



Réseau de chauffage urbain

Analyse du compte-rendu
technique et financier
de *Laval Énergie Nouvelle*

Plan d'action

29 février 2024

révision n° 01

Référence CEDEN : 2023-21



S.A.S. au capital de 53 500 €uros

RCS Rouen 488 524 919

n° TVA intracommunautaire : FR23488524919

Adresse électronique : secretariat@ceden.fr

Sommaire

1	Le contexte contractuel	1
2	Le périmètre du service	1
3	Les installations techniques	2
4	La performance du service	3
5	Synthèse du schéma directeur et plan d'action	6
5.1	Procéder au choix du scénario à développer	6
5.2	Un avenant n° 3 à négocier	10
6	Échéancier proposé	12

Table de illustrations

Illustration 1	Répartition de la puissance souscrite par famille d'abonnés	1
Illustration 2	Evolution comparée du développement avec les objectifs contractuels	1
Illustration 3	Tracé du réseau actuel	2
Illustration 4	Synthèse des caractéristiques du réseau LEN 2022	3
Illustration 5	Modes de production de la centrale thermique Saint-Nicolas	3
Illustration 6	Évolution du taux EnR&R du réseau de chaleur LEN et mixité EnR&R dans le tarif	3
Illustration 7	Évolution moyenne de l'énergie (terme R1) depuis le début 2018 (en €HT/MWh livré)	4
Illustration 8	Évolution moyenne de l'abonnement (terme R2) depuis le début 2018 (en €HT/kW)	5
Illustration 9	Synthèse des Indicateurs de performances du réseau	5
Illustration 10	Abonnés potentiels – Scénario 2 a	6
Illustration 10	Évolution des besoins – Scénario 2 a	7
Illustration 11	Synthèse des enjeux des 3 scénarios étudiés	9
Illustration 12	Synthèse des provisions, reprises de provisions et résultats de LEN (en M €)	11
Illustration 13	Étapes de l'évolution du réseau LEN	13

Statut	Nom	Structure	Version	Date
Elaboration	Dominique PLUMAIL	CEDEN	rev00	29 février 2024
Relecture	Emmanuel FROISSARD	Ville de Laval	rev00	

1 Le contexte contractuel

La **ville de Laval a notifié le 26 août 2014 à la société LEN**, SAS au capital de 5,8 M € (filiale à 98% du groupe CORIANCE et 2% du groupe Sèché Éco-Industries), un **contrat de concession du réseau de chauffage urbain** pour une **durée de 20 ans**.

Si l'avenant n°1 a pour objet de substituer le candidat lauréat CORIANCE/Sèché Éco-Industries à la société LEN, **l'avenant 2** a une incidence sur la vie du contrat. Signé le 20 juin 2016, il le **prolonge d'un an à la suite d'un décalage des travaux** de premier établissement (échéance reportée au 1^{er} septembre 2035).

2 Le périmètre du service

➡ Les secteurs géographiques

Le périmètre géographique du réseau a été réparti en 3 secteurs correspondant respectivement aux quartiers élargis de Saint Nicolas (rive gauche de la Mayenne), des Fourches (Les fourches, Le Bourny... avec une limite au niveau de la rue Bretagne) et Ferrié (Ferrié, Hilard...). Le périmètre concédé à LEN est ainsi matérialisé par les pointillés bleus sur la carte suivant (illustration 3 – p. 2).

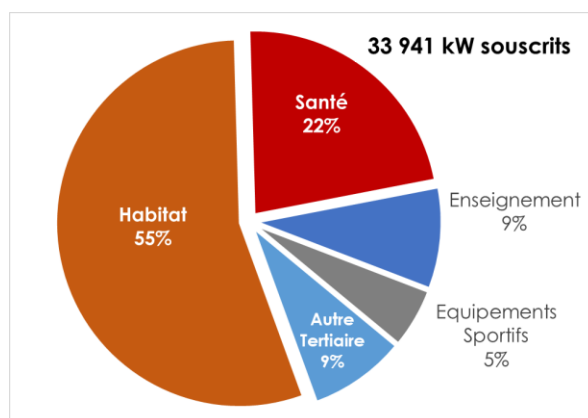
➡ Les abonnés

Le service couvre actuellement les besoins énergétiques du patrimoine de **24 maîtres d'ouvrage**, dont **2 bailleurs sociaux** (Mayenne Habitat et Méduane Habitat), **5 gestionnaires de copropriétés** (SOGESIM, CITYA Les Remparts, PRGMAA, PROCIVIS OUEST, syndic BRETON et JEANNEAU II), **6 collectivités ou assimilées** (Ville de Laval, CA de Laval, Conseil Départemental, Conseil Régional, Pôle Emploi, Ministère de l'Intérieur), **le Centre Hospitalier de Laval** et **10 autres maîtres d'ouvrage privés** (bureaux, commerces).

Illustration 1 : Répartition de la puissance souscrite par famille d'abonnés

Le réseau dessert **majoritairement des immeubles d'habitat social** (37 % des URF) et des **établissements de Santé** (22 %). Cette répartition évolue cependant au gré des extensions (EHPAD Jeanne Jugan et de l'îlot A1-Quartier Ferrié en 2022) et de la réduction des consommations résultant de la réhabilitation du bâti (Mayenne Habitat - Quartier Saint Nicolas).

Une fois corrigée du climat, **la chaleur fournie aux abonnés s'élève à environ 55 000 MWh livrés/an**.



➡ Un développement atteint à 86 % 8 années après la signature du contrat !

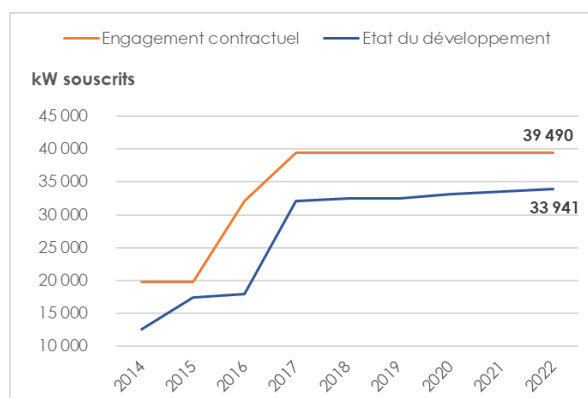
Alors que LEN prévoyait un déploiement du réseau de chaleur sur 4 ans, le développement s'est avéré plus progressif que prévu.

Illustration 2 : Evolution comparée du développement avec les objectifs contractuels

Le concessionnaire n'a cependant pas atteint les objectifs contractuels, qui prévoyait une livraison de 76 000 MWh/an et 39 490 URF (soit -14 %).

Plusieurs causes expliquent ce retard :

- Le prix des énergies fossiles ont été plutôt bas sur les deux périodes 2014-2017 et 2019-2020 ;



- Le retard dans la livraison de la chaleur de récupération par Séché Eco industries (2017 au lieu de 2015). Le déploiement du service de la chaleur, qui s'appuyait sur la livraison majoritaire des EnR&R, n'a pu être engagé avant 2017 ;
- Certains acteurs ont opposé une résistance au raccordement, en particulier de Méduane Habitat. Le lien semble d'ailleurs distendu entre le bailleur social de la ville et le concessionnaire, qui sollicite désormais le soutien de la ville ;
- LEN n'a anticipé ni les opérations de renouvellement urbains sur le quartier Saint-Nicolas, ni l'évolution des besoins de chauffage liée au climat.

La responsabilité est partagée. Néanmoins, ce retard dans la commercialisation du service de la chaleur, évalué au regard du déficit de puissance souscrite facturée à la communauté des abonnés depuis le début du contrat, induit une **réduction des recettes d'abonnement pour LEN estimée à 20%**. L'abonnement permet de couvrir les charges fixes de la société concessionnaire, et en particulier, le financement de la dette.

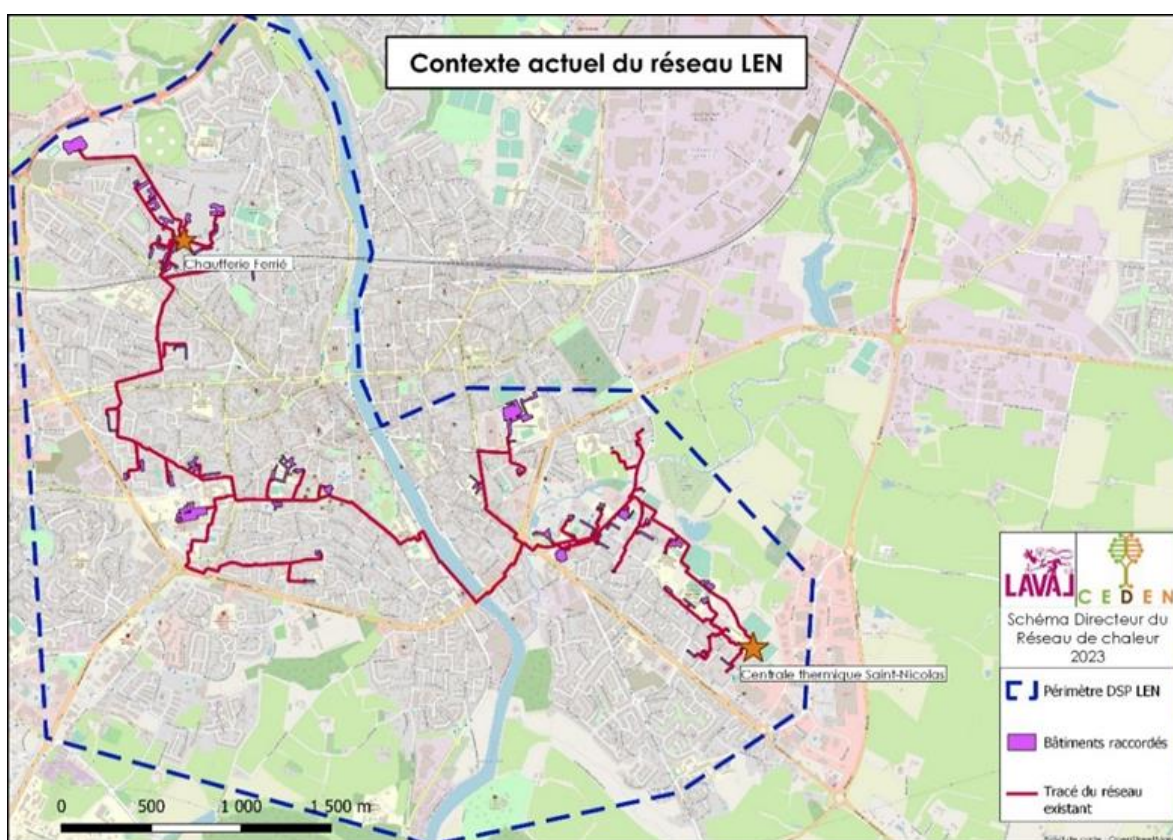
Le schéma directeur a pour but de rechercher les moyens d'optimiser le développement du réseau pour compenser les pertes enregistrées depuis la signature du contrat.

3 Les installations techniques

➤ Les installations techniques

LEN gère le réseau historique de Laval (Quartier Saint Nicolas), d'un côté, et à partir de la chaufferie du Quartier Ferrié, un réseau permettant d'acheminer la chaleur de récupération sur l'ensemble de la ville, de l'autre. Par commodité, LEN a confié la gestion de l'ensemble des installations à la société DALKIA, filiale à 100 % du groupe EDF et anciennement exploitant du réseau de chaleur historique du Quartier Saint Nicolas.

Illustration 3 : Tracé du réseau actuel



➔ Les moyens de livraison et distribution de la chaleur

Illustration 4: Synthèse des caractéristiques du réseau LEN 2022

Longueur	Densité thermique	Nombre de postes de livraison	Type de fluide caloporteur	Nombre de branches
18,7 km	3,24 MWh/ml	78	eau chaude	6

➔ Les installations de production

Les équipements de production sont répartis entre deux chaufferies : la Chaufferie Ferrié et la centrale thermique Saint-Nicolas. L'unité de cogénération appartient à la filiale de DALKIA (COGESTAR 2) et le contrat de vente d'électricité prend fin en 2026, au même titre que l'obligation de fourniture de la chaleur au réseau.

Si la puissance totale des échangeurs de Séché Eco Industries s'élève à 21 MW thermiques, la **puissance EnR&R réellement disponible** s'élève uniquement à **15 MW thermiques**.

Pour garantir la **continuité du service public de la chaleur**, les chaudières au gaz présentent une puissance totale de **près de 40 MW** permettant de secourir le réseau en cas de dysfonctionnement de l'unité de cogénération ou des installations de S ch  Eco Industries.

Illustration 5 : Modes de production de la centrale thermique Saint-Nicolas

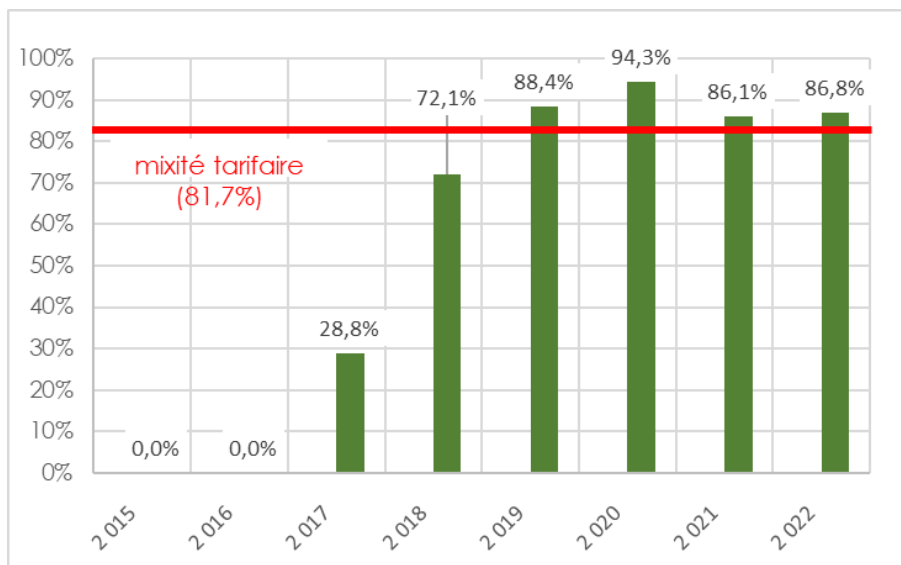
	EnR&R	Gaz naturel			Puissance thermique totale
		Chaudières	Unité de cogénération		
Saint-Nicolas	-	20,1 MW _{th}	8,1 MW _{th}	7,4 MW _{élec}	28,2 MW _{th}
Ferrié	15 MW _{th}	10,0 MW _{th}	-	-	25,0 MW _{th}
Total	15 MW _{th}	38,2 MW _{th}		7,4 MW _{élec}	53,2 MW _{th}

4 La performance du service

➔ Evolution du taux EnR&R

La chaleur de récupération devait initialement être valorisée à compter de 2015. Son injection dans le réseau a finalement débuté en 2017.

Illustration 6 :  volution du taux EnR&R du réseau de chaleur LEN et mixité EnR&R dans le tarif



Comme le réseau de chauffage urbain délivre moins de chaleur que prévu, le taux EnR&R dépasse systématiquement depuis 2019 le taux prévu dans l'application du tarif de la chaleur (mixité EnR&R dans le tarif).

➔ Le tarif et son évolution

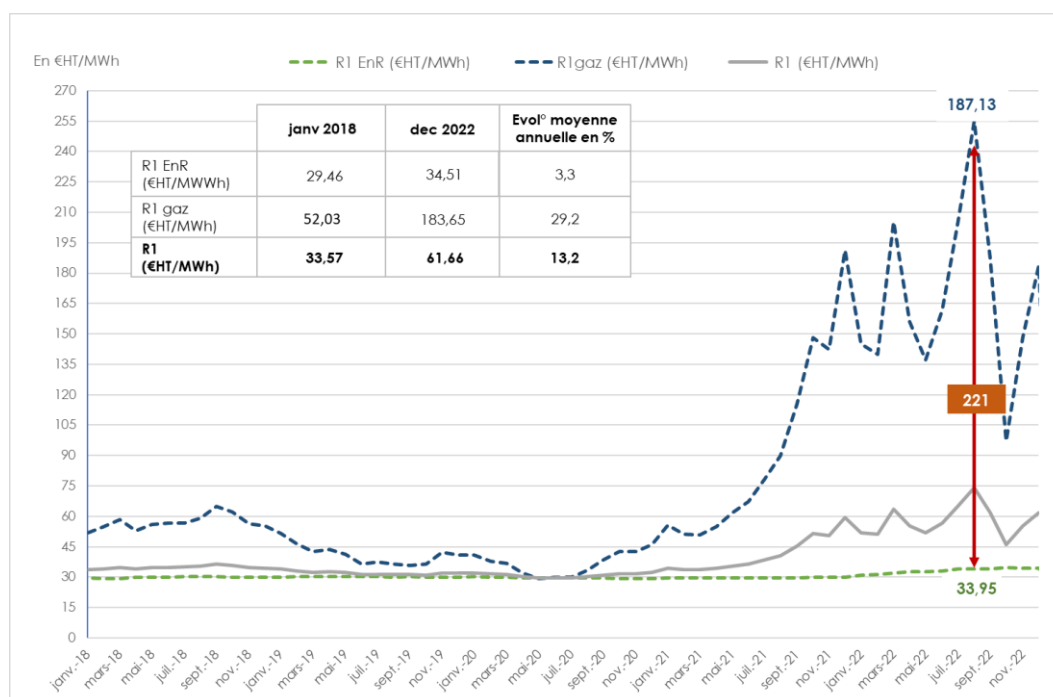
La facture de chauffage se décompose en deux termes :

- Le **terme R1** (énergie), proportionnel à l'énergie consommée (compteur de chaleur).
- Le **terme R2** (abonnement), correspondant aux charges fixes. Il comprend 5 termes : dépenses d'électricité (r21), charges de maintenance (r22), frais de gros entretien/renouvellement (r23), dépenses d'investissement (r24) et achat de quotas de CO₂ (r25).

• Tarifs R1 (énergie)

A partir du printemps 2021, le **prix du gaz naturel** a fortement **augmenté**. Par rapport à juillet 2020 (niveau le plus bas), l'évolution est passée de 55,39 €HT/MWh à 323,90 €HT/MWh en septembre 2022. Dans le même temps, le prix de **la chaleur de récupération a progressé de 7,2% par an seulement**. Compte tenu de la mixité des énergies et de l'effet modérateur de la chaleur de récupération, le prix du **terme R1 EnR&R est en revanche resté bien plus stable**.

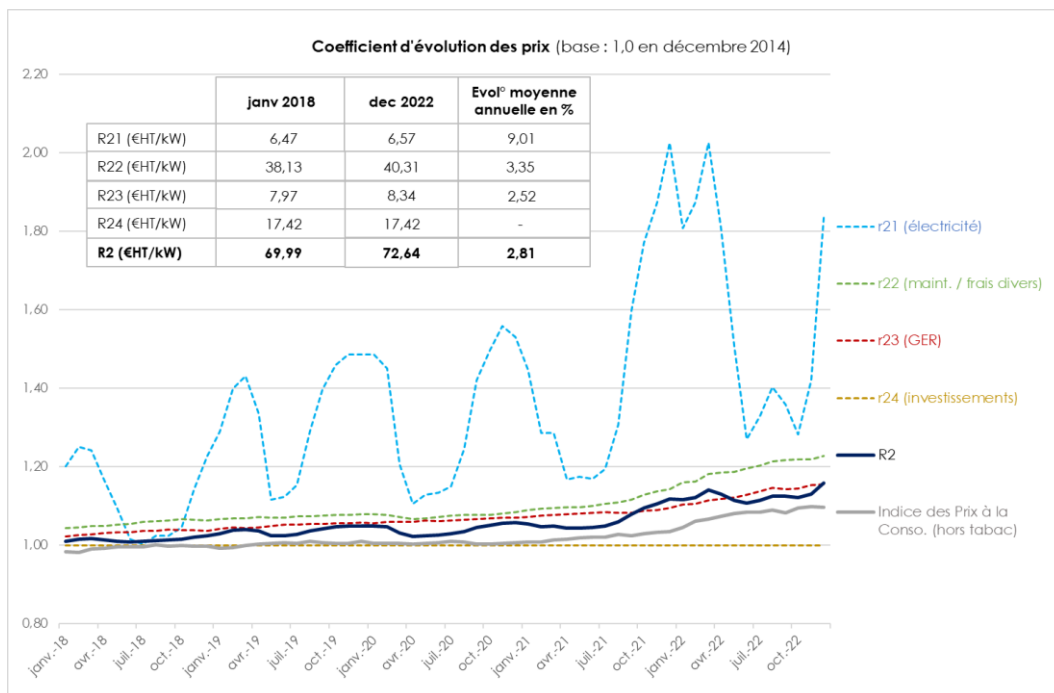
Illustration 7 : Évolution moyenne de l'énergie (terme R1) depuis le début 2018 (en €HT/MWh livré)



La **chaleur de Séché Echo-Industries** a en fait eu un rôle d'**amortisseur des augmentations des coûts du gaz**, puisque la chaleur de récupération représente 81,2% du coût de la chaleur.

• Tarif R2 (abonnement)

Le **R2 a augmenté en moyenne de 2,4% par an** depuis janvier 2018. Mais sur l'exercice 2022, ce terme a augmenté de 5,9%.

Illustration 8 : Évolution moyenne de l'abonnement (terme R2) depuis le début 2018 (en €/HT/kW)

Le r21 (électricité) a connu l'augmentation la plus importante. Ce terme représente uniquement 9% du montant du R2 ; le r24, dont le montant est invariable sur la durée de la DSP, représente en revanche 24% du montant du R2. Comme la chaleur renouvelable pour le R1, le r24 joue le rôle d'amortisseur du tarif de l'abonnement.

Compte tenu de la structure du tarif, **l'abonnement évolue au même rythme que l'indice des prix à la consommation.**

Illustration 9 : Synthèse des Indicateurs de performances du réseau

Nom de l'indicateur		Unité	2021	2022
Distribution	Nombre de sous-stations	Unité	76	78
	Nombre d'abonnés	Unité	24	24
	Nombre d'Unités de répartition forfaitaire	URF	33 421	33 941
	Chaleur livrée corrigée du climat	MWh utiles/an	48 651	55 093
	Linéaire de réseau	mètres linéaires	17 593	18 568
	Densité thermique	MWh utiles/mètre	2,6	3,0
	Pertes réseau	kWh/mètre	649	530
	Rendement de distribution	%	84,7	83,7
dont Production	Puissance thermique en chaufferies	MW th	53,2	53,2
	dont chaudières gaz	MW th	38,2	38,2
	dont chaleur de récupération	MW th	15,0	15,0
	Puissance électrique cogénération	MW él	7,4	7,4
	Taux EnR&R	%	86,1	86,8
	Contenu carbone de la chaleur livrée	kg eq-CO ₂ /MWh utile	53	85
	Ratio de consommation électrique	kWh elec/MWh livré	12	14
Performance économiques	Tarif R1 _{EnR&R}	€ HT / MWh	29,87	32,55
	Tarif R1 _{Gaz}	€ HT / MWh	92,30	168,55
	Tarif R2	€ HT / MWh	35,00	46,18
	Poids du R1 dans la facture globale	%	54,7 %	52,2 %
	Poids du R2 dans la facture globale	%	45,7 %	47,8 %

5 Synthèse du schéma directeur et plan d'action

5.1 Procéder au choix du scénario à développer

➡ Les scénarios

Le schéma directeur présente trois scénarios : un **premier scénario tendanciel** (statu quo) et deux scénarios de densification/extension du réseau dans le périmètre actuel de la concession :

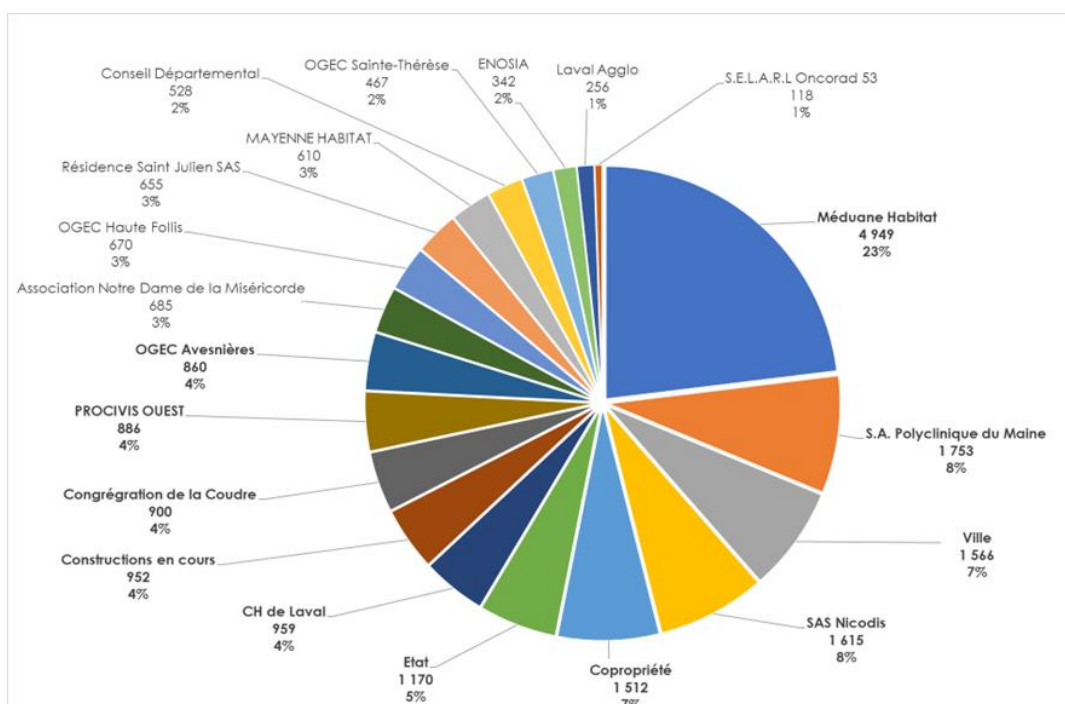
- Le **scénario 2a** permet d'atteindre les objectifs fixés dans le contrat de concession initiale (76 000 MWh livrés/an) et de dépasser légèrement le seuil de la puissance souscrite (les recettes associées permettant de couvrir les charges fixes). Il s'adresse principalement à des abonnés « faciles » à raccorder du fait de leur mode de chauffage existant (immeubles chauffés collectivement). Pour maintenir un taux d'EnR&R environ 90 %, la construction d'une chaufferie biomasse de 4 MW est néanmoins nécessaire.
- Le **scénario 2b** dépasse substantiellement les objectifs contractuels (94 000 MWh livrés/an) et touchent le raccordement de bâtiments actuellement chauffés à l'aide de chaudières individuelles au gaz ou à l'électricité. Si des aides sont promises par l'État à court ou moyen terme, le raccordement réseau nécessite des travaux de conversion du mode de chauffage et/ou du mode de production de l'eau chaude sanitaire de nature à reporter à une date ultérieure et difficilement anticipable. En outre, le maintien du taux d'EnR&R serait la mise en œuvre d'une chaufferie biomasse de 10 MW.

Parallèlement, un **projet de création d'un réseau de chaleur sur le Quartier de l'Aubépin a été examiné**. Au regard des prix du gaz actuel (entre 130 et 160 € TTC/MWh utile), la création d'un nouveau service public de la chaleur dans le quart nord-ouest de la ville apparaît pertinent. Par ailleurs, une articulation avec le réseau de chaleur LEN pourrait être envisagée, par exemple par la construction d'une capacité de production autorisant une fourniture de chaleur vers le réseau existant. Cette évolution autoriserait en outre la desserte du quartier de la gare. Le Quartier de l'Aubépin se situe en outre à proximité immédiate de la ZI des Touches et la ZI des Morandières, qui constituent une évolution potentielle du réseau. En marge du schéma directeur, ce projet ne sera pas évoqué dans la suite du présent document.

➡ Les perspectives d'évolution du service

En phase de démarrage, les besoins énergétiques supplémentaires identifiés s'élèvent à près de deux 21 000 MWh livrés/an dans le scénario 2a et à 17 000 MWh livrés/an supplémentaires dans le scénario 2b.

Illustration 10 : Abonnés potentiels – Scénario 2 a



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 ;
 - 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.

À noter : 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 Folles.

Néanmoins, le **dynamisme commerciale paraît insuffisant** pour relever le défi du développement du réseau. En outre, le lien de confiance apparaît dégradé, le bailleur sollicitant l'intervention de la Ville et ne souhaitant a priori pas transmettre ces informations économiques à LEN !

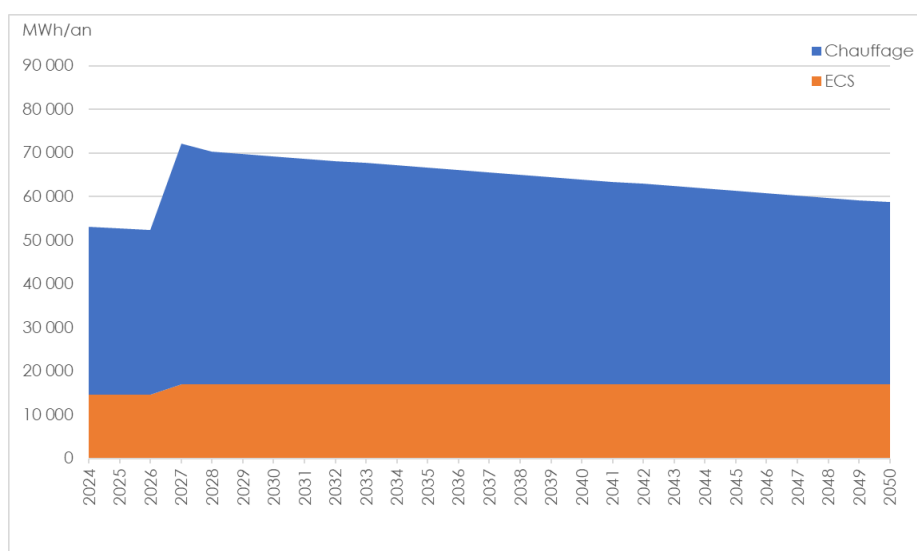
➡ Une consolidation technique et financière tenant compte de l'évolution des besoins

Des hypothèses d'évolution des besoins ont été simulées pour tenir compte de plusieurs facteurs influençant l'équilibre économique du service de la chaleur :

- Une 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.
- Une 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).

Globalement, l'évolution à la baisse des besoins a été estimée à 1,1 % par an. Cette compression progressive des livraisons de chaleur aboutit à l'inverse à une augmentation du taux EnR&R.

Illustration 11 : Évolution des besoins – Scénario 2 a



➤ 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 bénéficiait antérieurement d'une allocation gratuite de quotas de CO₂. En d'autres termes, le concessionnaire est désormais dans l'obligation d'acquérir des quotas, dont les coûts sont de plus en plus élevés pèsent plus de 80 € par tonne éq-CO₂ actuellement). 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 présent compte de la mixité énergétique dans l'application des tarifs de la chaleur

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 adopté, tant pour le scénario tendanciel, que pour les scénarios densification, a été de retenir à le taux EnR&R moyen sur les périodes 2024-2026 et 2027-2035.

En l'absence de révision de la mixité contractuelle, l'évolution susciterait en effet une augmentation substantielle de recettes au profit de LEN pour le scénario tendanciel.

➤ 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 soulte 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 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).

➤ Synthèse des enjeux techniques, environnementaux, économiques et financiers

Le scénario tendanciel ne répond pas de façon satisfaisante aux objectifs de la transition énergétique.

Illustration 12 : Synthèse des enjeux des 3 scénarios étudiés

Indicateurs			Scénario Tendanciel	Scénario densification 2a	Scénario densification 2b
Technique	Linéaire	km	18,6	30,0	34,7
	Nombre sous-stations		78	133	162
	Chaleur livrée (2027)	MWh/an	53 000	72 000	90 000
Environnementale	Puissance EnR&R	MW	15	19	25
	Taux ENR&R (2027/2035)	%	92,9	89,7	89,8
	GES émis	t-eq-CO ₂ /an	1 200	2 000	2 400
	GES évités	t-eq-CO ₂ /an	11 500	14 900	18 700
	GES résiduels	t-eq-CO ₂ /an	8 900	4 000	0
Economique	Investissement total	k€HT	-	16 600	28 000
	Aides (ADEME et CEE)	k€HT	-	9 400	15 700
	Solde à financer	k€HT		7 200	12 300
	Solte à verser à LEN	k€HT		3 950	6 780
	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

Les deux scénarios de densification constituent en fait une évolution progressive du réseau de chauffage urbain de Laval. Cependant, 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 service**, directement liée à la densité thermique, d'autre part. Rapport entre la quantité de chaleur livrée (MWh/an) et le linéaire de réseau nécessaire pour ces livraisons (ml), elle constitue un bon indicateur de l'équilibre entre les charges (coûts d'investissement liés en grande partie au réseau) et les recettes (ventes de chaleur).

Les investissements sont (quasi) nuls dans le scénario tendanciel, mais ils s'élèvent respectivement entre 16,7 et 28,2 M €HT pour les scénarios de densification 2a et 2b. Compte tenu des aides mobilisables (ADEME et CEE), le montant à financer par LEN est notablement minoré, mais le solde à financer s'élève malgré tout à :

- 7,2 millions € HT pour le scénario 2a,
- 12,3 millions € HT pour le scénario 2b.

Le tarif de la chaleur apparaît plus attractif dans le scénario 2a. Plus simples à mettre en œuvre, se premier scénario de densification apparaît plus pertinent : il autorise une réduction des tarifs par

rapport au scénario tendanciel sur la période 2024-2026 et se traduit par une légère décote sur la période 2027-2035.

5.2 Un avenant n° 3 à négocier

Dans le cadre de l'extension du réseau de chaleur, un avenant devra être conclu dans les semaines à venir. Cet avenant devra être conclu rapidement, notamment pour préserver l'équilibre d'un calendrier dont les échéances demeurent tendu (cf. ci-dessous la section relative aux échéances).

Une stratégie de négociation doit être mise en œuvre. Un certain nombre de critères sont à cet égard abordés ci-dessous :

- Tout d'abord, sur les aspects techniques :

- Proposer **deux périodes tarifaires** bien distinctes correspondent respectivement :
 - . Au maintien de l'unité de cogénération gaz sur le Quartier Saint-Nicolas (période s'étendant jusqu'au 31 mars 2026 et au plus tard, jusqu'au 31 décembre 2026) ;
 - . À compter du 1^{er} avril 2026, et au plus tard du 1^{er} janvier 2027, où une chaufferie biomasse de prendre le relais sur le quartier Saint-Nicolas.

La conservation de l'unité de cogénération sera sans doute défendue par le Concessionnaire compte tenu de l'intérêt éventuel de la vente d'électricité sur le marché libre ou au travers d'un marché de capacité à négocier avec ENEDIS. La stratégie nationale de relance du nucléaire tend à s'opposer à la probable position de LEN. Notons que cette dimension conduirait à **allonger le processus de négociation de l'avenant**.

- Prendre en considération l'**évolution des besoins énergétiques**, qui ont une double conséquence sur les quantités de chaleur livrée et le volume de la puissance souscrite facturée (garantissant les recettes du concessionnaire). Cette démarche contribue à réduire le risque commercial de LEN.
- Tenir compte des **conséquences de la réduction des besoins sur la mixité énergétique** au fil des années et négocier le principe d'une valeur moyenne pour chaque période.
- Changer le **statut réglementaire de la chaufferie de Saint-Nicolas** (soumise à enregistrement et au SECQE [Quotas de CO₂ dans le prix d'achat est environ deux 90 €/tonne actuellement]). Cette évolution résulte d'une instruction de la DREAL, qui serait ainsi amené à modifier ce statut par simple courrier ; cette décision nécessite cependant la communication d'un document argumenté élaboré par LEN. Avant d'entériner cette évolution, il est indispensable de sonder les services de l'Etat.
- Ajuster les **charges de gros entretien/renouvellement**, certaines affectations ne peuvent être raisonnablement classées dans cette catégorie de charges. Par ailleurs, les frais affectés au renouvellement d'équipements doivent clairement être distingués et mis en relation avec les immobilisations (dont la liste doit être communiquée chaque année dans le cadre du rapport annuel du Concessionnaire).

- Ensuite, sur les aspects économiques et financiers :

- Plusieurs **points relatifs aux conditions d'exécution du service** nécessitent d'être mis à plat avec LEN dans le cadre de cet avenant :
 - . Le premier concerne les **conditions de révision des tarifs** de la chaleur de récupération auprès de Sécheco-Industrie et du gaz (et en particulier, le mécanisme de refacturation à DALKIA du gaz destiné à l'alimentation de l'unité de cogénération du Quartier Saint-Nicolas).
 - . Le deuxième porte sur les **dotations aux provisions** dont les montants sont notablement supérieures aux prévisions, à l'opposé des reprises de provisions. Si les dotations provisions constituent un facteur de surséjour de la société, elles peuvent apparaître excessives au regard des besoins de renouvellement des équipements. De plus, les pertes cumulées représentent désormais plus de 50 % des fonds propres. Cette situation financière déséquilibrée induit un soutien financier de la société mère (avance en compte courant depuis 2016, cf. observation du CAC). Il est par conséquent suggéré que CORIANCE procède à une **recapitalisation à hauteur de 2,5 M€** de LEN au cours de l'exercice 2023.

Illustration 13 : Synthèse des provisions, reprises de provisions et résultats de LEN (en M €)

Année	2014/2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Provisions	1 257	713	642	594	534	439	384	348
Reprises	0	-33	-125	-165	-108	-267	-42	-431
Solde	1 257	680	516	430	427	172	342	-84
Cumul	1 257	1 937	2 4523	2 883	3 309	3 482	3 824	3 740
Résultat	- 1 040	-605	-619	-600	-169	-383	572	787

- Le troisième concerne les **charges financières** (434 000 €/an) et les **frais de siège** (325 152 € an 2022). Par leur constance, les charges financières ne semblent pas liées au montant de la dette ; les frais de siège n'ont pas été réévalués à la lumière du volume de l'activité de LEN. Une justification de ces montants sont attendus, et le cas échéant, un ajustement des montants, à prévoir dans l'avenant à venir.
- Le quatrième est en lien avec le **contrat entre LEN et Séché Éco Industries**. Ce contrat prévoit en effet des pénalités, dont l'application pourrait pénaliser substantiellement l'exploitation du service. La sécurisation contractuelle nécessite une mise à plat de cette relation, les abonnés ne pontent être la « variable d'ajustement ».
- Les autres aspects concernent les règles inhérentes à l'élaboration de l'avenant, celui-ci nécessitant en effet l'établissement d'un **compte d'exploitation prévisionnel** à l'appui de l'évolution des tarifs :
 - Le **plan de développement** doit être partagé et constitué un engagement fort pour le concessionnaire jusqu'au terme du contrat. Tout écart avec ces engagements ne peut ouvrir le droit à modification des tarifs. À ce titre, la collectivité compte jouer un rôle proactif au côté de son Concessionnaire, notamment au travers du Comité des Usagers/Abonnés.
 - Les **conséquences sur les charges d'exploitation** doivent être proportionnées. Les quantités de chaleur supplémentaires permettent d'atteindre les objectifs contractuels. Il est par conséquent suggéré de **ne pas modifier le montant des frais de siège** tout en acceptant l'évolution des frais d'exploitation au regard du nombre de nouvelles sous-stations (incidence sur les termes R22 et R23).
 - Le **montant des frais de raccordement** sollicité auprès des futurs abonnés doit être débattu avec la collectivité et soumis au préalable à la visite du Comité des Abonnés. Pour faciliter la signature des polices d'abonnement, l'exonération des frais de raccordement, au moins temporairement, mérite d'être examiné avec la plus grande attention. À titre d'exemple, MEDUANE Habitat paraît très attaché à leur suppression.
 - Le **montant de la valeur résiduelle** au terme du contrat doit être débattu. Pour une totale transparence, il est suggéré de soumettre à l'approbation de la Ville de Laval le montant des frais de raccordement facturé par le Concessionnaire et de les subordonner à l'évolution de la puissance souscrite (nombre d'URF) ; dans l'hypothèse d'une évolution plus rapide du nombre d'URF, le montant de la valeur résiduelle doit en effet être abaissé.
 - Le **financement de la dette** tiendra compte des subventions, du montant des CEE et du montant des frais de raccordement. Le solde à financer devra être précisé par le concessionnaire et le mécanisme de fixation des frais financiers, clairement détaillé dans l'avenant. En outre, un **mécanisme transparent de valorisation des CEE** est à prévoir, tant dans le cadre du raccordement des nouveaux abonnés, que pour tout autre certificat valorisé par LEN à l'horizon 2035.

Rappelons enfin que la **conclusion de l'avenant est encadrée par les articles R3135-1 et suivants du Code de la commande publique**. Plusieurs règles fondamentales sont rappelées, et en particulier, quelques principes relatifs à la modification apportée, qui ne peut profiter au concessionnaire, d'une part, et dont le montant ne peut excéder pas le seuil des 50 % du chiffre d'affaires initial, d'autre part.

Les estimations réalisées respectent ces règles : la modification apportée ne pourra cependant pas être qualifiée de « faible montant », ni de « substantielle ».

6 Échéancier proposé

Dans le prolongement du schéma directeur, les grandes étapes à suivre peut être résumées ainsi :

1. En premier lieu, les **orientations du schéma directeur** par le conseil municipal doivent être **validées**. Un certain nombre d'arbitrages reste en effet à arrêter par la Ville :

- Le choix du scénario ;
- La localisation du terrain d'implantation de la nouvelle chaufferie ;
- La validation des tracés d'extension du réseau existant en relation avec le Comité des Abonnés, mais également, avec le Concessionnaire LEN.

Notons que les **scénarios de densification** ont été **conçus pour évoluer progressivement** du scénario 2a vers le scénario 2b, notamment lorsque les modalités de financement de la conversion des modes de chauffage et/ou de production de l'eau chaude sanitaire seront connues des maîtres d'ouvrage. Cette évolution peut en outre survenir à moyen terme (par exemple, aux termes du présent contrat de concession).

2. Le **classement du réseau de chaleur de Laval**, qui est effectif depuis le 1^{er} juillet 2023 (cf décret 2022-666). En l'absence de définition des zones de développement prioritaires, l'ensemble du périmètre de la concession est pris en compte. À l'occasion de la validation du schéma directeur, une Délibération du Conseil Municipal constitue toutefois l'occasion de réduire ce périmètre certain zones de développement prioritaire et de préciser certaines modalités (puissance minimale, règles de dérogation...). Plusieurs autres mesures doivent être parallèlement mises en œuvre :

- La modification du plan local d'urbanisme (PLUi) ;
- Le classement du réseau proprement dit, c'est-à-dire la détermination de l'identité du propriétaire du réseau et, le cas échéant, du gestionnaire du réseau, la définition d'un ou plusieurs périmètres de développement prioritaire et la puissance minimale à partir de laquelle porte l'analyse de l'obligation de raccordement ;
- La prise en compte des conséquences du classement, notamment sur l'instruction des permis de construire.

En complément du classement du réseau, l'animation par une instance de gouvernance d'un programme de relations avec les abonnés en dehors de toute obligation réglementaire, tel que le Comité des Abonnés ou un Observatoire des coûts de l'énergie pourrait permettre de mettre en lumière l'intérêt économique du réseau de chaleur.

3. La **conclusion de l'avenant n° 3** en fixant des objectifs à la fois tarifaires, mais également de délais de réalisation. Les aides publiques mobilisables au titre du Fonds Chaleur (ADEME) vont évoluer à compter de 2024, plutôt à la faveur du développement des réseaux de chaleur urbains. Mais le coût de CEE resteront mobilisables sous réserve que les Polices d'abonnement soient impérativement signées avec les Abonnés avant le 31 décembre 2025. Parallèlement, les travaux doivent être terminés avant le 31 décembre 2026. Les enjeux financiers sont majeurs, le montant des CEE représentant la moitié des aides de l'ADEME.

4. Pour compléter les grandes étapes décrites précédemment, les **travaux, démarches commerciales et demande de subventions** suivants devront être réalisés :

- Dès la validation du schéma directeur, la conclusion de l'avenant doit être prioritaire.
- Une fois l'avenant conclu, les démarches commerciales doivent être parallèlement engagées par LEN. Le plan de développement commercial doit être validé par le Concessionnaire et la signature des Polices d'abonnement ne doit pas constituer un obstacle au lancement des démarches à entreprendre.
- En premier lieu, dossier de demande de subvention doit ensuite être déposé auprès de l'ADEME.
- En second lieu, études techniques et les études d'exécution complémentaire doivent être engagées afin de lancer des marchés de travaux.
- Les travaux de raccordement doivent intervenir au cours de l'année 2025 et 2026, et la construction de la nouvelle chaufferie biomasse de telle façon que le taux d'EnR&R soit compatible avec les objectifs fixés par la collectivité (90 %).

Illustration 14 : Étapes de l'évolution du réseau LEN

