



Schéma directeur du réseau de chaleur

Phase 3 – Scénarios de développement du service de la chaleur

29 février 2023



SAS au capital de 53 500 €uros
RCS Rouen 488 524 919
SIRET : 488 524 919 00047
Code APE : 71.12B

n° TVA intracommunautaire : FR23488524919
adresse électronique : secretariat@ceden.fr



Dossier	Nom	Version	Société	Date
Elaboré par	Dominique PLUMAIL	01	CEDEN	06/12/2023
Complété par	Dominique PLUMAIL	02	CEDEN	29 février 2024

1	Contexte & synthèse des résultats.....	1
1.1	Rappel du contexte.....	1
1.2	Principaux résultats.....	1
2	Evolution du réseau de LEN	4
2.1	Scénarios d'extension et hypothèses technico-économiques	4
2.1.1	Définition des scénarios	4
2.1.2	Hypothèses technico-économiques	4
2.1.2.1	Partis pris techniques.....	4
2.1.2.2	Partis pris économiques et financiers	6
2.2	Scénario 1 : Tendanciel.....	7
2.2.1	Description technique	7
2.2.2	Aspects techniques	7
2.2.2.1	Production de la chaleur	7
2.2.2.2	Caractéristiques du réseau de chaleur.....	7
2.2.2.3	Synthèse technique.....	8
2.2.3	Aspects environnementaux.....	9
2.2.3.1	Evolution du taux EnR&R	9
2.2.4	Aspects économiques et financiers.....	9
2.2.4.1	Montage financier de l'opération	9
2.2.4.2	Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur	10
2.3	Scénario 2a : Premier niveau de densification.....	11
2.3.1	Description du projet	11
2.3.2	Aspects techniques	12
2.3.2.1	Production de la chaleur	12
2.3.2.2	Caractéristiques du réseau de chaleur.....	13
2.3.2.3	Synthèse technique.....	15
2.3.3	Aspects environnementaux.....	16
2.3.3.1	Evolution du taux EnR&R	16
2.3.3.2	Emission de gaz à effet de serre.....	16
2.3.4	Aspects économiques et financiers.....	16
2.3.4.1	Montage financier de l'opération	16
2.3.4.2	Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur	17
2.4	Scénario 2b : Haut niveau de densification	18
2.4.1	Description du projet	18
2.4.2	Aspects techniques	19
2.4.2.1	Caractéristiques du réseau de chaleur.....	19
2.4.2.2	Production de la chaleur	21
2.4.2.3	Synthèse technique.....	21
2.4.3	Aspects environnementaux.....	22
2.4.3.1	Evolution du taux EnR&R	22
2.4.3.2	Emission de gaz à effet de serre.....	22
2.4.4	Aspects économiques et financiers.....	22
2.4.4.1	Montage financier de l'opération	22

2.4.4.2	Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur	23
3	Création d'un réseau de chaleur : Aubépin et Pommeraies	24
3.1	<i>Description du projet</i>	24
3.2	<i>Aspects techniques</i>	26
3.2.1	Caractéristiques du réseau de chaleur	26
3.2.2	Indicateurs de performance	26
3.2.3	Synthèse technique	28
3.3	<i>Aspects environnementaux</i>	28
3.3.1	Evolution du taux EnR&R	28
3.3.2	Emission de gaz à effet de serre	29
3.4	<i>Aspects économiques et financiers</i>	30
3.4.1.1	Montage financier de l'opération	30
3.4.1.2	Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur	30

1 Contexte & synthèse des résultats

1.1 Rappel du contexte

La Ville de Laval, autorité organisatrice du service public de la chaleur et de froid a délégué à la société LEN (Laval Energie Nouvelle) la gestion et l'exploitation de son réseau de Chaleur avec pour objets :

- La distribution et la fourniture de chaleur d'eau chaude aux abonnés ;
- La gestion des relations contractuelles avec les abonnés et la perception des redevances ;
- L'exploitation, l'entretien, la maintenance et le renouvellement de l'ensemble des ouvrages délégués ;
- La recherche de nouveaux abonnés, les possibilités d'extensions du réseau et la diversification des sources d'approvisionnement en énergie

De plus, la ville a confié à CEDEN la réalisation du **schéma directeur de son réseau de chaleur**. Ce schéma directeur a pour vocation d'établir un état des lieux du réseau actuel, des besoins de chaleur du territoire et des sources de chaleur renouvelable ou de récupération disponibles puis de bâtir plusieurs scénarios de développement possible du service public de la chaleur et du froid.

Ce document synthétise les études menées sur les besoins de chaleur du territoire et le potentiel de développement du service de la chaleur. Les scénarios présentés comportent également une dimension technique, économique et financière.

1.2 Principaux résultats

➡ Principale hypothèse et expression des résultats

Les évolutions futures du réseau de Laval découlent de conséquences logiques des points clefs des rapports précédents (diagnostic du réseau, étude du potentiel EnR&R et étude du potentiel de développement), à savoir :

- Une **baisse du besoin doit être anticipée** en raison de l'évolution du climat, de la sobriété énergétique (modification comportementale, régulation du chauffage...) et des mesures d'amélioration de la performance des bâtiments et des installations de chauffage. Dans le présent document, l'évolution des besoins est abordée. Pour apporter un regard comparable aux données actuelles, la synthèse des résultats s'appuie sur les données énergétiques corrigées du climat en 2023 ou 2027 selon les cas. Les monotones de chauffage ont été réalisées pour l'année 2027 et les bilans économiques, établi à l'échelle du contrat avec LEN (courant jusqu'en 2035) pour le scénario tendanciel et les scénarios densification et sur les données moyennes des 25 années à venir pour le réseau de chaleur en projet sur le Quartier de l'Aubépin ;
- Concernant les **moyens de production EnR&R**. L'étude sur les potentiels EnR&R a mis en valeur les ressources énergétiques du territoire et leur intérêt économique. Il ressort en priorité le souhait de la collectivité de **faire progresser le taux EnR&R à 90%** en valorisant au maximum la **chaleur de récupération** (Séché Eco industries) et en complétant le cas échéant cette dernière avec **une ressource bois énergie** ;
- A propos du **développement du réseau**, plusieurs opportunités d'extension ont été identifiées. Elles ont été traitées de la façon suivante :
 - Le potentiel de raccordement a été examiné par secteur géographique couvrant la totalité du périmètre concédé à LEN : Saint-Nicolas (Rive gauche de la Mayenne), Ferrié et Les Fourches (avec une scission au niveau de la rue de Bretagne) ;
 - Deux scénarios de densification sur le périmètre actuel du réseau ont été étudiés avec :
 - Les cibles prioritaires comme les logements collectifs chauffés collectivement et les équipements tertiaires publics ;
 - Les cibles secondaires comme les logements collectifs chauffés individuellement et nécessitant de lourds travaux d'adaptation.

Ce rapport présente les résultats économiques et techniques des **trois scénarios étudiés** et une étude complémentaire relative à la **création d'un service de la chaleur** sur le **Quartier de l'Aubépin**.

➡ Scénarios étudiés

• Scénario 1 - Tendanciel

Le scénario tendanciel correspond à la **situation actuelle sans modification du nombre d'abonnés**, hormis ceux déjà envisagés à ce jour par LEN. Il prend cependant en compte **l'évolution des besoins comme la réduction des consommations et la diminution de la rigueur climatique**.

• Scénario 2a – 1^{er} niveau de densification

Ce scénario correspond à une **densification du réseau de chaleur à l'intérieur du périmètre de la DSP existante**, ainsi qu'un développement autour des trois secteurs historiques (Saint-Nicolas, Ferrié et Les Fourches).

Ce scénario prévoit de raccorder **les cibles prioritaires uniquement** et ne prend pas en considération les logements chauffés individuellement, les bâtiments éloignés et à faible consommation. Il ne tient également pas compte des sites industriels (Lactalis, Wilo...).

Ces extensions conduiraient à une **livraison supplémentaire de chaleur d'environ 21 000 MWh/an**, soit une livraison totale de chaleur de **76 000 MWhu/an**.

• Scénario 2b – Densification importante

Ce scénario prévoit des extensions au scénario 2a, par le raccordement des bâtiments nécessitant des travaux de conversion importants (logements collectifs chauffés individuellement au gaz ou électricité, sites industriels, sites éloignés...).

Il est prévu une livraison supplémentaire de chaleur de **39 000 MWhu/an, soit la desserte d'environ 94 000 MWhu/an au total**.

• Création d'un réseau vers le quartier de l'Aubépin et des Pommeraies

Le quartier de l'Aubépin et des Pommeraies sont des zones envisagées **pour le développement d'un réseau de chaleur, hors du cadre de densification du réseau de chaleur urbain de LEN**.

➡ Synthèse résultats

Tableau 1 : Synthèse technique, environnementale et économique

Indicateurs			Scénario Tendanciel	Scénario densification 2a	Scénario densification 2b	Création Réseau Aubépin
Technique	Linéaire	km	18,6	30,0	34,7	1,7
	Nombre sous-stations		78	133	162	29
	Chaleur livrée (2027)	MWh/an	53 000	72 000	90 000	7 300
Environnementale	Puissance EnR&R	MW	15	19	25	1,6
	Taux ENR&R (2027/2035)	%	92,9	89,7	89,8	82
	GES émis	t-eq-CO ₂ /an	1 200	2 000	2 400	307
	GES évités	t-eq-CO ₂ /an	11 500	14 900	18 700	1 600
	GES résiduels	t-eq-CO ₂ /an	8 900	4 000	0	-
Economique	Investissement total	k€HT	-	16 600	28 000	8 900
	Aides (ADEME et CEE)	k€HT	-	9 400	15 700	5 900
	Coût RCU 2023	€TTC/MWh livré	96	96	96	-
	Coût RCU 2024-2026	€TTC/MWh livré	101	94	98	-
	Coût RCU 2027-2035	€TTC/MWh livré	100	94	102	122

À noter : Le coût de revient de la chaleur gaz se situe actuellement entre 130 et 160 € TTC/MWh utile.

Le gaz à effet de serre résiduelle et correspondent aux émissions de CO₂ des abonnés non raccordés au réseau de chaleur urbain. Le calcul est réalisé par rapport au scénario le plus ambitieux (scénario 2b).

Les scénarios d'extension présentent un coût de revient de la chaleur globalement mieux maîtrisé que le scénario tendanciel, principalement en raison d'une répartition des charges fixes du réseau sur une assiette élargie d'abonnés. Les scénarios densification permettent en outre :

- d'étendre le service public de la chaleur aux usagers à un **prix de la chaleur moins dépendant des variations des prix du gaz** ;
- de **valoriser davantage de chaleur renouvelable** et de répondre aux objectifs du PCAET, en particulier pour le scénario 2b ;
- d'éviter, dans le cas du scénario 2b, **plus de 6 200 t éq-CO₂/an supplémentaires**.

2 Evolution du réseau de LEN

2.1 Scénarios d'extension et hypothèses technico-économiques

2.1.1 Définition des scénarios

En incluant l'ensemble des abonnés pressentis identifiés dans la phase 1 du schéma directeur, les besoins de chaleur additionnels sont estimés entre **+37% à 70% de livraisons de chaleur**, suivant que l'on considère les cibles les plus probables ou celles plus incertaines. Ce potentiel ne correspond toutefois pas forcément à un réseau pertinent, puisque connecter la totalité de ces cibles se traduirait par une faible densité thermique, et par conséquent, des extensions moins rentables d'un point de vue économique, voire par une dégradation de la performance du réseau. Deux catégories principales de scénarios ont ainsi été définies :

- Le **scénario tendanciel** (scénario n°1) ;
- Les **scénarios de densification** (scénario n°2). Ces scénarios ont été subdivisés en deux catégories en fonction du niveau de la probabilité de raccordement des sites ciblés :
 - le Scénario n°2a rassemble les patrimoines les plus proches du réseau, et pour laquelle un raccordement apparaît simple et opportun pour l'abonné ;
 - le scénario n°2b concerne des sites plus complexes à raccorder.

Le **choix d'un scénario relève d'un arbitrage entre l'ambition du service public** de la chaleur, d'une part (via le nombre d'abonnés et donc les livraisons totales), **et la compétitivité économique** du tracé, directement liée à la densité thermique, d'autre part. La densité thermique est le rapport entre la quantité de chaleur livrée (MWh/an) et le linéaire de réseau nécessaire pour ces livraisons (ml). Elle représente globalement l'équilibre entre les charges (coûts d'investissement liés en grande partie au réseau) et les recettes (ventes de chaleur).

Le **Scénario n°3** décrit plutôt une opportunité de développement d'un nouveau réseau de chaleur à l'occasion des constructions neuves sur le Quartier de l'Aubépin. Ce secteur géographique de la ville de Laval se situe en effet en dehors du périmètre du réseau de chaleur urbain géré par LEN. Une extension est donc difficilement envisageable dans le respect des obligations des articles R1315 et suivants du code de la commande publique (encadrant les conditions de conclusion d'un avenant à une concession de service public).

En se basant sur cet équilibre entre ambition de desserte et compétitivité tarifaire, les scénarios définis sont présentés succinctement dans le tableau suivant.

Tableau 1 : Caractéristiques des scénarios retenus (chiffres arrondis, corrigés du climat)

Tracé	Sous-stations raccordées	Besoins 2023 (MWh/an)	Besoins 2050 (MWh/an)	Linéaire de réseau (kml)	Densité (MWh/ml/an)
Scénario 1 – Tendanciel	78	53 000	46 200	18,6	3,0
Scénario 2a - Densification Cibles Prioritaires	133	74 000	62 400	30,0	2,5
Scénario 2b - Forte Densification	162	93 000	73 000	34,8	2,7
Scénario 3 – Aubépin (Création Réseau)	29	7 700	5 700	6,2	1,1

2.1.2 Hypothèses technico-économiques

2.1.2.1 Partis pris techniques

Les équipements de production énergétique et la sortie du SECQE

L'approvisionnement énergétique du réseau de chaleur de Laval est garanti par la chaleur renouvelable et de récupération fournie par Séché Eco-industries, mais également par quatre chaufferies :

- Les chaufferies relevant directement de la concession de service public :
 - Celle du quartier Ferrié, qui héberge le poste de livraison de la chaleur de récupération, mais également des chaudières gaz utilisées en appoint et en secours ;
 - Celle du quartier Saint-Nicolas, qui comprend des chaufferies de forte puissance au gaz et unité de cogénération appartenant à COGESTAR 2, filiale de DALKIA et d'AMUNDI ;
- Les chaufferies mises à disposition par deux abonnés centraux :
 - Celle du Centre hospitalier de Laval ;
 - Celle du Quartier des Fourches (Mayenne Habitat).

Historiquement, la chaufferie du Quartier Saint-Nicolas relève du système communautaire d'échange des quotas d'émission de gaz à effet de serre (SECQE) ; elle bénéficie d'une allocation gratuite de quotas de CO₂, mais celle-ci est désormais très modeste. En d'autres termes, le concessionnaire est désormais dans l'obligation d'acquiescer des quotas, dont les coûts sont de plus en plus élevés. Le stock réalisé jusqu'à présent a permis globalement de compenser les achats réalisés en 2022. À partir de 2023, l'achat de quotas constituera une charge nouvelle pour les abonnés du service public de la chaleur (terme R25 de la facture de la chaleur). Or, cette chaufferie est un maillon essentiel de la production énergétique sur le secteur sud-ouest du réseau de chaleur.

Au regard de ce risque de dérive économique dans les années à venir, il est suggéré de :

- Solliciter auprès de la DREAL une sortie du SECQE pour la prochaine période (2028 et suivantes). Cette démarche est relativement courante et très souvent acceptée par les services de l'État. Il arrive même qu'elle la soutienne en raison d'une consommation d'énergie fossile et d'une émission de gaz à effet de serre très éloignées des enjeux des installations ciblées par l'Union Européenne ;
- Construire sur ce secteur une chaufferie biomasse visant à maintenir, voire accroître le taux EnR&R du réseau de chaleur de Laval Énergie Nouvelle.

➡ L'abandon de l'unité de cogénération

Parallèlement, l'abandon de l'unité de cogénération gaz est proposé du fait de la disparition de l'obligation des tarifs d'achat de l'électricité produite. Deux options sont envisageables : le démantèlement de l'installation ou son maintien avec la volonté de produire ponctuellement de l'électricité vendue soit sur le marché libre, soit sur le marché de capacité. Dans les deux cas, la production de chaleur devrait rester modeste.

Dans les simulations thermiques dynamiques et économiques entreprises, aucune production de chaleur issue de l'unité de cogénération n'a en revanche été retenue.

➡ Le calcul de la mixité énergétique

La progression de la mixité énergétique a été estimée pour chaque scénario au regard de l'évolution des besoins. Le schéma établi s'appuie sur un rapprochement entre la mixité émanant des simulations thermiques dynamiques et la mixité contractuelle, sur laquelle les tarifs à venir seront établis. Le principe est adopté tant pour le scénario tendanciel, que pour les scénarios densification du réseau de chaleur.

Sur le plan économique, l'évolution susciterait en effet une augmentation substantielle de recettes au profit de LEN en l'absence de révision de la mixité contractuelle. Dans l'hypothèse d'un statu quo, (stagnation des ventes de chaleur), la mixité contractuelle devrait par conséquent être ajustée à la mixité réelle.

➡ Evolution des besoins

L'évolution des besoins de ce scénario reprend les hypothèses suivantes :

- Réduction des besoins de chauffage liée à l'**évolution du climat**, de l'ordre de 0,4% chaque année, avec une absence d'incidence sur les besoins d'eau chaude sanitaire.
- Réduction liée à la **sobriété énergétique**, dont la régulation du chauffage dans les bâtiments (abaissement des températures en période nocturne, de week-end et de congé) et un abaissement des températures de consigne ;
- Réduction liée aux **mesures d'amélioration de la performance des bâtiments** (isolation par l'extérieur, des planchers hauts et bas, des huisseries...), et **des installations de chauffage**

(rendement de production et distribution. Sont simulés à ce titre des objectifs de **réhabilitation thermique** sur le long terme pour le bâti existant :

- pour les logements sociaux : -35% sur 28 ans,
- pour les logements privés : -20% sur 28 ans,
- pour les bâtiments tertiaires : -15% sur 28 ans.

2.1.2.2 Partis pris économiques et financiers

Aucun investissement nouveau n'a été pris en considération dans le scénario tendanciel. Celui-ci a pour objectif de maintenir le service dans les conditions actuelles de fonctionnement. Aucune aide n'a par conséquent été pris en considération.

Dans les scénarios de densification, les investissements ont été évalués sur la base de consultations récentes, qu'il s'agisse d'investissements réalisés pour les réseaux de distribution, les postes de livraison de chaleur ou les équipements de production énergétique.

➡ Les hypothèses liées au montage financier de l'opération

Le montage financier s'appuie sur les hypothèses suivantes :

- Un **amortissement technique des équipements sur 20 ans**, ce qui signifie un achat à LEN de la part non amortie des équipements au terme de la concession. Cette soultte serait versée soit par la Ville de Laval dans l'hypothèse d'une gestion directe, soit par le futur concessionnaire. L'essentiel de l'investissement est composé d'équipements dont la durée de vie est longue et dépasse largement le terme contractuel (1^{er} septembre 2035) ;
- Une **exonération des frais de raccordement** assortie de la cession des CEE (et du coup de pouce associé) par les abonnés sous réserve d'une signature des polices d'abonnement avant fin 2024 et d'un début de travaux avant le 31 décembre 2025 (et d'une fin des travaux avant le 31 décembre 2026) ;
- Une **valorisation des CEE à hauteur de 7 €/MWh cumac**, alors que les prix prévisionnels de de commercialisation devraient s'élever au second semestre 2024 et au premier semestre 2025 respectivement entre 8,32 et 8,48 €/MWh cumac (8,42 et 8,68 pour les CEE précarité). Ce niveau apparaît donc raisonnable, la marge laissée au concessionnaire pour couvrir ses frais de dossier étant considérée satisfaisante (différence entre le prix de marché et le niveau de valorisation).
- La **mobilisation de subvention auprès de l'ADEME** selon les règles connues à ce jour et appliquées en 2024 (soit 15 €/MWh EnR&R supplémentaire x 20 ans pour couvrir les investissements liés aux extensions du réseau et à la nouvelle chaufferie biomasse).

➡ Les hypothèses relatives à l'exploitation

Les incidences sur le compte d'exploitation prévisionnel ont été aussi évaluées sur la base des données d'entrées économiques suivantes :

- En matière d'exploitation, les hypothèses suivantes ont été retenues :
 - Achat du gaz : 108,30 €HT/MWh PCS,
 - Achat de la chaleur de récupération : 26,30 €HT/MWh livré,
 - Achat de bois (gestion des cendres incluses) : 28,00 €HT/MWh PCI,
 - Charges de personnel supplémentaires : 65 € HT/mois/sous-station,
35 000 € HT/an/MW bois,
 - Charges de gros entretien/renouvellement : 300 €HT/an/sous-station
20 000 € HT/an/MW bois.
- En matière d'investissement, les coûts moyens suivants ont été retenus :
 - Sous-station : 25 000 à 28 000 € HT/site,
 - Réseau de chaleur : 865 € HT/mètre,
 - Chaufferie biomasse : 1 350 à 1 400 € HT/kW.
- En matière de frais de gestion (prestations de gestion et d'assistance CORIANCE), le niveau de rémunération retenue est de 325 000 € HT pour une puissance souscrite de 39 486 kW, soit 8,23 € HT/kW souscrit.

Le compte d'exploitation prévisionnel établi pour les scénarios n°2 s'appuie sur une synthèse des comptes de résultat depuis le début de la concession. Il prolonge les charges existantes et tient compte des charges nouvelles relatives à l'exploitation des sous-stations créées et de la chaufferie biomasse.

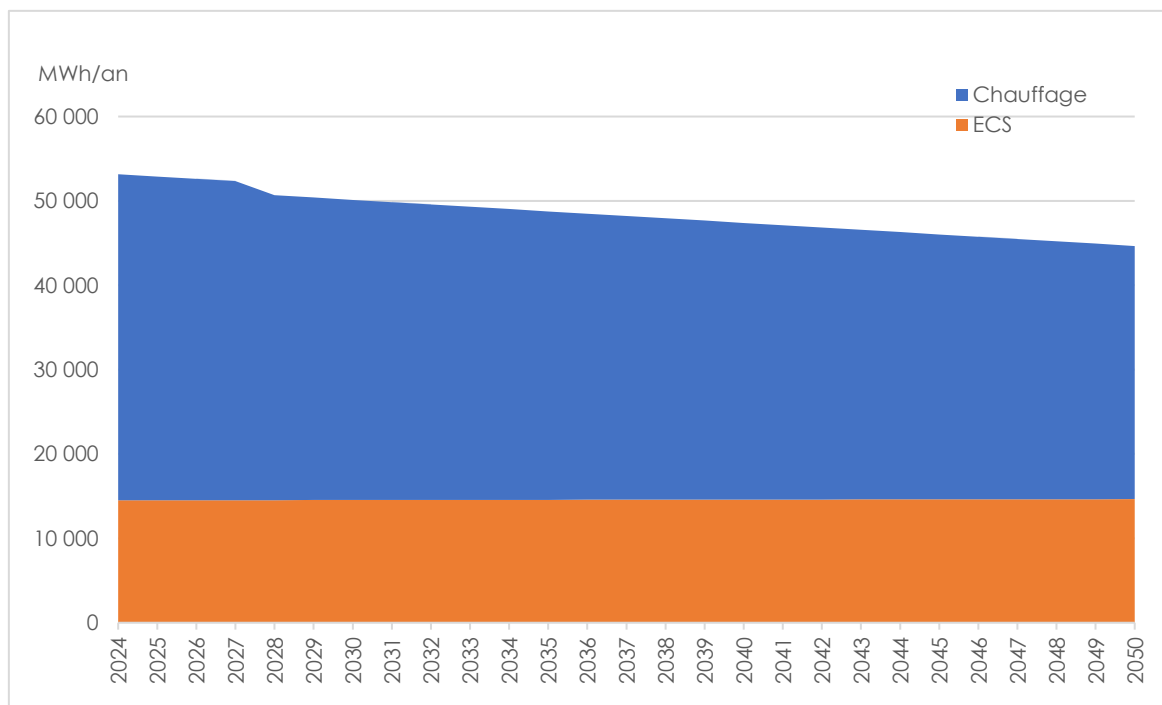
2.2 Scénario 1 : Tendanciel

2.2.1 Description technique

Dans le scénario tendanciel, aucun développement n'était pris en compte. LEN a en effet investi les crédits initialement dévolus au développement du réseau de réseaux de chaleur. Toute évolution complémentaire pourra susciter une sollicitation relative à la révision des tarifs de la chaleur de la part du concessionnaire : c'est l'objet des scénarios 2a et 2b. Si

En raison de la baisse de la rigueur climatique, les besoins **chutent en conséquence de 30% à l'horizon 2050, avec environ 13% des besoins liés au chauffage.**

Figure 1 : Evolution des besoins du scénario tendanciel



2.2.2 Aspects techniques

2.2.2.1 Production de la chaleur

Ainsi qu'exposé dans le diagnostic du réseau de chaleur, la **chaleur délivrée sur le réseau provient de deux entités** : Séché Éco-industries et LEN qui exploitent chacune leurs propres installations. La **chaleur produite** à partir de la récupération de l'énergie de combustion des CSR du site de Séché Éco-Industries est alors **rachetée par LEN** avant d'être revendue aux différents abonnés du réseau

Le réseau est également alimenté par les chaudières à gaz/FOD des deux chaufferies et par l'unité de cogénération de la centrale Saint-Nicolas

2.2.2.2 Caractéristiques du réseau de chaleur

La Ville de Laval comportait historiquement deux réseaux de chaleur, sur les quartiers Saint-Nicolas et Ferrié, dont les installations ont été acquises par la ville.

Les deux réseaux, séparés par la Mayenne ont été raccordés en septembre 2017 après des travaux de premier établissement initiés lors de la signature du contrat de DSP.

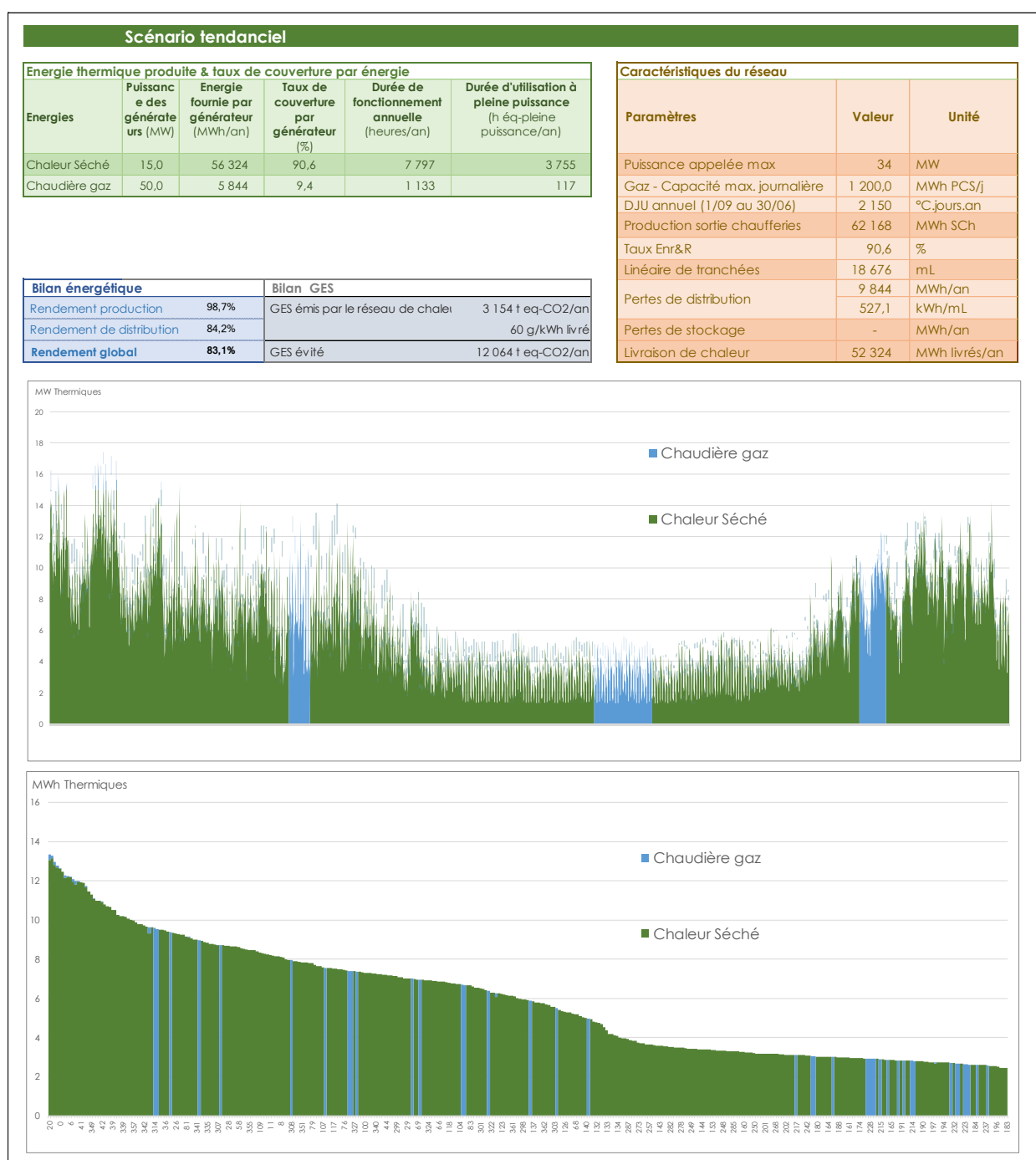
Le réseau de chaleur exploité par LEN comprend à la fin de l'année 2022, **78 sous-stations pour 18,6 km** de canalisation.

2.2.2.3 Synthèse technique

Une monotone de chauffage a pour but d'imager le fonctionnement de la production de chaleur (priorité entre les générateurs, arrêts techniques, fonctionnement et puissance). Un tableau récapitulatif permet à ce titre de synthétiser la puissance des générateurs, l'énergie fournie par générateur par an, le taux de couverture, la durée de fonctionnement et la durée de fonctionnement à pleine puissance.

Cette synthèse présente également le détail des quantités gaz livrées mensuellement, la production sortie chaudières, la livraison de chaleur ainsi que les rendements production et de distribution.

Figure 2 : Synthèse technique - scénario tendanciel (simulation sur année 2024)



2.2.3 Aspects environnementaux

Le contenu carbone du réseau est calculé en fonction des types de combustibles :

Tableau 2 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Sc1 - Tendanciel
Consommation de gaz MWh PCS/an	7 982
GES t eq-CO ₂ /an	1 636
g/kWh livré	34

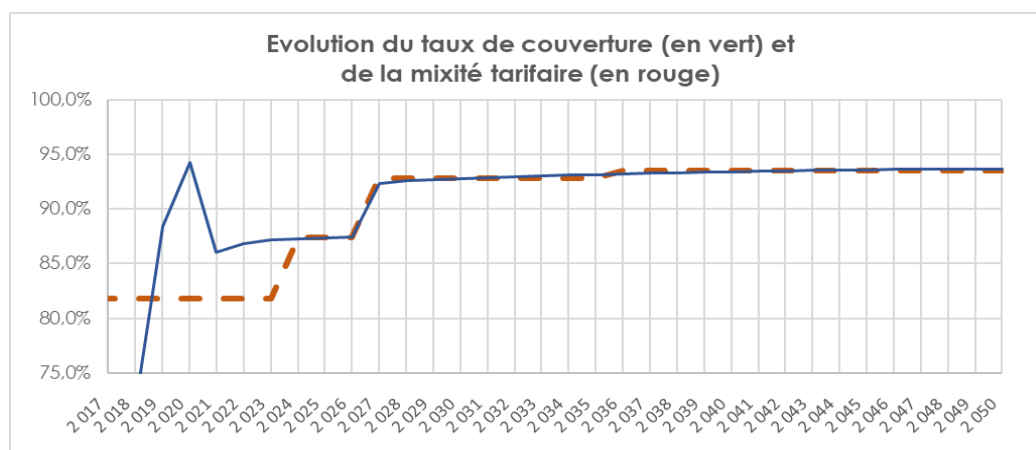
Un contenu carbone proche de 50 g/kWh livré est considéré comme bon et diminue chaque année en fonction de la baisse de consommations des abonnés du réseau. Les émissions de GES évitées sont de 11 530teq.CO₂/an sur la période 2027-2035.

2.2.3.1 Evolution du taux EnR&R

Dans ce scénario, le bouquet énergétique n'est globalement pas modifié, les moyens de production restant inchangés ainsi que le parc d'abonnés.

Le taux EnR&R pour le scénario tendanciel est alors de 92.8% en moyenne sur les 27 prochaines années.

Figure 3 : Evolution du taux EnR&R



La précédente courbe montre une **baisse continue de ce taux**, ce qui peut sembler contre-intuitif en première approche puisque les besoins de chaleur diminuent alors que la puissance EnR&R reste constante. Il s'agit ici **d'un effet lié au minimum technique de la chaudière biomasse** : en dessous d'une certaine puissance – aux alentours de 25% de sa puissance nominale – cette dernière ne peut garantir une combustion satisfaisante et notamment la qualité des émissions rejetées dans l'atmosphère. Elle doit donc être mise à l'arrêt, au profit des chaudières gaz. C'est notamment la raison pour laquelle la chaudière ne fonctionne actuellement pas en été. Au fur et à mesure de la réduction des besoins, la durée de fonctionnement de cette chaudière va donc se réduire, diminuant ainsi le taux EnR&R du réseau.

2.2.4 Aspects économiques et financiers

2.2.4.1 Montage financier de l'opération

2.2.4.1.1 Montant des investissements

Aucun investissement nouveau n'a été pris en considération dans le scénario tendanciel.

Celui-ci a pour objectif de maintenir le service dans les conditions actuelles de fonctionnement

2.2.4.1.2 Montant des aides

Aucune aide n'a par conséquent été pris en considération.

2.2.4.2 Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur

Les livraisons de chaleur s'élève dans le scénario tendanciel à 55 000 MWh/an, alors que le contrat de concession prévoyait initialement une fourniture de chaleur à hauteur de 76 000 MWh/an.

Compte tenu de la plus faible quantité d'énergie livrée, le taux d'EnR&R est plus élevé que prévu contractuellement (81,8 %).

Les tarifs indiqués ci-dessous prennent en considération un taux d'EnR&R de 87,4 % sur la période 2024-2026 et de 92,9 % sur la période 2027-2035.

Tableau 1 : Bilan économique et financier (en € HT et en € HT/MWh livré)

Investissement	Aides	Solde à financer	Tarif 2023	Tarif 2024-2026	Tarif 2027-2035
0	0	0	96	101	100

Les principaux indicateurs de rentabilité économique de ce scénario sont les suivants :

- Taux de rentabilité interne : 6,6 %,
- Marge brute : 17,9 M €HT.

Aucune valeur résiduelle n'est due à LEN au terme du contrat.

2.3 Scénario 2a : Premier niveau de densification

2.3.1 Description du projet

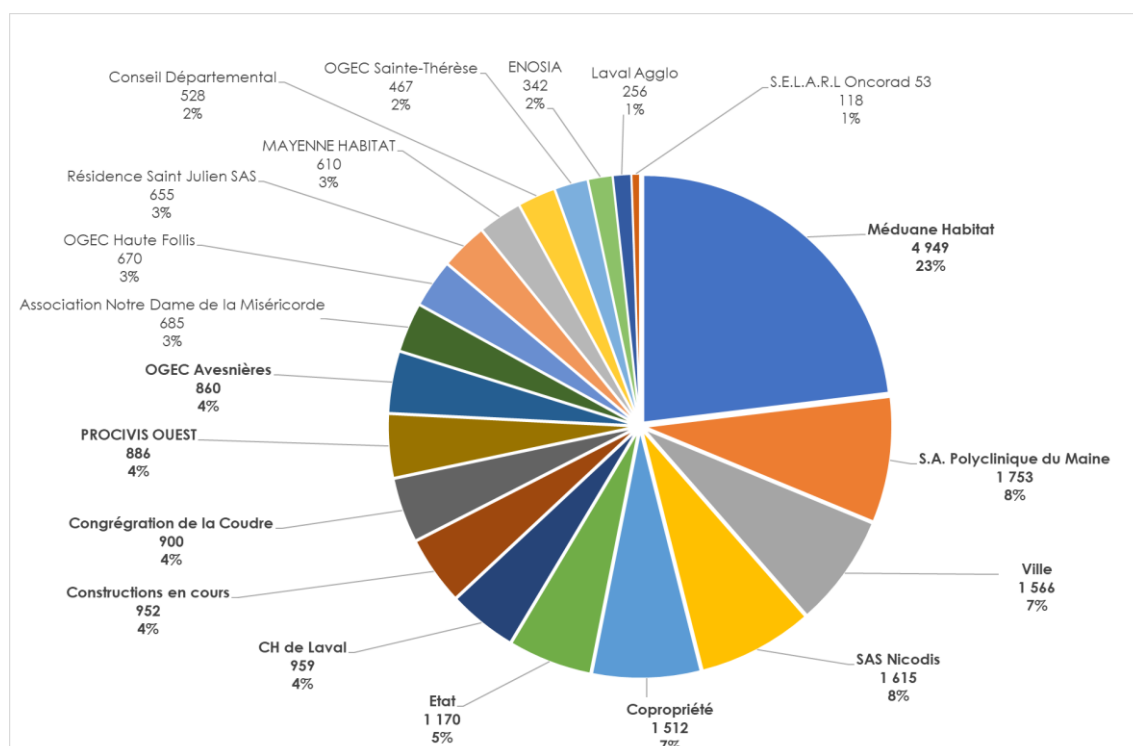
Le scénario 2a vise à intégrer dans le panel des abonnés des consommateurs de chaleur ne nécessitant pas la réalisation de gros travaux : relative proximité du réseau actuel, absence de travaux à réaliser par les impétrants au raccordement.

Plus de 80 % des besoins inventoriés sont liés à un nombre réduit d'action à conduire :

- En priorité tout d'abord, en direction de **7 acteurs majeurs** (hormis la Ville et Laval agglomération) dans le développement du réseau de chaleur urbain auprès :
 - De **MEDUANE Habitat**, qui représente plus de 26 % des besoins. Il apparaît que LEN éprouvent énormément de difficultés à se rapprocher du bailleur social de la ville et le convaincre de se raccorder. La relation et le lien de confiance sont quasi rompus. Le rôle de la Ville semble par conséquent prépondérant pour amener le bailleur social à se raccorder au réseau de chauffage urbain ;
 - De la **Polyclinique du Maine** ;
 - Du **Centre Leclerc** (SAS Nicodis) ;
 - Du **Centre hospitalier de Laval** (Maison de retraite le Faubourg Saint Vénérand, Services psychiatriques Adulte Lavallois) ;
 - De la **Congrégation de la Coudre** ;
 - De l'**OGE C d'Avesnières** (Lycée général et technologique rue d'Avesnières, Écoles primaires boulevard du Pont d'Avesnières) ;
 - De l'**Etat** (CAF, Centre de planification et d'éducation familiale, Centre des finances publiques, CPAM).
- Ensuite, auprès **des copropriétés**. À noter que la Résidence du Parc est en cours de raccordement !
- Enfin, des **promoteurs de nouvelles constructions**. À ce titre, le classement du réseau obligera au raccordement au réseau de chauffage urbain.

Le concessionnaire a d'ores et déjà engagé un certain nombre d'actions en direction de Méduane Habitat (mais sans succès pour le moment), de la Résidence du Parc et des OGE C d'Avesnières et Haute Follis.

Figure 4 : Liste des abonnés potentiels – Scénario 2a

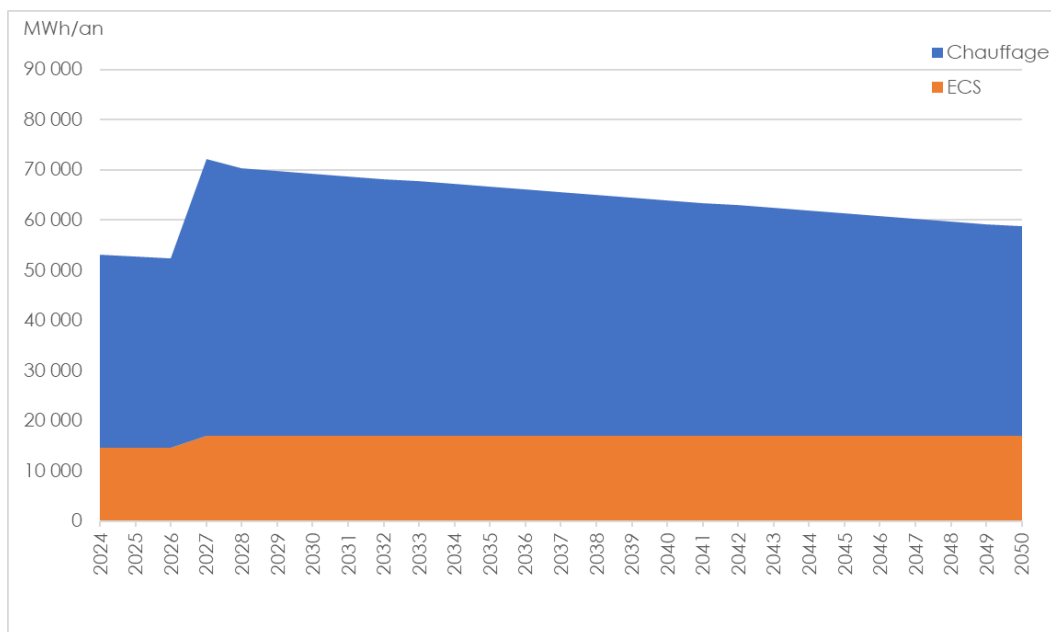


Dans le programme prévisionnel, le raccordement de ces cibles s'étend sur trois années, de 2024 à 2026. L'évolution des besoins de chaleur traduit alors deux évolutions opposées :

- La réduction des besoins due aux rénovations et la baisse de la rigueur climatique, de manière analogue au scénario tendanciel.
- L'augmentation des besoins avec les nouveaux raccordements.

L'évolution résultante de ces deux tendances est présentée ci-dessous.

Figure 5 : Evolution des besoins du scénario 2a – Densification sur les cibles prioritaires



Les extensions conduisent à une augmentation des livraisons de chaleur jusqu'à **72 000 MWh/an en 2027**. À noter que cette livraison dans quatre ans correspond à une consommation actuelle de 76 000 MWh utiles/an.

En tenant compte de **l'évolution des besoins du réseau** (hypothèses d'évolutions similaires au scénario tendanciel), la moyenne des livraisons de chaleur est de **65 000 MWh/an**, pour une valeur à terme de l'ordre de **58 000 MWh/an**.

À noter : Il est vraisemblable que sur une durée aussi longue, des extensions ultérieures puissent avoir lieu, ce qui permettrait de compenser la baisse des livraisons de chaleur. Par conséquent, L'hypothèse retenue dans le cadre du présent schéma directeur est plutôt conservatrice sur ce point.

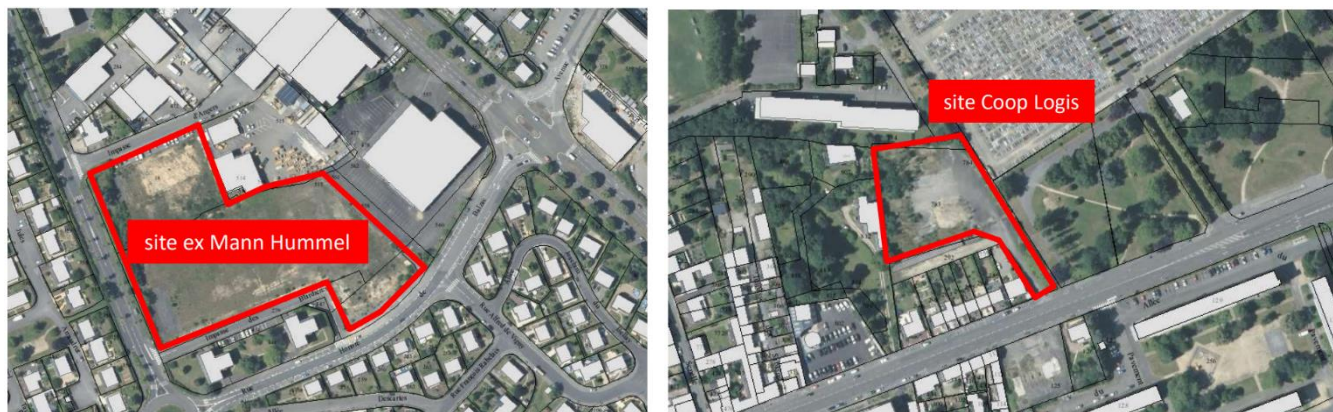
2.3.2 Aspects techniques

2.3.2.1 Production de la chaleur

Etant donné l'augmentation du besoin en chaleur importante, on se propose de construire une nouvelle chaufferie avec une nouvelle chaudière biomasse. La puissance retenue pour cette chaudière est de **4 MW** permettant d'obtenir un taux EnR&R plus élevé. Cette chaufferie pourrait être **mise en service en 2027**, lors du raccordement des différents prospects concernés par l'extension.

Le site actuel de la chaufferie du Chemin Vert ne permet pas l'installation d'une telle puissance : elle demanderait en effet, outre la chaudière biomasse en elle-même, un silo de stockage additionnel, un système de traitement des fumées et des cendres additionnels, soit des équipements extrêmement volumineux. **Il est donc préconisé de construire l'équipement sur un nouveau terrain.** Dans le cadre du schéma directeur, les hypothèses dans le choix des terrains sont décrites dans l'analyse multicritères, pour **les terrains de Mann Hummel et de Coop-Logis**, dans la zone de Saint-Nicolas.

Figure 6 : Hypothèse d'implantation de la chaufferie supplémentaire (Source : Ville de Laval)

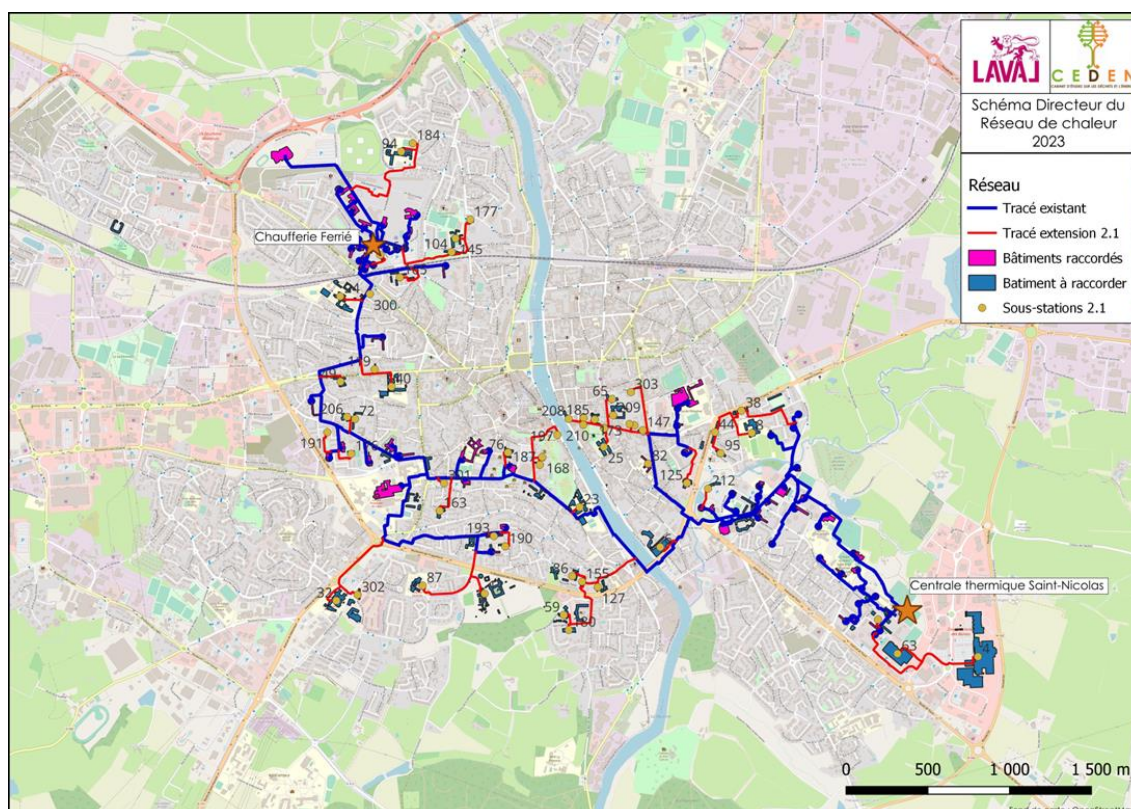


Les parcelles de Mann Hummel et de Coop Logis présentent **une surface respective de 18 723 m² et 4 471 m²**. Une analyse multicritère a permis de mettre en évidence les atouts du terrain de l'ex-site industriel Mann Hummel.

2.3.2.2 Caractéristiques du réseau de chaleur

L'extension du réseau nécessite l'ajout de **18,5 km de tranchées supplémentaires**. Un projet de tracé est présenté sur la carte suivante.

Figure 7 : Projet de tracé Scénario 2a – Densification sur les cibles prioritaires



Le linéaire total de réseau à construire est de 11,5 km, ce qui porte le linéaire total à 30,0 km. Il en résulte une **densité thermique** moyenne de **2,5 MWh/ml**.

Ce scénario est donc doublement gagnant puisqu'il permet d'augmenter significativement les livraisons de chaleur par rapport au scénario tendanciel sans modifier substantiellement la densité thermique.

Le dimensionnement du réseau réalisé dans le cadre de cette étude a été conçu de telle façon à pouvoir distribuer l'énergie à l'ensemble des abonnés identifiés dans le scénario 2a. Il apparaît que certains tronçons subiront des modifications :

- soit au titre d'un renforcement de certains tronçons (travaux de grossissement potentiel des tubes) ;
- soit au titre du fonctionnement en acceptant le principe d'une modification des conditions d'exploitation des ouvrages (augmentation de la vitesse du fluide caloporteur, voire augmentation de la consommation d'électricité des groupes de pompes).

Il n'est pas prévu de réaliser des travaux complémentaires dans le cadre de la présente étude. Une approche complémentaire devra donc être entreprise par le concessionnaire ; le cas échéant, les décisions devront être prises collectivement.

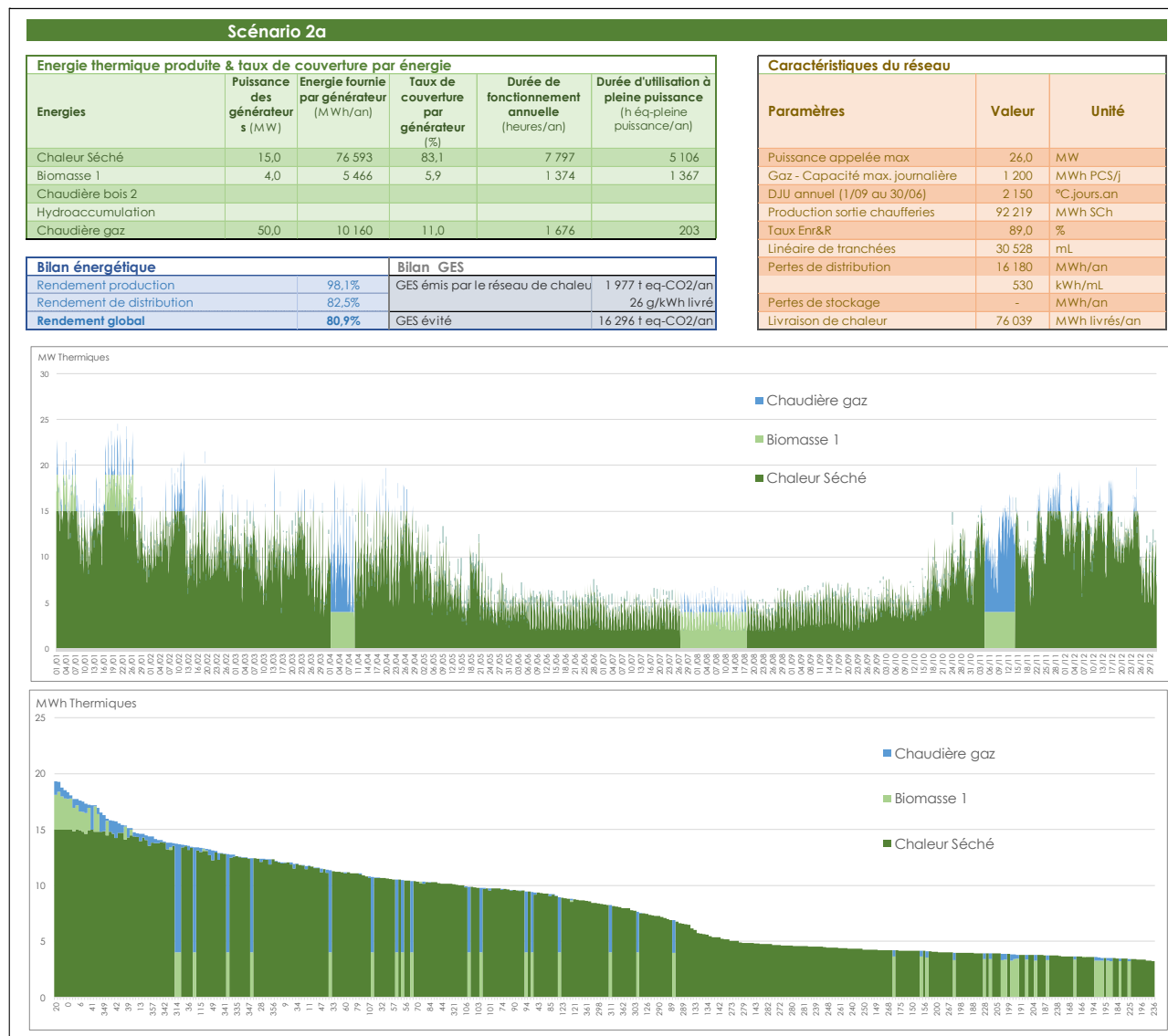
Tableau 2 : Dimensionnement du réseau de chaleur

DN	Longueur
0	1 681
15	540
20	1 769
25	1 837
32	2 072
40	2 356
50	2 757
65	4 885
80	2 178
100	2 606
125	2 419
150	521
200	2 685
250	1 710
Total	30 015

2.3.2.3 Synthèse technique

La synthèse technique présentée ci-dessous correspond au Scénario 2a.

Figure 8 : Synthèse technique - Scénario 2a - Extension vers les cibles prioritaires

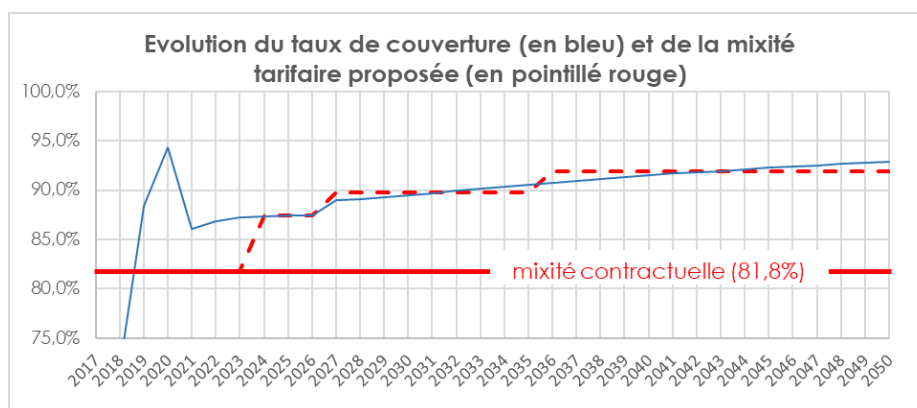


2.3.3 Aspects environnementaux

2.3.3.1 Evolution du taux EnR&R

Un des principaux effets de ce scénario est de maintenir le taux EnR&R par la seconde énergie renouvelable, avec un taux de **89.0%**. Il permet aussi la réduction des pénalités applicables par Séché Eco-Industrie, à hauteur d'1,01 million d'euros.

Figure 9 : Evolution du taux EnR&R - Scénario 2a – Densification sur les cibles prioritaires



2.3.3.2 Emission de gaz à effet de serre

Les hypothèses prises sont similaires aux précédents scénarios. Le contenu carbone est le suivant :

Tableau 3 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario Création
Consommation de gaz MWh PCS/an	7 300
GES teq.CO ₂ /an émis par le réseau	1 977
g/kWh livré	26
GES non-évités sur le périmètre du réseau d'ici 2050 (t éq-CO ₂)	222 500

Le contenu carbone est plus faible que le scénario tendanciel, inférieur à 30 g/KWh livré.

Les émissions de GES évitées sont supérieures à celle du scénario tendanciel avec 16 296 teq.CO₂/an

2.3.4 Aspects économiques et financiers

2.3.4.1 Montage financier de l'opération

2.3.4.1.1 Montant des investissements

Le montant des investissements est évalué à 16,6 millions € HT. Celui-ci se décompose de la façon suivante :

- Sous-stations (55 sites) : 1 400 000 € HT,
- Réseau de chaleur : 9 900 000 € HT,
- Chaufferie biomasse : 5 600 000 € HT.

2.3.4.1.2 Montant des aides

Les aides, estimé à 9 400 000 €, se répartissent comme suit :

- Fonds chaleur (31 % du montant des investissements) : 5 120 000 €,
- CEE : 4 280 000 €.

Les aides accordées par l'ADEME s'appuient sur les résultats de l'année 2028 durant laquelle la production estimée de chaleur par la chaudière bois s'élève à 7 600 MWh et la fourniture supplémentaire par séché Eco industries, à près de 12 000 MWh.

Le solde à financer s'élève à 7 200 000 €.

2.3.4.2 Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur

Les livraisons de chaleur s'élève dans le Scénario 2a à 76 000 MWh/an, ce qui représente à peu près la livraison d'énergie initialement prévue dans le contrat de concession signé en 2013.

Avec la chaufferie biomasse de 4 MW, le taux d'EnR&R avoisine le seuil de 90 %.

Les tarifs indiqués ci-dessous prennent en considération un taux d'EnR&R de 87,4 % sur la période 2024-2026 et de 90 % sur la période 2027-2035.

Tableau 3 : Bilan économique et financier (en M € HT et en € HT/MWh livré)

Investissement	Aides	Solde à financer	Tarif 2023	Tarif 2024-2026	Tarif 2027-2035
16,6	9,4	7,2	96	94	94

Les principaux indicateurs de rentabilité économique de ce scénario sont les suivants :

- Taux de rentabilité interne : 6,6 %,
- Marge brute : 23,3 M €HT.

Le montant de la valeur résiduelle au terme du contrat est estimé à 3 950 000 €.

2.4 Scénario 2b : Haut niveau de densification

2.4.1 Description du projet

Comme étudié dans la phase d'analyse du potentiel de développement du service de la chaleur sur la ville, ce scénario prévoit le raccordement des bâtiments nécessitant des travaux de conversion importants :

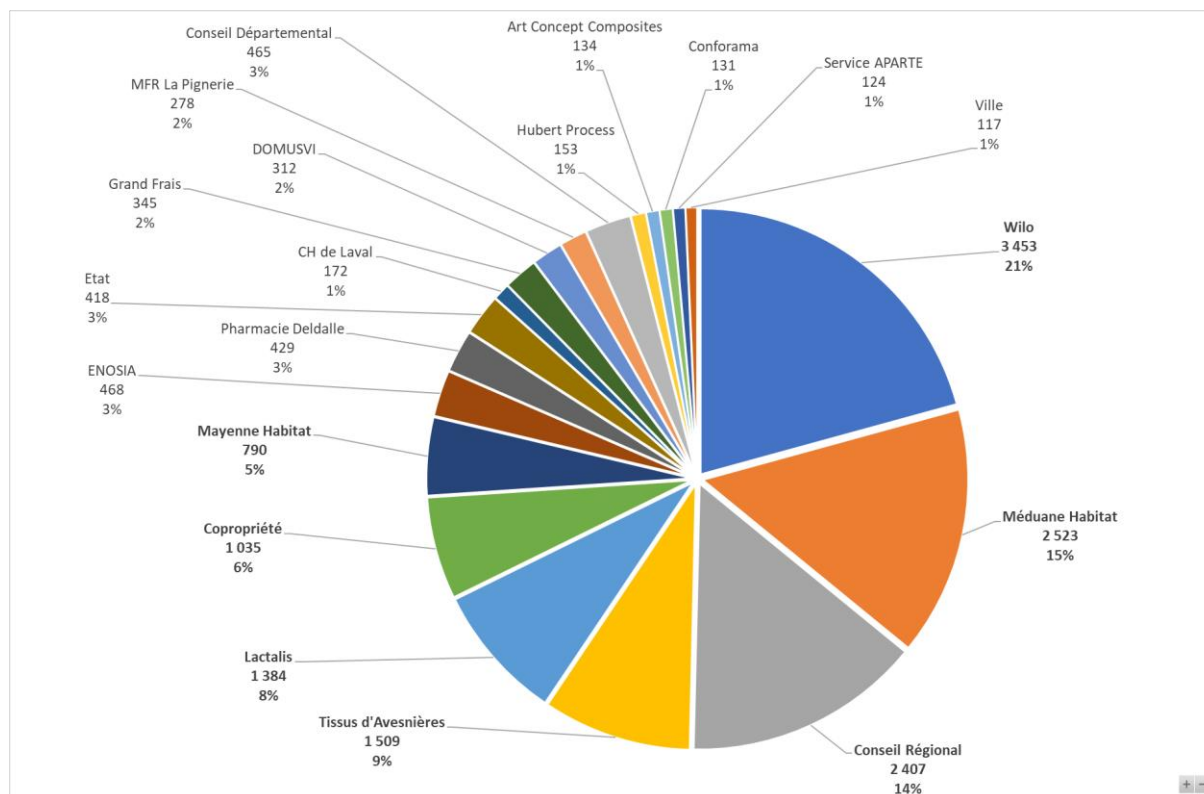
- Logements collectifs chauffés individuellement au gaz ou à l'électricité. Dans ce cas, le raccordement nécessite des travaux importants de conversion du mode de chauffage, dont la responsabilité relève du propriétaire (bailleurs ou syndicats de copropriétaires) ;
- Établissements industriels, dont le raccordement peut poser certaines difficultés. L'énergie est en général utilisée pour couvrir des besoins de chauffage, mais également de process. Une investigation complémentaire doit être réalisée ; celle-ci n'a pu être entreprise dans le cadre de la présente mission.
- Établissements tertiaires chauffés à l'électricité nécessitant (comme pour les logements) des travaux de conversion devant être pris en charge par le maître d'ouvrage.
- Sites parfois éloignés, mais l'importance de la consommation conduite à ne pas les écarter a priori. Le projet de raccordement peut en effet conduire à identifier d'autres consommateurs d'énergie sur le tracé à réaliser ou à sa proximité immédiate.

Les propositions réalisées ci-dessous ne prétend pas à l'exhaustivité. Elles ont principalement été motivées par des démarches à conduire en direction de cibles prioritaires, notamment les plus gros consommateurs d'énergie.

Le dimensionnement de scénario 2b intègre la totalité des cibles identifiées dans le scénario 2a.

Les besoins supplémentaires par rapport au scénario 2a s'élèvent à un peu plus de **16 900 MWh/an en 2027**.

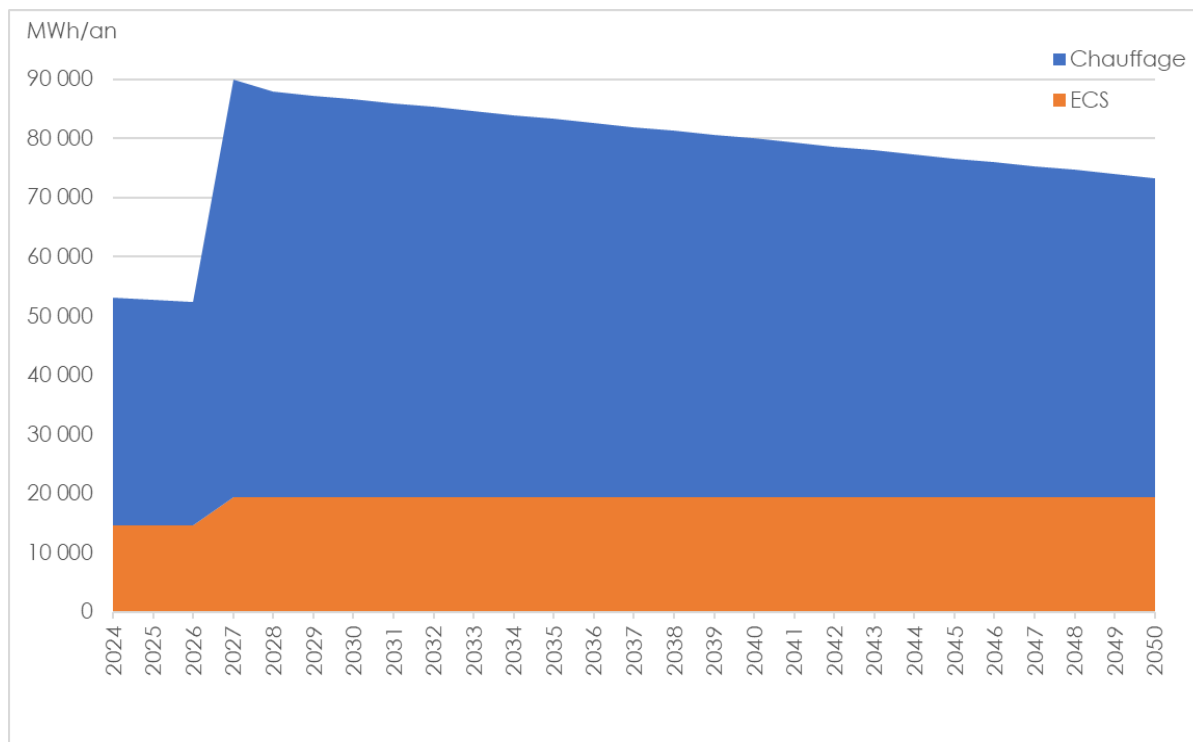
Figure 10 : Liste des abonnés potentiels supplémentaires – Scénario 2b



Dans scénario 2b, le raccordement de trois industriels représente un enjeu important : WILO, dont la localisation se situe néanmoins en dehors du périmètre concédé à LEN, LACTALIS et Tissus d'Avesnières.

Parallèlement, MEDUANE Habitat demeure un acteur central (avec 15 % des consommations d'énergie concernées), au même titre que le Conseil régional avec l'Agro-campus. Ce dernier demeure en revanche relativement éloignée de la Polyclinique du Maine.

Figure 11 : Evolution des besoins du scénario 2b – Densification sur les cibles secondaires



Cette évolution reste similaire à celle du scénario 2a, avec un besoin total augmenté **près de 17 000 MWh/an**.

Le réseau ainsi étendu permet d'atteindre jusqu'à **91 000 MWhu** (estimation 2023, corrigée du climat), et de desservir **81 000 MWhu/an en moyenne**.

À noter que ces livraisons passent de 91 000 MWhu/an à 73 000 MWhu/an en 2050, en tenant compte de **l'évolution des besoins du réseau** (hypothèses d'évolutions similaires au scénario 2a). On note que les besoins d'ECS sont quasiment identiques à ceux du scénario 2. En effet, les abonnés pressentis comportent moins de logements que dans le scénario 2a.

Cette investigation permet ainsi d'identifier un potentiel de développement important, qui permettraient de maintenir les livraisons de chaleur aux alentours des 70 000 à 75 000 MWh/an à l'horizon 2050.

2.4.2 Aspects techniques

2.4.2.1 Caractéristiques du réseau de chaleur

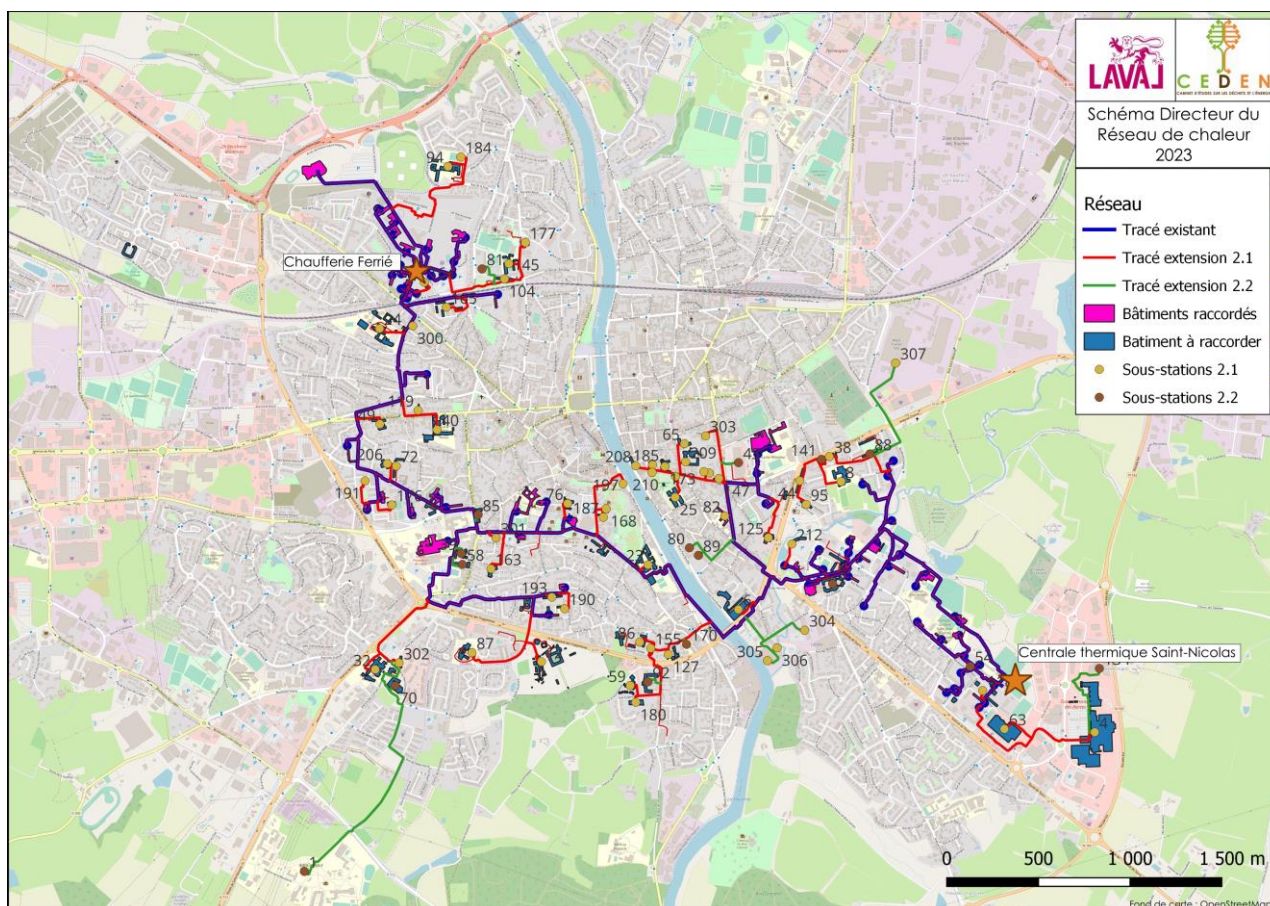
Le linéaire de réseau à construire pour le scénario 2b est de **16,9 km**.

Il en résulte une densité thermique moyenne de **2,6 MWh/ml/an**, soit une légère amélioration par rapport au scénario 2a.

Le dimensionnement du réseau réalisé a été réalisé de façon à pouvoir distribuer l'énergie à l'ensemble des abonnés identifiés dans le scénario 2b. Comme précédemment, il apparaît que certains tronçons devront subir une modification :

- soit un renforcement de certains tronçons (travaux de grossissement potentiel des tubes) ;
- soit au titre du fonctionnement en acceptant le principe de modifier les conditions d'exploitation des ouvrages (augmentation de la vitesse du fluide caloporteur, voire augmentation de la consommation d'électricité des groupes de pompes).

Figure 12 : Tracé prévisionnel du réseau du scénario 2b – Densification des cibles secondaires



Il n'est pas prévu de réaliser des études approfondies dans le cadre de la présente étude. Une approche complémentaire devra donc être entreprise par le concessionnaire ; le cas échéant, un arbitrage devra être réalisé par la ville.

Tableau 4 : Dimensionnement du réseau de chaleur – Scénario 2b

DN	Longueur
0	1 530
15	540
20	1 769
25	1 837
32	3 105
40	2 531
50	3 127
65	5 125
80	2 019
100	2 656
125	4 513
150	1 821
200	904
250	3 982
Total	35 459

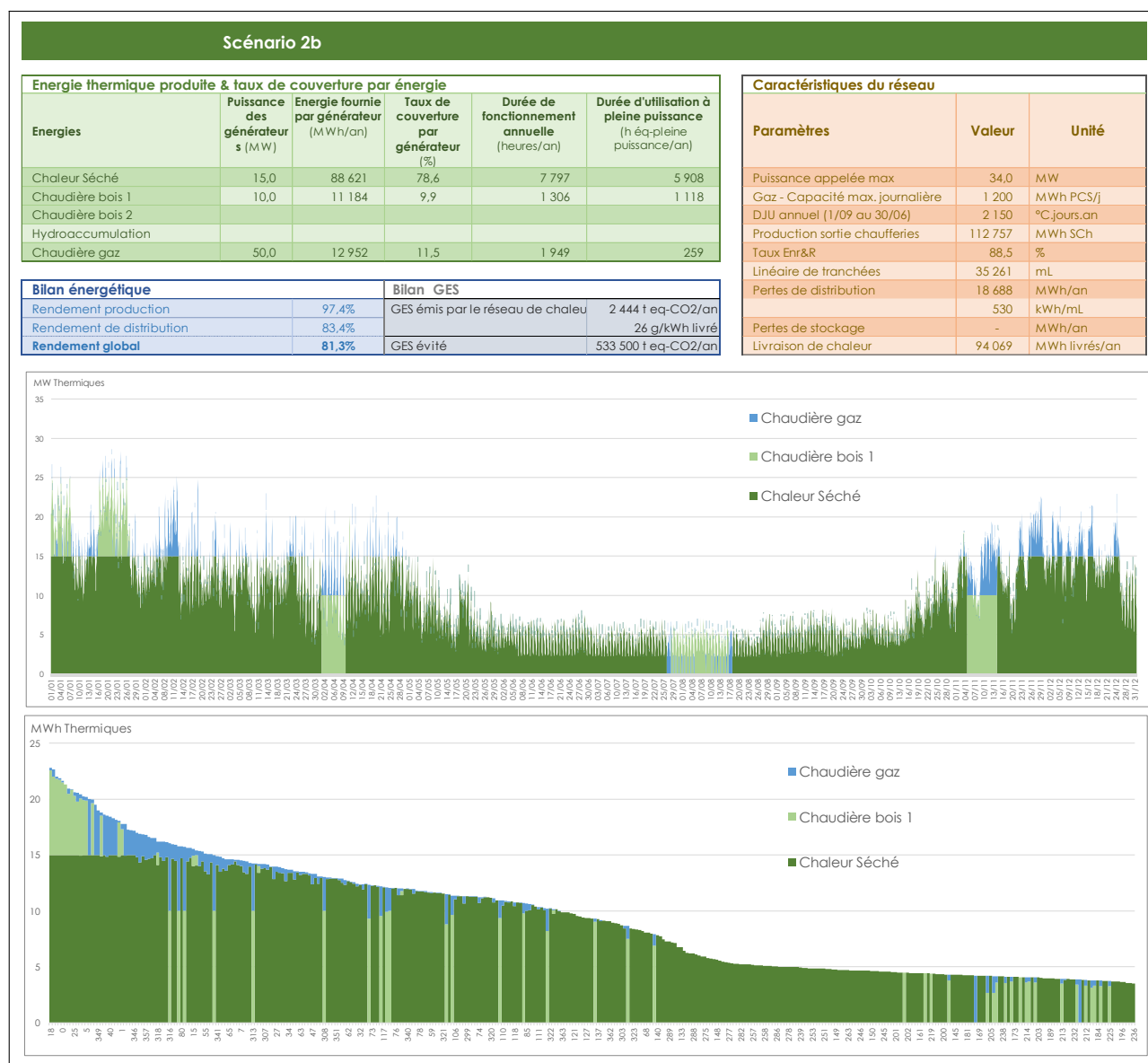
2.4.2.2 Production de la chaleur

De même que pour le scénario 2, une chaufferie additionnelle doit être construite pour répondre à l'augmentation des besoins de chaleur. Il s'agirait du même site que celui du scénario 2a. Cependant, la puissance de la nouvelle chaudière biomasse est estimée à **10 MW**.

2.4.2.3 Synthèse technique

La synthèse technique présentée ci-dessous correspond au scénario 2b – Densification sur les cibles secondaires.

Figure 13 : Synthèse technique - Scénario 2b – Densification sur les cibles secondaires

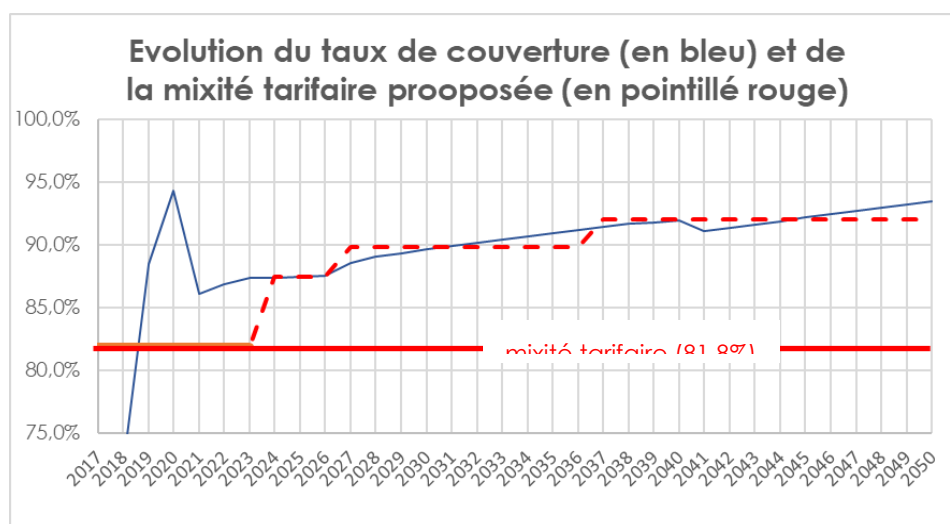


2.4.3 Aspects environnementaux

2.4.3.1 Evolution du taux EnR&R

On obtient un taux EnR&R supérieur globalement supérieur à celui du scénario 2a avec **un taux moyen de 88.5%**. Il permet aussi la réduction des pénalités applicables par Séché Eco-Industrie, à hauteur d'1,01 million d'euros.

Figure 14 : Evolution du taux EnR&R



Du fait de la **baisse des consommations des abonnés du réseau**, le **taux EnR&R augmente atteignant jusqu'à 93,3% en 2050**.

2.4.3.2 Emission de gaz à effet de serre

Les hypothèses prises sont similaires aux précédents scénarios. Le contenu carbone est le suivant :

Tableau 4 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario Création
Consommation de gaz MWh PCS/an	7000
GES teq.CO ₂ /an émis par le réseau	2444
g/kWh livré	26
GES non-évités sur le périmètre du réseau d'ici 2050 (t éq-CO ₂)	72 800

Le contenu carbone est faible, de l'ordre de 25 g/KWh livré. Cela est dû au taux EnR&R élevé qui permet de réduire l'utilisation de la chaudière gaz, notamment grâce à la chaufferie bois de 10 MW.

2.4.4 Aspects économiques et financiers

2.4.4.1 Montage financier de l'opération

2.4.4.1.1 Montant des investissements

Le montant des investissements est évalué à 28,2 millions € HT. Celui-ci se décompose de la façon suivante :

- Sous-stations (89 sites) : 2 500 000 € HT,
- Réseau de chaleur : 14 000 000 € HT,
- Chaufferie biomasse : 11 700 000 € HT.

2.4.4.1.2 Montant des aides

Les aides, estimé à 16 100 000 €, se répartissent comme suit :

- Fonds chaleur (32 % du montant des investissements) : 9 100 000 €,
- CEE : 7 000 000 €.

Les aides accordées par l'ADEME s'appuient sur les résultats de l'année 2028 durant laquelle la production estimée de chaleur par la chaudière bois s'élève à 7 600 MWh et la fourniture supplémentaire par séché Eco industries, à près de 12 000 MWh.

Le solde à financer s'élève à 12 100 000 €.

2.4.4.2 Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur

Les livraisons de chaleur s'élève dans le Scénario 2b à 94 000 MWh/an, ce qui représente à peu près la livraison d'énergie initialement prévue dans le contrat de concession signé en 2013.

Avec la chaux construction de la chaufferie bois de 10 MW, le taux d'EnR&R moyen est estimé à 90 %.

Les tarifs indiqués ci-dessous prennent par conséquent en considération un taux d'EnR&R de 87,4 % sur la période 2024-2026 et de 90 % sur la période 2027-2035.

Tableau 5 : Bilan économique et financier (en € HT est en € HT/MWh livré)

Investissement	Aides	Solde à financer	Tarif 2023	Tarif 2024-2026	Tarif 2027-2035
28,2	16,1	12,1	96	98	102

Les principaux indicateurs de rentabilité économique de ce scénario sont les suivants :

- Taux de rentabilité interne : 6,6 %,
- Marge brute : 37,1 M €HT.

Le montant de la valeur résiduelle au terme du contrat est estimé à 6 660 000 €.

3 Création d'un réseau de chaleur : Aubépin et Pommeraies

3.1 Description du projet

Comme évoqué dans le rapport de potentiel de développement, un projet de création d'un réseau de chaleur dans le quartier de l'Aubépin et des Pommeraies dans le Nord-Est de la ville est envisageable.

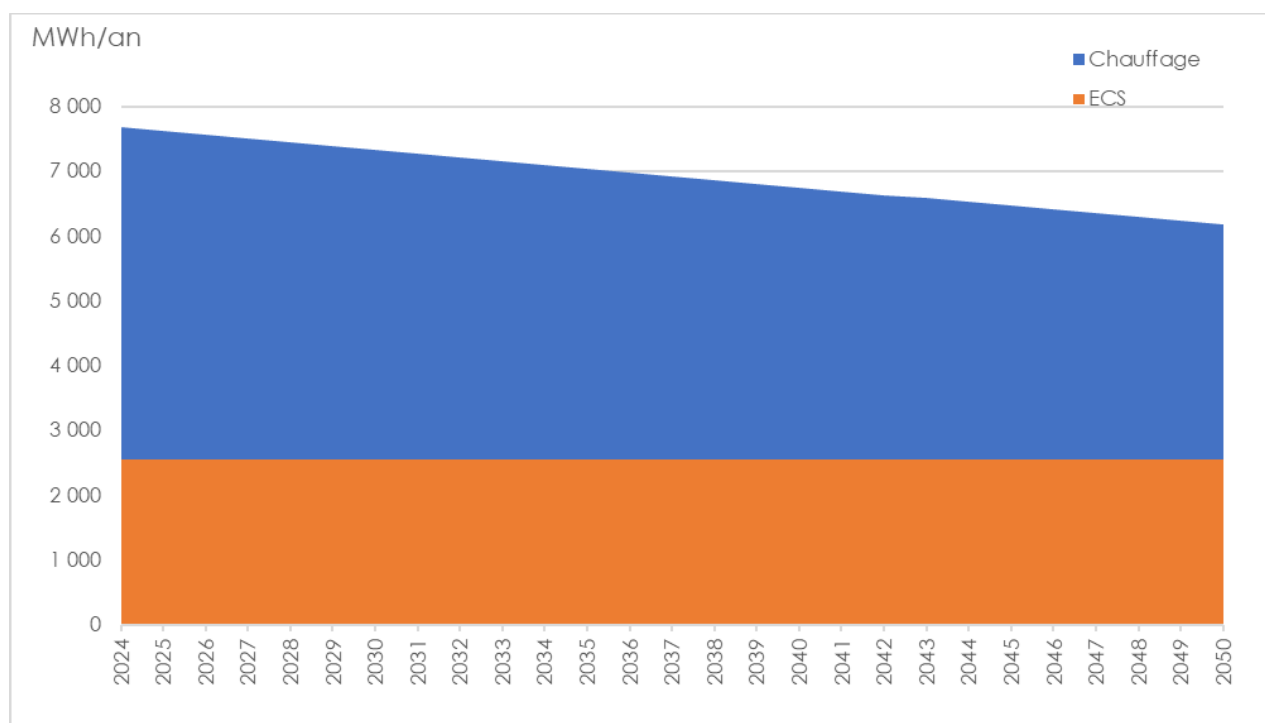
Tableau 1 : Liste des abonnés potentiels

N° SST	Nom de la SST	Besoins (MWh livrés/an)			Puissance
		Chauffage	ECS	Total	kW
1	ESTACA	203	23	226	236
2	ESPE	203	23	226	236
3	ESIEA	203	23	226	236
13	UDAF 53	798	89	887	638
14	Décathlon	125	14	138	120
22	Collège Jules Renard	677	75	752	755
26	Résidence U' La Dormerie	405	270	675	451
27	CTM	473	53	525	477
28	IPC Laval	61	7	68	59
41	Salle Jeff Lemoine	416	46	462	393
43	Restaurant Universitaire	50	6	56	47
53	Les Grand Carrés	225	150	376	251
57	Territoire d'énergie Mayenne	39	4	44	31
58	CPAM	39	4	43	31
61	ATMP 53	36	4	40	29
90	Carmel de Laval	140	94	234	142
91	Stade le Basser	185	21	206	209
99	GROUPE SCOLAIRE POMMERAIES = GERMAINE TILLON	73	8	81	68
105	FOYER D HEB TRAVAIL MIGRANTS	174	19	194	137
132	Résidence Jules Paillard et CRECHE OISEAU FLUTE	81	54	135	82
152	POMMERAIES (Hébert)	263	175	438	266
153	POMMERAIES (Bonnefoy)	267	178	445	271
154	Les Vignes	238	159	396	240
167	Aquabulle	425	1 275	1 700	769
182	LOCAL STADE LAVALLOIS OMNISPORT	48	5	53	45
196	VESTIAIRES STADE JEAN YVINEC - FOOT AMERICAIN	26	3	29	27
198	MQ LAVAL NORD - VIGNES	24	3	26	19
200	HALTE GARDERIE LES 3 POMMES	16	2	18	11
203	Aubépin B1	115	77	192	96
204	Aubépin B2	51	34	85	43
205	Aubépin B3	40	27	67	33

N° SST	Nom de la SST	Besoins (MWh livrés/an)			Puissance
		Chauffage	ECS	Total	kW
Total	Avec les constructions neuves	6 119	2 925	9 043	6 448
	Hors constructions neuves	5 913	2 787	8 699	6 276

Au total, 28 sites sont concernés par le réseau en projet sur le Quartier de l'Aubépin et des Pommeraies. Le développement du quartier sera progressif. Dans l'hypothèse où les bâtiments seraient construits avant la mise en service du réseau de chaleur, les bâtiments devront être chauffés collectivement au gaz. À l'occasion du raccordement au réseau de chaleur, les chaudières gaz seront déposées et remplacées par des échanges de chaleur. Il conviendra d'examiner avec attention la possibilité d'une reprise des chaudières et/ou de la dette correspondante de façon à effacer tout ou partie des charges de dépréciation des actifs des futurs abonnés potentiels.

Figure 15 : Evolution des besoins sur le quartier de l'Aubépin – Les Pommeraies



Ce nouveau réseau permet de desservir **6 900 MWhu/an en moyenne, passant ainsi de deux 7 700 MWhu/an en 2026 à environ 6 100 MWhu/an en 2050**, en tenant compte de **l'évolution des besoins des abonnés**.

La prépondérance de bâtiments neufs ou récents est de nature à limiter la réduction des besoins ; les hypothèses retenues dans la présente étude aboutissent à une estimation par défaut : le coût de revient de la chaleur résultant devrait par conséquent représenter un seuil économique maximal.

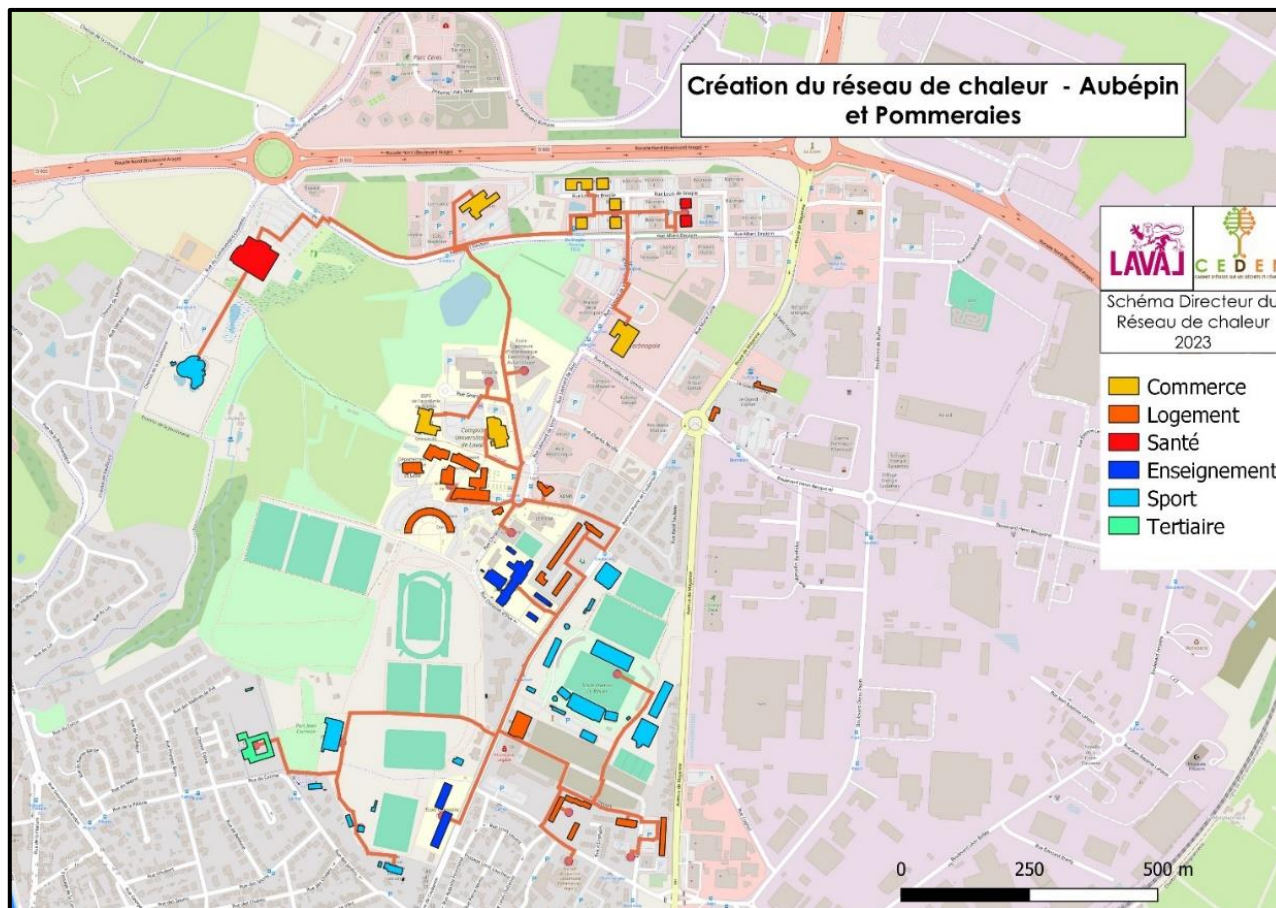
À noter : Les abonnés s'étendent sur les deux communes de Laval et de Changé. Or, la Ville de dispose pas de la compétence pour développer le réseau de chaleur sur une commune voisine. Le montage d'opérations devra donc comporter une série d'investigations complémentaires sur les modalités juridico-financières du montage de l'opération.

3.2 Aspects techniques

3.2.1 Caractéristiques du réseau de chaleur

Le tracé du réseau à construire serait le suivant.

Figure 16 : Tracé prévisionnel du réseau du quartier d'Aubépin – Les Pommeraiès



3.2.2 Indicateurs de performance

➡ Principaux indicateurs de performance

Le linéaire total de réseau à construire est de 6,2 km.

Tableau 2 : Dimensionnement du réseau de chaleur – Scénario 2b

DN	Longueur
0	296
15	88
20	224
25	553
32	599
40	387
50	476
65	1434

DN	Longueur
80	307
100	454
125	522
150	875
Total	6 215

Il en résulte une densité thermique moyenne **de 1,1 MWh/ml**. Elle est relativement faible, mais des perspectives de densification sont envisageables.

➤ Perspectives d'extension

Le Quartier de l'Aubépin est situé à proximité de deux zones industrielles : la ZI des Morandières et la ZI des Touches. Le potentiel énergétique de ces deux zones d'activités a été estimé en première approche respectivement à 15 000 et à 18 000 MWh utiles/an.

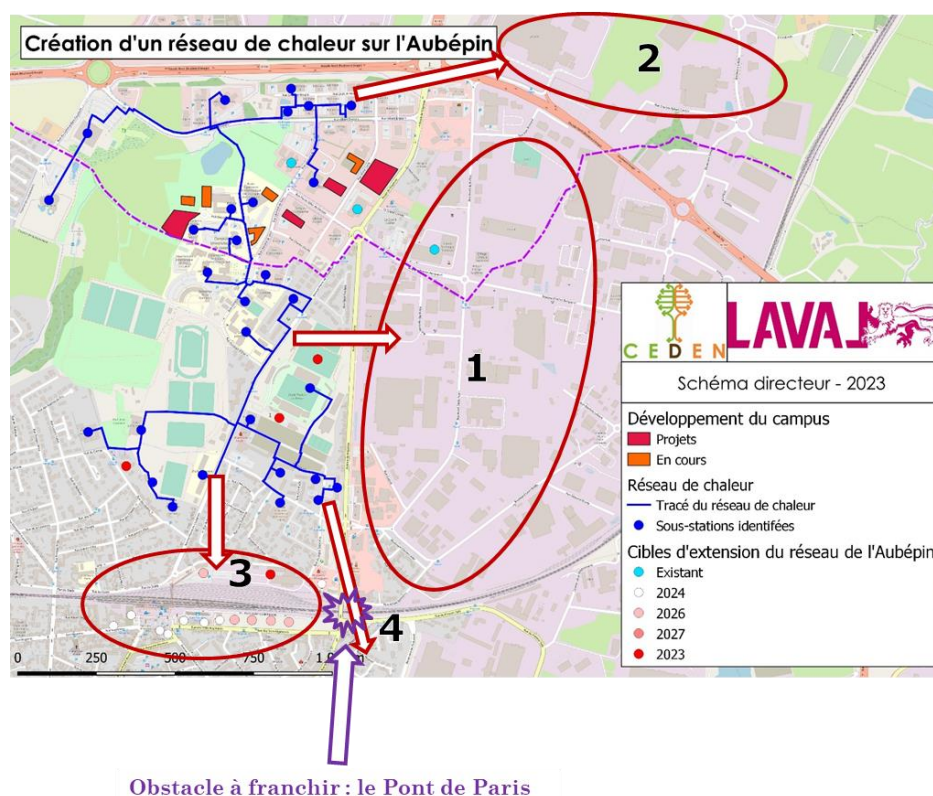
En outre, le réseau de chaleur pourrait également soit importé, soit exporté de la chaleur vers LEN, notamment dans la perspective d'extension du réseau à moyen/long terme.

La chaufferie à construire pourrait par conséquent devoir être adaptée à ses éventuels évolutions.

Néanmoins, l'extension vers le sud présente un atout, mais également une contrainte à lever :

- Autour de la Gare de Laval, de nombreuses constructions sont en cours actuellement. Les perspectives de renouvellement du patrimoine urbain sont également envisagées à court/moyen terme ;
- Le passage du Pont de Paris constitue en revanche un obstacle à lever. Des analyses techniques complémentaires doivent être en effet entreprises par un bureau d'études structure pour examiner la faisabilité de ce passage en encorbellement du pont (et sans gêner la circulation des trains).

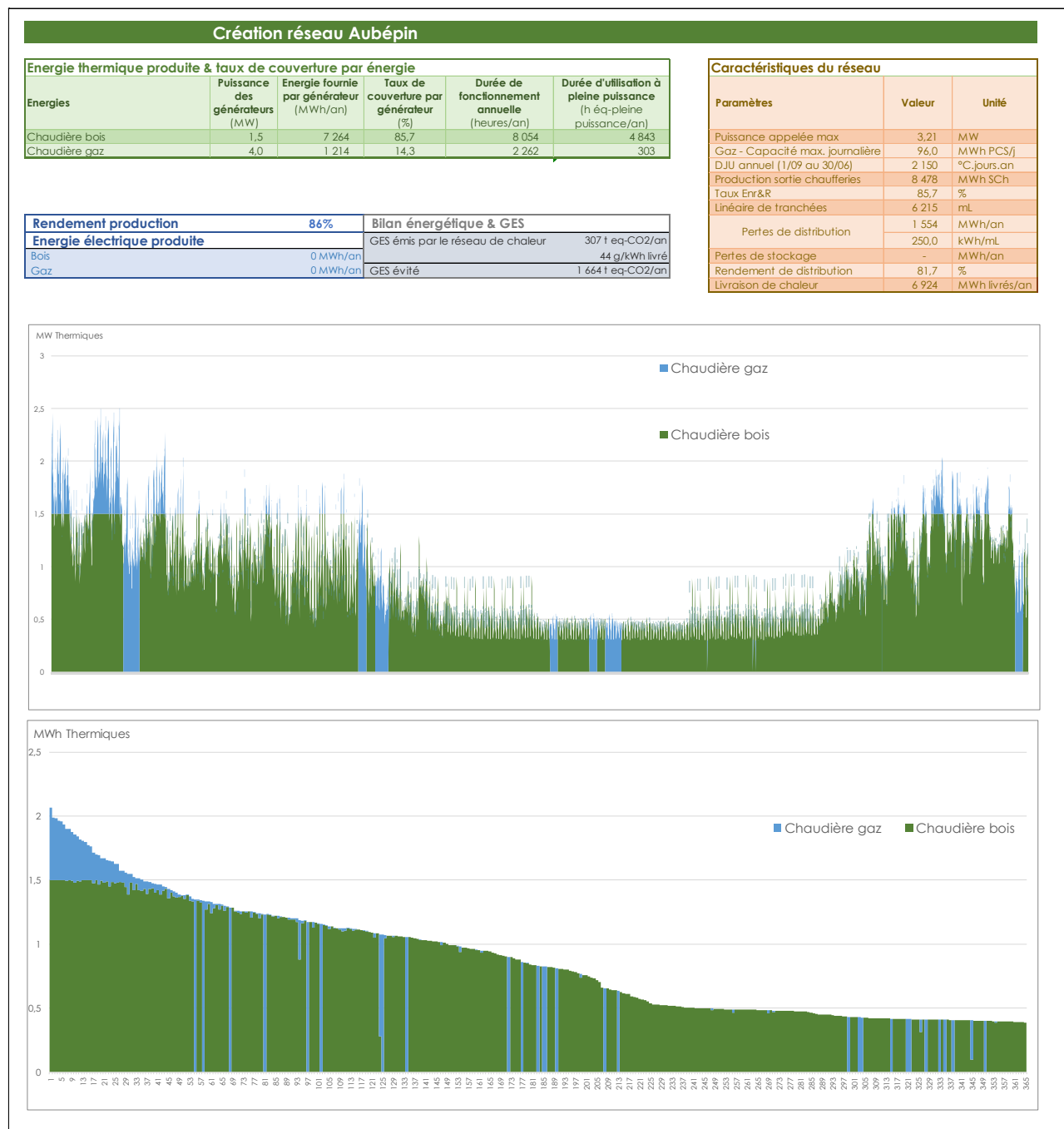
Figure 17 : Hypothèses d'extension



3.2.3 Synthèse technique

La synthèse technique présentée ci-dessous correspond à la création d'un deuxième réseau dans le quartier de l'Aubépin et des Pommeraies.

Figure 18 : Synthèse technique - Création d'un deuxième réseau – Aubépin - Pommeraies



3.3 Aspects environnementaux

3.3.1 Evolution du taux EnR&R

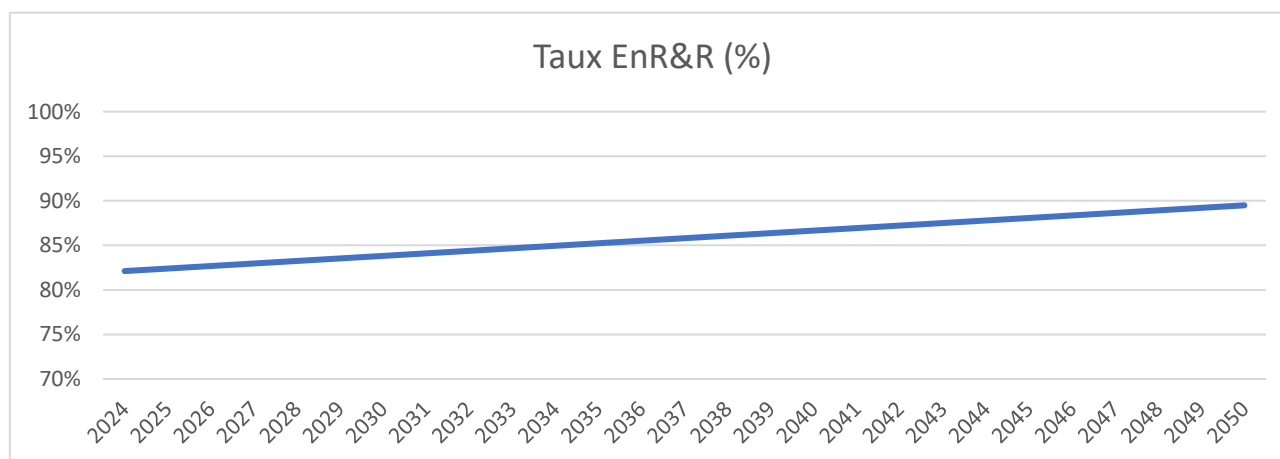
Le **taux EnR&R global** du projet est de **85.8%**. La chaudière gaz permet d'assurer l'appoint et le secours.

Il est à noter que, du fait des faibles besoins en ECS, ce réseau se retrouve dans la même configuration que le réseau actuel de LEN, c'est-à-dire que les besoins estivaux sont trop faibles pour permettre à la chaudière biomasse de fonctionner l'été. En conséquence, il n'est pas possible d'optimiser ce taux EnR&R en restant sur la même typologie de moyen de production EnR&R. Deux axes peuvent être évoqués :

- Installer un **champ de capteurs solaires thermiques**, qui prendrait la relève de la biomasse en période estivale. Cette solution présente l'intérêt d'associer une deuxième EnR&R très vertueuse à la biomasse. Elle rajoute toutefois une contrainte sur l'implantation de la chaufferie : en effet, la couverture des besoins estivaux pourrait nécessiter une surface d'au moins 500 m², ce qui est probablement supérieur à la toiture de la chaufferie à construire et nécessite donc un placement partiel au sol. La chaufferie devrait être la plus compacte possible, ce qui est contradictoire avec la réservation d'une surface pour des panneaux solaires. Cet écueil pourrait toutefois être contourné en proposant aux abonnés disposant d'un foncier important d'héberger la partie solaire de la production de chaleur.
- Installer une **chaudière biomasse de faible puissance dédiée au fonctionnement estival**. Bien que permettant d'atteindre des taux supérieurs à 95%, cette solution possède des désavantages importants. D'une part, la technologie de la petite et de la grande chaudière vont être très différentes : du fait de l'écart de puissance, il ne s'agira pas du même type de combustible, pas des mêmes traitements de fumées et des cendres. C'est donc tout l'ensemble dépotage-stockage-combustion-traitement des fumées qui doit être dupliqué, ce qui implique donc un besoin de surface au sol très important. Par ailleurs, le coût (ramené à la puissance) des petites chaudières et celui de leur combustible est significativement plus élevé, et il n'est donc pas certain que l'effet de gain sur le taux EnR&R se traduise par une baisse du tarif, qui pourrait au contraire augmenter.

Le graphe ci-dessous présente l'évolution du taux EnR&R.

Figure 19 : Evolution du taux EnR&R



Du fait de la **baisse des consommations des abonnés du réseau**, le **taux EnR&R augmente atteignant jusqu'à 90% en 2050**.

3.3.2 Emission de gaz à effet de serre

Les hypothèses prises sont similaires aux précédents scénarios. Le contenu carbone est le suivant :

Tableau 5 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario Création
Consommation de gaz MWh PCS/an	1 200
GES teq.CO ₂ /an émis par le réseau	307
g/kWh livré	44

Le contenu carbone est faible, de l'ordre de 44 g/KWh livré. Cela est dû au taux EnR&R élevé qui permet de réduire l'utilisation de la chaudière gaz.

Les émissions de GES évitées sont alors de 1 600 teq-CO₂/an.

3.4 Aspects économiques et financiers

3.4.1.1 Montage financier de l'opération

3.4.1.1.1 Montant des investissements

Le montant des investissements est évalué à 8,9 millions € HT. Celui-ci se décompose de la façon suivante :

- Sous-stations (9 sites) : 1 500 000 € HT,
- Réseau de chaleur : 4 830 000 € HT,
- Chaufferie biomasse : 2 565 000 € HT.

3.4.1.1.2 Montant des aides

Les aides, estimé à 5 941 000 €, se répartissent comme suit :

- Fonds chaleur (32 % du montant des investissements) : 3 820 000 €,
- CEE (coup de pouce inclus) : 2 121 000 €.

À noter : La cinquième période des CEE prend fin au 31 décembre 2025. Les hypothèses de financement ont été retenues dans les conditions actuellement connues. L'hypothèse d'un maintien de ces systèmes a été retenue dans la présente estimation, mais elle devra être confirmée à l'avenir.

Les aides accordées par l'ADEME s'appuient sur l'énergie desservie en 2028, au cours de laquelle la production estimée de chaleur par la chaudière bois s'élève à près de deux 7 300 MWh.

Le solde à financer s'élève à environ 3 millions d'€.

3.4.1.2 Conséquences sur le CEP et coût de revient de la chaleur

Les livraisons de chaleur s'élève dans le scénario à 7 700 MWh/an.

Avec la construction de la chaufferie bois de 1,5 MW, le taux d'EnR&R moyen est estimé à 82 % en phase de démarrage, mais évoluera progressivement vers les 90 % en 2050.

Les tarifs indiqués ci-dessous prennent par conséquent en considération un taux moyen d'EnR&R de 86 %.

Tableau 3 : bilan économique et financier (en € HT est en € HT/MWh livré)

Investissement	Aides	Solde à financer	Tarif 2023
8,9	5,9	3,0	122

Les études complémentaires devront être entreprises pour examiner toutes les possibilités d'une éventuelle extension vers les quartiers voisins. Ces investigations pourraient également examiner l'opportunité d'une interconnexion avec le réseau de chaleur LEN.