



Schéma directeur du réseau de chaleur de la Ville de Vélizy-Villacoublay

Ville de VÉLIZY-VILLACOUBLAY

18/07/2019

8734

Indice	Auteur
1	MTB
2	JL
3	JL

Sage Services Energie - Conseil et assistance à maîtrise d'ouvrage

Siège social : 174 avenue Charles de Gaulle - 92200 Neuilly-sur-Seine

Bureaux : rue des Fermes Cadot - 27600 Saint-Aubin/Gaillon - Std. 02 32 53 31 10 - fax 02 32 53 47 97

S.A.R.L. au capital de 130 000 € - R.C.S. Nanterre 489 575050

www.sage-energie.fr

Table des matières

Table des matières.....	2
Index des figures.....	3
Index des tableaux.....	5
Introduction	6
1 Diagnostic du réseau	6
1.1 Contexte et historique du réseau.....	6
1.2 Contexte contractuel	7
1.2.1 Avenant n°1	7
1.2.2 Avenant n°2	7
1.2.3 Avenant n°3	7
1.2.4 Avenant n°4.....	8
1.3 Audit technique	9
1.3.1 Les centrales de production	9
1.3.2 Patrimoine raccordé – Installations secondaires	11
1.3.3 Evolution des consommations et puissances souscrites par abonné.....	14
1.3.4 Consommations surfaciques des abonnés.....	15
1.4 Grille d’indicateurs de performance du réseau.....	16
1.4.1 Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire.....	16
1.4.2 Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité	19
1.4.3 Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d’eau chaude sanitaire.....	25
1.4.4 Satisfaire les attentes de services des abonnés et usagers	26
1.4.5 Prix moyen d’un équivalent logement.....	28
1.5 Audit économique	29
1.6 Composition du R1 et actualisation.....	31
1.7 Situation de référence	33
1.7.1 Rigueur retenue.....	33
1.7.2 Détail de la situation de référence.....	34
1.8 Evolution programmée de la production	34
1.8.1 Arrêt de la cogénération TAG1 : impact technique	34
1.8.2 Arrêt de la cogénération TAG1 : impact économique	35
1.8.3 Situation initiale projetée.....	36
2 Evolution du réseau	37
2.1 Evolution sur les bâtiments raccordés	37
2.1.1 Evolution globale sur le réseau	37
2.1.2 Evolution spécifique	38
2.2 Développements envisageables.....	39
2.2.1 Vue d’ensemble.....	39

2.2.2	Sud A86.....	40
2.2.3	Développement du réseau.....	41
2.2.4	Intégration de nouvelles constructions.....	42
2.2.5	Conclusion sur le développement.....	43
2.2.6	Faisabilité des extensions.....	43
2.3	Passage en basse température.....	46
3	Intégration d'énergies renouvelables	47
3.1	Présentation	47
3.2	Réseaux publics et privés à proximité du réseau	48
3.3	Chaleur fatale	50
3.3.1	Les Unités d'Incineration de Déchets Non Dangereux (UIDND).....	51
3.3.2	Les Data Centers.....	52
3.3.3	Récupération de chaleur sur les eaux usées des Stations de Traitement des Eaux Usées (STEU)	54
3.4	Géothermie.....	56
3.4.1	L'usage de pompes à chaleur en relève	59
3.5	Biomasse.....	59
3.6	Présentation des scénarios.....	63
3.7	Situation de référence projetée avec extension	63
3.8	Intégration de la géothermie avec extension	64
3.9	Intégration d'une chaufferie bois avec extension.....	65
4	Impact économique	66
4.1	R1	66
4.2	R2	67
4.3	Prix moyen tout compris	67
5	Synthèse – Plan d'action	68
6	Annexes.....	70

Index des figures

Figure 1	– Vue de la Ville et représentation du réseau de chaleur.....	6
Figure 2	– Schéma des productions du réseau de chaleur	9
Figure 3	– Chaufferie V3 et V2 (chaufferie enterrée) Image : Google Earth	10
Figure 4	– Situation géographique des chaufferies et réseaux HP / BP.....	10
Figure 5	– Répartition des abonnés par typologie (consommations).....	11
Figure 6	– Répartition des abonnés (consommations)	12
Figure 7	– Répartition des UA et MWh des plus gros abonnés sur l'année 2017	13
Figure 8	– Evolution des UA et MWh par abonné entre 2016 et 2017.....	14
Figure 9	– Ratio de consommation surfacique (2017).....	15
Figure 10	– Ratio de consommation ECS (2017).....	16

Figure 11 – Evolution de la puissance souscrite en Unités d’Abonnement (UA).....	18
Figure 12 – Mixité énergétique 2016 et 2017	19
Figure 13 – Mixités en % depuis 2011.....	20
Figure 14 – Mixité énergétique mois par mois sur l’année 2017	21
Figure 15 – Emission de CO ₂	22
Figure 16 – Rejet CO ₂ mensuel.....	22
Figure 17 – Consommation d’eau sur le réseau en 2017.....	24
Figure 18 – Evolution du compte GER.....	25
Figure 19 – Evolution du prix moyen €/MWh.....	27
Figure 20 – Compétitivité des réseaux en 2017 – Source : AMORCE	29
Figure 21 – Evolution du résultat financier	31
Figure 22 - Mixité contractuelle	31
Figure 23 - Evolution du prix des énergies	32
Figure 24 - Evolution de la rigueur annuelle	33
Figure 25 – Evolution du prix du R1 HT à la suite de l’arrêt de la TAG1	35
Figure 26 – Evolution du tarif.....	36
Figure 27 – Consommation de MWh en sous-station et ratio par DJU	37
Figure 28 – Plan du réseau	39
Figure 29 – Plan sud A86. Source : Google Earth	40
Figure 30 – Exemple abonné potentiel (5). Source : Google Earth.....	40
Figure 31 – Sites identifiés comme abonnés potentiels. Source : Google Earth	41
Figure 32 – Sites identifiés rénovation urbaine. Source : Google Earth	42
Figure 33 – Raccordement du secteur sud A86	44
Figure 34 – Galerie piétonne.....	45
Figure 35 – Réseaux de chaleur à proximité – Source : Via Sèva.....	48
Figure 36 – Réseaux de Vélizy et de Meudon-la-Forêt – Source : Via Sèva.....	49
Figure 37 – Liaison Vélizy-Villacoublay – Meudon-la-Forêt	50
Figure 38 – Gisement chaleur fatale issue des UIDND – Source : ADEME.....	51
Figure 39 – Gisement chaleur fatale issue des Data Centers – Source : ADEME.....	52
Figure 40 – Potentiel Data Centers : Green Data Center 3	53
Figure 41 – Gisement chaleur fatale issue des STEU – Source : ADEME	54
Figure 41 – Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Energido – Source : VEOLIA ...	55
Figure 41 – Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Degrés Bleus – Source : Suez Environnement.....	56
Figure 42 – Vue générale d'un réseau de chaleur alimenté par géothermie – Source : ADEME et BRGM	57
Figure 43 – Evolution du nombre de puits géothermique depuis 1969 – Source : BRGM	58
Figure 44 – Schéma de principe d’une PAC sur réseau de chaleur – Source : BRGM.....	59
Figure 45 – Cycle bois – Source : Biomasse Normandie	60
Figure 46 – Carte des chaufferies bois >1MW en Ile-de-France – Source : Biomasse énergie	61
Figure 47 – détail scénario référence.....	63

Figure 48 – détail scénario Géothermie - PAC	64
Figure 49 – détail scénario Biomasse	65

Index des tableaux

Tableau 1 - Puissances et âges moyens des générateurs	9
Tableau 2 – caractéristiques des abonnés	11
Tableau 3 – Notation des consommations surfaciques	15
Tableau 4 – Quantité d’énergie consommée.....	19
Tableau 5 – Facteur de ressource primaire.....	23
Tableau 6 – Prix moyen tout compris	26
Tableau 7 – Prix moyen logement type	28
Tableau 8 – Enquête de satisfaction menée par Vélidis	29
Tableau 9 – Résultat du compte d’exploitation	30
Tableau 10 – Evolution du R1.....	32
Tableau 11 – Définition des DJU de référence.....	33
Tableau 12 – Récapitulatif de la situation de référence	34
Tableau 13 – Récapitulatif des situations de référence.....	36
Tableau 14 – Déraccordements prévus	38
Tableau 15 – Evolution des sites prévus en déaccordement	38
Tableau 16 – Tableau des prospectus Sud A86.....	41
Tableau 17 – Tableau des prospectus	42
Tableau 18 – Tableau des prospectus (constructions prévisionnelles)	43
Tableau 19 – Evolution situation initiale / situation 2021	43
Tableau 20 – Caractéristiques extension sud A86	45
Tableau 21 – Caractéristiques des réseaux à proximité	48
Tableau 22 – Caractéristiques des chaufferies biomasse en Ile-de-France.....	61
Tableau 23 – Détail mixe R1	66
Tableau 23 – Détail R2.....	67
Tableau 23 – Prix moyen	67

Introduction

Dans un contexte où l'environnement est au cœur de l'actualité, où l'objectif de remplacer les combustibles fossiles est devenu une nécessité, notamment au regard de la loi de Transition Energétique de la Croissance Verte, la Ville de Vélizy-Villacoublay présente dans ce document le **schéma directeur du réseau de chaleur de la Ville**.

L'objectif est notamment de déterminer les **solutions émergentes, efficaces, flexibles et fiables** permettant de **développer les réseaux de chaleur** sur la Ville de Vélizy-Villacoublay à travers des **propositions innovantes**.

1 Diagnostic du réseau

1.1 Contexte et historique du réseau

Le réseau de chaleur de la Ville de Vélizy-Villacoublay, réalisé en 1962, alimente actuellement 129 sous-stations pour 106 abonnés par l'intermédiaire d'un réseau totalisant plus de 17 km de canalisations. La délégation actuelle est assurée par Engie Réseaux d'une durée de 16 ans à compter du 07 juillet 2008. Ce réseau est alimenté par 2 sites principaux de production (chaufferie « V2 » et chaufferie « V3 ») interconnectées.



Figure 1 – Vue de la Ville et représentation du réseau de chaleur

1.2 Contexte contractuel

Nous rappelons que les rapports entre la Ville et son délégataire sont régis par la Convention de Délégation de Service Public de Production et Distribution de Chaleur et ses avenants.

Les prestations confiées au délégataire à travers ce contrat sont la **production**, le **transport** et la **distribution** de la chaleur depuis la chaufferie centrale jusqu'aux sous-stations. Le contrat actuel de Délégation de Service Public, d'une durée de 16 ans, a pris effet au 7 juillet 2008 : il est assuré par Engie réseaux à travers sa filiale **Vélidis** (société dédiée à l'exploitation du réseau).

Les 4 avenants, qui ont depuis été signés, sont détaillés ensuite.

1.2.1 Avenant n°1

Cet avenant a pour objets :

- de définir le terme de la délégation au 30 juin 2024 (30 juin 2023 initialement), et ce, afin de faire correspondre la fin de la délégation avec le contrat d'obligation d'achat de la centrale de cogénération COGELYO,
- de définir les modalités de la mise en conformité liée à l'arrêté préfectoral en date du 27 janvier 2012,
- de définir les modalités d'intégration du PNAQIII dans l'économie générale de la DSP,
- de réajuster les formules de révision du terme R1V2,
- de préciser les modalités de rupture anticipée des polices d'abonnement,
- de modifier le périmètre de la délégation de service public.

1.2.2 Avenant n°2

Cet avenant a été contractualisé en décembre 2013 pour une application au 01/01/2014.

Il permet de répercuter le coût des travaux réalisés par VELIDIS dans le cadre de la continuité de service. En effet, des arrêts techniques sont pratiqués sur le réseau pour l'entretien et la réparation de certaines sections. Des modifications ont donc été opérées sur le réseau et en chaufferie afin de permettre le fonctionnement continu du réseau durant tout l'été. Cette opération est notamment profitable pour des installations telles que les piscines.

1.2.3 Avenant n°3

Cet avenant a notamment pour objet de prendre en compte la suppression des Tarifs Régulés de Vente de Gaz naturel, lesquels servent de base à la formule d'indexation du terme R1V2 prévue par la Convention.

L'avenant 3 est également destiné à prendre en compte les conditions de revente de l'électricité produite à partir de l'unité de cogénération. Celles-ci ont été modifiées par arrêté ministériel du 9 octobre 2013 ; et nécessitent de modifier les conditions financières de la délégation.

Cet avenant prend en compte les modifications réglementaires suivantes :

- Réforme fiscale sur les taxes applicables (TICGN, CTSSG et CSPG)

-
- La législation relative aux risques d'exposition à l'amiante des travailleurs
 - L'arrêté du 8 août 2013 visant la sécurisation des réseaux haute pression
 - été contractualisé en décembre 2013 pour une application au 01/01/2014.

Enfin, Dans un souci de rationalisation des termes de facturation liés au réseau de chauffage urbain de Vélizy-Villacoublay, les Parties sont convenues d'inclure dans les termes R2 de facturation correspondants, toutes les charges fixes initialement incluses dans les termes R1.

1.2.4 Avenant n°4

Cet avenant a pour objet :

- De donner mandat au Délégué d'acheter, aux meilleures conditions, le gaz naturel pour deux saisons de chauffe,
- Fixer la valeur du terme G des formules d'indexation des termes R1V3, R1TAG1 et R1TAG2 pour deux saisons,
- D'anticiper l'échéance du contrat d'approvisionnement en gaz naturel.

1.3 Audit technique

1.3.1 Les centrales de production

Le périmètre de la délégation comprend 2 chaufferies principales dont la date de première mise en service et la puissance des générateurs sont représentées ci-dessous :

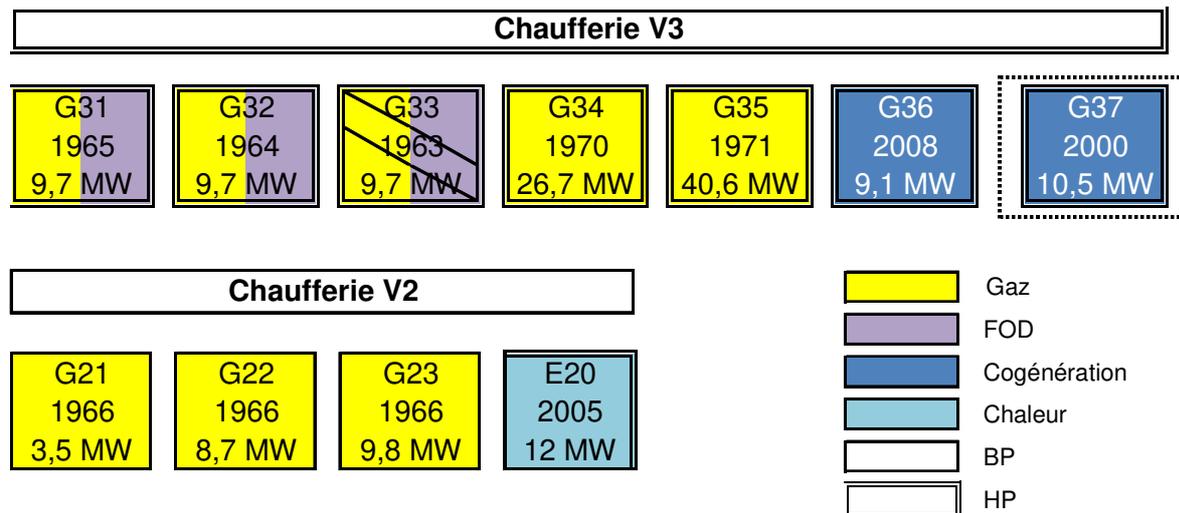


Figure 2 – Schéma des productions du réseau de chaleur

	Chaufferie V3	Chaufferie V2	Ensemble des chaufferies
Puissance totale (MW)	106 MW	34 MW*	128 MW
Age moyen	37 ans	41 ans	42 ans
Age moyen pondéré	41 ans	37 ans	43 ans
Age moyen en fin de délégation	44 ans	48 ans	49 ans
Age moyen pondéré en fin de délégation	48 ans	44 ans	50 ans

* Y compris échangeur permettant de transférer la chaleur depuis V3 (12 MW) – non pris en compte dans la puissance totale des chaufferies.

Tableau 1 - Puissances et âges moyens des générateurs

L'âge des générateurs fournit une indication sur le risque de dysfonctionnement de ceux-ci. L'âge pondéré fournit une indication supplémentaire en ajoutant la notion de pondération par la puissance. En effet, une chaudière de faible puissance n'a pas le même impact qu'une chaudière importante.



Figure 3 – Chauffage V3 et V2 (chaufferie enterrée) Image : Google Earth

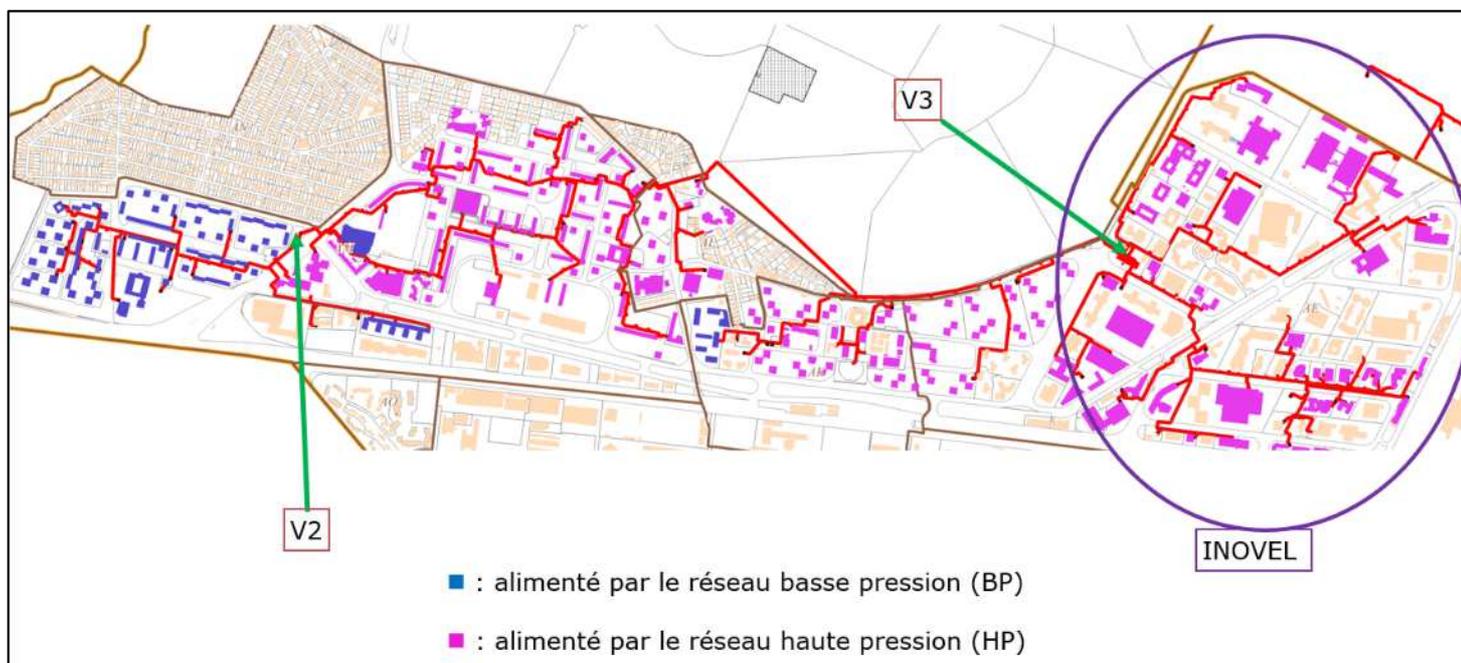


Figure 4 – Situation géographique des chaufferies et réseaux HP / BP

1.3.1.1 Le réseau de distribution et les sous-stations

Le réseau de chaleur de Vélizy-Villacoublay véhicule la chaleur par l'intermédiaire d'eau surchauffée. L'eau portée à 180°C et 21 bar environ permet de véhiculer beaucoup plus de puissance par rapport à un réseau BP « classique » pour un diamètre de canalisation réduit mais présente un inconvénient en termes de sécurité (dégagement de vapeur sous pression en cas de fuite) et de coût d'installation (canalisations spécifiques).

Une partie du réseau est toutefois en basse pression car l'eau y est à une pression plus basse, compatible avec une température plus basse (110°C maximum et 2 bars environ) permettant une exploitation plus aisée.

Nombre d'abonnés	106
Nombre de sous-stations	129
Puissances souscrites	77 449 UA

Tableau 2 – caractéristiques des abonnés

1.3.2 Patrimoine raccordé – Installations secondaires

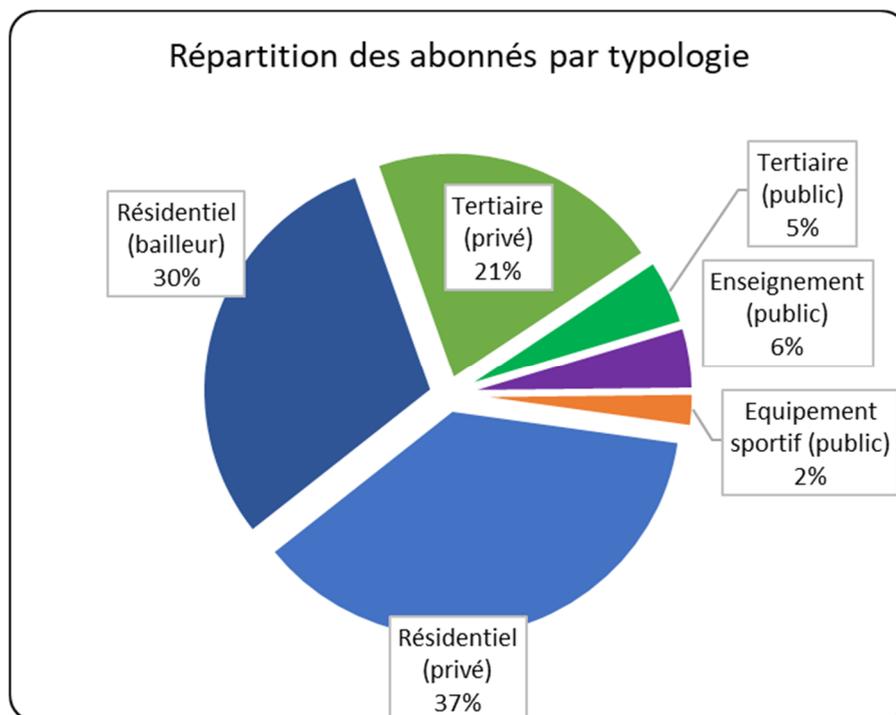


Figure 5 – Répartition des abonnés par typologie (consommations)

L'ensemble des abonnés au réseau peut globalement être réparti en 4 ensembles :

- 1/3 représente les logements sous forme de résidence privé,
- 1/3 représente les logements sous forme de bailleur,

- ¼ représente les secteur tertiaire (correspondant essentiellement à la « Zone d'Emploi » ou « INOVEL » - cf Figure 4)
- Moins de 10% pour l'enseignement et les équipements sportifs.

Lorsque l'on représente la répartition des consommations par abonnés, nous obtenons le graphique suivant :

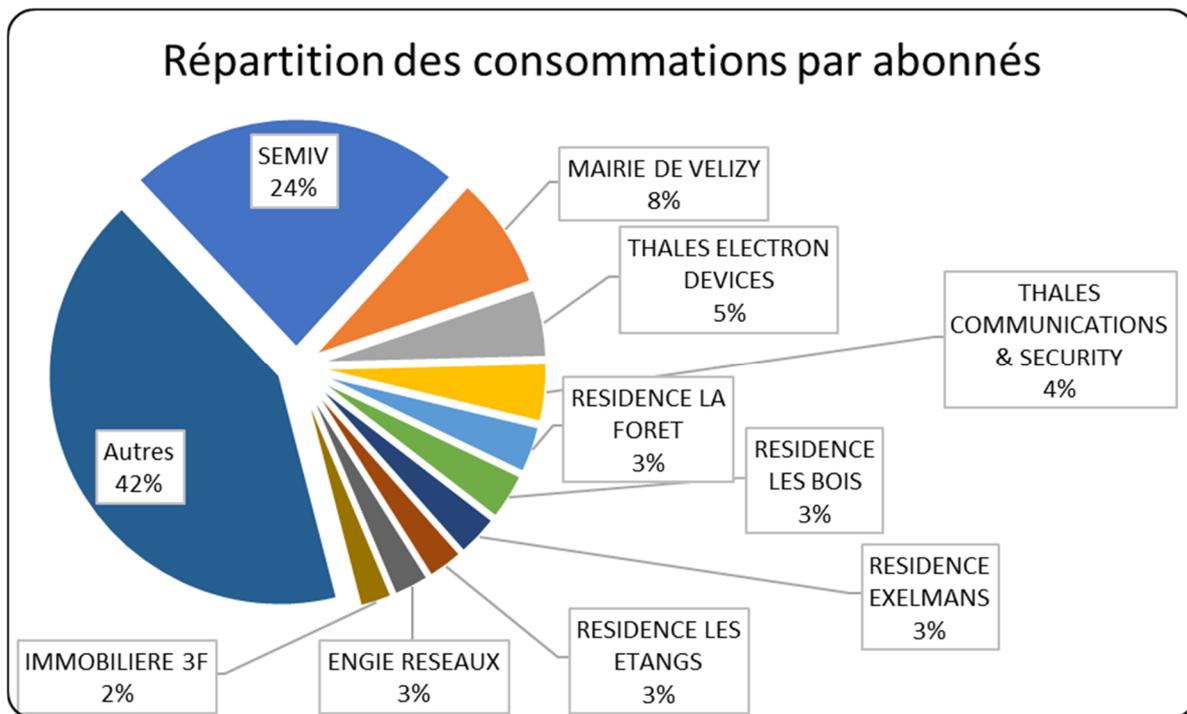


Figure 6 – Répartition des abonnés (consommations)

Cette répartition démontre une grande diversité d'abonnés puisque seul la SEMIV et dans une moindre mesure la Ville et Thales, représentent chacun plus de 5% de la puissance souscrite totale.

- ➔ La SEMIV est propriétaire de 14 résidences destinées à la location et d'un centre commercial (Mozart) sur la Ville. Entreprise publique locale de droit privé, SEMIV (société d'économie mixte immobilière de Vélizy) est à la fois bailleur, syndic et constructeur.

La multiplicité des abonnés (en typologie comme en groupement) implique une diversité de la perception du réseau urbain, et donc des attentes différentes.

L'évolution de la répartition des abonnés est très stable en consommation comme en puissance souscrite. Les graphiques ci-après démontrent cette stabilité :

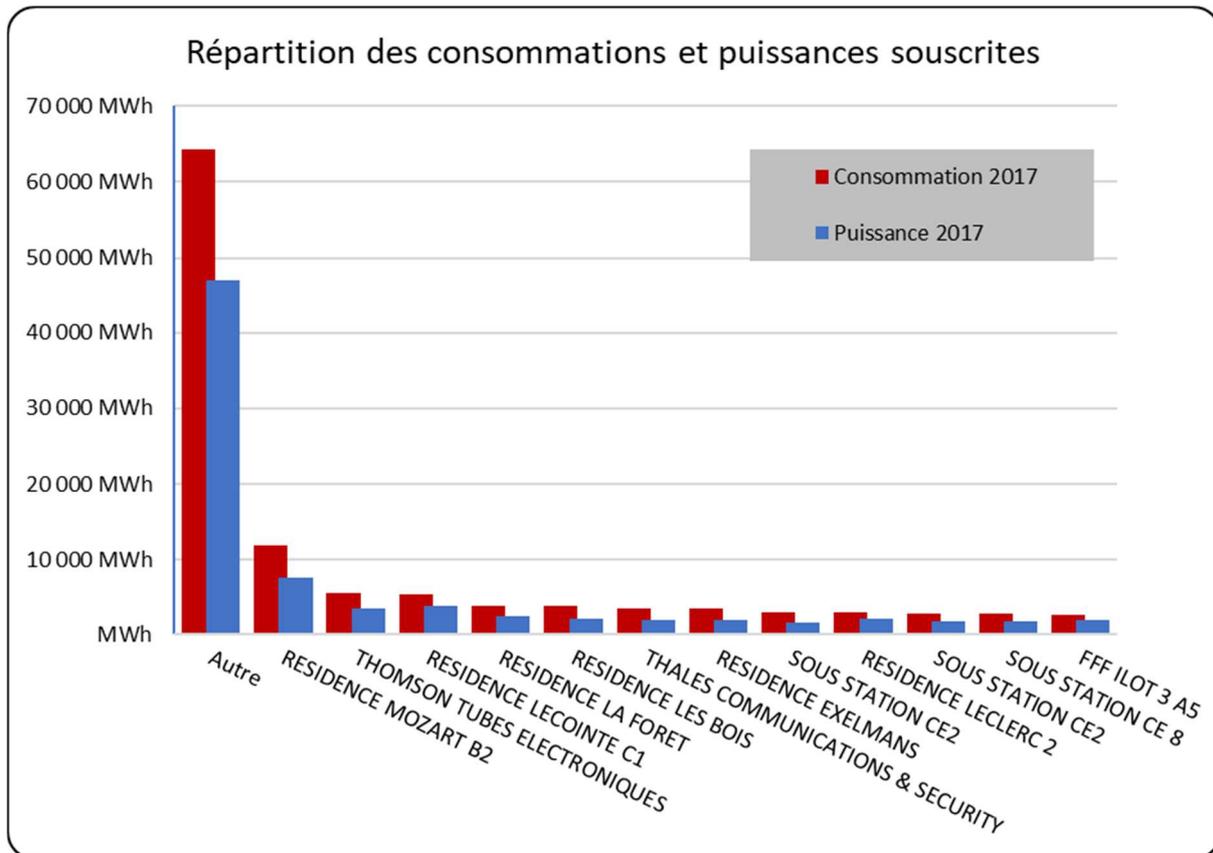


Figure 7 – Répartition des UA et MWh des plus gros abonnés sur l’année 2017

Le graphique ci-avant présente la part de chaque abonné en puissance souscrite et en consommation. Nous pouvons remarquer la corrélation entre les deux éléments.

1.3.3 Evolution des consommations et puissances souscrites par abonné

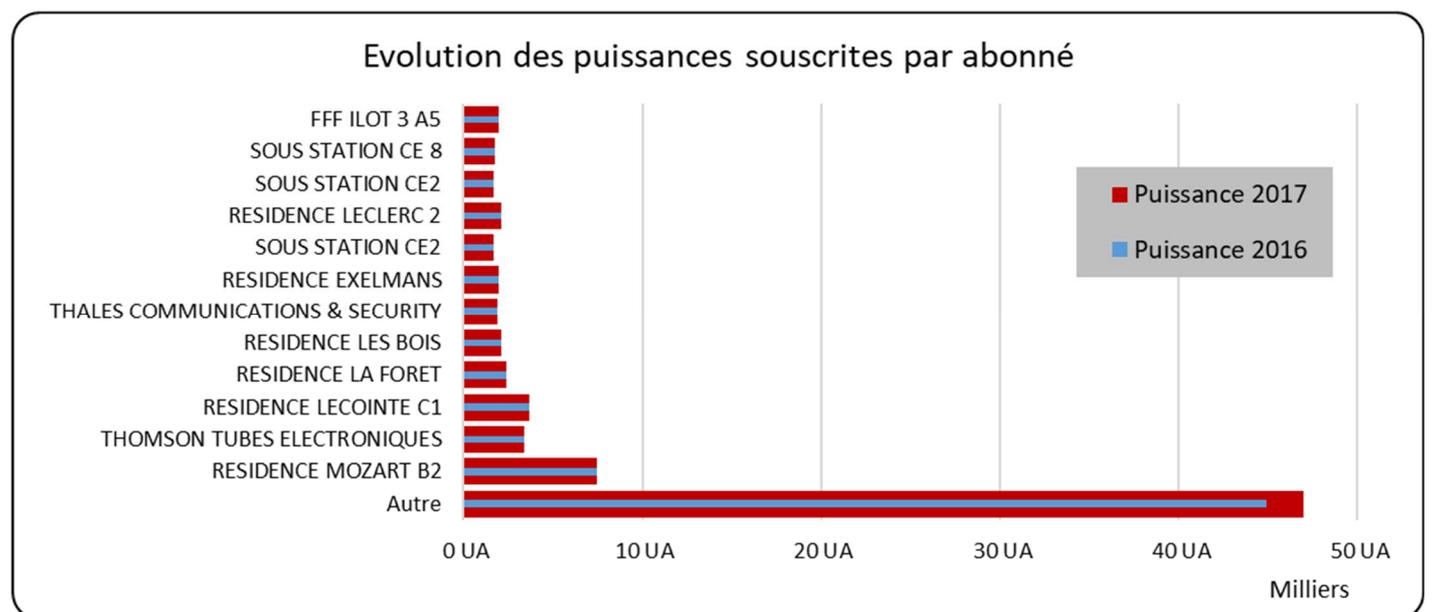
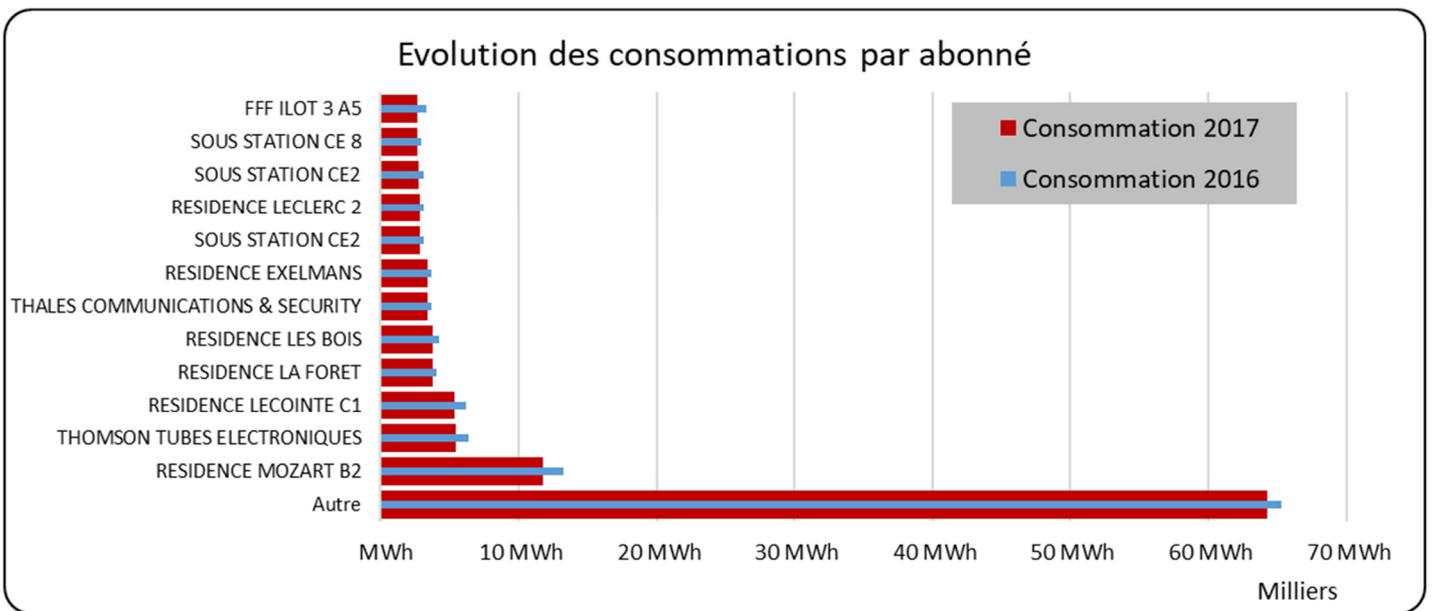


Figure 8 – Evolution des UA et MWh par abonné entre 2016 et 2017

Les douze premiers abonnés n’ont pas fait évoluer leur puissance souscrite en 2017 et aucun déraccordement n’a été déploré en 2017 selon Vélidis. En revanche, 2 nouvelles polices d’abonnement ont été signées par Vélidis, avec le soutien de la Ville, dans une démarche de densification :

- Sous-station résidence Harmonia : 1194 UA
- Sous-station école maternelle René Dorme : 373 UA.

La consommation par abonné a quant à elle baissé notamment dû à la rigueur climatique plus faible en 2017 par rapport à 2016.

1.3.4 Consommations surfaciques des abonnés

Nous présentons ici le patrimoine raccordé au réseau sous forme de ratio afin d'appréhender les niveaux de consommations. Les surfaces habitables et le nombre de logements sont alors utilisés pour mettre en valeur les consommations de chauffage et d'ECS. Si assez peu d'informations ont pu être obtenus, les ratios calculés indiquent de bonnes performances, notamment pour la consommation de chauffage.

Les seuils de consommations sont définis à partir des données d'AMORCE, selon les ratios suivants :

Source	Typologie	Conso chauffage
		kWh/m ²
AMORCE 2010	Bâtiment peu performant	Sup à 300
	Bâtiment parc social moyen	entre 170 et 300
	Bâtiment moyen RT 2005	entre 120 et 170
	Inférieur RT 2005	Inf. à 120

Tableau 3 – Notation des consommations surfaciques

Le ratio de consommation surfacique donne une indication de la performance des bâtiments raccordés.

Ci-après est représenté le ratio de consommation surfacique pour un ensemble de sous-stations alimentant des logements et dont les données de surface ont été obtenus :

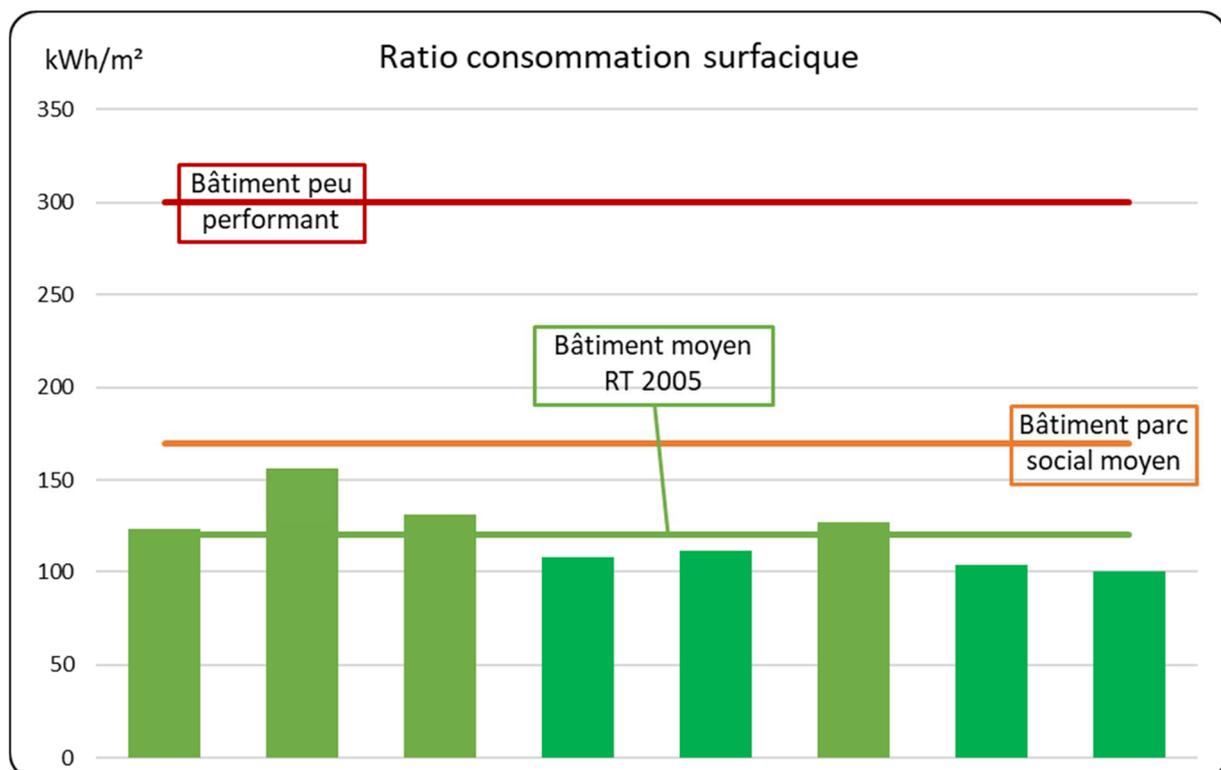


Figure 9 – Ratio de consommation surfacique (2017)

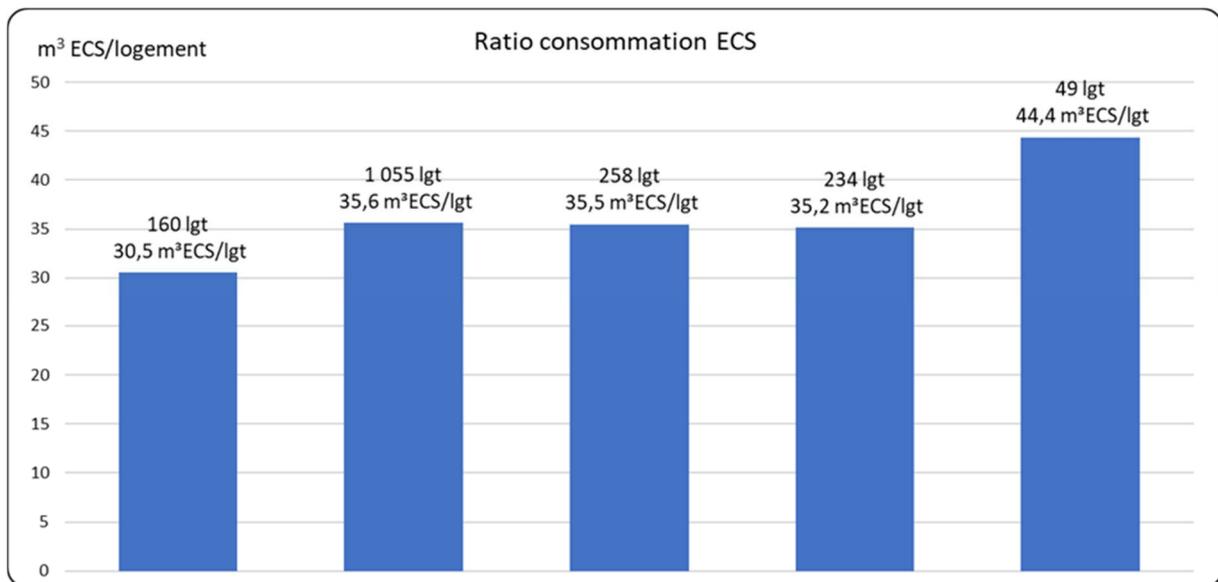


Figure 10 – Ratio de consommation ECS (2017)

1.4 Grille d'indicateurs de performance du réseau

Les indicateurs de performance du réseau ont été établis à partir du rapport annuel de 2017. L'annexe 1 reprend les différents calculs en fonction des indicateurs.

1.4.1 Assurer les besoins des abonnés en chaleur, eau chaude sanitaire

1.4.1.1 Taux d'appel de puissance

Le calcul du taux d'appel de puissance n'ayant pu être mesuré sur site, la méthode de calcul théorique a été choisie. Cette méthode somme la puissance de chauffage et d'ECS.

La consommation annuelle de chaleur pour 2017 s'élève à 112 167 MWh chaleur pour le chauffage et l'ECS. Au cours de cette même saison, le nombre de DJU comptabilisé est de 2 211 DJU.

Conformément aux préconisations de calcul, seule la puissance spécifique thermique a été prise en compte.

L'intermittence calculée est de 0,91 et la température de référence utilisée pour la Ville de VÉLIZY-VILLACOUBLAY est de -7°C.

L'ensemble de ces éléments nous permet de calculer une puissance maximum appelée théorique de **58 MW**.

Les données techniques indiquent une puissance installée de **128 MW**.

Le taux d'appel de puissance est donc de **45,33%**.

Ce taux d'appel de puissance indique une puissance installée importante au regard des consommations. Cette surpuissance s'explique d'une part par la présence des cogénérations (20 MW au total) et part un secours total permettant de faire fonctionner le réseau même en cas de panne multiple des générateurs.

- ☞ La multiplicité des générateurs constitue donc un atout en matière de garantie de fourniture de chaleur mais un inconvénient en termes de coût (obligation d'entretien, gestion des émissions, ...).

1.4.1.2 *Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance*

Les éléments calculés précédemment nous permettent d'exprimer la durée d'utilisation équivalente à pleine puissance :

Durée d'utilisation équivalente à pleine puissance : **1 933 h**

1.4.1.3 *Puissance souscrite au kilomètre*

Le total de la puissance souscrite par l'ensemble des abonnés est de **54 MW**.

La taille du réseau est relativement petite, due à la densité importante de la ville : 17 km, soit 34 km de canalisations.

Puissance souscrite au kilomètre : **3 MW/km**

Cette puissance souscrite au kilomètre est relativement importante et retranscrit l'intérêt économique et technique de ce réseau de chaleur dans le paysage urbain de la ville.

- ➔ La densité urbaine, et notamment les nombreux immeubles de grande hauteur, mais aussi le secteur tertiaire, font de ce réseau un outil indispensable au fonctionnement de la ville.

La pondération de la longueur par les carrés des diamètres n'a pas pu être réalisée. L'importance des longueurs, l'âge d'une partie du réseau et les différentes modifications réalisées rendent en effet cet exercice difficile.

1.4.1.4 Développement

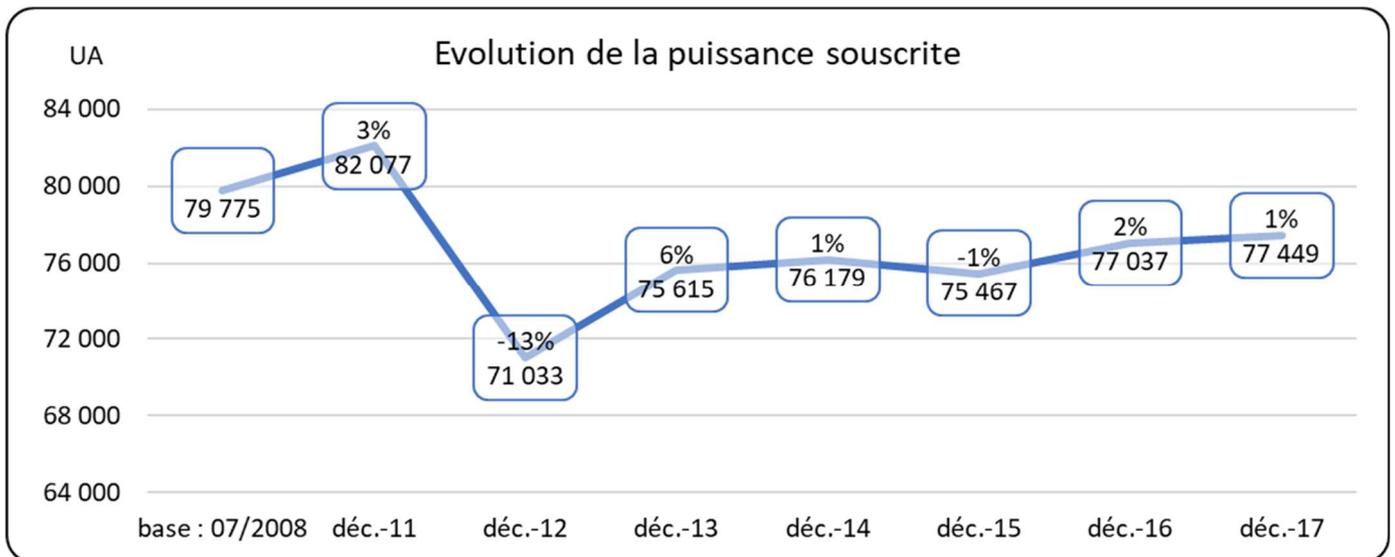


Figure 11 – Evolution de la puissance souscrite en Unités d’Abonnement (UA)

La baisse d’UA observée entre 2011 et 2012 est liée à certains déraccordements sur la zone INOVEL et à des baisses d’Unités d’Abonnements. En effet, des travaux de rénovation du bâti ont alors été entrepris par la SEMIV, ce qui a permis à certaines résidences de diminuer leurs consommations et par conséquent leurs puissances souscrites.

En 2017, 2 nouvelles polices d’abonnement ont été signées :

- Sous-station résidence Harmonia : 1 194 UA
- Sous-station école maternelle René Dorme : 373 UA.

1.4.2 Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité

1.4.2.1 Bouquet énergétique

1.4.2.1.1 Consommation des combustibles

Sur la période concernée, les sources énergétiques suivantes ont été utilisées pour la production de chaleur :

- Cogénération ;
- Gaz Naturel.

Les quantités consommées sont reprises dans le tableau ci-après :

janv - déc	Cogénération	Gaz V3	Gaz V2	Total
Unité spécifique		69 447 MWh PCS	4 688 MWh PCS	3 755
MWh PCI	135 097	62 502	4 219	201 819
MWh ch	67 905	55 627	3 755	127 287

Tableau 4 – Quantité d'énergie consommée

L'énergie provenant de la cogénération est directement livrée sous forme de chaleur, la transformation de gaz en chaleur étant hors périmètre de la délégation.

La consommation totale de chaleur en sortie de chaufferie sur l'année 2017 s'élève à **127 287 MWh**.

1.4.2.1.2 Mixité énergétique

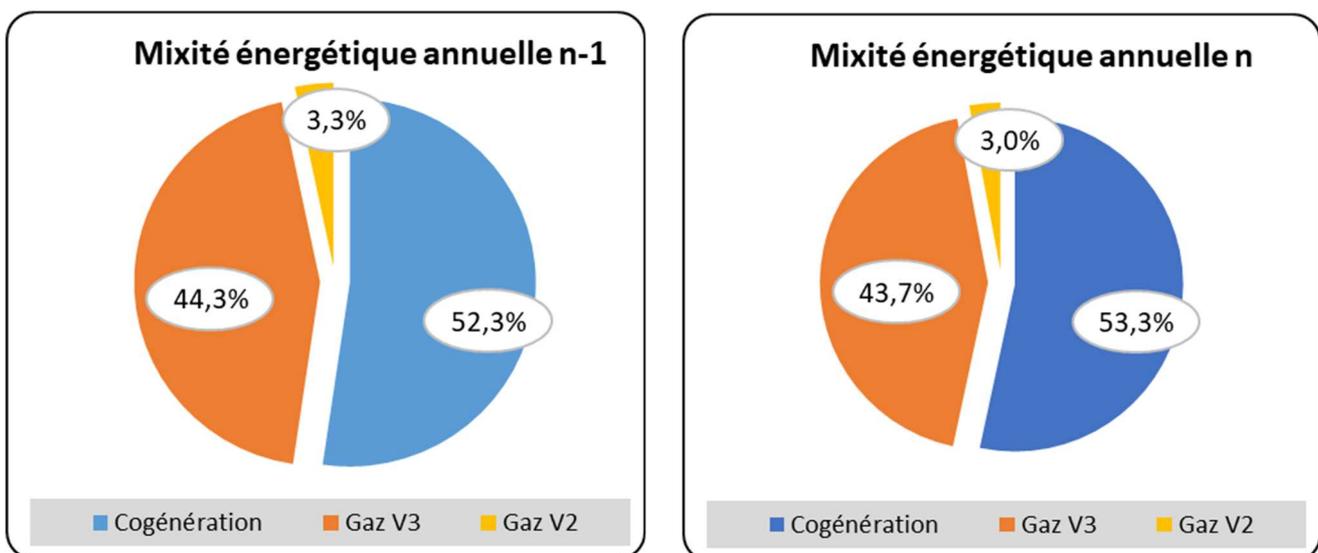


Figure 12 – Mixité énergétique 2016 et 2017

Les mixités **des années 2016 et 2017** sont **similaires**.

En effet, le principe de fonctionnement des énergies et le bon fonctionnement des différents générateurs impliquent une mixité de ce type. Seule la rigueur climatique et sa répartition mois par mois modifient sensiblement la mixité annuelle.

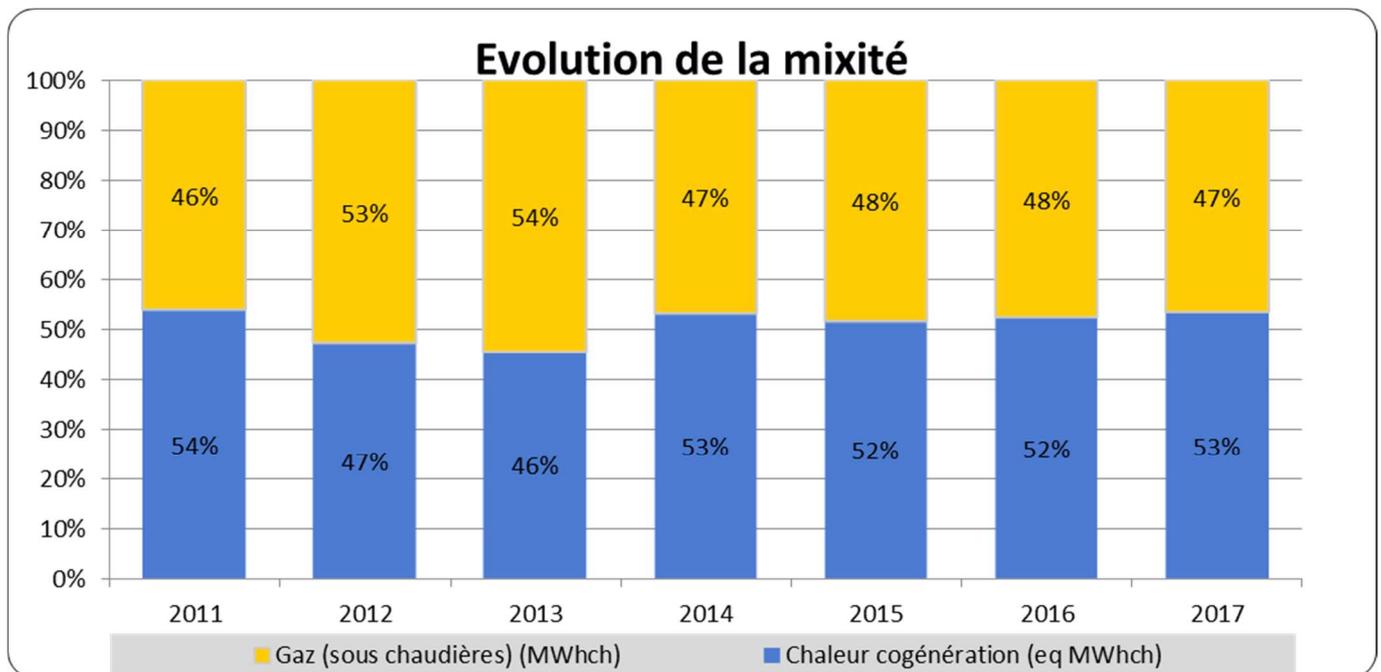


Figure 13 – Mixités en % depuis 2011

Le graphique ci-dessus représente bien l'importance des cogénérations sur le mix énergétique. Leur part de production est supérieure à 50% depuis 2011.

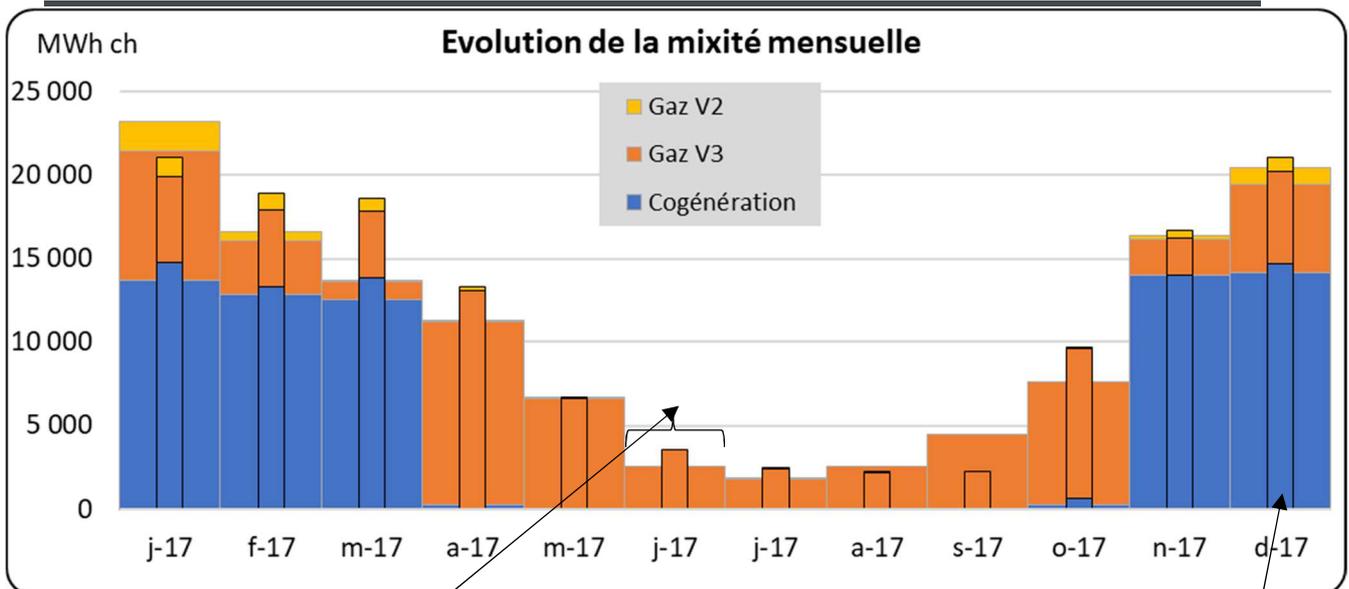


Figure 14 – Mixité énergétique mois par mois sur l'année 2017

NOTA : les valeurs **2017** sont représentées par les histogrammes plus larges, et les valeurs **2016** par les histogrammes au centre.

L'évolution mensuelle de la mixité nous permet de mesurer le bon fonctionnement de la cogénération (talon de novembre à mars) puisque le gaz est utilisé uniquement en appoint sur ces périodes. Nous mesurons également l'importance de la puissance des cogénérations : leur fonctionnement « optimal » (c'est-à-dire que la totalité de la chaleur produite est injectée sur le réseau), nécessite une rigueur climatique élevée.

En 2017, la production de chauffage par les cogénérations reste équivalente à celle de 2016.

1.4.2.2 Emissions de dioxyde de carbone en 2017

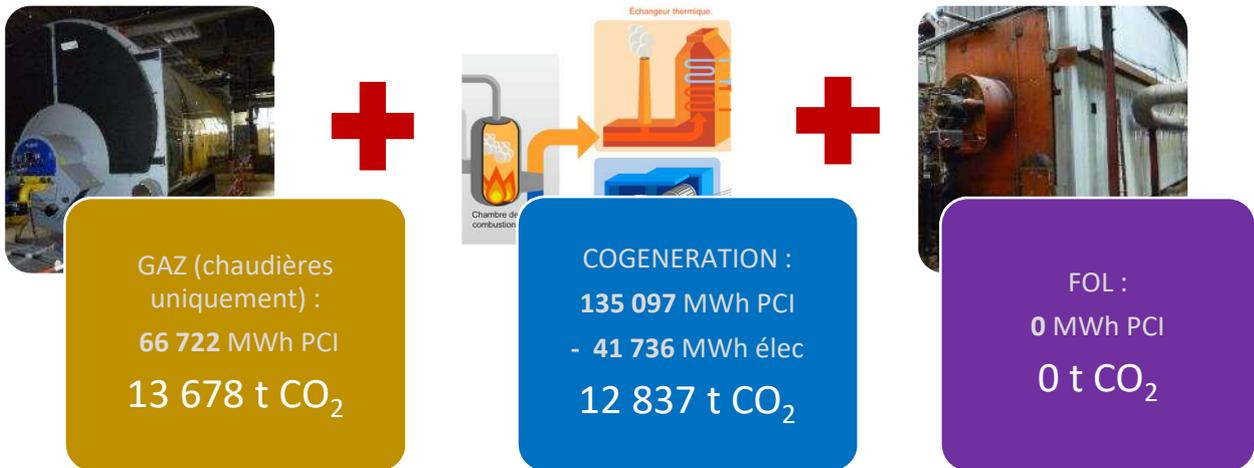


Figure 15 – Emission de CO₂

- ➔ Emissions totale : **41 373 t CO₂**
- ➔ Emissions électricité déduite : **26 515 t CO₂**

La quantité calculée totale de CO₂ émise correspond à celle transmise par VELIDIS : **40 814 t CO₂** (quantité déclarée).

La performance environnementale d'un réseau se mesure par le ratio kgCO₂/kWh.
Pour l'année 2017, ce ratio est le suivant :

Ratio global : **0,369 kg CO₂/kWh**
Ratio électricité déduite : **0,236 kg CO₂/kWh**

- ➔ A titre de comparaison, la moyenne pondérée nationale des réseaux de chaleur en 2011 était de 0,189 kgCO₂/kWh selon l'enquête SNCU publiée en janvier 2013.

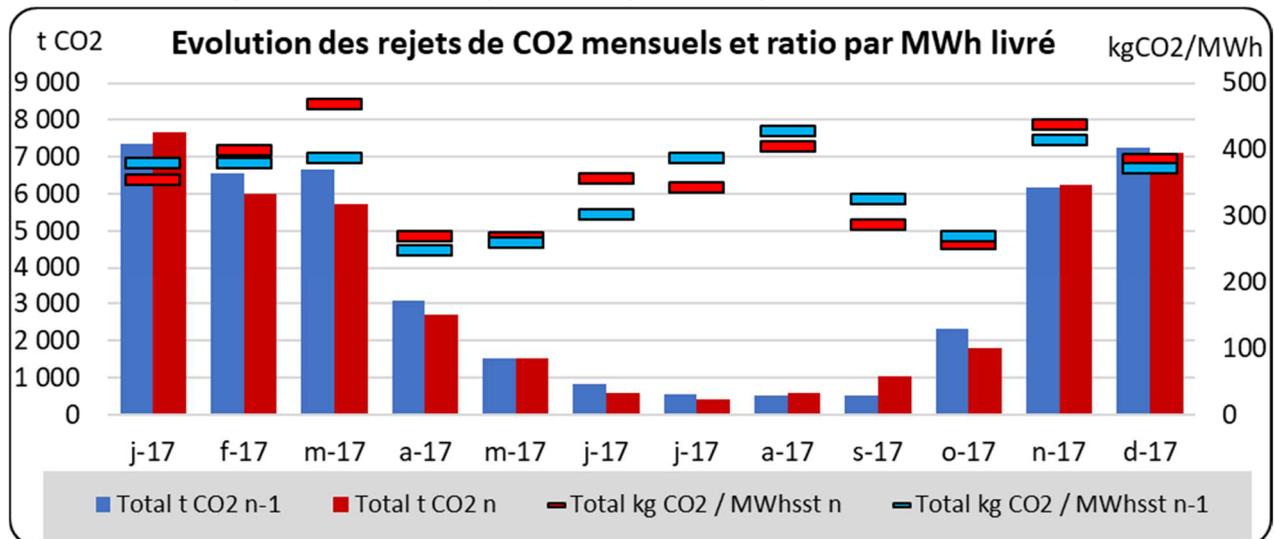


Figure 16 – Rejet CO₂ mensuel

Le graphique présenté ci-dessus représente les émissions par mois sur les 2 derniers exercices.
L'impact de la cogénération est très important : cet outil consomme une quantité importante de gaz pour produire à la fois l'électricité et la chaleur.

1.4.2.3 Facteur de ressource primaire

La méthode de calcul utilisée est celle préconisée par la norme EN 15316-4-5.
Les données permettant le calcul sont indiquées ci-après :

	Quantité consommée	Facteur de ressource primaire
<i>Gaz V2</i>	4 219 MWh	1,10
<i>Gaz V3</i>	62 502 MWh	1,10
<i>Cogénération</i>	135 097 MWh	1,10

	Electricité produite	Facteur de ressource primaire
<i>Cogénération</i>	19 192 MWhé	2,58

Tableau 5 – Facteur de ressource primaire

La quantité d'énergie primaire non renouvelable consommée est de **172 484 MWh** en 2017.
Soit un facteur de ressource primaire du réseau de chaleur de **153,8%**

1.4.2.4 Consommation d'eau sur le réseau

La quantité d'eau ajoutée sur le réseau pour compenser les pertes est un bon indicateur de son état.

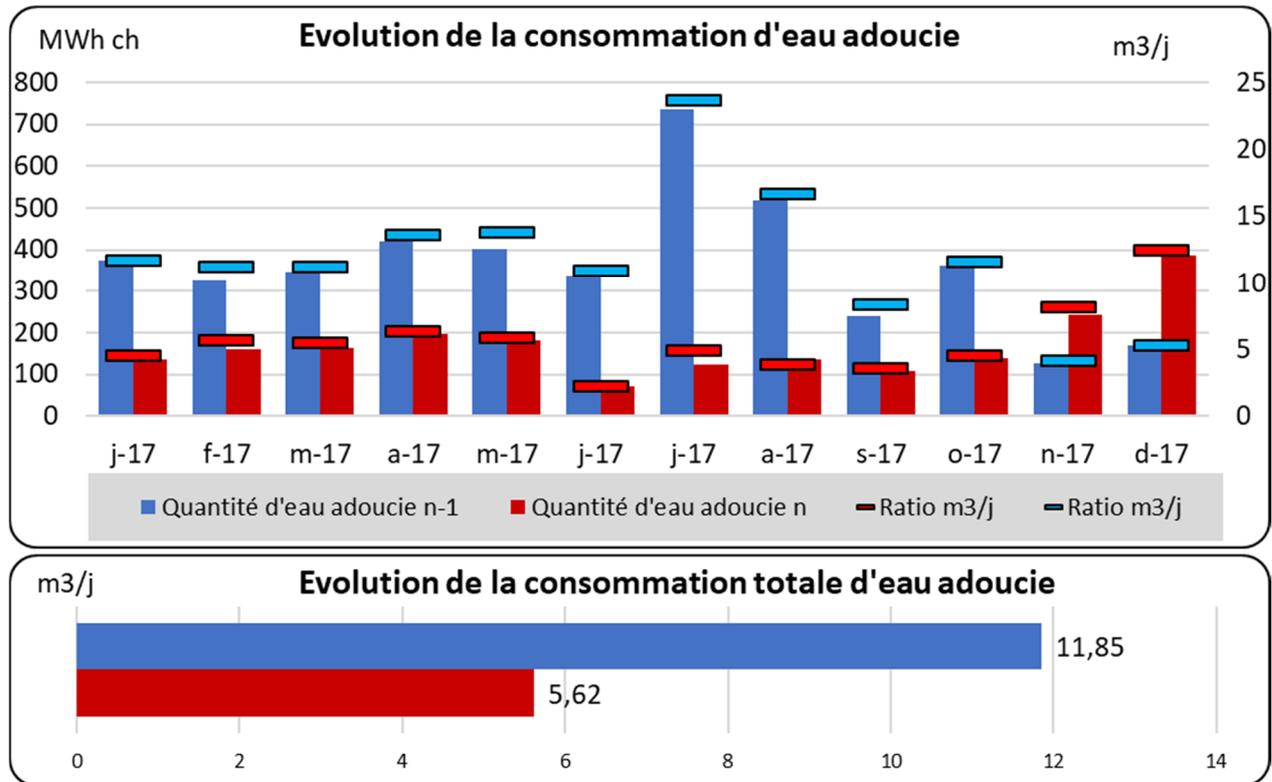


Figure 17 – Consommation d'eau sur le réseau en 2017

Le ratio journalier est de **6 m³/jour** sur l'année **2017**. Il était de **12 m³/j** sur l'année 2016, soit une forte diminution de près de 50%.
La consommation d'eau sur l'année 2017 est de **2 044 m³**.

Ces pertes d'eau chauffée participent également à la diminution du rendement.

Le ratio observé pour l'année 2017 indique une **très bonne performance du réseau**. Il se situe dans les réseaux les plus performants suivi par nos services sur ce point.

1.4.3 Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, d'eau chaude sanitaire

1.4.3.1 *Renouvellement des installations*

Lors de la saison 2017, le montant des travaux de gros entretien et de renouvellement était de **345 139 € HT**, soit **414 167 € TTC**. Ce montant est à mettre en parallèle avec les recettes GER de cette même année : **894 723 € HT**.

La part fixe des recettes tarifaires (total R2) pour l'exercice 2017 est de **3 927 460 € HT**, soit **4 143 470 € TTC**.

Renouvellement des installations : **10 %**

Ce taux n'est pas élevé au regard du poste R2 qui comprend peu d'investissement (R24).

Le graphique suivant reprend l'historique des dépenses, recettes et soldes.

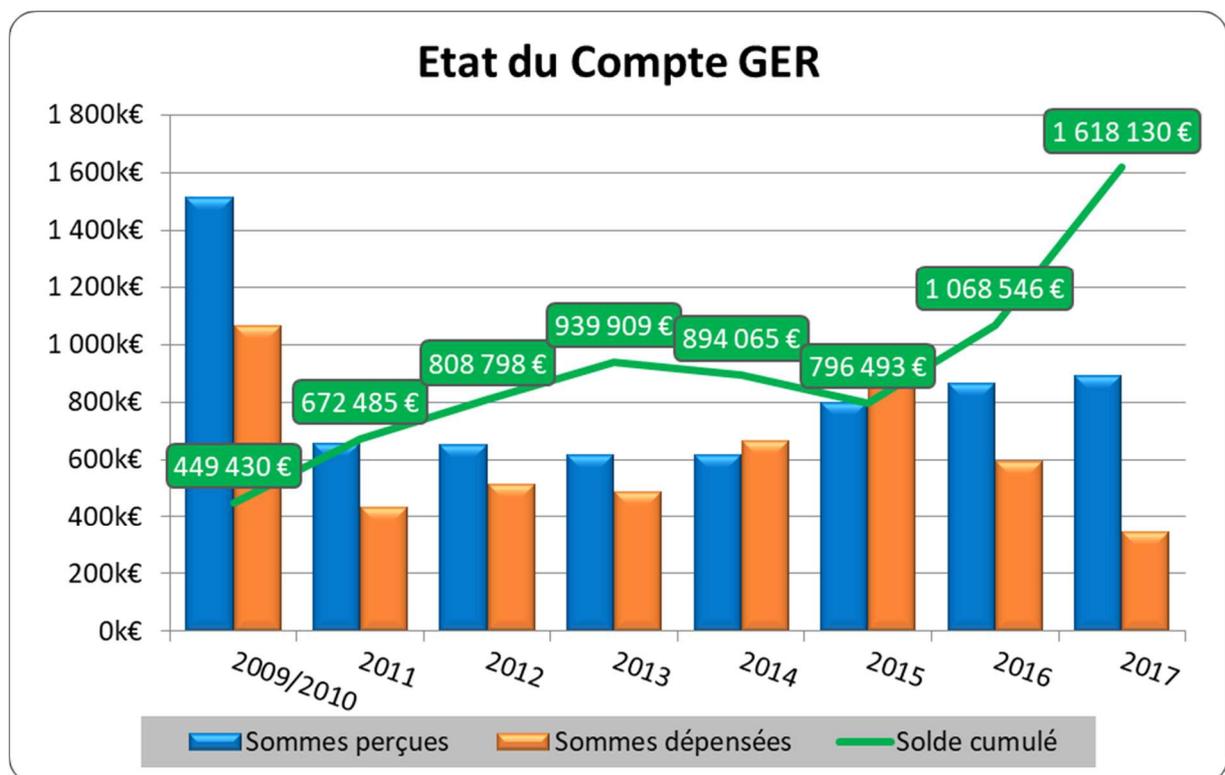


Figure 18 – Evolution du compte GER

1.4.4 Satisfaire les attentes de services des abonnés et usagers

1.4.4.1 Prix moyen du MWh

Le prix moyen tout compris désigne le rapport entre le chiffre d’affaire perçu par le délégataire sur le poste désigné et la quantité de chaleur vendue aux usagers, à savoir 112 167 MWh pour 2017.

Pour cette partie de l’analyse, nous comparerons les années 2015 et 2017 car des erreurs de taxe furent imputées sur le R1 de 2016. Nous les laisserons donc seulement pour informations.

	2015	2016	2017	Évolution 2017/2015
Prix moyen tout compris R1 (€ TTC/MWh)	41,13 €	31,55 €	38,77 €	-6%
Prix moyen tout compris R2 (€ TTC/MWh)	32,35 €	33,01 €	36,94 €	+14%
Prix moyen tout compris R1 + R2 (€ TTC/MWh)	73,48 €	64,57 €	75,71 €	+3%

Tableau 6 – Prix moyen tout compris

Prix moyen du MWh : 75,7 € TTC / MWh

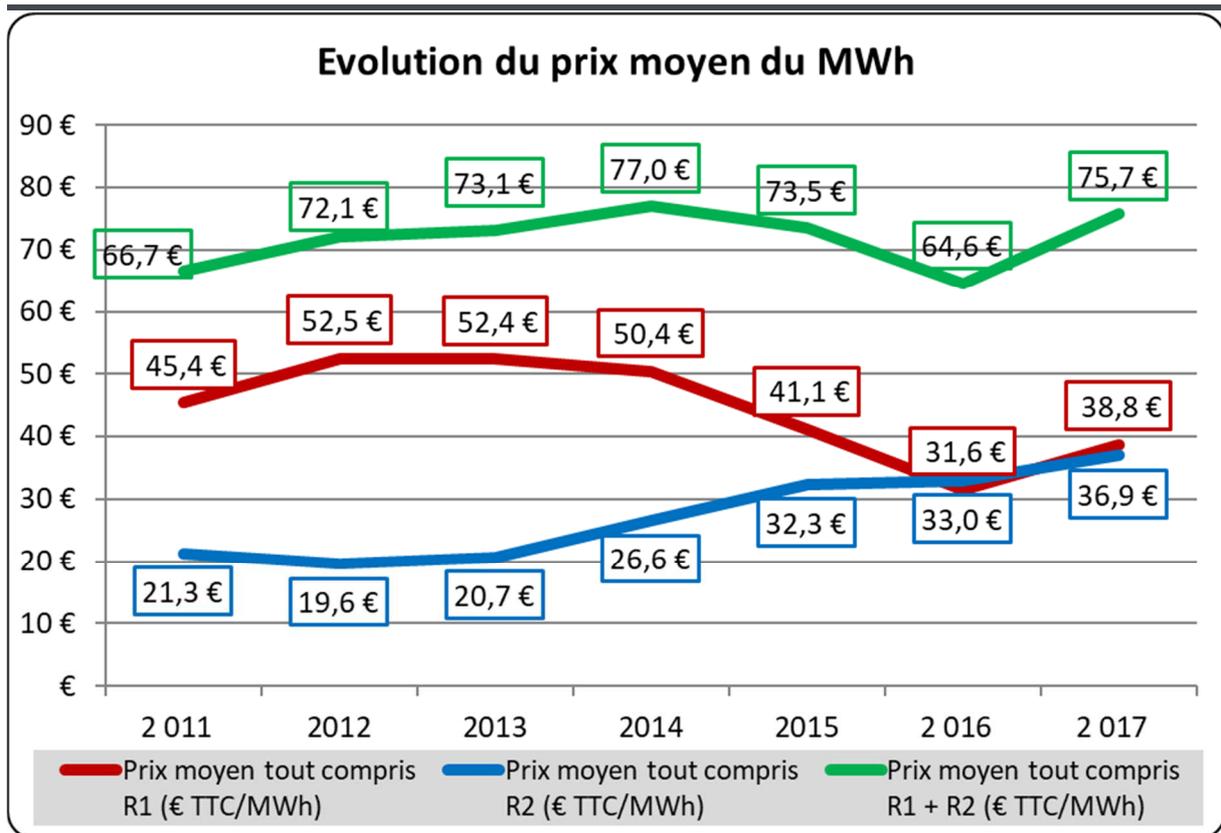


Figure 19 – Evolution du prix moyen €/MWh

1.4.5 Prix moyen d'un équivalent logement

Afin de calculer des données (consommation, coût de la chaleur, ...) permettant une comparaison facile par les utilisateurs avec leurs propres données, nous utilisons la notion d'équivalent-logement.

Un équivalent logement est défini par AMORCE et correspond à un logement de 70 m² dont les besoins en énergie thermique sont évalués à **136 kWh/m²** pour une année type (2 600 DJU) et pour un logement social moyen. Ces données sont fournies par AMORCE et sont reprises dans le tableau ci-après. Pour information, nous indiquons également les données pour un logement « peu performant » (construit dans les années 70 et non réhabilité) et pour un logement construit selon la norme RT2005.

Cette consommation énergétique est répartie en consommation de chauffage et d'ECS : 7,2 MWh chauffage et 2,8 MWh ECS (30 m³), soit une consommation totale de 10 MWh. La correspondance en unités d'abonnement indique 6 UA pour ce logement type.

<u>Bâtiment parc social</u>	2015	2016	2017	Evo € 2015/17
Logement type : 10 MWh et 6 UA	605 € TTC	514 € TTC	609 € TTC	+1%

Tableau 7 – Prix moyen logement type

Le montant de la facture énergétique pour un logement type en 2017 est de **609 € TTC** pour une rigueur climatique théorique.

1.4.5.1 Poids de la part proportionnelle aux consommations

Poids de la part proportionnelle aux consommations : **51 %**

Cette proportion du R1 dans les recettes thermiques peut sembler faible au regard d'un réseau n'utilisant pas d'EnR et ne nécessitant donc pas d'installation de production à amortir. La part R2 a en fait évolué avec l'avenant 3 puisque dans un souci de rationalisation des termes de facturation, toutes les charges fixes initialement incluses dans les termes R1 ont été intégrées dans le terme R2.

1.4.5.2 Enquête de qualité et de satisfaction

Vélidis a proposé une enquête qualitative auprès de quelques abonnés du réseau en décembre 2017. Ci-après les abonnés sollicités :

Abonné	Réponse à l'enquête
Ville de Vélizy-Villacoublay	Oui
SEMIV	Oui
Syndic Atrium Gestion	Pas de retour

Tableau 8 – Enquête de satisfaction menée par Vélidis

1.5 Audit économique

Les prix constatés en moyenne sur la DSP ou sur un équivalent logement indiquent une bonne compétitivité du réseau. Selon la monotone des prix de vente moyens de la chaleur en 2016, le réseau se situe légèrement en-dessous de la moyenne (catégorie III).

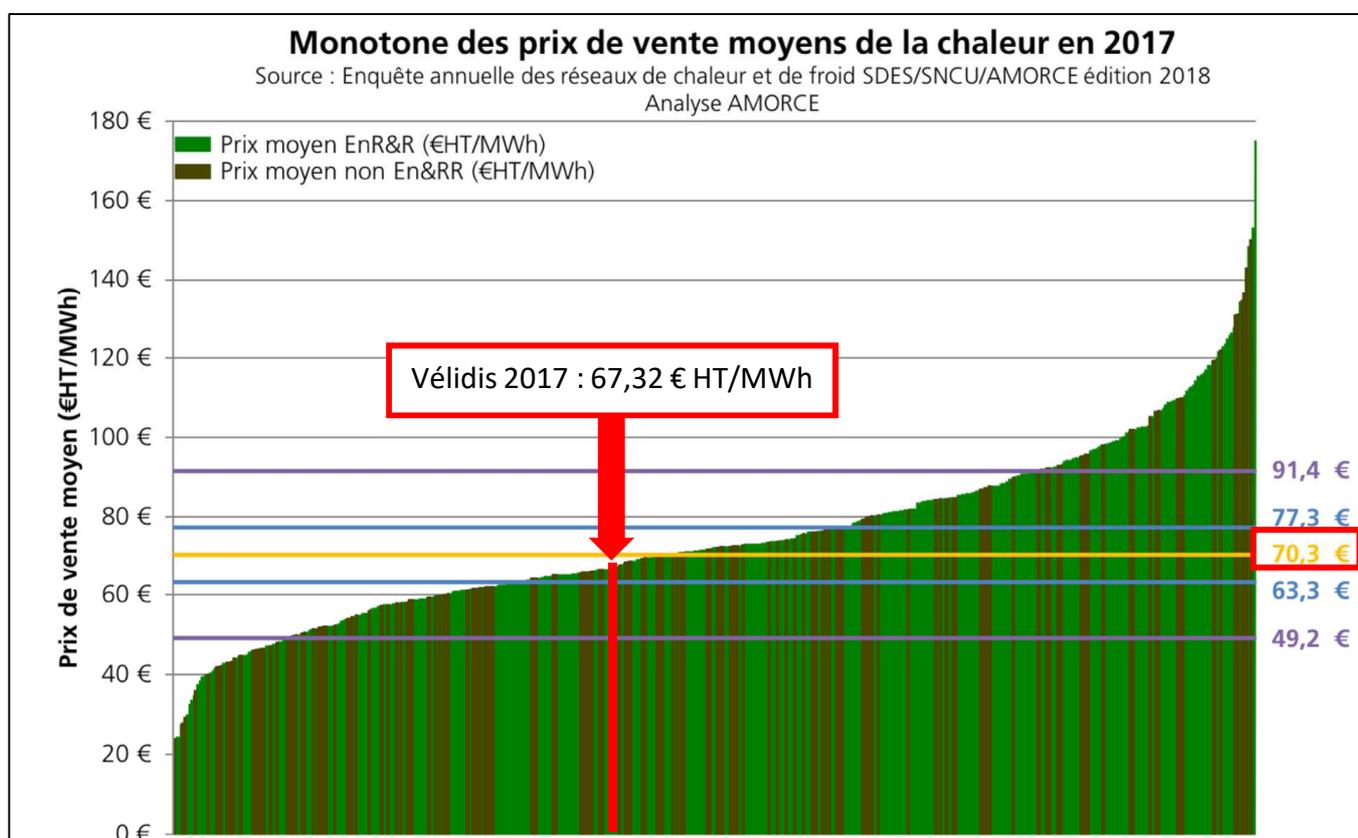


Figure 20 – Compétitivité des réseaux en 2017 – Source : AMORCE

Cette compétitivité est liée d'une part à l'absence d'investissement important (le poste R24 représente moins de 9% du R2) et d'autre part à l'utilisation de cogénération à hauteur de 50% de la fourniture de chaleur. La compétitivité (relative) du prix du gaz sur la période 2017 a également permis de présenter ce résultat.

Cette performance présente en revanche 2 inconvénients majeurs : la **dépendance du réseau aux cogénérations**, et l'**impact direct du prix du gaz sur les abonnés**.

Le tableau ci-après reprend le bilan d'activité de l'année 2017 :

<i>En € HT</i>	2015	2016	2017	Variation N/N-1
Total recettes	10 525 748 €	10 144 948 €	10 935 929 €	+8%
Total débours	-10 372 249 €	-9 687 420 €	-9 489 975 €	-2%
RESULTAT	153 499 €	457 528 €	1 445 954 €	

Tableau 9 – Résultat du compte d'exploitation

L'écart entre 2016 et 2017 provient de 3 effets principaux :

- rattrapage de facturation R1 Taxes et Contributions et nouveau décompte à jour : +600 k€ environ,
- évolution des tarifs de vente d'électricité : +200 k€ environ,
- en 2016 : risque ENEDIS de 200 k€ environ non reconduit en 2017.

Il s'agit du gain le plus important depuis le début de la DSP comme on peut le voir sur le graphique ci-dessous. Il est à remettre en perspective des résultats annuels précédents et des problématiques de facturation. Il apparaît cependant que l'équilibre financier de la DSP est sain.

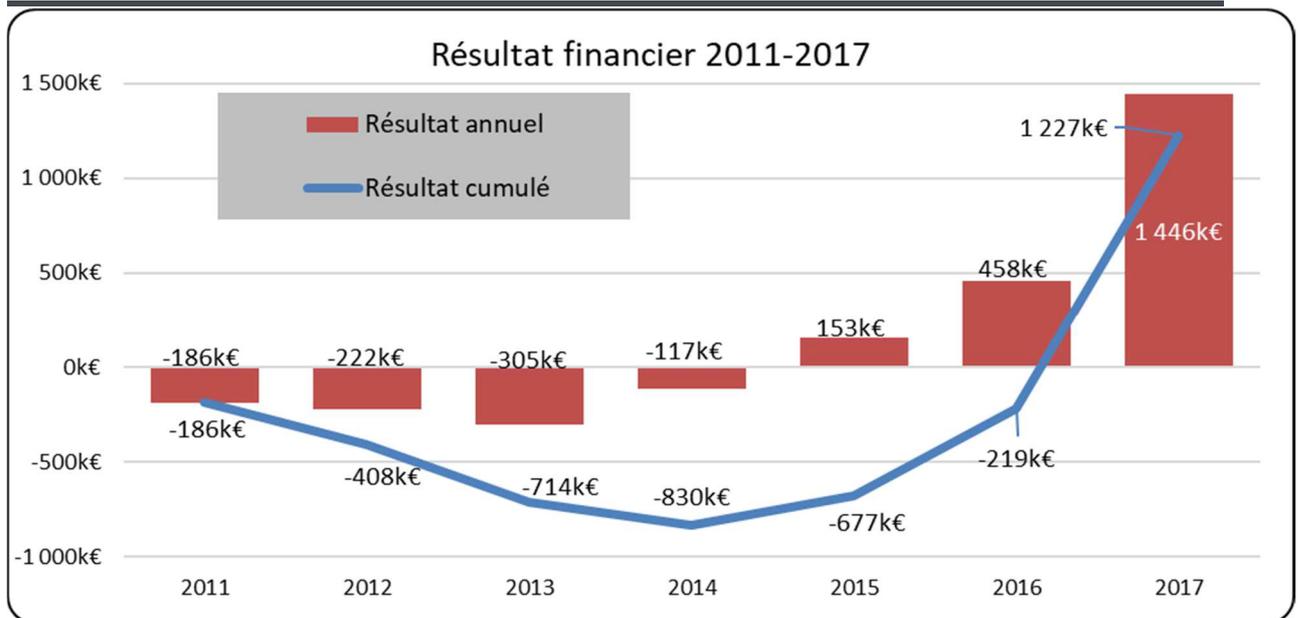


Figure 21 – Evolution du résultat financier

1.6 Composition du R1 et actualisation

La mixité utilisée pour la facturation comprend 41% de chaleur issue de la cogénération et 59% issue du gaz.

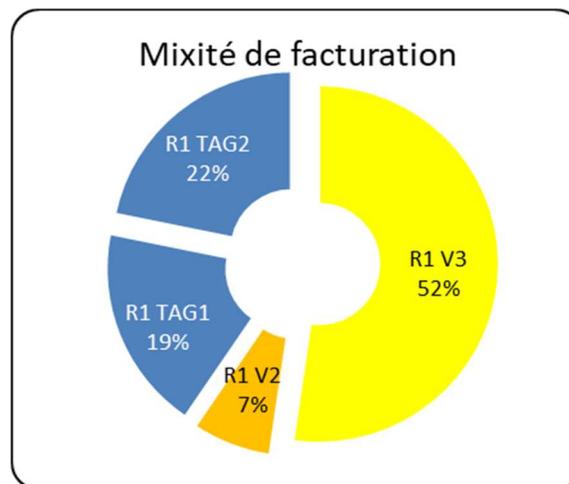


Figure 22 - Mixité contractuelle

Le R1 est l'élément proportionnel représentant le coût des combustibles ou autres sources d'énergie, réputés nécessaires en quantité et en qualité pour assurer la fourniture d'un MWh. Ce dernier est destiné au chauffage ou, s'il y a lieu, aux autres utilisations possibles de l'énergie. Le R1 intègre également le coût des divers éléments dont la consommation peut être considérée comme proportionnelle aux quantités de chauffage vendues.

Mois	R1 (€ HT / MWh)	Evolution
déc - 16	28,07	
janv - 17	28,18	0%
févr - 17	28,16	0%
mars - 17	28,29	0%
avr - 17	30,46	8%
mai - 17	30,29	-1%
juin - 17	30,29	0%
juil - 17	30,11	-1%
août - 17	30,07	0%
août - 17	30,07	0%
oct - 17	25,65	-15%
nov - 17	27,16	6%
déc - 17	26,61	-2%



-5%

Tableau 10 – Evolution du R1

Sur l'année 2017, l'évolution du R1 est très mesurée.

➔ Le graphique ci-après représente l'évolution du prix du FOD et du gaz sous forme de « prix public ».

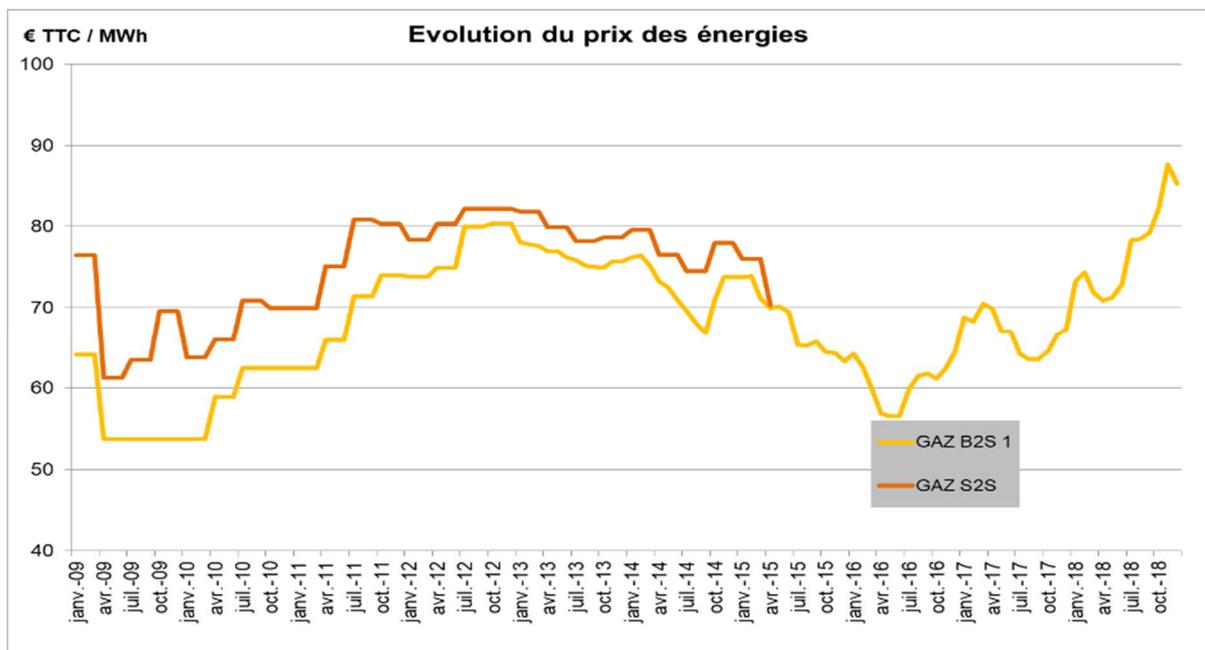


Figure 23 - Evolution du prix des énergies

1.7 Situation de référence

La situation de référence qui sera utilisée par la suite pour comparer les différentes évolutions techniques et tarifaires est définie à partir des données de **l'exercice 2017**.

La situation du réseau, les prix unitaires, ou même la mixité de la situation initiale sont directement issus de celui-ci.

La consommation est en revanche revue pour correspondre à une rigueur définie et cohérente avec la situation actuelle et future.

1.7.1 Rigueur retenue

Mois	sept	oct	nov	déc	janv	fév	mars	avril	mai	juin	Total
DJU trentenaire 1981 - 2010	89	189	325	429	431	367	313	228	133	68	2572
92% DJU trentenaire	82	174	299	395	397	338	288	210	122	63	2368

Tableau 11 – Définition des DJU de référence

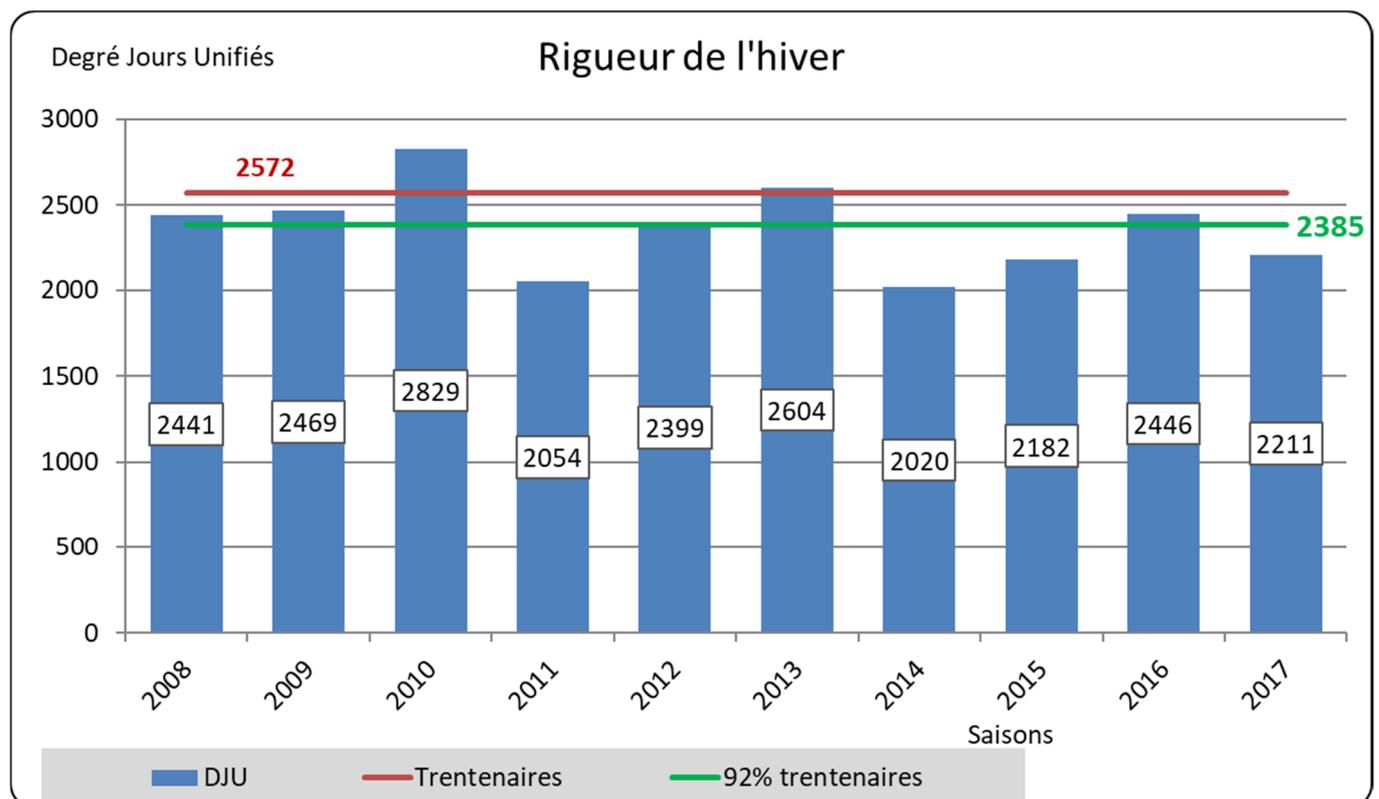


Figure 24 - Evolution de la rigueur annuelle

➔ La **consommation de référence** est donc prise avec une part chauffage correspondante à 8% supplémentaire par rapport à 2017 à laquelle s'ajoute la totalité de la consommation liée à l'eau chaude sanitaire (ECS).

1.7.2 Détail de la situation de référence

Les données calculées précédemment permettent d'établir la situation de référence suivante :

	Situation initiale
Sous-stations	127
Longueur réseau (tranchée)	17,0 km
Consommation annuelle (SST)	119 983 MWh
Unités d'Abonnement (UA)	77 449 UA
Mixité réelle	cogé : 53% gaz : 47%
Mixité de facturation	40,5% - 59,5%
R1 € HT/MWh	32,31 €/MWh
R2 € HT/UA	50,71 €/UA
Prix moyen tout compris €HT/MWh	65,04 €/MWh
Prix moyen tout compris €TTC/MWh	73,30 €/MWh
Facture logt type (10MWh / 6 UA)	709 € TTC
CO ₂ évité	0 t CO ₂

Tableau 12 – Récapitulatif de la situation de référence

1.8 Évolution programmée de la production

1.8.1 Arrêt de la cogénération TAG1 : impact technique

Comme indiqué précédemment, les cogénérations représentent une part importante de la production de chaleur et un impact tarifaire favorable aux abonnés. Pour rappel, la part cogénération représente 40% de la mixité de facturation (cf. 1.6).

La performance tarifaire de cet outil de production s'explique par le rachat de l'électricité produite par EDF. Un contrat d'obligation d'achat (CODOA) lie le délégataire et l'acheteur d'électricité, lequel précise les quantités, performances et prix d'achats.

Or, le CODOA de l'une des cogénérations (TAG1) expire en octobre 2019, le second (TAG2) à l'été 2024.

- ➔ En conséquence, une vision de la délégation à 2020 implique une modification de la mixité et une hausse tarifaire liée à l'arrêt de la TAG1.

➔ Techniquement, l'arrêt de la cogénération 37 est compensé par une réserve de puissance suffisante des chaudières gaz. Cependant, il y aura un impact économique important, détaillé ci-dessous.

1.8.2 Arrêt de la cogénération TAG1 : impact économique

Dans le cadre de cet arrêt futur de la cogénération, l'article 60 de la convention de délégation stipule qu'une modification de la mixité peut engendrer un changement de tarif.

En cas d'arrêt total de la TAG1, la part d'énergie non produite serait compensée par du gaz (chaufferie V3). Nous pouvons alors simuler le tarif en transférant la part TAG1 à V3. La mixité contractuelle de V3 serait alors portée à 71% (78% pour la totalité du gaz).

Cette nouvelle mixité de facturation engendre une augmentation de près de 20% du tarif R1, et une augmentation de la facture énergétique totale de 10%.

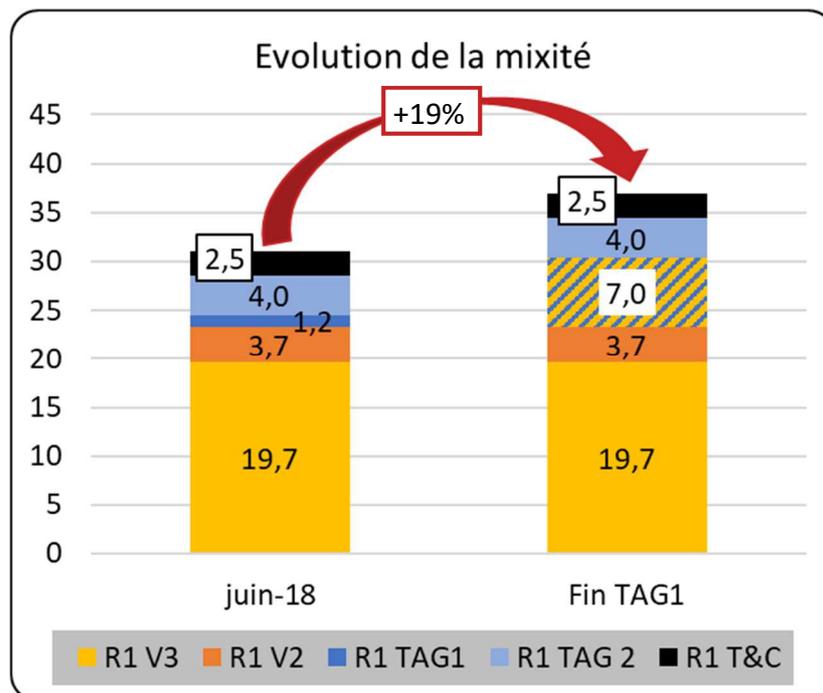


Figure 25 – Evolution du prix du R1 HT à la suite de l'arrêt de la TAG1

	Prix du MWh	
2017	67,85 €HT/MWh	76,27 €TTC/MWh
Fin TAG1	73,67 €HT/MWh	83,25 €TTC/MWh
Évo (%)	+9%	+9%

Figure 26 – Evolution du tarif

L'augmentation ainsi constatée sur le R1 est de 19%, et de 9% sur le prix moyen du MWh.

1.8.3 Situation initiale projetée

Une nouvelle situation initiale, dite « situation initiale projetée » est alors définie :

	Situation initiale	Situation initiale projetée
Sous-stations	127	127
Longueur réseau (tranchée)	17,0 km	17,0 km
Consommation annuelle (SST)	119 983 MWh	119 983 MWh
Unités d'Abonnement (UA)	77 449 UA	77 449 UA
Mixité réelle	cogé : 53% gaz : 47%	cogé : 29% gaz : 71%
Mixité de facturation	40,5% - 59,5%	21,8% - 78,2%
R1 € HT/MWh	32,31 €/MWh	38,13 €/MWh
R2 € HT/UA	50,71 €/UA	50,71 €/UA
Prix moyen tout compris €HT/MWh	65,04 €/MWh	70,86 €/MWh
Prix moyen tout compris €TTC/MWh	73,30 €/MWh	80,29 €/MWh
Facture logt type (10MWh / 6 UA)	709 € TTC	779 € TTC
CO ₂ évité	0 t CO ₂	0 t CO ₂

Tableau 13 – Récapitulatif des situations de référence

Pour la suite, c'est la situation initiale projetée qui est utilisée comme moyen de comparaison avec les différents scénarios.

2 Evolution du réseau

2.1 Evolution sur les bâtiments raccordés

Afin de disposer de données sur l'évolution du patrimoine raccordé, des rencontres avec l'ensemble des abonnés actuels (bailleurs et collectivités essentiellement) ont été sollicitées. Les données obtenues (évolution des bâtiments actuellement raccordés : réhabilitation, évolution de l'utilisation ; nouveau bâtiment en projet à proximité ; avis sur la gestion du réseau) ont été intégrées dans le présent schéma directeur.

2.1.1 Evolution globale sur le réseau

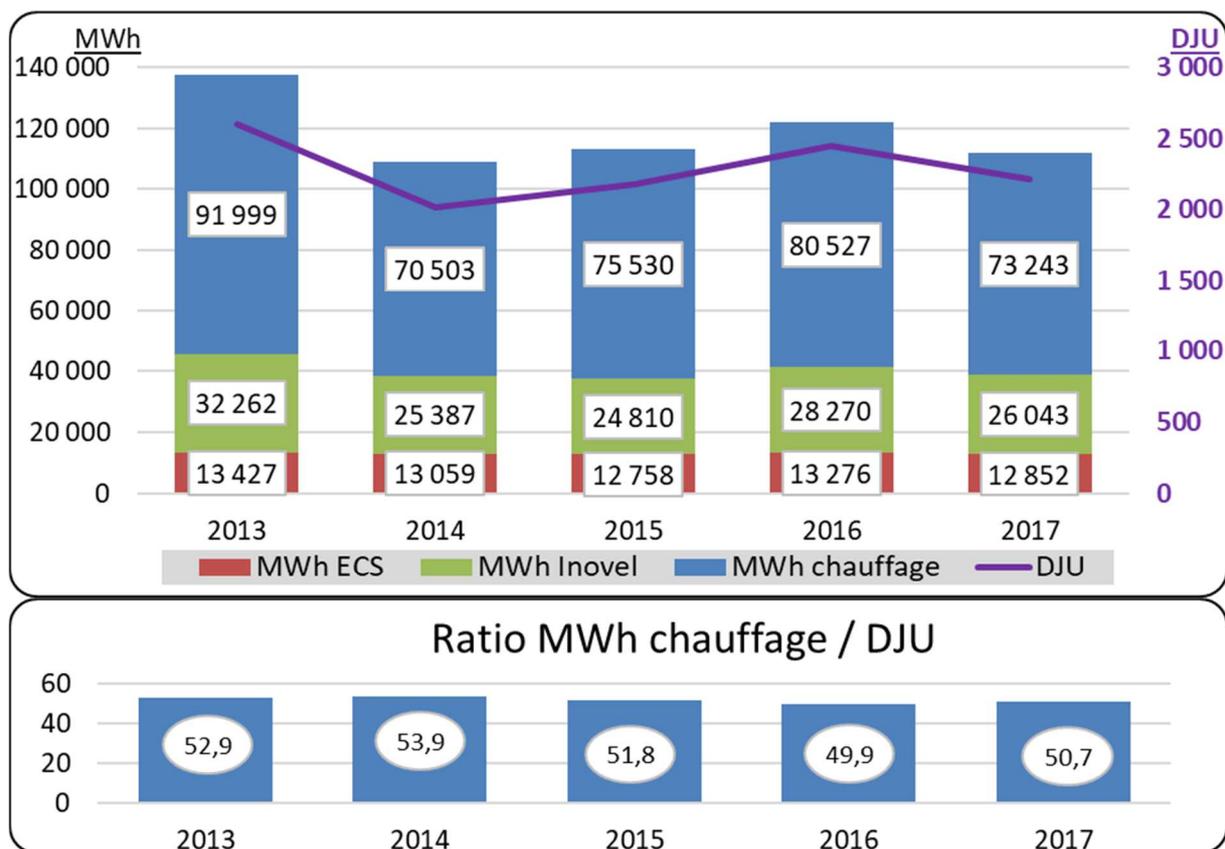


Figure 27 – Consommation de MWh en sous-station et ratio par DJU

L'évolution des consommations est directement dépendante de la rigueur climatique. Ainsi, le premier graphique ci-dessus présente une allure similaire à la rigueur climatique.

Compte-tenu du lien entre consommation de chaleur total (chauffage + ECS + tertiaire) et ratio en MWh/DJU, les ratios sont indiqués avec le graphique précédent.

Le ratio global sur l'année 2016 était de **49,9 MWh/DJU**. Il est pratiquement équivalent pour l'année 2017 : **50,7 MWh/DJU**.

En tout état de cause, nous observons une érosion régulière du ratio de consommation en fonction de la rigueur climatique : - **2 MWh/DJU** entre 2013 et 2017.

Cela s'explique par l'évolution du bâti d'une part (réhabilitation de bâtiments) et d'autre part par l'évolution du comportement des utilisateurs ainsi que par la maintenance des exploitants secondaires (contrat avec intéressement).

→ La projection de consommation de chaleur à l'horizon 2021 comprend une diminution équivalente du ratio de consommation : -4%, soit **48,7 MWh/DJU**.

2.1.2 Evolution spécifique

Des dé raccordements ont été prévus pour la projection en 2021. Il s'agit notamment de sites situés sur des espace en mutation :

Installation	Activité	Conso total 2017 [MWh]	Conso total 2017 (norma) [MWh]	UA 31/12/17	Consos 2021	UA 2021	Raccordé 2021	Commentaire
ENERGY PARK	Logements	430	423	547	0	0	0	Nouveau projet Energie Park
SCHINDLER	Industrie / Commerce	2 121	2 086	1 013	0	0	0	Rénovation site Schindler

Tableau 14 – Dé raccordements prévus

Le total de consommation ainsi déduit correspond à 2 509 MWh et 1 560 UA.

Ces 2 sites font l'objet d'une rénovation importante et dont le raccordement au réseau doit être obtenu par le délégataire :

Installation	Activité	Consos 2021	UA 2021	kW	Raccordé	Commentaire
Site Energy Park	Logements	1 913	1613	1152	1	
Site Energy Park	Tertiaire	563	560	400	1	
Site Schindler	Industrie / Commerce	408	406	290	1	1er trimestre 2020

Tableau 15 – Evolution des sites prévus en dé raccordement

2.2 Développements envisageables

2.2.1 Vue d'ensemble

Afin de projeter les futures conditions d'exploitation du réseau vers un périmètre cohérent, nous présentons ici les évolutions du réseaux envisagées à ce jour et éventuellement intégrées aux consommations prévisionnelles.

L'évolution de la consommation totale de chaleur sur le réseau implique un impact sur chacun des termes tarifaires :

- **R1** : la mixité est fortement liée à la consommation annuelle **et à son profil**. Les monotones projetés sont présentées ci-après.
- **R2** : le nombre d'abonné et donc la puissance souscrite du réseau permet de répartir les charges fixes, et notamment les charges liées à de futur investissements.

On peut voir cependant sur la carte ci-dessous qu'une partie déjà importante de la ville est connecté à ce réseau.

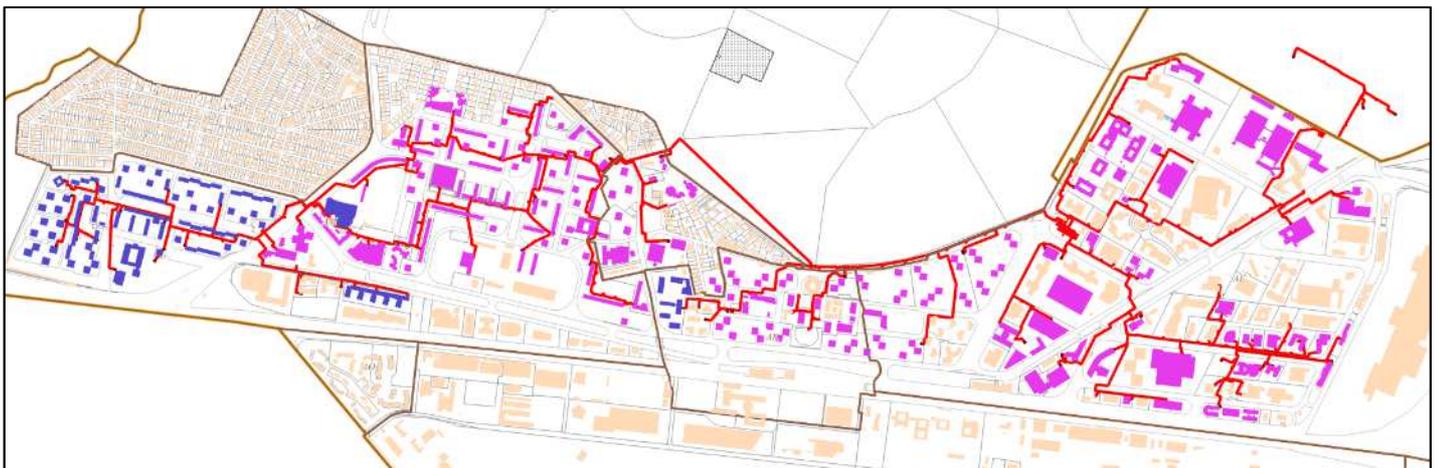


Figure 28 – Plan du réseau

Légende :

- En rouge, le réseau.
- **En bleu**, les bâtiments reliés au réseau basse-pression.
- **En violet**, les bâtiments reliés au réseau haute-pression.
- En **rose clair**, les bâtiments non-relies.

Il reste tout de même des bâtiments non-relies dans le pôle d'affaires INOVEL Parc et une zone pour le moment non desservie par le réseau : le **secteur au sud de l'A86**.

➔ une concertation est en cours afin d'établir les prospects intéressés.

2.2.2 Sud A86

Une des pistes principales de développement serait donc de traverser l'A86 afin d'agrandir sensiblement le potentiel d'abonnés : cette piste demande cependant une solution technique à étudier plus en détail.



Figure 29 – Plan sud A86. Source : Google Earth



Figure 30 – Exemple abonné potentiel (5). Source : Google Earth

Développement réseau de chaleur Vélizy : Sud A86												
Número map	Description	Type bâtiment	Isol.	nb niv.	long.	larg.	Surface au sol	Surface totale	consommation unitaire	Consommation annuelle chaleur	Commentaire	Raccordé
1	Bureaux	3	3	5	85 m	26 m	2 210 m ²	11 050 m ²	82 kWh/m ² /an	906 MWh		oui
2	occupés?	3	2	3	150 m	45 m	6 750 m ²	20 250 m ²	116 kWh/m ² /an	2 349 MWh		non
3	militaire ?	3	2	1	238 m	20 m	4 760 m ²	4 760 m ²	116 kWh/m ² /an	552 MWh		oui
4	hangar	3	1							0 MWh		non
5	Bureaux	3	3	3	434 m	16 m	6 944 m ²	20 832 m ²	82 kWh/m ² /an	1 708 MWh		oui
6	Bureaux	3	3	4	277 m	13 m	3 601 m ²	14 404 m ²	82 kWh/m ² /an	1 181 MWh		oui
7	hangar à train	3	1							0 MWh		non
8	Bureaux (Engie)	3	3	3	168 m	15 m	2 520 m ²	7 560 m ²	82 kWh/m ² /an	620 MWh		oui
9	militaire	3	2							0 MWh		non
10	militaire	3	2							0 MWh		non
11	Bureaux	3	3	3	88 m	12 m	1 056 m ²	3 168 m ²	82 kWh/m ² /an	260 MWh		oui
12	Militaire	3	2							0 MWh		non
13	Militaire	3	2							0 MWh		non
14	Militaire	3	2							0 MWh		non
15	Militaire	3	2							0 MWh		non

Tableau 16 – Tableau des prospects Sud A86

L'analyse des abonnés potentiels est complexifiée par le statut de certain bâtiment appartenant au Ministère de la Défense. Ceux-ci n'ont pas été intégrés au programme de développement.

2.2.3 Développement du réseau

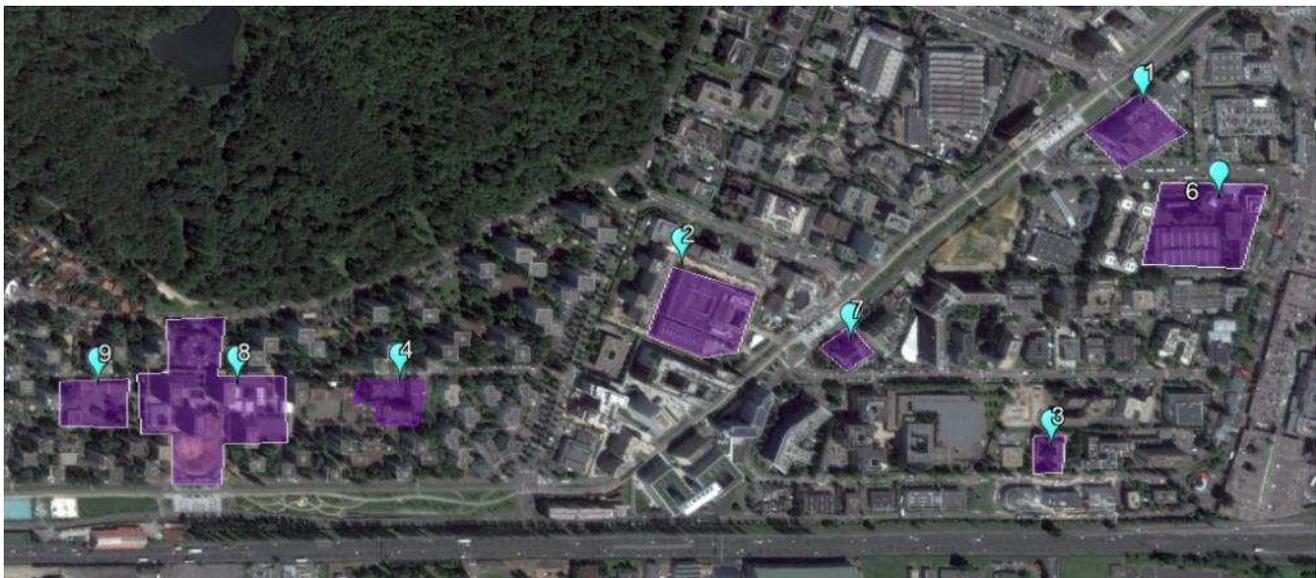


Figure 31 – Sites identifiés comme abonnés potentiels. Source : Google Earth

Développement réseau de chaleur Vélizy : Prospects									
Numéro map	Description	Type bâtiment	Isol.	Surface au sol	Surface totale	consommation unitaire	Consommation annuelle chaleur	Commentaire	Raccordé
1	Réhabilitation du site Schindler	3	4				408 MWh	1er trimestre 2020	oui
2	CONNECT	1	4				2 093 MWh	3ème trimestre 2020	oui
3	Projet Eiffage : résidence de tourisme + résidence étudiante	1	4				1 425 MWh	2ème trimestre 2020	oui
4	Complexe Sportif Exelmans	2	4				1 405 MWh	1er trimestre 2020	oui
5	Projet Covivio "MEUDON CAMPUS"	3	4				4 237 MWh	probablement pas avant 2021	non
6	IUT	2	2				2 530 MWh	sept-19	non
7	Projet Heracles	3	4				1 405 MWh	1er trimestre 2020	oui
8	ZAC Louvois lot D	1	4				299 MWh	mi 2020	oui
9	ZAC Louvois lot E	1	4				282 MWh	mi 2020	oui

Tableau 17 – Tableau des prospects

2.2.4 Intégration de nouvelles constructions

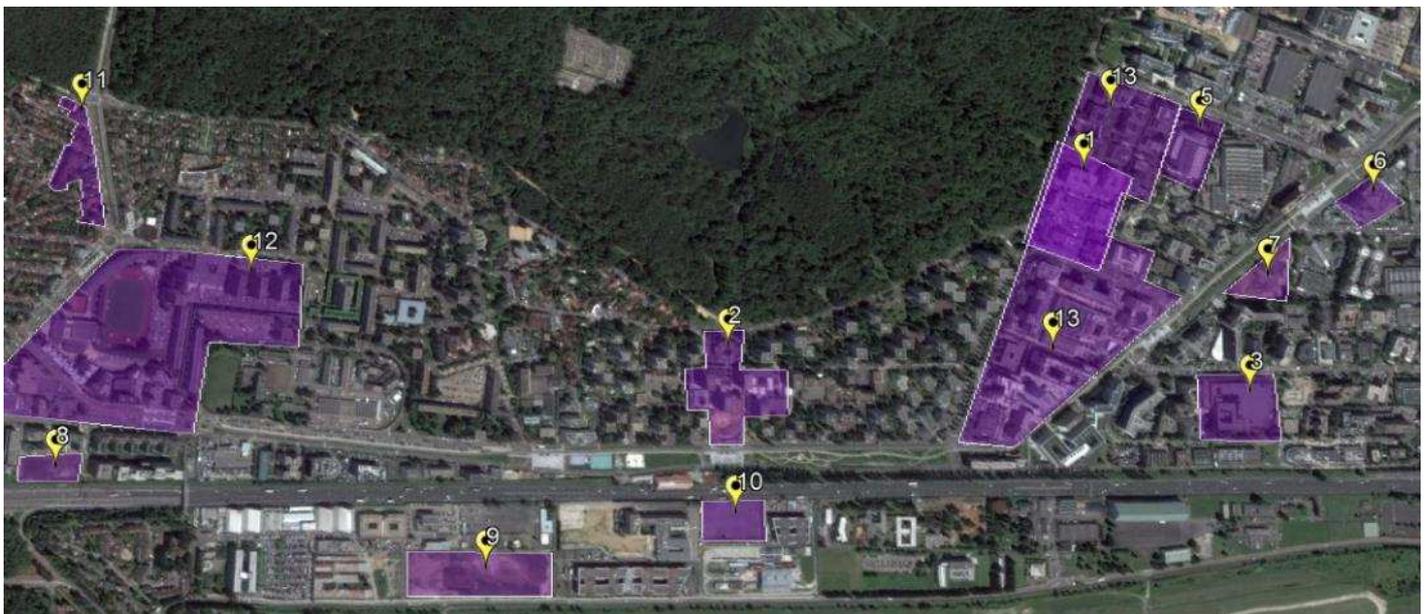


Figure 32 – Sites identifiés rénovation urbaine. Source : Google Earth

Développement réseau de chaleur Vélizy : Constructions									
Numéro map	Description	Type bâtiment	Isol.	Surface au sol	Surface totale	consommation unitaire	Consommation annuelle chaleur	Commentaire	Raccordé
1	Logements "zone UK"	1	4		98 000 m ²	45 kWh/m ² /an	4 410 MWh	1 400 logements	oui
2	ZAC Louvois	1	4		8 960 m ²	45 kWh/m ² /an	403 MWh	128 logements	oui
3	Site ENERGY PARK	3	4		50 000 m ²	38 kWh/m ² /an	1 913 MWh		oui
4	Site ENERGY PARK	1	4		12 500 m ²	45 kWh/m ² /an	563 MWh	250 logements	oui
5	Rue Marcel Dassault	3	4		34 000 m ²	38 kWh/m ² /an	1 301 MWh		oui
6	Schindler	3	4		26 000 m ²	38 kWh/m ² /an	408 MWh		oui
7	Gecina	3	4		15 000 m ²	38 kWh/m ² /an	574 MWh		oui
8	Terrain Mercedes	3	4		8 400 m ²	38 kWh/m ² /an	321 MWh		oui
9	Terrain LD Investissement	3	4		30 000 m ²	38 kWh/m ² /an	1 148 MWh		oui
10	Terrain Fidéli	3	4		12 000 m ²	38 kWh/m ² /an	459 MWh		oui
11	Requalification Rue Marcel Sambat						0 MWh	Développement d'une offre de logement prévu	
12	Renouvellement quartier Mail						0 MWh	Développement d'une offre de logement prévu	
13	Mutation Grange Dame Rose						0 MWh	Pas de création de logement prévu	

Tableau 18 – Tableau des prospects (constructions prévisionnelles)

2.2.5 Conclusion sur le développement

Un scénario 2021 a été établi à partir des données présentées ci-avant (déraccordement, diminution du ratio MWh/DJU et nouveaux raccordements).

Les résultats sont présentés ci-après :

Période	2017	2021	Écart (%)
Chaleur [MWhu]	119 983	134 260	+ 12%
UA	77 449	95 441	+ 23%

Tableau 19 – Evolution situation initiale / situation 2021

Ce scénario présente une évolution de + 15 000 MWh pour un total de 134 000 MWh.

2.2.6 Faisabilité des extensions

Comme évoqué dans le présent schéma directeur, le réseau de chaleur actuel parcourt, si l'on exclut la zone pavillonnaire, toute la Ville d'Est en Ouest. Ainsi, le développement détaillé dans les paragraphes précédent (2.2.3 et 2.2.4) représente une **densification** pour le réseau et non une extension en tant que telle.

Les puissances mises en jeux dans ce développement ne semblent par ailleurs présenter aucune difficulté pour être alimenté par le réseau existant.

A l'inverse, la situation géographique de la chaufferie V3, au cœur du quartier INOVEL, présente un avantage certain pour le délégataire au vu de la mutation à venir de cette zone.

En revanche, le développement vers le Sud de l'A86, s'il semble pertinent en termes de consommation, présente un obstacle majeur : la traversée de l'autoroute.

Le schéma ci-après présente le réseau distribuant la chaleur aux abonnés identifiés ainsi que 2 possibilités de raccordements au réseau existant : l'une partant de la chaufferie V2, la seconde partant d'un nœud situé sur la rue Aristide Briand, ce qui permet notamment une alimentation depuis la chaufferie V2 comme depuis la chaufferie V3.

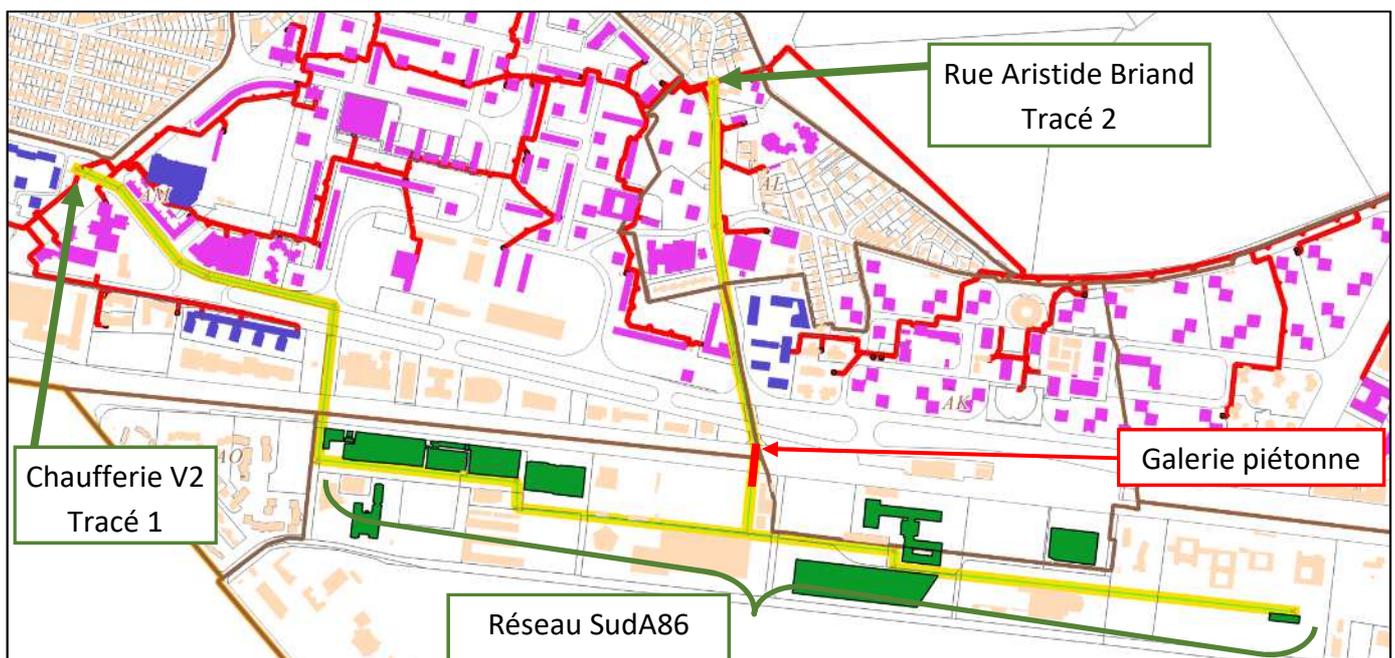


Figure 33 – Raccordement du secteur sud A86

Le tableau ci-après présente les informations de longueur de réseau, de MWh consommés sur l'antenne, ainsi que le ratio MWh/ml. Le potentiel n°2 identifié sur le tableau 2.2.2 étant incertain mais avec un potentiel de consommation important, une sensibilité en présence et absence de celui-ci est indiquée.

	Réseau SudA86	SudA86 + tracé 1	SudA86 + tracé 2
Consommation hors n°2 (cf. 2.2.2) [MWh]	5 227 MWh	5 227 MWh	5 227 MWh
Longueur réseau	1 653 m	2 394 m	2 391 m
Ratio conso [MWh/ml]	3,2 MWh/ml	2,2 MWh/ml	2,2 MWh/ml
Consommation y c n°2 (cf. 2.2.2) [MWh]	7 576 MWh	7 576 MWh	7 576 MWh
Longueur réseau	1 653 m	2 394 m	2 391 m
Ratio conso [MWh/ml]	4,6 MWh/ml	3,2 MWh/ml	3,2 MWh/ml

Tableau 20 – Caractéristiques extension sud A86

La prise en compte du site n°2 avec son potentiel de consommation estimé de plus de 2 000 MWh permet de bonifier fortement le développement de cette zone (ratio >3MWh/ml). On peut en déduire que le raccordement de tout ou partie des sites militaires non pris en compte permettra également une forte optimisation du ratio de MWh/DJU. Le développement réduit permet toutefois de rester au-dessus du ratio minimal de 1,5 MWh/ml.

Les 2 points de départs du réseau de l'extension étant à des distances équivalentes, le tableau précédent ne permet pas de privilégier l'un ou l'autre. En revanche, la méthode de traversée de cette voie pourra être déterminante. A ce titre, la présence d'une galerie piétonne à proximité directe du tracé n°2 serait une opportunité réelle (voir emplacement approximatif sur le plan précédent).



Figure 34 – Galerie piétonne

2.3 Passage en basse température

Une évolution des moyens de productions peut rendre indispensable le passage du réseau en **basse température / basse pression**. C'est notamment le cas avec la géothermie, celle-ci fonctionnant à un régime 50/70°C.

➔ Le passage en basse pression implique une adaptation de chaque aspect du réseau :

- **Production** : les générateurs utilisés en fonction du régime de pression sont différents (actuellement les générateurs de la chaufferie V2 sont en basse pression). Il est toutefois possible de ne pas remplacer les générateurs et/ou de conserver la cogénération (actuellement adaptée pour de la haute pression) en mettant en place un échangeur d'interface. Celui-ci transfère alors la chaleur depuis la « boucle » haute pression vers le réseau basse pression.

Les pompes réseaux sont également à remplacer afin de les adapter au régime de fonctionnement.

- **Transport** : la quantité de chaleur véhiculée dans le réseau par seconde (donc la puissance) dépend des paramètres température/pression, mais elle est surtout physiquement limitée par le diamètre de la canalisation. Le passage en basse pression / basse température diminuant la puissance maximale des canalisations, il peut être nécessaire de remplacer les canalisations existantes par des canalisations avec des diamètres supérieurs afin de conserver le potentiel de puissance par tronçon.

Au vu des coûts de cette opération, il convient de s'assurer de la pertinence de ces remplacements en mesurant la puissance maximale nécessaire par tronçon. En effet, les évolutions du patrimoine (destruction de bâtiments), de leur performance (réhabilitation), de leur utilisation (diminution de la température dans les logements) et des outils (régulation permettant d'optimiser le fonctionnement du réseau) ont fait évoluer les besoins vis-à-vis de la situation initiale. Ainsi, seule des remplacements ponctuels de certaines artères ou antennes terminales peuvent s'avérer nécessaires. De plus, des optimisations sont possibles en conservant les deux canalisations existantes et en rajoutant une seule canalisation lors du passage BP.

➔ Seule une étude approfondie des modalités de passage en basse pression permettra de déterminer les tronçons à remplacer et leur dimensionnement.

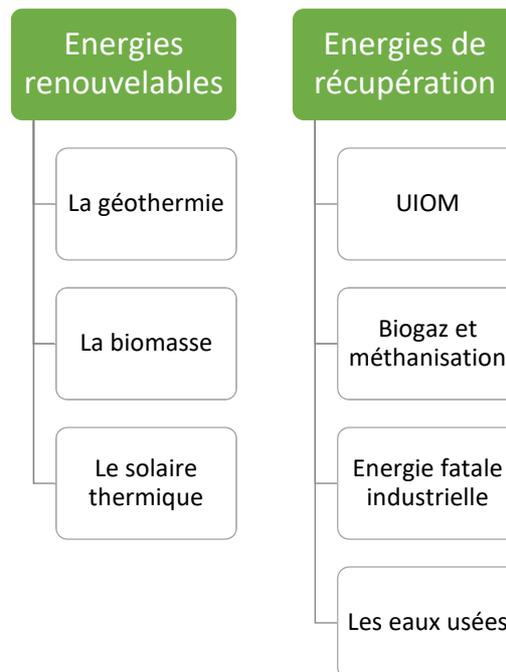
- **Distribution** : les échangeurs actuels ne sont pas conçus pour transférer de la chaleur dans des conditions basse température / basse pression. C'est pourquoi leur remplacement doit se faire simultanément aux modifications du réseau.

➔ Le coût global de cette opération est estimé à 8 000 k€.

3 Intégration d'énergies renouvelables

3.1 Présentation

Le terme EnR&R désigne les sources d'Énergies Renouvelables et de Récupération. Aujourd'hui, ces énergies peuvent être représentées de manière générale par :



- Les énergies renouvelables sont caractérisées par un faible impact pour l'environnement, que ce soit par l'absence de rejet direct de carbone (géothermie, solaire) ou par l'émission de carbone photosynthétisé sur un cycle court comme pour la biomasse.
 - Les énergies de récupération utilisent l'énergie dégagée par un processus produisant de la chaleur fatale. Si celle-ci n'est pas récupérée, elle est perdue dans l'environnement. Son impact n'est pas neutre pour l'environnement, mais son utilisation permet de ne pas avoir recours à d'autres énergies.
- ➔ Afin de bénéficier d'un taux de TVA réduit, il est indispensable que le taux d'EnR&R soit supérieur à 50%.

Pour rappel, actuellement, aucune énergie EnR&R n'est valorisée sur ce réseau.

Démarche ENR'CHOIX :



L'ADEME préconise une démarche visant à prioriser les énergies renouvelables et de récupération. Celle-ci préconise de faire appel à la chaleur fatale dans une première approche.

3.2 Réseaux publics et privés à proximité du réseau

Les réseaux de chaleur situés à proximité de la Ville de Vélizy-Villacoublay sont répertoriés sur la carte suivante. Un récapitulatif des caractéristiques de ces réseaux est fourni ci-après.

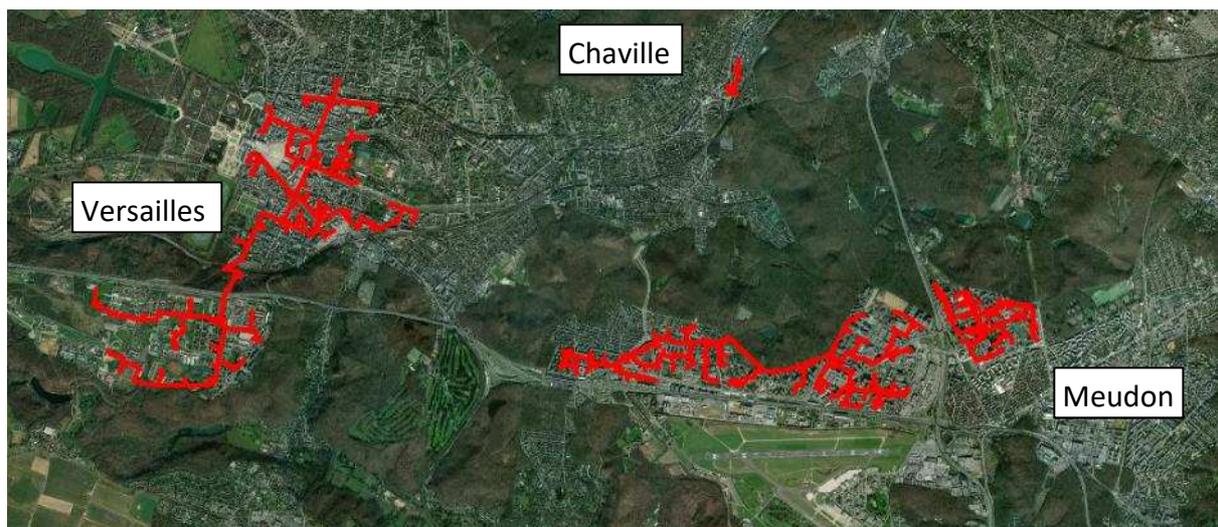


Figure 35 – Réseaux de chaleur à proximité – Source : Via Sève

Ville	Versailles	Chaville	Meudon-la-Forêt
Longueur réseau	22 km	1 km	8 km
Taux ENR&R	0%	0%	0%
Chaleur livrée	100 000 MWh	13 000 MWh	87 500 MWh
Équivalents logements	8 920	1 167	8 048
Distance du réseau de Vélizy	1 850 m	2 550 m	280 m

Tableau 21 – Caractéristiques des réseaux à proximité

Cet état des lieux met en avant la proximité entre le réseau de Vélizy-Villacoublay et celui de Meudon-la-Forêt. En effet, les réseaux sont situés de part et d'autre de la N118.

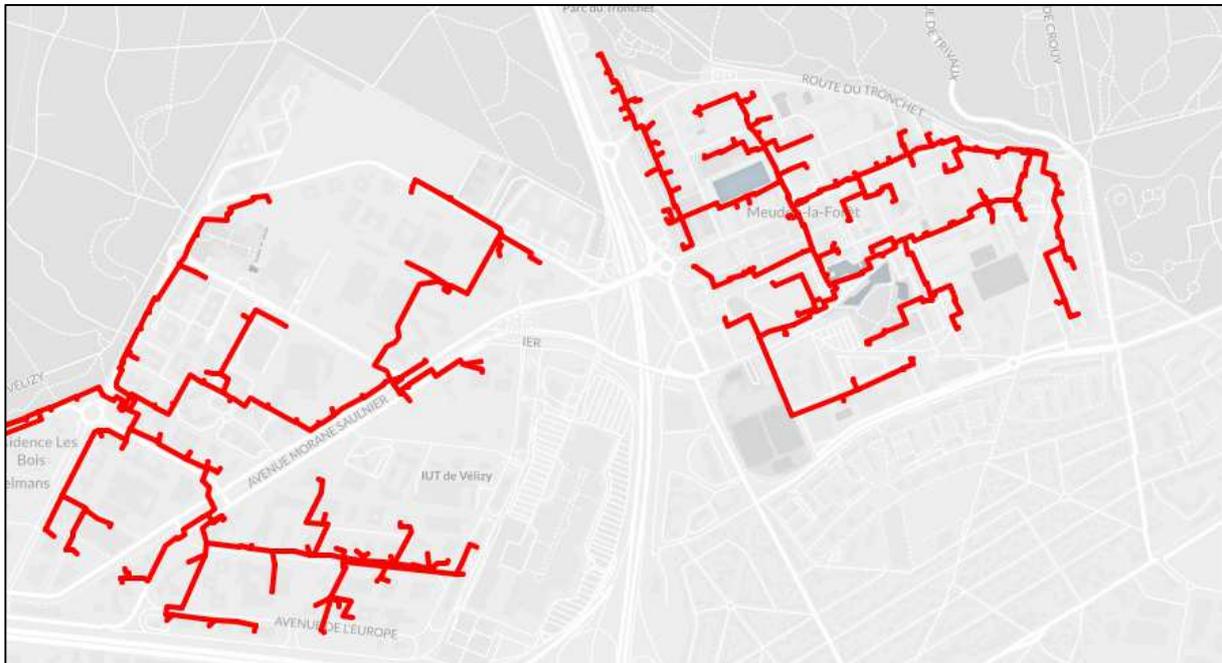


Figure 36 – Réseaux de Vélizy et de Meudon-la-Forêt – Source : Via Sèva

La proximité des 2 réseaux permet d'envisager un maillage et donc une mutualisation de la production et de la consommation.

➔ Un tel réseau (y compris le développement envisagé du réseau de Vélizy) permettrait de fournir plus de **210 000 MWh**.

Au-delà de l'aspect juridique et contractuel, ce maillage présente un obstacle physique avec la traversée de la N118. Aucun passage souterrain similaire à la traversée sous l'A86 n'ayant été répertorié, la traversée de cette voie nécessite un **fonçage** ou un accrochage sur le pont type **encorbellement**. Le coût de cette opération est estimé à 500 k€ HT. A celui-ci s'ajoute les canalisations à placer de part et d'autre dans le but de raccorder les chaufferies ou du moins un nœud de réseau adapté.

Dans l'hypothèse où les chaufferies seraient raccordées entre elles à l'aide d'un réseau spécifique de 2 400 m et d'un diamètre de 300 mm, le coût global de l'opération serait de 3,7 millions d'euros HT (hors subventions).

➔ En considérant que ce coût permettrait au réseau de Meudon-la-Forêt de prétendre à un taux de TVA réduit sur le R1 (de 20% à 5,5%), et en amortissant le coût des travaux sur 20 ans, la liaison serait amortie dans le cas où le **R1** serait supérieur à **30€ HT/MWh**.

De plus, cette étude ne prend pas en compte les économies réalisées sur la TICGN en remplaçant des MWh gaz par des MWh EnR&R.

Le réseau de Meudon-la-Forêt est similaire au réseau de Vélizy en ce qui concerne ses productions : il s'agit d'un réseau utilisant 100% de gaz naturel avec chaudières et cogénérations.

Si un R1 à plus de 30€HT/ MWh est élevé sur ce type de réseau, la perspective de la fin du contrat d'achat d'électricité des cogénérations et l'évolution de la TICGN et/ou des quotas de CO₂ rendent ce prix tout atteignable à moyen terme.



Figure 37 – Liaison Vélizy-Villacoublay – Meudon-la-Forêt

3.3 Chaleur fatale

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

Cette chaleur, normalement dissipée et perdue, est alors valorisée sur un autre process, interne ou externe, et peut dans certaines conditions être injectée sur un réseau de chaleur.

3.3.1 Les Unités d’Incinération de Déchets Non Dangereux (UIDND)

La carte ci-après indique la présence de gisement liée à ces unités de traitement.

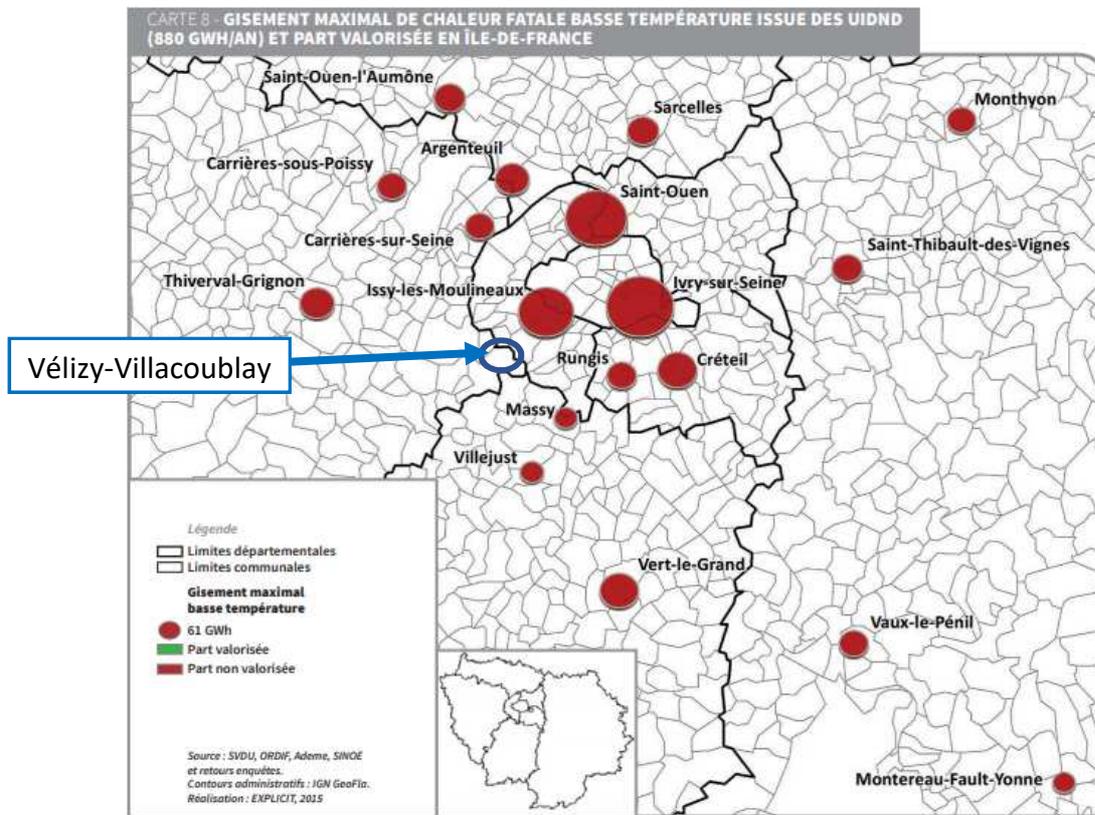


Figure 38 – Gisement chaleur fatale issue des UIDND – Source : ADEME

➔ Aucune UIDND n’est présente à une distance raisonnable du réseau de chaleur de Vélizy.

3.3.2 Les Data Centers

Les Data Center, présentent de forts besoins de refroidissement pour maintenir les installations informatiques dans des conditions optimales de fonctionnement. Le refroidissement représente une part importante de la consommation électrique, et la récupération de chaleur sur les groupes froids est possible.

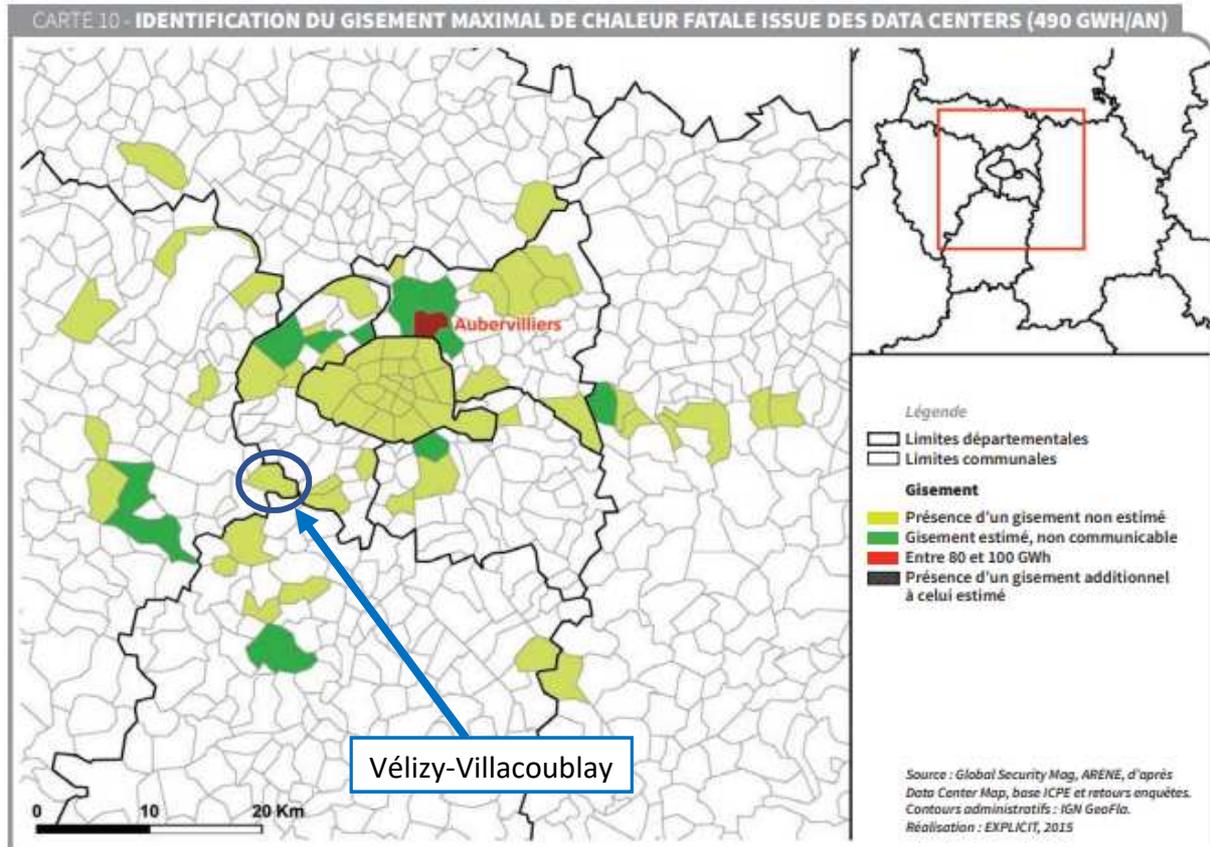


Figure 39 – Gisement chaleur fatale issue des Data Centers – Source : ADEME

La Ville compte un Data Center : la société Green Data Center 3. Celle-ci est idéalement placée sur la zone INOVEL :

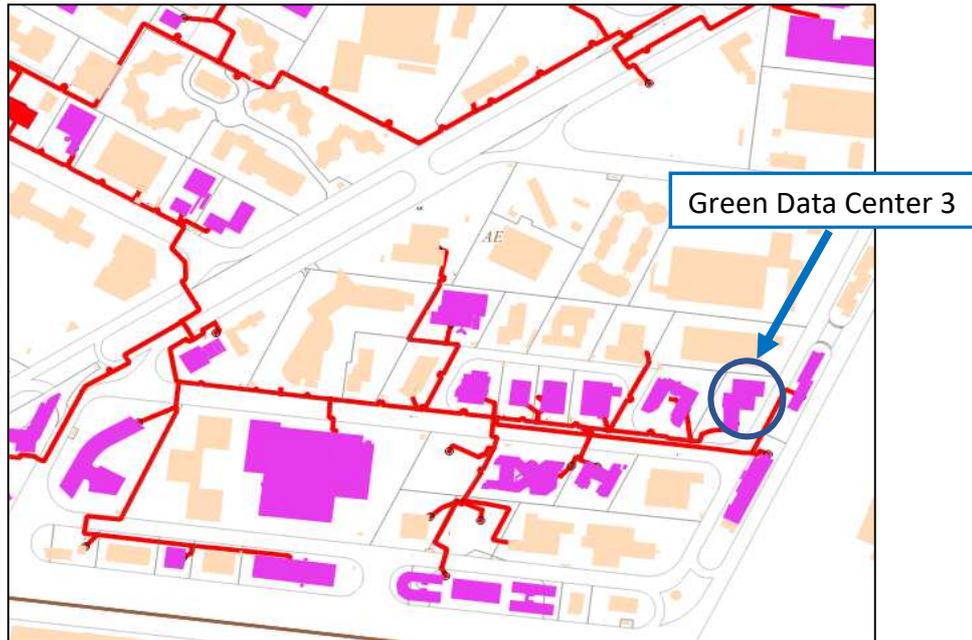


Figure 40 – Potentiel Data Centers : Green Data Center 3

Bien que le site soit déjà raccordé, en l'absence d'informations précises sur le potentiel de chaleur et sur le futur du site, celui-ci n'a pu être intégré dans la production du réseau. En effet, les investissements réalisés en cas de valorisation de chaleur fatale doivent être amorti sur une durée importante (15 ans minimum).

3.3.3 Récupération de chaleur sur les eaux usées des Stations de Traitement des Eaux Usées (STEU)

La carte ci-après indique la présence de gisement liée à ces unités de traitement.

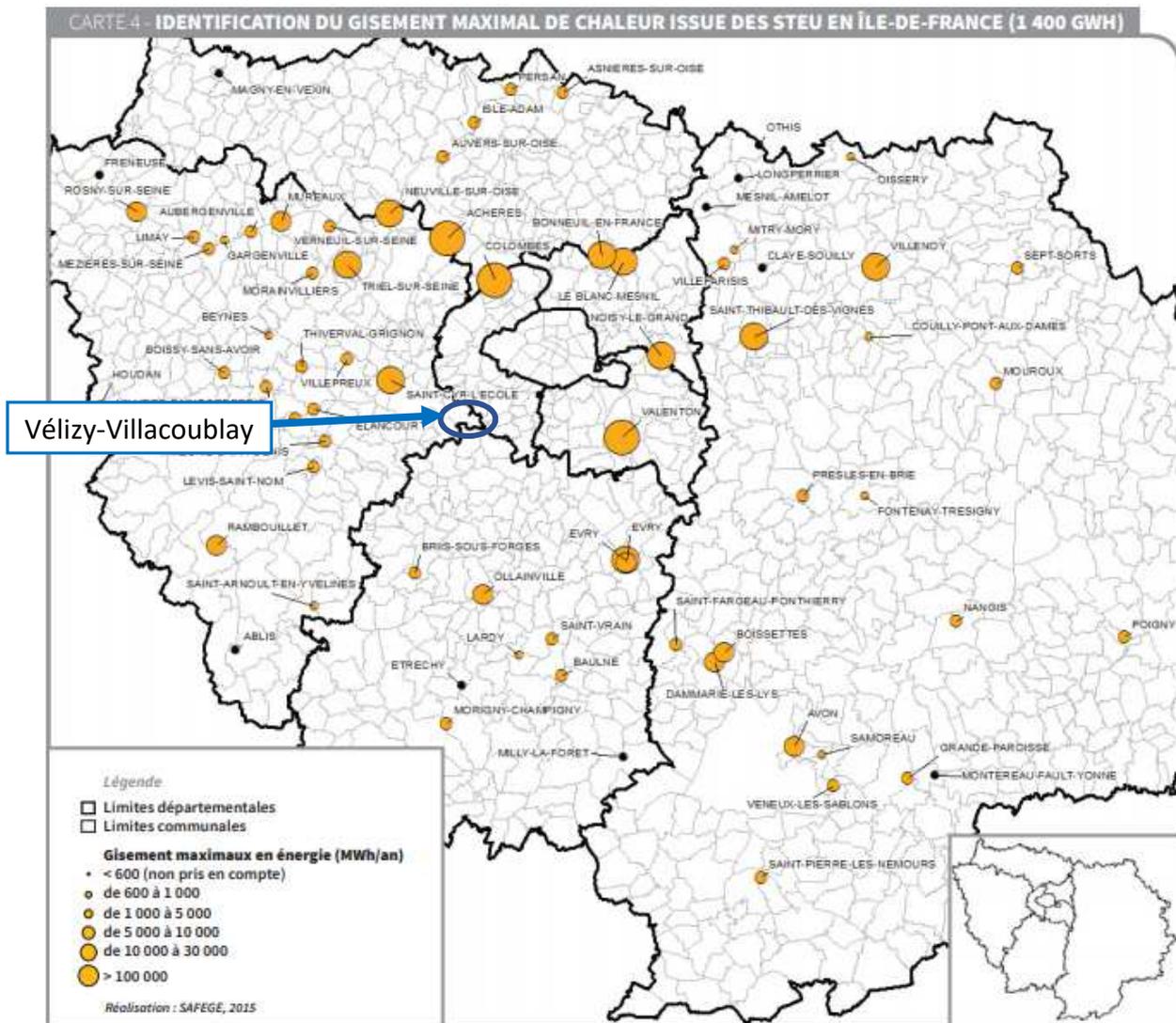


Figure 41 – Gisement chaleur fatale issue des STEU – Source : ADEME

➔ Aucune STEU n'est présente à une distance raisonnable du réseau de chaleur de Vélizy.

Les eaux usées sont des eaux polluées (effluents) constituées de toutes les eaux susceptibles de contaminer le milieu dans lequel elles seraient déversées ; elles sont issues de l'utilisation anthropique (artisanale, agricole, industrielle...). La température de ces eaux est relativement constante (entre 12 et 20°C) sur l'ensemble de l'année.

On parle d'eaux « grises » pour des eaux peu polluées d'origine domestique résultant de douches, de lavage de mains, de vaisselles ou les eaux pluviales. On parle d'eaux « noires » lorsque les matières qu'elles contiennent sont des substances plus polluantes.

Ces effluents sont en permanence chauffés par les rejets domestiques (eau de douche, lavelinges, ...) et la température moyenne oscille entre 15 et 20 °C. Tout ou partie du débit est utilisé en vue d'alimenter une pompe à chaleur qui permet de diminuer la température de ces effluents de 4 à 5°C et de remonter la température du réseau.

Différentes technologies de récupération de chaleur sur eaux usées existent. Deux solutions sont décrites ci-dessous :

- **ENERGIDO®** de Véolia : Ce système dérive une partie (fonction de la puissance souhaitée et du débit minimum de fonctionnement du réseau d'assainissement) des eaux usées vers des échangeurs en surface. Les échangeurs transfèrent les calories issues des eaux usées au fluide caloporteur. Des pompes à chaleur utilisent ensuite l'énergie contenue dans le fluide caloporteur pour relever en température les retours du réseau de chaleur jusqu'à un maximum de 70°C. Le schéma de principe suivant décrit la technologie :

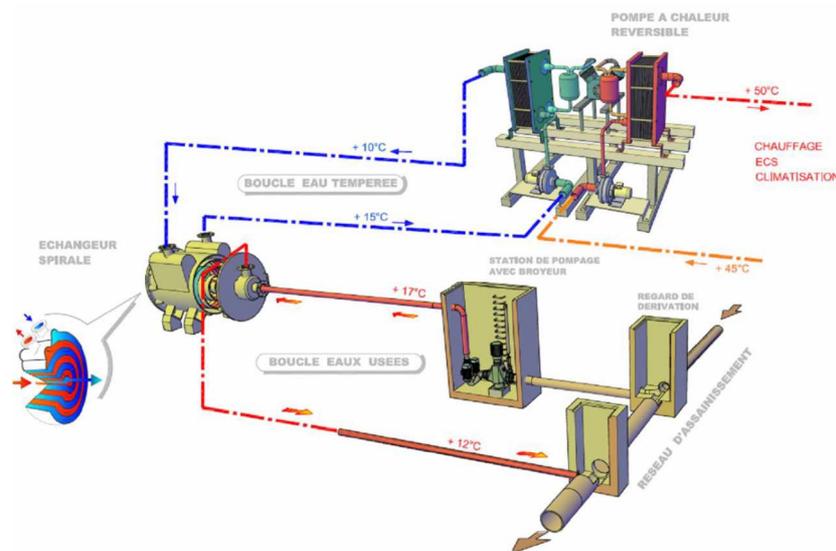


Figure 42 – Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Energido – Source : VEOLIA

- **Degrés Bleus®**, de Suez Environnement : Un échangeur est rajouté à l'intérieur du collecteur pour en épouser la forme. Il n'y a pas besoins de dévier tout ou partie du débit, celui-ci circule normalement dans le collecteur et est refroidi au fur et à mesure de son avancement. La longueur de collecteur-échangeur à mettre en place dépend de la puissance souhaitée. Le fluide caloporteur circulant dans l'échangeur est ensuite remonté en surface pour alimenter la pompe à chaleur.

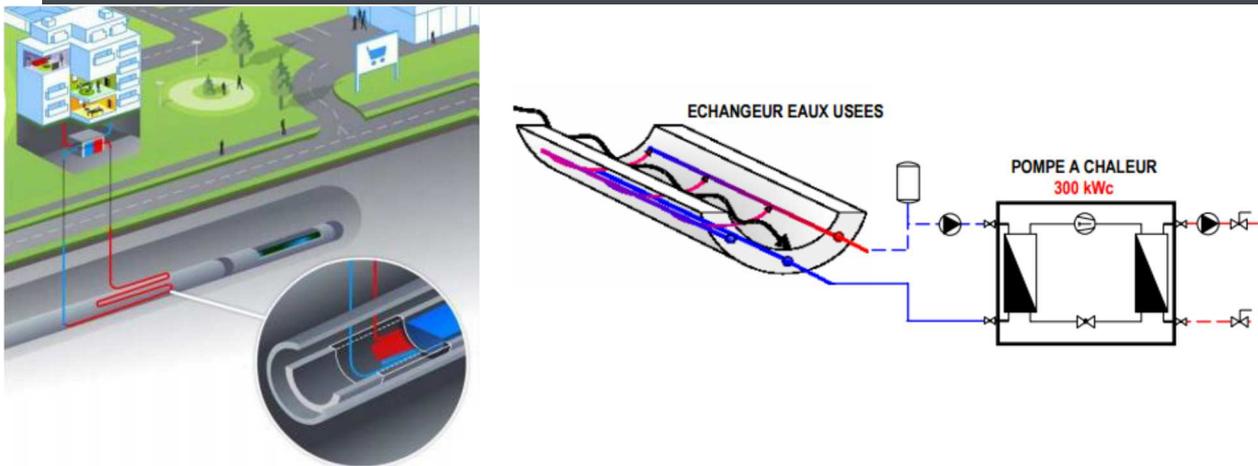


Figure 43 – Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Degrés Bleus – Source : Suez Environnement

Si ces pistes semblent intéressantes, notamment de par leur caractère fatal, elles sont relativement complexes à mettre en œuvre et apporte un bénéfice marginal. En effet, les débits et les températures en jeux (et donc la puissance récupérée) restent faible au regard des besoins. De plus, le fonctionnement n'est pas complémentaire avec d'autres types d'EnR&R comme les UVE ou la géothermie car la récupération est plus performante en période estivale.

- ➔ Cependant, les canalisations situées à proximité des installations de production actuelles semblent présenter un potentiel important du fait de leur situation (canalisations principales) et leurs caractéristiques (dissociation des eaux de pluies).

Ainsi, une première approche est en cours avec des relevés (températures et débits) réalisés *in situ* par la Ville.

L'analyse de ces données devront permettre d'acter le cas échéant la réalisation d'une étude de faisabilité démontrant la pertinence du dispositif sur l'un ou les 2 sites.

3.4 Géothermie

La géothermie est l'exploitation de la chaleur de la terre grâce à un fluide, circulant dans une formation géologique ciblée (aquifère), dont on utilise les calories en fonction de la température, soit directement par un échangeur de chaleur, soit par transformation thermodynamique dans une pompe à chaleur ou une turbine, soit un mixte des différentes solutions. Cette ressource locale et non délocalisable présente un gradient géothermal de 3,3°C tous les 100 mètres de profondeur.

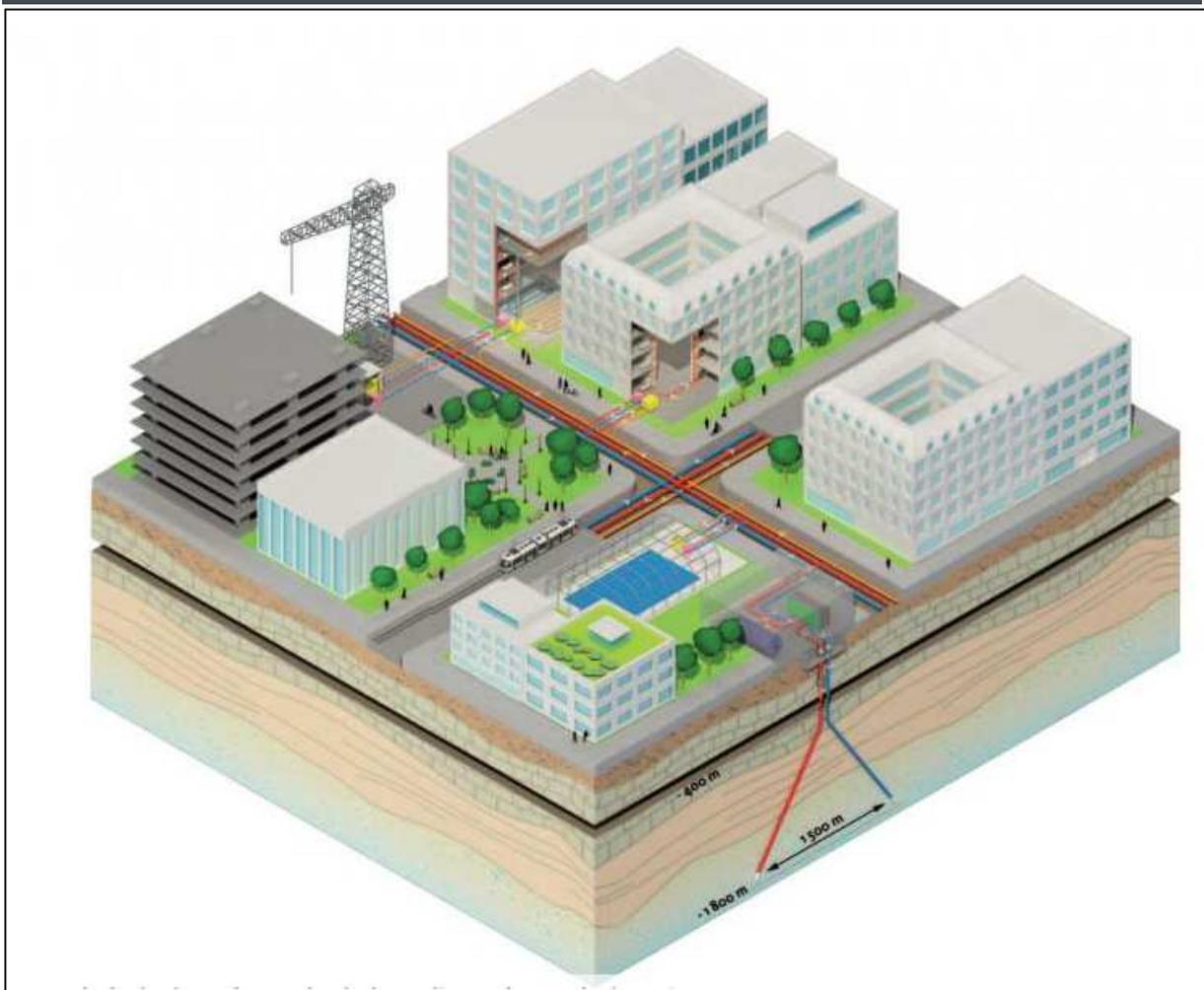


Figure 44 – Vue générale d'un réseau de chaleur alimenté par géothermie – Source : ADEME et BRGM

Quelle que soit la ressource géothermale utilisée, les contraintes environnementales ou réglementaires imposent l'exploitation géothermique des aquifères avec un doublet géothermique. Il s'agit de créer au minimum un puits de production et un puits de réinjection permettant de réintroduire la quantité de fluide extraite du puits de production dans son réservoir d'origine en vue de pérenniser la ressource.

Le point de prélèvement dans le réservoir et le point de réinjection dans ce même réservoir doivent être suffisamment espacés, afin de ne pas dégrader, au cours de la durée d'exploitation, la température au puits de production par la venue d'une bulle froide en provenance du puits de réinjection (phénomène de percée thermique).

La boucle géothermale, c'est-à-dire de l'eau prélevée au sous-sol, est constituée :

- d'un puits de production dans lequel une pompe d'exhaure immergée assure le débit de production ;
- d'un système de prélèvement de chaleur (échangeur géothermique) ;

- d'une ou plusieurs pompes de réinjection pouvant pousser le fluide géothermal « froid » vers le puits de réinjection ;
- du puits de réinjection véhiculant le fluide « froid » dans l'aquifère.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie profonde (haute et basse énergie) a l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). Elle est de plus disponible 24h/24 toute l'année. C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la boucle géothermale, la centrale géothermique ou le réseau de distribution d'énergie. Les gisements géothermiques, en fonction de leur dimensionnement, ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années (plus de 30 ans en moyenne).

Au début des années 1980, la géothermie basse énergie a connu un rapide démarrage sous les effets des chocs pétroliers et de la mise en place de politiques incitatives. Une cinquantaine d'opérations, en majorité dans le Bassin parisien, sont alors réalisées jusqu'en 1985. A cette date, des problèmes économiques (cours du pétrole), techniques (corrosion et dépôts dans les tubages) et financiers (prêts contractés avec des taux élevés en période d'inflation vite révolue) stopperont net le développement de la filière.

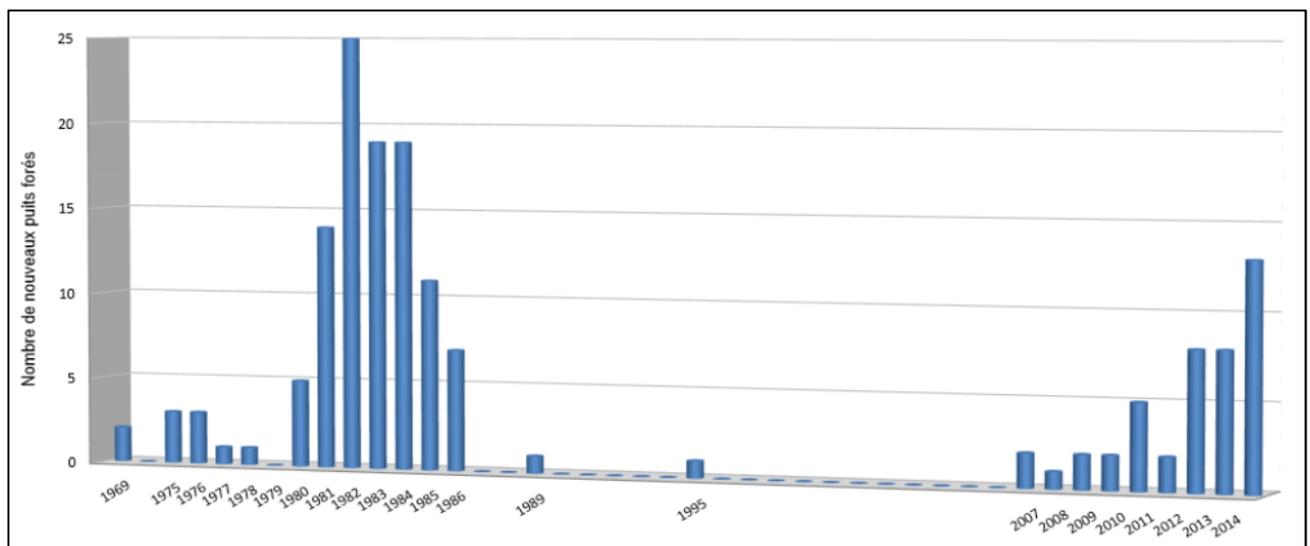


Figure 45 – Evolution du nombre de puits géothermique depuis 1969 – Source : BRGM

En 2007, après 12 ans sans forage géothermique profond, la réalisation d'un nouveau doublet à Orly marque le début de la reprise de la filière. Il sera suivi par la conversion en triplet du doublet de Sucy-en-Brie et par la première opération de géothermie profonde à Paris, Porte d'Aubervilliers.

Début 2010, Aéroport de Paris fait réaliser un nouveau doublet à Orly, et plusieurs doublets ont depuis été forés (Tremblay-en-France, Blanc-Mesnil, Bagneux, Rosny-sous-Bois, Arcueil, ...).

La majorité des exploitations actuelles se concentre sur l'aquifère du Dogger, mais l'exploitation d'autres aquifères est en pleine essor, en particulier l'Albien, moins profond, qui fait à ce jour l'objet de quelques réalisations sur des ZAC, telles que Paris Clichy-Batignolles, Fort d'Issy-les-Moulineaux, Paris-Saclay.

3.4.1 L'usage de pompes à chaleur en relève

Pour augmenter les performances d'un réseau de chaleur, il peut être envisagé d'associer au réseau une pompe à chaleur (PAC) qui permettra d'exploiter au maximum l'énergie géothermale disponible, en abaissant la température de retour dans la boucle géothermale.

L'utilisation complémentaire de pompe à chaleur permet également d'exploiter des ressources dont les températures seraient trop faibles pour pouvoir être utilisées directement mais suffisamment élevées pour être utilisées de manière efficace dans un réseau de chaleur.

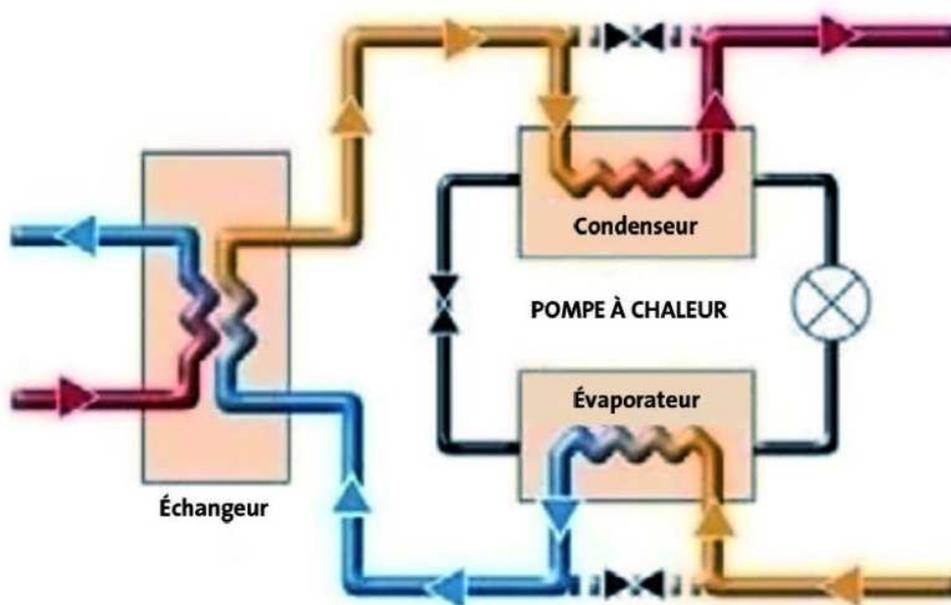


Figure 46 – Schéma de principe d'une PAC sur réseau de chaleur – Source : BRGM

3.5 Biomasse

Ici, le carbone émis dans l'atmosphère a été capté lors de sa croissance pour croître. Lorsque le bois est issu de forêts renouvelables (les arbres coupés sont remplacés par des jeunes pousses), nous pouvons parler d'énergie renouvelable.

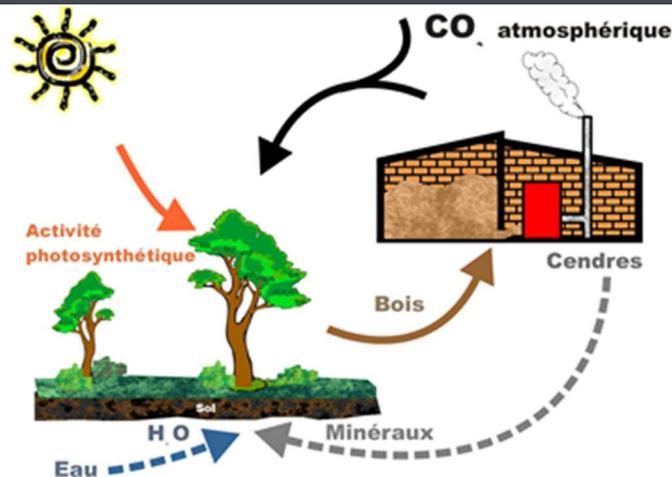


Figure 47 – Cycle bois – Source : Biomasse Normandie

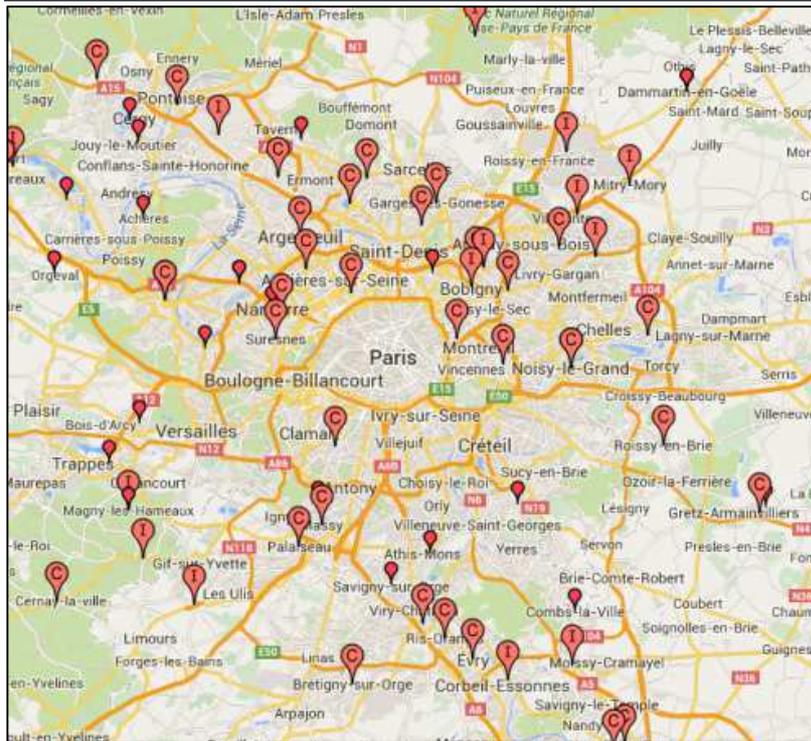
La matière première de la filière biomasse provenant de sources vivantes, celle-ci répond donc à un certain cycle de vie. Pour que la ressource soit qualifiée de renouvelable, il ne faut pas que la ressource soit surexploitée, ni que l'exploitation de celle-ci bouleverse la biodiversité ou l'équilibre entre les différents usages des terres.

Cette énergie est donc considérée comme une énergie renouvelable à condition que les forêts bénéficient d'une gestion durable et que la somme des émissions de gaz à effet de serre liées aux transformations, aux transports et à la combustion puisse être absorbée lors de la croissance des arbres. La biomasse s'appuie donc sur le cycle du carbone et la capacité métabolique des arbres à réaliser la photosynthèse.

Le principe de fonctionnement est simple mais impose des contraintes pour la livraison/stockage, pour le contrôle des émissions, pour le traitement des fumées ainsi que sur la récupération des cendres. Cette filière permet d'intégrer facilement une énergie renouvelable à l'ensemble des réseaux, qu'ils soient vapeur, eau surchauffée ou eau chaude.

Elle permet aussi une revalorisation des résidus cendreux issus de la combustion (en engrais) et même dans certains cas une revalorisation des fumées permettant ainsi un développement de l'économie locale avec l'apparition de nouveaux emplois.

Le « Plan Bois-Energie et Développement Local » initié par l'ADEME et inscrit dans le cadre du Contrat de Plan Etat-ADEME sur la période 2000-2006 avait pour objectif d'accentuer le développement de chaufferies bois et de structurer de véritables filières locales d'approvisionnement en combustibles. Il a contribué à la mise en place de la filière Biomasse-Energie Ile-de-France.



Légende :
 « C » : chaufferie collective bois sur réseau de chaleur
 « I » : chaufferie bois industrielle
 Autre : chaufferie collective dédiée

Figure 48 – Carte des chaufferies bois >1MW en Ile-de-France – Source : Biomasse énergie

Type de chaufferie	Réseau	Collectivité	Puissance (MW)	Plaquettes Forestières	Bois de classe A	Autre
I	Placoplatre	Vaujours	28	X	X	CIB
C	CACP	Agglo Cergy Pontoise	25	X	X	
C	SDCB Bagnolet	Bagnolet	20	X	X	
C	Fontenay sous bois	Fontenay sous bois	17,5			granulés
C	Saint-Denis	Stains	16	X	X	
C	SOMEK	Mantes-la-Jolie	14	X	X	
I	AdP	Roissy-en-France	14	X		
C	SEFIR	Sannois Ermont Franconville	10	X	X	
C	SEBIO	Sevran	7,5	X	X	
C	Montereau-Fault-Yonne - Eriva	Montereau-Fault-Yonne	6	X		Miscanthus
C	Enerlay	Saint-Germain-en-Laye	5,5			
C	SDCC	Clichy	5	X	X	
C	Curma Massy	Massy	5			
C	STB Bondy	Bondy	4,8	X	X	
	Domnis	Achères	4,3	X		
I	EADS	Les Mureaux	4	X		
I	Frapogi Rambouillet	Rambouillet	4	X	X	
C	Evry	Evry	3,5	X		
I	APHP Bobigny	Bobigny	3,24	X	X	
C	OPH Drancy	Drancy	2,5	X		
C	OSICA Roissy en brie	Roissy en brie	2	X	X	
C	Brétigny sur Orge	Brétigny sur Orge	2	X		
C	Camille Claudel Energie	Palaiseau	2	X		
C	Argevalor	Argenteuil	1,7	X		
C	EPASA Nanterre	Nanterre	1,6	X	X	
	Fontainebleau	Fontainebleau	1,5			
C	Boismarine Colombe	Colombe	1,25	X		
C	Noisy le grand	Noisy-le-Grand	1,22			
I	Chanteau Landon	Chanteau Landon	1,2			CIB

Tableau 22 – Caractéristiques des chaufferies biomasse en Ile-de-France

Le graphique ci-dessus reprend les caractéristiques des installations biomasse d'une puissance supérieure à 1 MW en Ile-de-France.

Nous constatons que la grande majorité d'entre eux utilise de la plaquette forestière et du bois de classe A (le combustible de certaines installations n'est pas mentionné).

Les conditions d'implantation d'une chaufferie biomasse sont relativement contraignantes :

- Une emprise au sol importante est requise pour garantir l'implantation des zones de stockage, de manutention et les installations de combustion ;
- L'accès pour les livraisons de combustible doit être aisé (réseau routier, voies ferrées, ...) ;
- L'emplacement doit être pertinent vis-à-vis du tracé du réseau projeté ou à équiper ;
- Une chaufferie biomasse est une ICPE à plusieurs titres :
 - En tant que chaufferie, il s'agit d'une ICPE sous la rubrique 2910 soumise à déclaration si la puissance est supérieure à 2 MW et inférieure à 20 MW ou à autorisation si la puissance de la chaufferie est supérieure à 20 MW ;
 - En tant que dépôt de bois sec ou matériaux combustibles analogues, il s'agit alors d'une ICPE sous la rubrique 1532 soumise à déclaration.
- L'ensemble des obligations réglementaires sont définies par la catégorie de classement. En exploitation, ces installations doivent faire l'objet d'un contrôle rigoureux :
 - Des émissions, pour vérifier le bon traitement des fumées et de récupération des cendres, et ainsi éviter toute pollution atmosphérique. En Ile-de-France notamment, l'installation doit être en conformité avec le Plan de Protection de l'Atmosphère ;
 - De gestion de l'approvisionnement.

3.6 Présentation des scénarios

Afin de mesurer à la fois l'impact des extensions et de la cogénération sur la mixité et la quantité d'EnR&R valorisée, nous présentons ci-après les différents scénarios :

1. Situation de référence projetée avec extension
2. Intégration de la géothermie associée à une PAC avec extension (avec et sans cogé)
3. Intégration d'une chaufferie biomasse avec extension (avec et sans cogé)

3.7 Situation de référence projetée avec extension

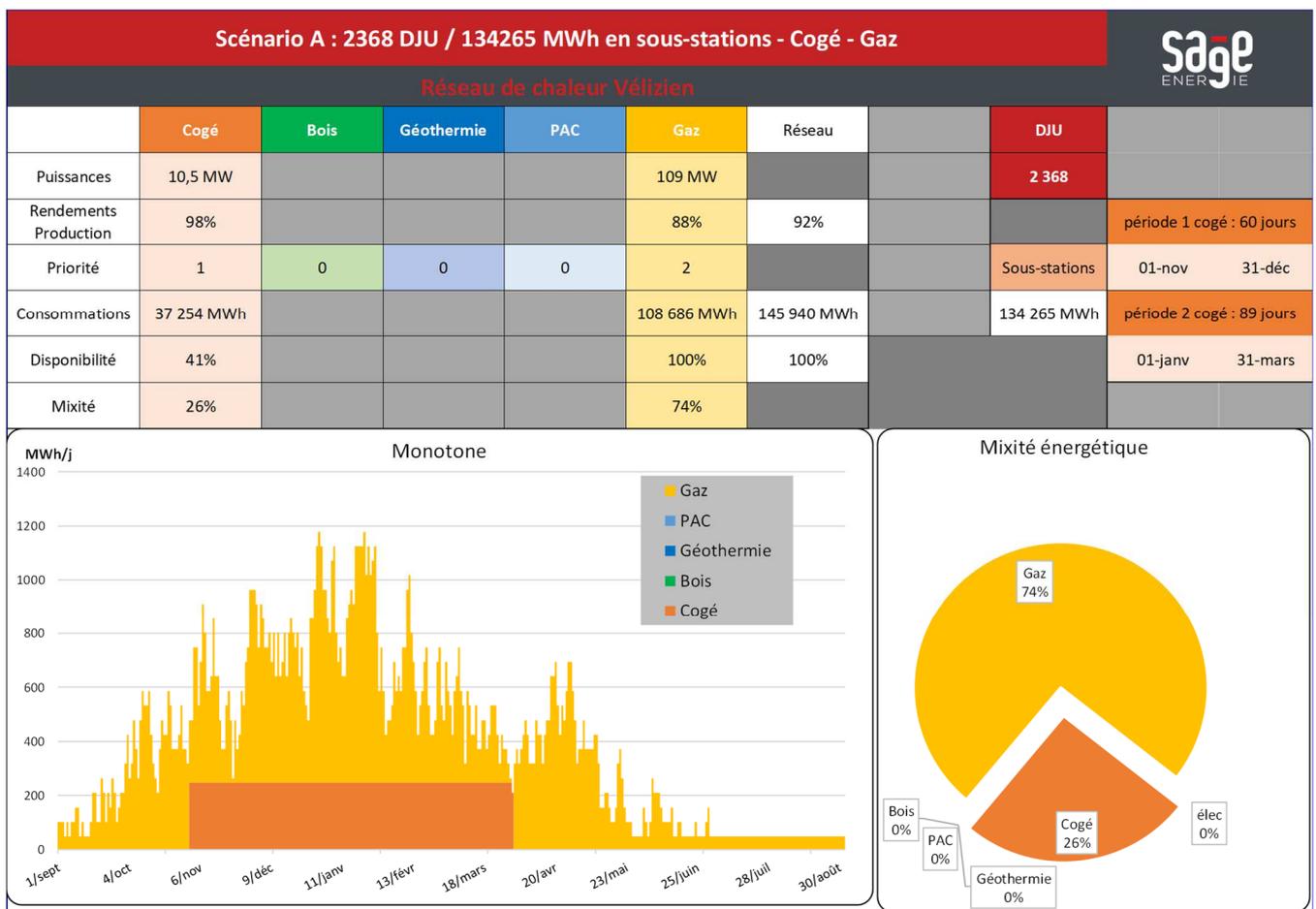


Figure 49 – détail scénario référence

3.8 Intégration de la géothermie avec extension

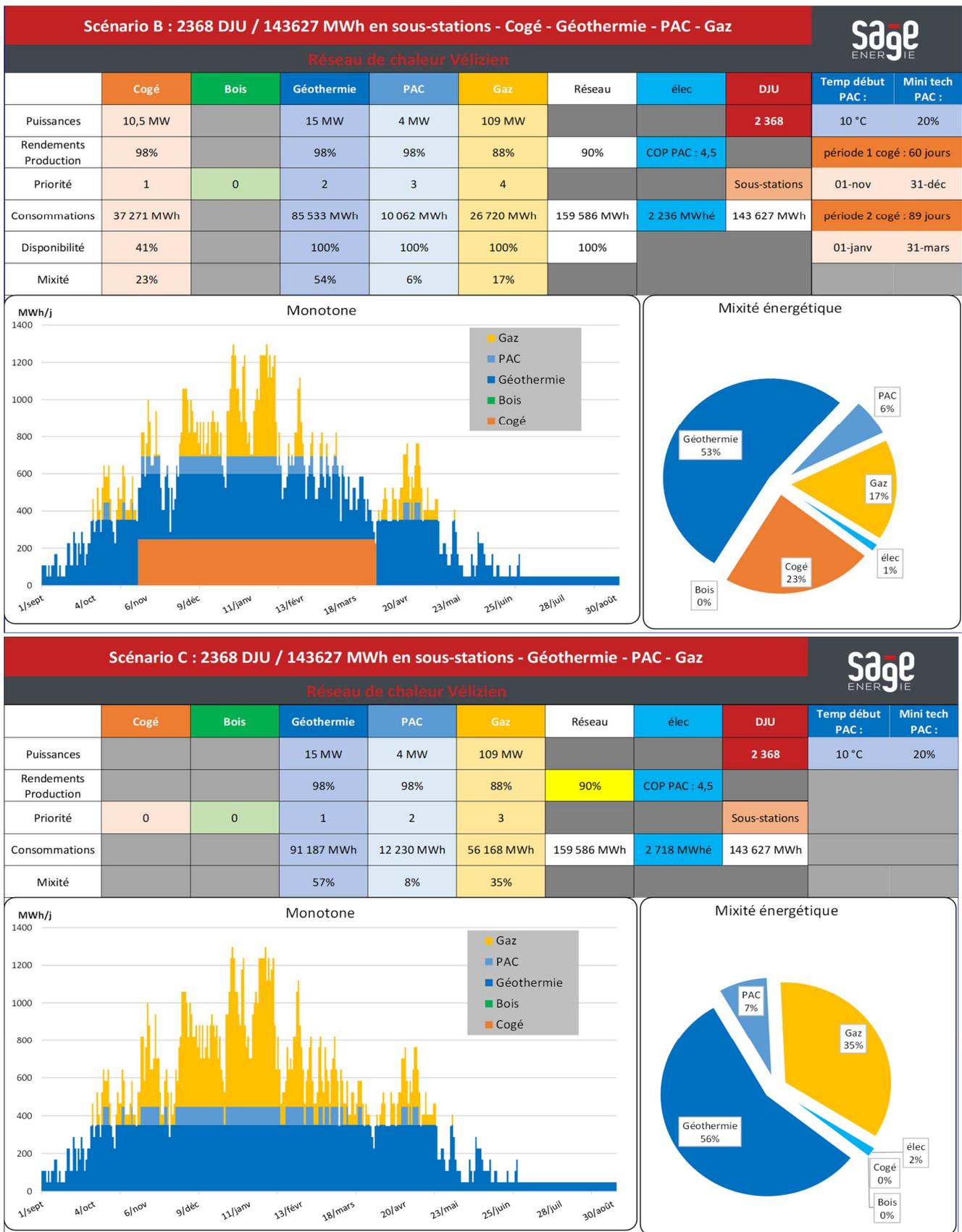


Figure 50 – détail scénario Géothermie - PAC

3.9 Intégration d'une chaufferie bois avec extension

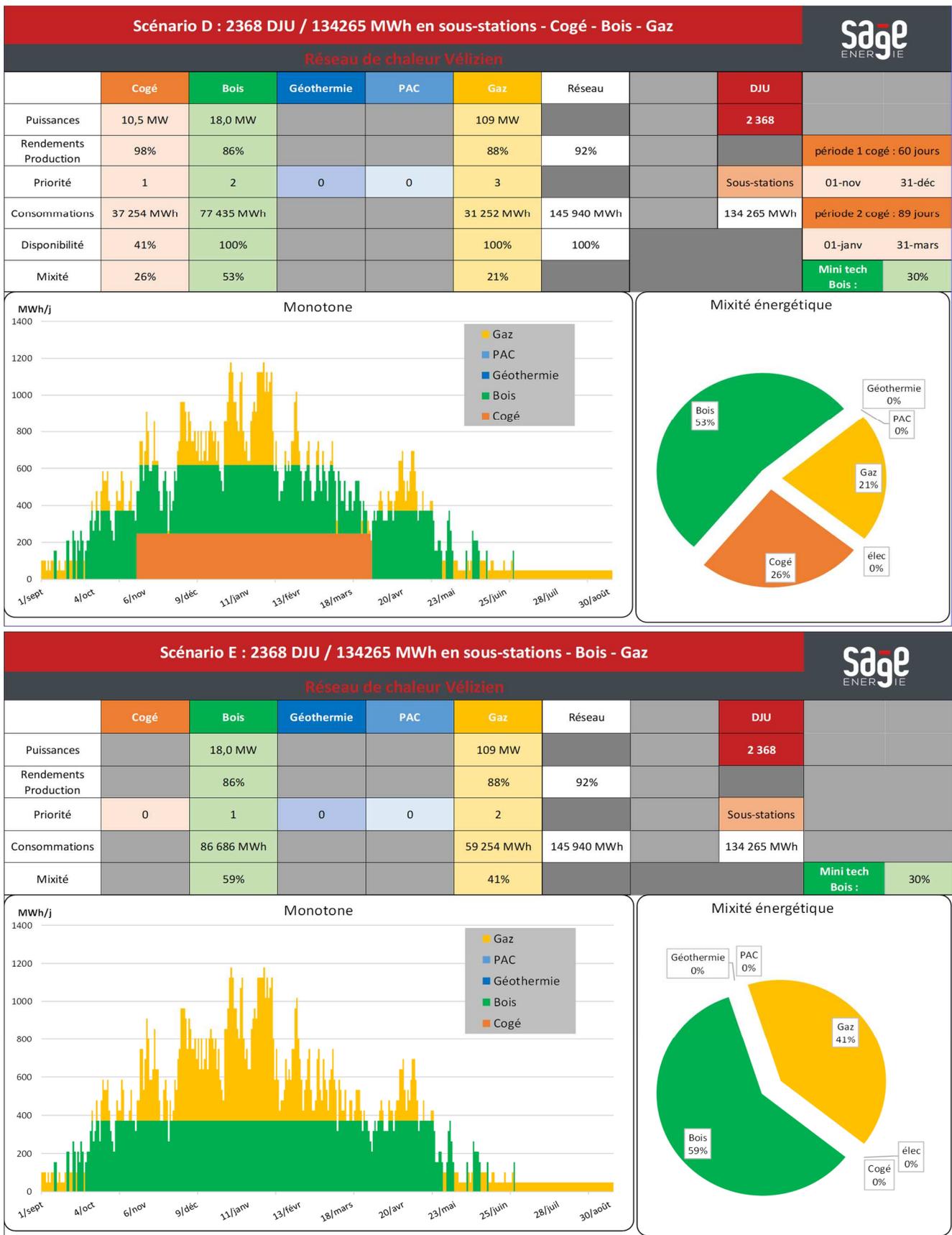


Figure 51 – détail scénario Biomasse

4 Impact économique

4.1 R1

	Référence projetée	Référence projetée avec ext.	Géothermie + cogé avec ext.	Géothermie seule avec ext.	Biomasse + cogé avec ext.	Biomasse seule avec ext.
COGE	P	10,5 MW	10,5 MW	10,5 MW	10,5 MW	10,5 MW
	Mixité	27,9%	25,0%	25,0%	0,0%	25,0%
	Pertes réseaux	10%	10%	10%	10%	10%
	Quantité SST	33 495 MWh	33 533 MWh	33 533 MWh	0 MWh	33 533 MWh
	Px SST	23,8 €/MWh	23,8 €/MWh	23,8 €/MWh	23,8 €/MWh	23,8 €/MWh
Géothermie	P	15,0 MW	15,0 MW	15,0 MW	15,0 MW	15,0 MW
	Mixité	0,0%	0,0%	55,7%	60,5%	0,0%
	Pertes réseaux	10%	10%	10%	10%	10%
	Quantité SST	0 MWh	0 MWh	74 794 MWh	81 281 MWh	0 MWh
	Px SST	5,9 €/MWh	5,9 €/MWh	5,9 €/MWh	5,9 €/MWh	5,9 €/MWh
PAC	P	12,0 MW	12,0 MW	4,0 MW	4,0 MW	12,0 MW
	Mixité	0,0%	0,0%	5,3%	8,2%	0,0%
	Pertes réseaux	10%	10%	10%	10%	10%
	Quantité SST	0 MWh	0 MWh	7 146 MWh	11 007 MWh	0 MWh
	Px SST	31,7 €/MWh	31,7 €/MWh	31,7 €/MWh	31,7 €/MWh	31,7 €/MWh
Biomasse	P	18,0 MW	18,0 MW	18,0 MW	18,0 MW	18,0 MW
	Mixité	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	52,5%
	Pertes réseaux	10%	10%	10%	10%	10%
	Quantité SST	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh	70 521 MWh
	Px SST	48,4 €/MWh	48,4 €/MWh	48,4 €/MWh	48,4 €/MWh	48,4 €/MWh
Gaz	P	108,7 MW	108,7 MW	108,7 MW	108,7 MW	108,7 MW
	Mixité	72,1%	75,0%	14,0%	31,3%	22,5%
	Pertes réseaux	10%	10%	10%	10%	10%
	Quantité SST	86 424 MWh	100 732 MWh	18 793 MWh	41 977 MWh	30 211 MWh
	Px SST	56,7 €/MWh	56,7 €/MWh	56,7 €/MWh	56,7 €/MWh	56,7 €/MWh
Conso totale SST	119 919 MWh	134 265 MWh	134 265 MWh	134 265 MWh	134 265 MWh	134 265 MWh
Conso totale prod	133 243 MWh	149 183 MWh	149 183 MWh	149 183 MWh	149 183 MWh	149 183 MWh
Conso totale EnR&R	0 MWh	0 MWh	91 044 MWh	102 543 MWh	78 357 MWh	86 983 MWh
Taux EnR&R	0%	0%	61%	69%	53%	58%
R1 global HT	47,5 €/MWh	48,5 €/MWh	18,9 €/MWh	23,9 €/MWh	44,1 €/MWh	51,9 €/MWh
R1 global TTC	57,0 €/MWh	58,2 €/MWh	19,9 €/MWh	25,3 €/MWh	46,5 €/MWh	54,7 €/MWh

Tableau 23 – Détail mixe R1

4.2 R2

	Référence projetée	Référence projetée avec ext.	Géothermie + cogé avec ext.	Géothermie seule avec ext.	Biomasse + cogé avec ext.	Biomasse seule avec ext.
UA	77 449 UA	93 200 UA	93 200 UA	93 200 UA	93 200 UA	93 200 UA
ml	17,0 km	19,2 km	19,2 km	19,2 km	19,2 km	19,2 km
R22	27,11 €/UA	23,61 €/UA	31,12 €/UA	31,12 €/UA	30,58 €/UA	30,58 €/UA
R23	7,88 €/UA	7,25 €/UA	13,69 €/UA	13,69 €/UA	10,42 €/UA	10,42 €/UA
R24	8,83 €/UA	7,33 €/UA	36,81 €/UA	36,81 €/UA	21,81 €/UA	21,81 €/UA
R2 HT	43,82 €/UA	38,19 €/UA	81,62 €/UA	81,62 €/UA	62,81 €/UA	62,81 €/UA
R2 TTC	46,23 €/UA	40,29 €/UA	86,11 €/UA	86,11 €/UA	66,27 €/UA	66,27 €/UA
R2 €HT/MWh	28,3 €/MWh	26,5 €/MWh	56,7 €/MWh	56,7 €/MWh	43,6 €/MWh	43,6 €/MWh

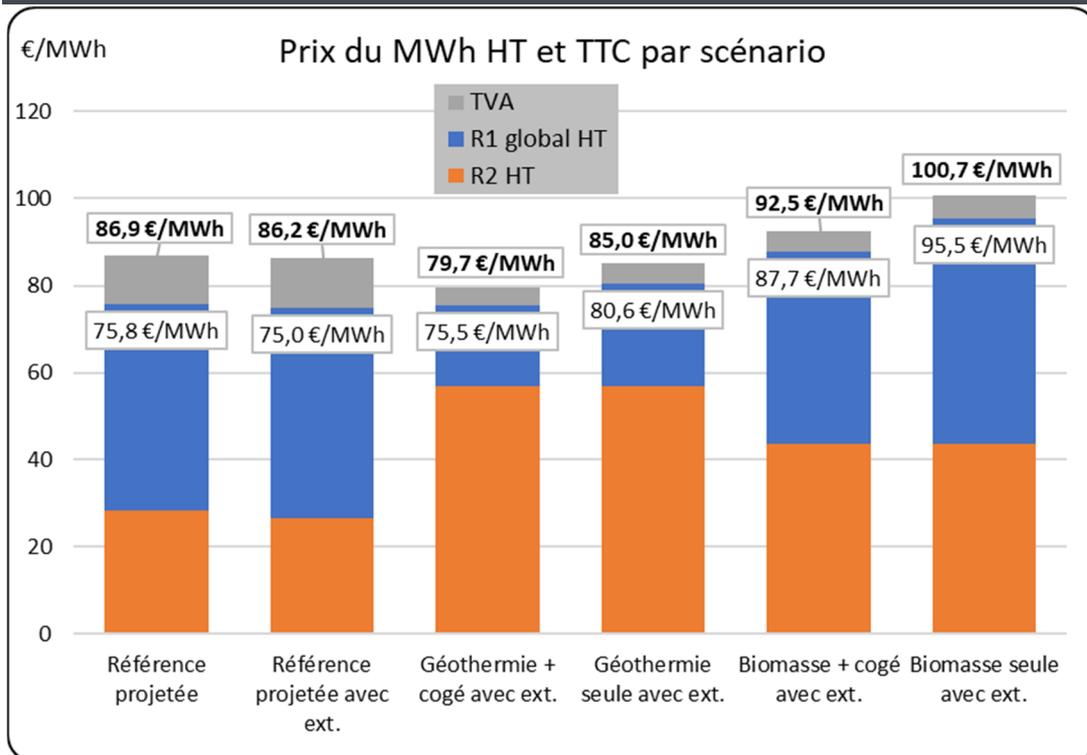
Tableau 24 – Détail R2

4.3 Prix moyen tout compris

	Référence projetée	Référence projetée avec ext.	Géothermie + cogé avec ext.	Géothermie seule avec ext.	Biomasse + cogé avec ext.	Biomasse seule avec ext.
Px moyen HT	75,8 €/MWh	75,0 €/MWh	75,5 €/MWh	80,6 €/MWh	87,7 €/MWh	95,5 €/MWh
Px moyen TTC	86,9 €/MWh	86,2 €/MWh	79,7 €/MWh	85,0 €/MWh	92,5 €/MWh	100,7 €/MWh
TVA	11,1 €/MWh	11,2 €/MWh	4,2 €/MWh	4,4 €/MWh	4,8 €/MWh	5,3 €/MWh

Tableau 25 – Prix moyen

Ce comparatif met en avant l'intérêt de la solution géothermique vis-à-vis de la biomasse ou d'un réseau tout gaz. Toutefois, les tarifs hors taxes restent en augmentation du fait des investissements nécessaires.



5 Synthèse – Plan d'action

Le développement du réseau de chaleur nécessite différentes étapes :

- ➔ **Une démarche commerciale auprès des différents abonnés potentiels** afin de contractualiser des promesses de raccordements. Dans cette optique, le schéma directeur joue un rôle primordial. La participation des différents acteurs (collectivité ou bailleurs) tout au long de son élaboration permet d'apporter une nouvelle approche.
- ➔ **Valider auprès de ces abonnés les consommations et puissances estimées.** Il peut s'agir d'un avenir incertain du site, du renouvellement récent des installations, ... Le dialogue avec les différents partenaires est amorcé par le délégataire et les données technique sont proches d'être fiabilisées.
- ➔ **Valider le tracé du réseau** en fonction des contraintes :
 - Abonnés réellement raccordé
 - Projets à moyen et long termes
 - Etat des voirie et mutualisation avec le programme de réhabilitation de la Ville.
 - Optimisation du tracé et perception de subventions

→ **Montage juridique.** La situation actuelle rend nécessaire la mise en place rapide d'une source EnR compétitive dans la mixité énergétique du réseau. Au vu des investissements nécessaires (biomasse ou géothermie) et de l'objectif d'une continuité du tarif, la prise en charge et l'amortissement des travaux avant la fin de cette DSP est impossible. L'utilisation d'une valeur résiduelle porterait celle-ci à un montant risquant d'être prohibitif pour les candidats au renouvellement de la DSP.

Le financement des investissements par la Ville, une société public locale ou une société d'économie mixte doit donc être étudié. Dans ce cas, les investissements de production ne seront plus portés par le réseau ; celui-ci rémunèrera ladite société à travers le prix de rachat du MWh.

En revanche, dans le cas de la géothermie, le passage en basse pression du réseau devra être financé par les abonnés ou la Ville.

6 Annexes
