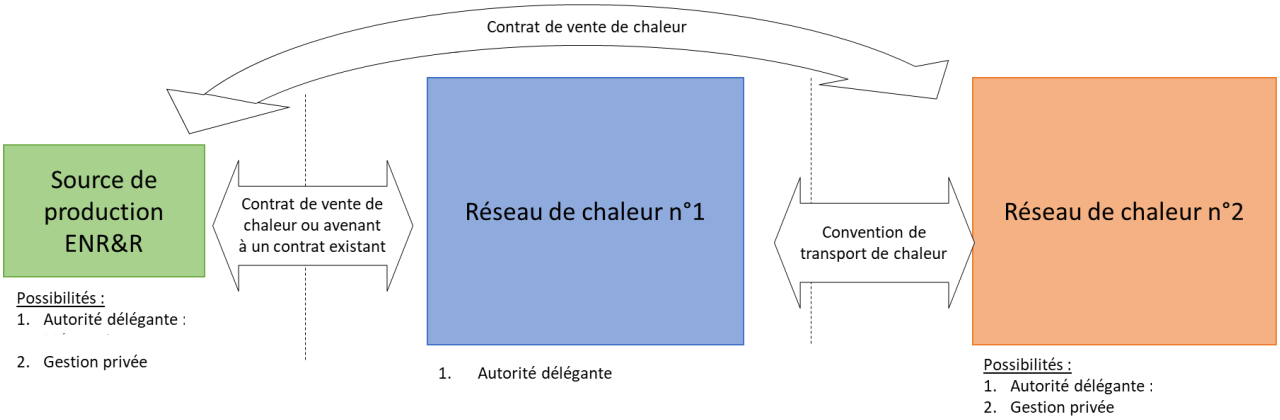
Le réseau 1 achète toute la chaleur au producteur ENR&R et se charge de revendre de la chaleur au réseau de chaleur 2. La chaleur vendue est à la mixité EnR&R du réseau 1.
Ce montage était, jusqu'à il y a peu de temps, le seul possible si le réseau de chaleur 2 achetait la chaleur du réseau de chaleur 1, la DGEC imposant la prise en compte du taux d'EnR&R moyen du réseau 1.

2. **La vente de chaleur entre les réseaux concernés – A 100 % EnR&R**



Le schéma est le même que précédemment. Le réseau 1 achète toute la chaleur au producteur ENR&R et se charge de revendre de la chaleur au réseau de chaleur 2.
Néanmoins, la chaleur vendue au réseau 2 est 100% EnR&R, le taux d'EnR&R du réseau 1 étant diminué à due proportion.
Ce montage est rendu possible par les conclusions du groupe de travail gouvernemental sur les réseaux de chaleur et les éléments indiqués par la FEDENE et SNCU (voir ***Erreur ! Source du renvoi introuvable. Erreur ! Source du renvoi introuvable.***).

3. La vente de chaleur entre la source de production et chacun des deux réseaux, accompagnée de transport de chaleur par le réseau situé entre la source de production et le second réseau



L'opérateur de la source de production ENR&R vend une partie de sa chaleur au réseau n°1 et une partie au réseau n°2. Le réseau de chaleur n°1 assure le transport de la chaleur entre la source de production ENR&R et le réseau de chaleur n°2.

Ce montage est mis en place pour permettre au réseau 2 l'achat de chaleur à la mixité EnR&R du site de production (la source d'EnR&R), en garantissant une traçabilité de la chaleur produite.

8.3 Comparaison des montages

Les trois montages contractuels sont comparés sur la base de différents critères :

<table>
<tr><th></th><th>1. Vente de chaleur entre les réseaux – Mixité EnR&R réseau 1</th><th>2. Vente de chaleur entre les réseaux – 100% EnR&R</th><th>3. Vente de chaleur entre la source et chacun des réseaux + transport de chaleur par réseau 1</th></tr>
<tr><td>Contrats à prévoir[1]</td><td colspan="2">- Convention de vente de chaleur entre la source et le réseau 1 (+ autorité concédante)
- Convention de vente de chaleur entre le réseau 1 et le réseau 2 (différent de la police d'abonnement du réseau 1) (+autorité concédante)

Ou un seul contrat avec l'ensemble des parties, les obligations des différentes parties se répondant</td><td>- Convention de vente de chaleur entre la source ENR&R et le réseau 1 (+ autorité concédante)
- Convention de vente de chaleur entre la source ENR&R et le réseau 2 (+ autorité concédante)
- Convention de transport entre les réseaux 1 et 2 et l'(es) autorité(s) concédante(s)

Ou un seul contrat avec l'ensemble des parties, les obligations des différentes parties se répondant</td></tr>
<tr><td>Puissance réservée à la source EnR&R</td><td colspan="2">- Pour réseau 1 : puissance actuelle + puissance complémentaire pour interconnexion</td><td>- Pour réseau 1 : puissance actuelle
- Pour le réseau 2 : puissance complémentaire pour interconnexion</td></tr>
<tr><td>Mixité ENR&R de la chaleur fournie au réseau 2</td><td>Mixité ENR&R du réseau 1</td><td colspan="2">Mixité ENR&R de la source de production</td></tr>
<tr><td>Portage des investissements</td><td colspan="3">-Mise en œuvre et financement par le réseau 1, refacturé au réseau 2 au travers d'un droits de raccordement et/ou de termes dédiés au sein du prix de vente (abonnement ou proportionnel, cette 2ème possibilité étant plus risquée pour le réseau 1)</td></tr>
<tr><td>Installations techniques spécifiques à prévoir</td><td colspan="3">- Augmentation de la capacité d'échange de chaleur entre la source ENR&R et le réseau 1</td></tr>
<tr><td>Comptage</td><td colspan="2">- Le réseau 1 fait son affaire de l'achat d'énergie à la source EnR&R
- Comptage de la quantité de chaleur mesurée à l'interconnexion par le réseau 1 au réseau 2</td><td>- En sortie de source d'EnR&R il est compté X MWh de chaleur fatale
- A l'interconnexion entre les 2 réseaux, il est mesuré Y MWh
- Le réseau 1 utilise X-Y MWh</td></tr>
</table>

[1] Les obligations contractuelles à prévoir sont : fourniture de chaleur / enlèvement de chaleur / transport de chaleur, chacune devrait être assortie de pénalités en cas de non-respect. Ce socle d'obligations est à faire figurer quel que soit le montage

	1. Vente de chaleur entre les réseaux – Mixité EnR&R réseau 1	2. Vente de chaleur entre les réseaux – 100% EnR&R	3. Vente de chaleur entre la source et chacun des réseaux + transport de chaleur par réseau 1
Prise en compte des pertes thermiques du réseau 1[2]	Le réseau 1 fait son affaire des pertes de chaleur (prix de revente au réseau 2 supérieur au prix d'achat à la source EnR&R).		- Les pertes liées au transport sont alors supportées par l'un des acteurs : o Le source d'EnR&R en diminution du prix de la chaleur vendu au réseau 1 ; o Le réseau 2 avec un prix de la chaleur plus élevé payé à la source d'EnR&R, qui en contrepartie diminue le prix de la chaleur au réseau 1 ; Le réseau 2 en se faisant facturer les pertes par le réseau 1 en charges « d'exploitation » fixes.
Couts de l'énergie facturée au réseau 2	- Au réseau 1 : Energie mesurée à l'interconnexion y compris pertes Couts d'exploitation +Marge acceptable		- A la source EnR&R : Energie : Y MWh de chaleur - Au réseau 1 : Pertes thermiques Couts d'exploitation +Marge acceptable
Rôle de l'exploitant du réseau 1	- Exploitant du réseau et fournisseur d'énergie, dans des conditions spécifiques		- Transporteur / « loueur » de réseaux

[2] Ces pertes sont globalement fixes. Elles peuvent être définies précisément par un logiciel de simulation thermique ou plus simplement par l'application d'un rendement réseau (pouvant être égal au rendement global du réseau 1).

9. CLASSEMENT DES RESEAUX

Une note sur l'opportunité de classement des réseaux de chaleur est jointe en annexe au présent document.

10. PEREQUATION TARIFAIRE

Sur le modèle des réseaux de gaz ou d'électricité, et de manière à créer un service public de chaleur homogène sur le territoire, la péréquation tarifaire est étudiée.

10.1 Le tarif doit refléter le coût du service

En droit, la péréquation des tarifs est susceptible d'entrer en contradiction avec le principe selon lequel l'usager ne doit pas prendre en charge des dépenses étrangères au service et exclut donc, de fait, les coûts « étrangers » au service public dont bénéficient les usagers :

« Considérant que, par délibération du 29 octobre 1990, le conseil municipal de Saint-Etienne a adopté les nouveaux tarifs de vente du mètre cube d'eau potable et les annexes tarifaires pour les années 1991 et 1992 ; qu'après avoir retiré cette délibération en tant qu'elle porte sur les tarifs de l'année 1992, le conseil municipal a, le 4 novembre 1991, pris une nouvelle délibération fixant pour l'année 1992 des tarifs identiques à ceux précédemment adoptés ; qu'il ressort tant des débats du conseil municipal que de la présentation des comptes prévisionnels de la régie des eaux que les augmentations de tarifs ainsi adoptées étaient notamment motivées par le souhait qu'une partie des redevances perçues par le service municipal de distribution des eaux puisse être reversée au budget général de la ville afin de couvrir des charges étrangères à la mission dévolue à ce service ; que, dès lors, les délibérations attaquées, qui ont institué des redevances qui ne trouvent pas leur contrepartie directe dans des prestations fournies par le service public municipal de distribution de l'eau, étaient entachées d'une erreur de droit ; que, par suite, la ville de Saint-Etienne et la société stéphanoise des eaux ne sont pas fondées à se plaindre que, par le jugement attaqué, le tribunal administratif a annulé la délibération du conseil municipal de Saint-Etienne en date du 29 octobre 1990, en ce qu'elle porte approbation du prix de l'eau et des annexes tarifaires pour 1991, et la délibération du 4 novembre 1992 (CE, 30 septembre 1996, société stéphanoise des eaux n°s 156176 156509, voir également, CE 30 octobre 1996, Mme Wajs, n°s 136071 142688) »

Par ailleurs, l'application de ce principe est illustrée, en matière d'eau et d'assainissement, par l'absence d'imposition immédiate d'un tarif harmonisé suite au transfert obligatoire de ces compétences à compter du 1er janvier 2020.

Au stade du transfert, les établissements publics de coopération intercommunale bénéficiaires se trouvent liés par les contrats souscrits. La multiplicité des conditions initiales d'exécution entraîne nécessairement une disparité des prix sur le territoire communautaire. Le principe d'égalité de traitement des usagers imposerait alors une convergence tarifaire. Pour autant, ni la loi ni le règlement ne prévoient de période maximale pour atteindre une convergence de prix.

En effet, le ministère de l'Intérieur précise que « l'imposition immédiate d'un tarif harmonisé au sein de l'espace communautaire doit être exclue ».

La cause juridique de cette exclusion peut être trouvée dans le principe selon lequel le prix versé par les usagers doit en principe refléter uniquement le coût de ce service public. En outre, la modification unilatérale des tarifs, et donc de la rémunération du titulaire, emporte un droit à indemnisation de ce dernier.

Au demeurant, le ministère de la Cohésion des territoires et des relations avec les collectivités territoriales précise que la convergence des tarifs découlerait plus aisément de l'harmonisation des contrats transférés au stade du renouvellement.

En l'espèce, il semble que certains usagers pourraient remettre en cause un tarif unique, en ce qu'il intégrerait des dépenses issues de réseaux auxquels ils ne sont pas raccordés.

Cette question n'a pas encore été traitée spécifiquement par le juge administratif. L'analyse financière de chacun des contrats devrait quoi qu'il en soit déterminé dans quelle mesure une convergence vers un tarif unique serait justifiée.

10.2 Conclusion

La faculté pour l'EPT de mettre en œuvre un tarif unique est limitée :

- par le principe selon lequel le prix versé par les usagers doit en principe refléter uniquement le coût de ce service public, d'une part. Ledit coût varie en fonction des conditions d'exécution de chacun des contrats en cours.
  Aussi, une convergence tarifaire pourrait être envisagée dans la seule limite d'une justification de l'évolution des tarifs au regard de chacun des contrats.
  Cette convergence exige dès lors une analyse financière de chacun des contrats impliqués afin de dégager la possibilité d'un scénario de péréquation.

- par le droit de compensation des titulaires, d'autre part.

  En effet, la modification (unilatérale) des tarifs emporterait une modification de la rémunération de chacun des titulaires, lesquels en demanderont la compensation sous réserve d'une acceptation par avenant de ces derniers.

Il s'ensuit que la mise en œuvre d'un scénario de convergence tarifaire découlera plus probablement soit d'un renouvellement harmonisé des contrats, soit de la passation d'un contrat unique.

11. ANNEXE 1 : Hypothèses financières retenues en Phase 3

11.1 Hypothèses d'investissements

Les hypothèses d'investissements qui ont servies à l'élaboration des CEP par projets et des scénarios du présent schéma directeur sont détaillées ci-dessous.

Création et Extensions Réseaux

- Cout moyen des réseaux chaud : **900 €HT/ml** de tranchées (2 tubes)
- Cout moyen des réseaux froid : **1 100 €HT/ml** de tranchées (2 tubes)

Passages particuliers

Prix unitaire	Prix passage tramway/RER	Prix passage rivière/canal	Prix passage Autoroute
Prix unitaire total	110 000 €	330 000 €	220 000 €

Création Sous-stations d'abonnés (Chaud ou froid)

Prix d'une SST inférieure à 150 kW	25 000 €
Prix d'une SST entre 150 kW et 300 kW	27 500 €
Prix d'une SST entre 300 kW et 500 kW	30 000 €
Prix d'une SST supérieure à 500 kW	35 000 €

Création Sous-stations d'interconnexion

Sous-station d'interconnexion	Puissance utile	Prix Process €HT	Prix bâtiment €HT
Interconnexion projet Dugny/Le Bourget <-> Blanc Mesnil	5 000 kW	176 000 €	143 000 €
Interconnexion Villepinte <-> Sevran B.	5 000 kW	176 000 €	143 000 €
Interconnexion Aulnay GS - Aulnay 3000	5 000 kW	176 000 €	143 000 €
Interconnexion Aulnay GS - Sevran R/P	5 000 kW	176 000 €	143 000 €

Nouveaux moyens de production de chaleur EnR&R

*Tous les montants indiqués comprennent une marge de sécurité & aléas de **10%.***

	Puissance EnR&R en + MW installée	Investissement nécessaire Production EnR seule k€HT
2 géothermie + PAC ADP Roissy CDG	20,0	16586
Chaleur Eau usées SIAAP + PAC pour Blanc Mesnil	2,1	1650
2ème PAC sur géothermie pour Blanc Mesnil	3,0	1650
2ème chaufferie biomasse Sevran B.	2,40	1870
2ème chaufferie biomasse Sevran R/P	1,50	908
Chaleur fatale Placoplatre pour Tremblay Sud	1,1	550
1 géothermie Bobigny (part pour Drancy seul)	8,0	10560
1 géothermie Aulnay SAS EnR + PAC	9,0	Inclus dans prix de la chaleur vendu
1 PAC sur géothermie Villepinte	7,5	Inclus dans prix de la chaleur vendu
2eme géothermie + PAC Aulnay	9,8	17600
1 géothermie Dugny/Le Bourget + PAC	9,0	17600
1 géothermie PN2/Parc expo/Colisée/ZAC Aerolians	7,6	22000

Nouveaux moyens de production d'appoint/secours gaz

Lorsque la puissance des moyens de production existants d'appoint/secours (gaz, fioul) était insuffisante pour fournir les besoins des extensions de réseaux, il a été retenu la mise en place de nouvelles chaudières gaz.

Le ratio retenu est de **110 €HT/kW utile gaz** installé. Le tableau ci-dessous fourni les puissances et coûts dans le scénario avec les besoins maximum (scénario 2) :

Réseau concerné	Puissance actuelle/déjà prévue chaufferies gaz	Puissance supplémentaire pour couvrir besoins 2030 (avec Zones >=5/10)	Prix total €HT (process+ bati)
RCU ADP ROISSY CDG	135 150 kW	0 kW	- €
RCU AULNAY 3000	26 300 kW	0 kW	- €
RCU BLANC MESNIL	14 100 kW	47 596 kW	**5 235 514 €**
RCU GAZ AULNAY GARONOR	2 500 kW	0 kW	- €
RCU AULNAY GS	30 000 kW	61 247 kW	**6 737 185 €**
RCU SEVRAN B.	29 000 kW	34 713 kW	**3 818 381 €**

RCU SEVRAN R/P	30 000 kW	2 756 kW	**303 212 €**
RCU TREMBLAY	27 700 kW	0 kW	**- €**
RCU VILLEPINTE	28 000 kW	0 kW	**- €**
RCU BOBIGNY-DRANCY	44 000 kW (prorata Drancy seul)	0 kW	**- €**
PROJET RCU DUGNY/LB + ADP	31 000 kW	4 676 kW	**514 373 €**
PROJET RCU PN2/Colisée/Aerolians		28 977 kW	**3 187 479 €**
PROJET RCU SUD TREMBLAY		4 509 kW	**496 025 €**

11.2 Hypothèses de charges

Couts des énergies

Prix du gaz naturel (hors TICGN)	27,0 €HT/MWh PCS
Prix d'achat chaleur fatale PLACOPLATRE	10,0 €HT/MWh
Prix d'achat de l'électricité Geo & PAC (Geo et E.U SIAAP)	90,0 €HT/MWhé
Prix de vente de la chaleur GEO Villepinte à Sevran B.	36,5 €HT/MWh
Prix de vente de la chaleur GEO Dugny/LB à BM	25,0 €HT/MWh
Prix de vente de la chaleur 2ème GEO Aulnay à Sevran R/P	25,0 €HT/MWh
Prix de vente de la chaleur GEO Aulnay SAS ENR CORIANCE	48,1 €HT/MWh

Rendements

Réseau de chaleur	90 à 93%
Chaudières biomasse	85 à 87%
Chaudières gaz	90%

Charges P2 entretien courant

Réseaux et sous-stations	3,5 €HT/MWh livré
Gaz	0,5 €HT/MWh livré
Biomasse	5,0 à 8,0 €HT/MWh livré
Chaleur fatale (SIAAP/PLACO)	1,0 €HT/MWh livré
Géothermie DOGGER	3,0 €HT/MWh livré
PAC sur GEO DOGGER	0,2 €HT/MWh livré
Autres frais entretien	2,5 €HT/MWh livré

Charges P3 GER

	en % par an de l'investissement
P3 Réseaux + SST	0,75%
P3 Production EnR&R	1,50%
P3 Production A/S Gaz	1,00%

Hypothèses financières

Taux d'intérêt emprunts	3%
Marge P1	15%
Taux de rentabilité après Impôts	Entre 5 et 9%

12. ANNEXE 2 : RESULTATS DETAILLES DE L'ANALYSE ECONOMIQUE

13. ANNEXE 3 : PRESENTATIONS ET CR DES COTECH ET COPILS DE LA PHASE 3

14. ANNEXE 4 : NOTE SUR LE CLASSEMENT DES RCU

15. ANNEXE 5 - DETAIL DES VENTES 2030 PAR RCU