

Gouvernance, transparence, régulation : comment développer des réseaux de chaleur respectueux des propriétaires et des usagers

Rapport de juin 2025

Analyse des difficultés et recommandations

TABLE DES MATIERES

OBJECTIF DE L'ETUDE & SYNTHESE DES RECOMMANDATIONS	2
1. LES RESEAUX DE CHALEUR EN FRANCE : SITUATION ET PERSPECTIVES	5
I. QUELQUES NOTIONS ET CHIFFRES CLES	5
II. UNE DYNAMIQUE DE CROISSANCE SOUTENUE	6
a. <i>Un cadre réglementaire favorisant le développement</i>	6
b. <i>Les axes de développement des RCU</i>	6
III. LE ROLE CLE DU FINANCEMENT PUBLIC.....	7
IV. L'OBLIGATION DE RACCORDEMENT AUX RESEAUX CLASSES : QUEL IMPACT POUR LES PROPRIETAIRES ?	8
2. DEVELOPPEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR : ENSEIGNEMENTS ET RECOMMANDATIONS	10
I. DES INFORMATIONS SUR LES RESEAUX DE CHALEUR ET LEUR STRUCTURE TARIFAIRE A RENDRE PLUS TRANSPARENTES	10
II. UN TARIF PLUS STABLE ET AVANTAGEUX AVEC LES ENR&R, DANS UNE CONJONCTURE DES PRIX DU GAZ NATUREL ELEVES ET FLUCTUANTS.....	13
III. DES RESEAUX DE CHALEUR VECTEUR DE LA TRANSITION ENERGETIQUE, MAIS DONT LE VERDISSEMENT RESTE PARFOIS A RENFORCER	15
IV. UN COUT D'INVESTISSEMENT ELEVE, SOUTENU PAR DES AIDES PUBLIQUES ET COMPENSE SUR LE LONG TERME POUR LES PROPRIETAIRES.....	16
V. UNE GOUVERNANCE DU RESEAU A RENFORCER PAR L'IMPLICATION DES PROPRIETAIRES ET USAGERS ET DES CONTROLES PLUS REGULIERS.....	20
VI. UN MOYEN DE VALORISER LES RESSOURCES LOCALES	23
VII. UNE OBLIGATION DE RACCORDEMENT AUX RESEAUX CLASSES A ENCADRER D'AVANTAGE	24
REFERENCES	27
GLOSSAIRE	29
ANNEXE – ANALYSE DES RESEAUX DE CHALEUR EXISTANTS	30
I. ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE	30
II. ANALYSE D'UNE BASE DE DONNEES DES RESEAUX DE CHALEUR SUR L'ANNEE 2022	31
III. ETUDES DE CAS CONCRETES SUR UNE SELECTION DE RCU CONTROLES PAR LES CHAMBRES REGIONALES DES COMPTES.....	39
IV. ENQUETE AUPRES D'USAGERS DES RESEAUX DE CHALEUR	47
V. ENTRETIENS AUPRES D'ACTEURS DES RESEAUX DE CHALEUR	47



Objectif de l'étude & synthèse des recommandations

Le contexte : un besoin de solutions de chauffage sobres, efficaces et décarbonées

Dans un contexte où la transition énergétique constitue une priorité européenne et nationale, et où la maîtrise des coûts liés à la consommation d'énergie est une préoccupation croissante des ménages, il est essentiel de promouvoir des solutions alliant sobriété, efficacité énergétique et recours aux énergies décarbonées. Les propriétaires, qu'ils soient occupants ou bailleurs¹, ont un rôle clé à jouer dans cette dynamique. Parmi les postes les plus énergivores, la distribution de chaleur reste un enjeu central, sur lequel ils peuvent agir de manière concrète.

Les réseaux de chaleur urbains : un levier stratégique pour décarboner les usages

Les Réseaux de Chaleur Urbains (RCU)² apparaissent comme une réponse structurante à ces enjeux. En permettant d'alimenter plusieurs bâtiments à partir d'une source de production centralisée, ils offrent une solution collective, potentiellement plus efficace et plus durable que les systèmes individuels. Leur développement est activement soutenu par l'ADEME, notamment à travers le Fonds Chaleur, et s'inscrit dans un cadre réglementaire incitatif visant à favoriser l'intégration d'énergies renouvelables et de récupération. Les RCU s'imposent ainsi progressivement dans le paysage énergétique français, en particulier les réseaux dits « vertueux », alimentés à plus de 50 % par des sources décarbonées.

En 2023, 50 065 bâtiments étaient ainsi raccordés à un RCU. Le parc privé est directement concerné puisqu'il compte pour plus de la moitié de ce chiffre (environ 26 000 bâtiments), le reste appartenant à des bailleurs sociaux.

Les questions soulevées

La pertinence des RCU – qu'elle soit technique, économique ou environnementale – peut cependant faire l'objet de débats selon les contextes locaux. Certains projets soulèvent des interrogations quant à leur coût, leur efficacité ou leur adéquation avec les besoins réels des propriétaires et de leurs locataires.

¹ La chaleur est facturée aux propriétaires par l'intermédiaire de l'abonné (syndicat de copropriété, régie...), puis incluses dans les charges locatives dans le cas où le propriétaire n'est pas usager.

² Dans la suite du rapport, le terme RCU couvre la production, la distribution et la vente au client final de la chaleur.

Par ailleurs, l'information disponible sur les réseaux reste souvent difficilement accessible au grand public. Les données communiquées aux propriétaires et usagers manquent de lisibilité, notamment en ce qui concerne le suivi des coûts, y compris au sein des copropriétés faute d'individualisation des frais de chauffage. Cette opacité limite leur capacité à comprendre et à maîtriser leur consommation. Elle peut également nuire à l'acceptabilité des projets, en particulier lorsque le raccordement obligatoire à un réseau classé est imposé, suscitant parfois des réticences de la part des propriétaires et des occupants.

Il nous paraît donc essentiel de concilier ambition environnementale, transparence économique et adhésion des propriétaires pour faire des réseaux de chaleur un véritable levier de la transition énergétique territoriale.

L'objectif de l'étude

La présente étude vise à enrichir la vision nationale des réseaux de chaleur en apportant un éclairage complémentaire sur leurs atouts et leurs limites, en privilégiant le point de vue des propriétaires immobiliers et des usagers. Elle s'appuie à la fois sur un état des lieux à l'échelle nationale et sur des études de cas ciblées, permettant d'illustrer l'analyse de façon concrète, pour l'élaboration de conclusions et de recommandations en faveur d'un développement pertinent des réseaux de chaleur.

Récapitulatif des recommandations

En réponse aux différents enjeux soulevés par le développement des RCU sur le territoire, cette étude formule une série de recommandations, issues d'observations bibliographiques ou d'études de cas étayées dans la suite de ce document.

- **Orientation n°1 : rendre plus transparente et accessible l'information aux propriétaires et locataires**
 - Homogénéiser la structure tarifaire pour en simplifier la lecture et assurer la comparabilité entre réseaux.
 - Améliorer la communication et la pédagogie autour de la structure tarifaire.
 - Clarifier la répartition des coûts d'investissement entre propriétaire et locataire.
 - Imposer aux collectivités de communiquer publiquement les informations relatives à la production, à la consommation et aux tarifs appliqués.
- **Orientation n°2 : renforcer la prise en compte des propriétaires et usagers dans la gestion des RCU**
 - Rendre l'exercice et les conclusions du contrôle des collectivités sur les DSP plus accessibles aux propriétaires et usagers. Dans le cas de contrôles insuffisants, étudier la possibilité de déléguer ou transférer le pouvoir de contrôle à un syndicat de l'énergie.
 - Introduire la mise en place de contrôles par une instance de régulation :

- Dans le cas d'un réseau classé : l'obligation de raccordement induit un monopole, qui doit faire l'objet d'un contrôle par la CRE
 - Dans les autres cas : appel à un régulateur sur demande des abonnés ou propriétaires.
- Encadrer davantage les procédures de classement de réseau, en particulier la condition d'équilibre financier de l'opération et l'impact sur le prix de la chaleur livrée.
 - Imposer un plafond sur le coût total du raccordement dans les critères de classement.
 - Clarifier les conditions de dérogation, s'appuyant sur des critères plus clairs sur le plan économique et environnemental, et en faciliter la constitution du dossier grâce à la mise à disposition de ressources et un accompagnement aux usagers.
 - Encadrer davantage les évolutions de la puissance souscrite pour redonner de la visibilité et des marges de manœuvre aux propriétaires.
- **Orientation n°3 : assurer la durabilité environnementale des RCUs**
 - Prioriser le verdissement des réseaux ayant un taux d'EnR&R inférieur à 30% devant l'augmentation du taux d'EnR&R des réseaux vertueux.
 - Renforcer les contrôles sur le respect du taux d'EnR&R pour les réseaux classés.
 - Pour les projets de réseau de chaleur alimentés en biomasse, étudier la possibilité de conditionner l'application de la TVA à taux réduit à une provenance locale de la ressource (*en s'appuyant notamment sur le cadre donné par la directive RED III*) et à une maîtrise de la qualité de l'air.
 - **Orientation n°4 : consolider le cadre réglementaire afin de garantir la pérennité des réseaux**
 - TVA réduite : envisager des relèvements successifs du seuil de 50% pour garder le dispositif incitatif à commencer par 60%.
 - Encourager la mise en place d'un dispositif centralisé de pilotage des aides destinées aux RCUs.
 - Fixer un plafond à la rémunération des collectivités territoriales.
 - Réviser les dispositions législatives et réglementaires instaurant un traitement différent des RCUs et des autres énergies dans les opérations d'aménagement.
 - Réaliser une analyse prospective des besoins de chaleur intégrant une baisse liée au réchauffement climatique et aux travaux de rénovation énergétique.

1. Les réseaux de chaleur en France : situation et perspectives

I. Quelques notions et chiffres clés

En 2023, les réseaux de chaleur en France c'est [1] :

- **29,2 TWh livrés** dont 19,4 TWh issus de sources renouvelables ou de récupération (EnR&R)
- Une part d'EnR&R atteignant **66,5%**
- Une intensité carbone moyenne de **113 gCO₂ ACV/kWh**
- **50 065 bâtiments** raccordés

Le développement des RCU a été fortement soutenu par les politiques publiques et les financements dédiés. Le parc français a ainsi connu une croissance notable, passant de 479 réseaux en 2012 à **1 000 en 2023**, soit une augmentation de près de 110 % en une décennie.

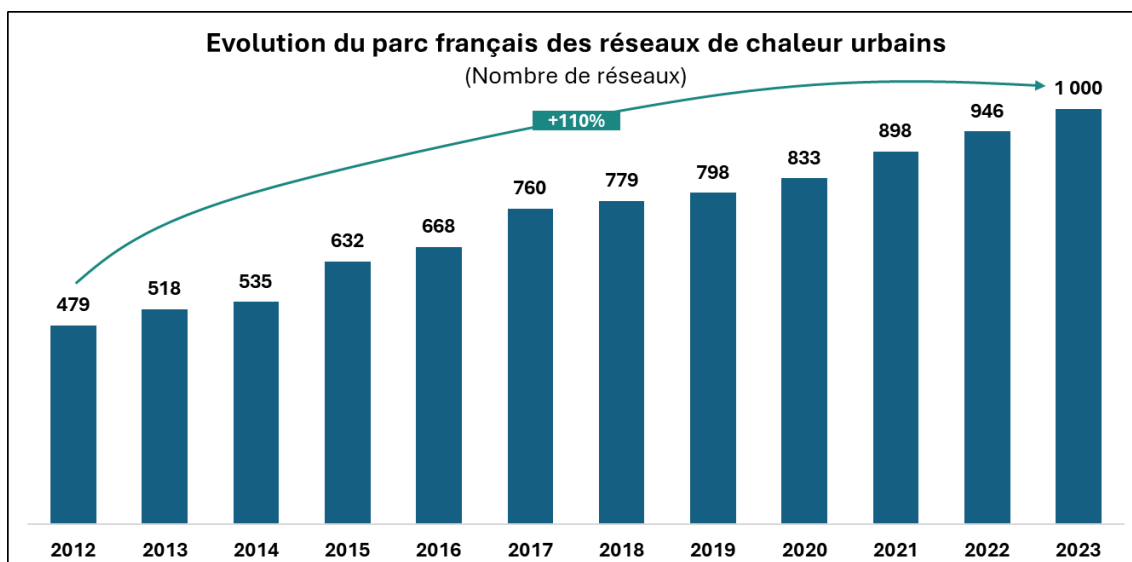


Figure 1 : Evolution du parc français des réseaux de chaleur urbains

En termes de répartition géographique, le ministère de l'Aménagement du Territoire et de la Transition Ecologique constate que les RCU sont encore actuellement principalement concentrés dans les grandes villes. En 2023, les principales régions accaparant les 23,8 GW de puissance thermique nationale sont l'Ile-de-France (9,7 GW), l'Auvergne-Rhône-Alpes (3 GW) et la région Grand Est (2,4 GW). [2]

Les RCU sont généralement établis et administrés par une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités, sans que cela ne soit une obligation. La fourniture de chaleur relevant du service public, les collectivités territoriales disposent du choix quant au mode de gestion et d'exploitation du RCU. Elles peuvent opter pour la **gestion en régie** et ainsi gérer directement le RCU, sans faire appel à un acteur du privé, ou pour une **gestion en Délégation de Service Public (DSP)**. Dans ce cas la collectivité confie l'exploitation du réseau à une entreprise privée via un contrat de délégation. Ces modes de gestion influencent la tarification, la qualité du service et la capacité d'investissement dans les infrastructures.

II. Une dynamique de croissance soutenue

a. Un cadre réglementaire favorisant le développement

Les RCU jouent un rôle clé dans la transition énergétique et la réduction des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES). Plusieurs textes législatifs et réglementaires ont été adoptés au niveau national pour encourager leur développement :

- **La Loi pour la Transition Energétique pour une Croissance Verte (LTECV, 2015) :** objectif de multiplier par 5 des livraisons d'EnR&R dans les réseaux de chaleur entre 2012 et 2030 (objectif : 39,5 TWh).
- **La Loi Energie-Climat (2019) :** automaticité du classement des RCU et raccordement obligatoire pour certains bâtiments.
- **Les Programmations Pluriannuelles de l'Energie (PPE) :** orientations stratégiques pour le développement des infrastructures énergétiques, y compris les RCU.
Pour répondre aux engagements européens, et notamment dans le cadre de Fit for 55 (réduction de 55% des émissions de GES d'ici 2030), la 3ème PPE, actuellement en consultation, définit pour les RCU des objectifs ambitieux : 68 TWh de chaleur livrée par les réseaux, dont 75% de chaleur ENR&R (soit 51 TWh) en 2030, puis jusqu'à 90 TWh, dont 80% de chaleur ENR&R (soit 72 TWh) en 2035. Ces nouvelles cibles vont plus loin que celles de la PPE2 et de la LTECV, et impliquent une accélération significative du rythme de croissance des RCU et de leur part EnR&R.

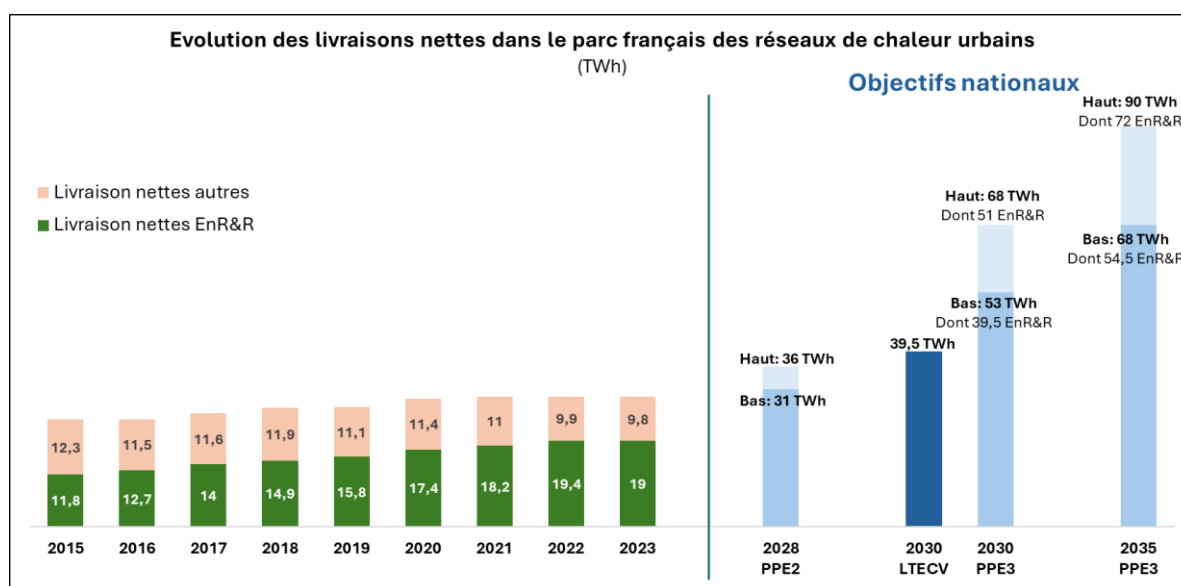


Figure 2 : Objectifs nationaux de livraison

b. Les axes de développement des RCU

La Cour des comptes, dans son rapport de 2021 sur le chauffage urbain, reconnaît la contribution des RCU aux objectifs énergétiques français, tout en soulignant un développement insuffisant. Trois gisements potentiels sont identifiés pour accélérer la création de nouveaux projets et augmenter la part de chaleur produite à partir d'EnR&R :

- **La création de RCU dans les communes de plus de 10 000 habitants.** Une campagne de conviction a été lancée, portée par le Cerema et l'ADEME. Ces communes

concentrent les gisements de consommation, et sur les 937 communes identifiées, 632 communes ne sont pas équipées d'un réseau de chaleur.

- **Les petits réseaux.** D'après le Syndicat National du Chauffage Urbain et de la Climatisation Urbaine (SNCU), les réseaux de moins de 3,5 MW se sont développés à un taux très supérieur à la moyenne, et pourraient contribuer à la production à hauteur de 70 000 tep d'énergie renouvelable soit 1,6 % de l'objectif fixé par la PPE3 (51 TWh dans un scénario bas). Ils sont plus simples à mettre en place, et peuvent être approvisionnés par une unique source renouvelable, ce qui favorise un mix énergétique très vertueux.
- **L'extension et la densification de réseaux de chaleur existants.** Le Fonds chaleur soutient actuellement le raccordement à un réseau existant à proximité. La capacité de ce gisement n'a pas encore été évaluée.

Certains défis persistent malgré tout : le coût initial des infrastructures, la nécessité d'une densité thermique suffisante pour rentabiliser les investissements, et la sensibilisation des acteurs locaux.

III. Le rôle clé du financement public

Les réglementations sont accompagnées de dispositifs financiers pour encourager l'utilisation des énergies renouvelables et faciliter le raccordement des bâtiments :

- **Le Fonds chaleur** : géré par l'Agence de la transition écologique (ADEME), il est l'un des principaux leviers financiers pour le développement des RCU. Le montant total des subventions allouées est en constante augmentation depuis sa création en 2009, dans le cadre de la Loi Grenelle I, et a pour but de favoriser la création et l'extension de réseaux fonctionnant avec plus de 50% EnR&R. Le niveau d'aide accordé est variable selon les projets (sa taille, la source d'énergie, le prix envisagé...) et les critères sont révisés chaque année, introduisant de l'incertitude sur le montant réellement perçu au moment de la mise en exploitation du projet.
En 2023, le montant total des subventions allouées par le Fonds chaleur à des RCU était de 198 M€³.
- **TVA à taux réduit** : réduction de la TVA sur la part variable du prix de la chaleur des RCU alimentés avec au moins 50% d'EnR&R (TVA à 5.5% contre 20% en temps normal). La Cour des comptes estime le coût annuel de cette aide à environ 75 M€ [3].
- **Les Certificats d'Economies d'Energie (CEE)** : ces dispositifs permettent aux fournisseurs d'énergie de financer des projets visant à réduire la consommation énergétique. Pour les RCU, les CEE peuvent être utilisés pour financer le raccordement des bâtiments et les travaux d'amélioration des performances énergétiques des infrastructures. En particulier, le **Coup de Pouce Chauffage**, lancé en 2022, accélère le remplacement des équipements de chauffage polluants par un raccordement à un réseau de chaleur alimenté à plus de 50 % par d'EnR&R, ou à défaut par d'autres moyens de chauffage performants.

³ Source : Bilan 2023 du Fonds Chaleur (<https://www.ademe.fr/presse/communique-national/bilan-2023-du-fonds-chaleur/>)

Si aucun montant global sur le coût que représente cette aide pour les finances publiques n'est communiqué, la prime pour le raccordement d'une maison individuelle est de 450€ à 700€ par maison (selon ressources).⁴

- **Autres dispositifs locaux** : parfois proposés par les collectivités territoriales, ils favorisent le développement des RCU sur leur territoire (ex : Dotation de Soutien à l'Investissement Local (DSIL), Dotation d'Équipement des Territoires Ruraux (DETR)). On peut estimer que les aides apportées par la DSIL et le DETR couvrent en moyenne 25% des coûts d'investissement hors taxe des projets subventionnés. Cela représentait de l'ordre de 6 M€ en 2023 (et 12 M€ en 2021)⁵.

Il apparaît clairement que les subventions accordées aux réseaux de chaleur urbains jouent un rôle essentiel dans le maintien d'un coût de la chaleur compétitif pour les propriétaires. Toutefois, la révision annuelle des critères d'attribution du Fonds Chaleur peut entraîner des écarts inattendus sur le prix final supporté par ces derniers.

IV. L'obligation de raccordement aux réseaux classés : quel impact pour les propriétaires ?

Le classement des réseaux

Depuis les lois Énergie-Climat (2019) et Climat et Résilience (2021), le classement est automatique pour les réseaux de chaleur relevant du service public qui remplissent trois critères : un taux d'EnR&R supérieur à 50 %, un dispositif de comptage de la chaleur livrée et l'assurance de l'équilibre financier du projet.

L'arrêté du 3 décembre 2024 a officialisé le classement de 617 réseaux en France⁶. Toutefois, une collectivité peut s'opposer au classement par une délibération motivée.

L'implication pour les propriétaires immobiliers : l'obligation de raccordement

Le classement d'un réseau de chaleur entraîne une obligation de raccordement pour certains bâtiments situés dans une zone définie appelée périmètre de développement prioritaire (PDP).

D'un point de vue propriétaire immobilier, voici ce que signifie concrètement cette obligation :

- Vous êtes concerné si votre bâtiment :
 - Est situé dans le périmètre de développement prioritaire (PDP) d'un réseau de chaleur classé ;
 - Est un bâtiment neuf (permis de construire postérieur au classement) ou fait l'objet de travaux de remplacement de chauffage ;
 - A des besoins de chauffage supérieurs à 30 kW (ce qui correspond à quelques logements ou un petit immeuble collectif). A noter que la collectivité peut relever ce seuil de puissance si elle le souhaite.

⁴ Source : ministère de l'Aménagement du territoire et de la décentralisation (<https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/coup-pouce-chauffage>)

⁵ Source : data.gouv (<https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/projets-finances-par-les-dotations-de-soutien-a-linvestissement-des-collectivites-territoriales/>)

⁶ Source : Légifrance (<https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000050756289>)

- Ce que cela implique :
 - Vous devez raccorder votre bâtiment au réseau de chaleur classé, sauf si vous obtenez une dérogation.
 - Vous devez vous rapprocher du gestionnaire du réseau pour organiser le raccordement.
 - En cas de non-respect, vous vous exposez à une amende pouvant aller jusqu'à 300 000 € (article L.712-5 du Code de l'énergie).
- Vous pouvez demander une dérogation dans les cas suivants :
 - Le réseau ne peut pas techniquement répondre à vos besoins ;
 - Le délai de raccordement est incompatible avec votre calendrier de travaux ;
 - Vous installez une solution plus vertueuse (avec un taux d'EnR&R supérieur à celui du réseau) ;
 - Le coût du raccordement est manifestement disproportionné.

La demande doit être adressée à la collectivité compétente (commune ou intercommunalité). A noter également que la déconnexion à un RCU classé reste possible, sous condition de satisfaire l'un des critères ci-dessus, mais elle est souvent coûteuse. L'exploitant du réseau de Nîmes prévoit par exemple que le propriétaire s'acquitte d'une indemnité équivalente au reste des charges financières liées à l'autofinancement et à l'amortissement des emprunts contractés.

En tant que propriétaire, cette réglementation peut donc impacter vos choix techniques et financiers lors de la construction ou de la rénovation de votre bâtiment. Le coût des charges liées au chauffage peut être fortement impacté, en fonction du tarif appliqué par le réseau, du mode de gestion (public ou délégué) et de la performance énergétique du bâtiment.

2. Développement des réseaux de chaleur : enseignements et recommandations

I. Des informations sur les réseaux de chaleur et leur structure tarifaire à rendre plus transparentes

- **Un manque de données publiques sur les réseaux de chaleur, en particulier sur les prix de vente**

L'accès aux données publiques sur les réseaux de chaleur, notamment les prix de vente, reste limité. Pour pallier ce manque, la FEDENE a publié pour la première fois une bibliothèque de données comprenant des informations économiques, environnementales, administratives et techniques en 2023 (données 2022).

Si cette initiative devrait contribuer à rendre publiques les informations élémentaires, on constate que seuls 43 % des réseaux, essentiellement ceux classés, disposent d'une donnée de prix de vente accessible, définie comme le rapport entre les recettes et la quantité de chaleur livrée. Ce taux de complétude tombe à 37 % en 2023, révélant un besoin accru de transparence.

Le rapport de la Cour des comptes [3] ne manque pas de rappeler la nécessité de rendre plus accessibles certains éléments via les documents contractuels, les sites internet des fournisseurs, les rapports d'activité et les comparatifs nationaux :

- Le prix de la chaleur, détaillé et expliqué
- Les contrats de concession
- La performance du réseau
- La part d'énergie renouvelable utilisée
- La part revenant à l'autorité concédante

L'autorité organisatrice du service public ayant la charge de définir le tarif de la chaleur, il lui appartient de communiquer ces éléments et de contrôler le respect de ces tarifs dans le cadre d'une Délégation de Service Public. Or, ces documents sont aujourd'hui insuffisamment communiqués ou incomplets (exemple de Metz et Oise Habitat). Il est notamment difficile aujourd'hui d'estimer le montant des redevances versées aux collectivités, ainsi que les répercussions sur les tarifs de vente aux usagers, en raison d'un mode de calcul, d'un montant et de modalités d'évolutions qui ne sont pas systématiquement rendus publics. Cette opacité a favorisé l'existence de situations jugées abusives ou déséquilibrées, où la redevance devient une source de revenu pour la collectivité, répercutée directement ou indirectement sur les usagers (exemple de la CPCU de Paris détaillé ci-dessous).

Cas de la CPCU :

Un certain nombre d'abus ont été relevés dans l'exploitation du réseau de la Ville de Paris :

- Absence de lien avec les coûts réels : la redevance versée à la Ville de Paris ne semble pas refléter les dépenses réelles engagées par la CPCU pour l'occupation du domaine public et la gestion du service, rendant son montant difficile à justifier (6 M€ de redevance vs. 278 M€ de chiffre d'affaires dans le rapport de la Cour des comptes de 2013).
- Manque de transparence : les critères de calcul de cette redevance et son évolution au fil du temps ne sont pas clairement expliqués, ce qui limite le contrôle démocratique et alimente des suspicions d'abus.
- Insuffisance du contrôle démocratique : bien que la Ville de Paris soit actionnaire minoritaire de la CPCU (à hauteur de 33 %), son influence sur la fixation de la redevance reste limitée. Certains rapports dénoncent la liberté excessive accordée à la CPCU pour fixer ses tarifs, en contradiction avec l'article L.1411-2 du Code général des collectivités territoriales. Le tribunal administratif de Paris a par exemple jugé illégale la modification des clauses tarifaires car décidée par le délégataire seul en 2016, sans approbation de la collectivité délégante.

Ces dérives ont engendré une hausse injustifiée des coûts pour les usagers, en partie compensés par la baisse de la TVA accordée aux réseaux vertueux.

Recommandations

- Imposer aux collectivités délégantes de communiquer publiquement les informations relatives :
 - A la production de chaleur et aux consommations,
 - Aux tarifs appliqués pour l'exécution du service et à leurs principales causes de variation,
 - Aux autres facturations de charges associées au service.
- Fixer un plafond à la rémunération des collectivités territoriales (exemples : prix unique pour tous les réseaux ; prix seuil au-delà duquel les recettes seraient remontées au niveau de l'Etat).

- **Une structure tarifaire globalement hétérogène, parfois difficile à comprendre pour les usagers et qui complexifie la comparaison entre réseaux de chaleur et avec d'autres solutions de chauffage**

La facturation de la chaleur aux usagers repose sur des modèles complexes et variés. [4] En effet, plusieurs modes de facturation coexistent (R1/R2, P1/P2/P3/P4 ainsi que des systèmes entièrement forfaitaires ou entièrement variables), ainsi que différentes unités tarifaires (€/kWh ou €/URF – unité de répartition tarifaire). Le mode de calcul complexe et l'absence de standardisation rendent difficile la comparaison des tarifs entre réseaux de chaleur ou avec d'autres solutions de chauffage.

Le prix de la part variable repose sur la consommation d'énergie, intégrant un mix énergétique et des garanties EnR&R contractuelles parfois éloignées des conditions opérationnelles. En pratique, les réseaux ont parfois recours aux énergies fossiles sans pouvoir le faire valoir auprès des usagers. Cette incompréhension a été particulièrement problématique pour les logements sociaux (relevé par l'USH), notamment dans le cadre des boucliers tarifaires. De nombreux locataires ont eu du mal à comprendre l'impact de la hausse des prix de l'énergie sur leur facture lors de la crise énergétique, en raison de la complexité du dispositif tarifaire des RCU.

Par conséquent, les consommateurs disposent de peu de repères, ce qui nuit à la transparence et à la compréhension des tarifs appliqués. De plus, l'intégration des coûts d'investissement au prix de la chaleur soulève des sujets quant à leur prise en charge. En pratique, le coût de la chaleur est d'abord acquitté par l'abonné (généralement le gestionnaire de l'immeuble), facturé au propriétaire puis répercuté sur l'utilisateur final lorsque celui-ci n'est pas le propriétaire lui-même. Les coûts liés au raccordement et aux gros entretiens (P3/P4) incombent alors souvent aux usagers, pouvant représenter, comme en 2011, jusqu'à 32% des charges locatives. [3] Au prix de la chaleur facturée à l'abonné s'ajoutent ensuite les coûts liés à l'entretien du réseau secondaire, c'est-à-dire le réseau interne au bâtiment. La différence entre ces coûts n'est cependant pas toujours précisée dans les documents contractuels ou les factures, ce qui peut créer des tensions entre usagers, propriétaires, abonnés et exploitant. Au-delà des débats sur la juste répartition de ces coûts entre bailleurs et usagers, cette situation met en lumière le manque de lisibilité pour les usagers, qui peinent à identifier leur contribution réelle au financement des infrastructures de chaleur.

D'après l'Union Sociale pour l'Habitat, la pratique en matière de tarification et transparence tend cependant à se clarifier, et s'uniformiser, suite à la mise en place du guide du CEREMA sur la tarification de la chaleur. [4] Les bailleurs ont un effort de clarté à faire également auprès des usagers.

Cas du réseau de Clichy la Garenne :

En 2010, la Chambre régionale des comptes d'Ile-de-France avait épinglé le système tarifaire du réseau, jugé « d'une extrême complexité » et favorisant « une tendance inflationniste des coûts unitaires ». Le rapport soulignait l'incapacité des abonnés, propriétaires et usagers à comprendre les prix, due à :

1. L'intégration d'un coût de renouvellement des installations dans R1, qui ne devrait dépendre que de la seule consommation de chaleur
2. Un système d'indexation mensuelle des prix très complexe (ex: une douzaine d'opérations pour R1.1) et mal surveillé
3. Des erreurs rédactionnelles et anomalies dans le cahier des charges

Par ailleurs, un décret publié en 2020 prévoit des mesures de transparence renforcées pour les usagers des réseaux de chaleur. Il impose, entre autres, l'installation de compteurs de chauffage individuels et de répartiteurs de coûts dans les immeubles raccordés au chauffage urbain. Ces dispositifs permettront de mesurer avec précision la consommation de chaque usager et de mieux répartir les coûts en fonction de la consommation réelle.

De plus, ce décret prévoit la garantie de l'individualisation des frais de chauffage d'ici 2027, afin d'inciter les usagers à la sobriété énergétique et de garantir une meilleure équité entre les consommateurs. A terme, ces mesures devraient contribuer à rendre les factures plus claires et accessibles pour les usagers, tout en permettant une comparaison plus juste avec les autres systèmes de chauffage.

Recommandations

- Homogénéiser la structure tarifaire afin d'en simplifier la lecture et d'assurer la comparabilité entre réseaux. *La CRE pourrait, par exemple, être chargée de définir un modèle de facturation standardisé.*
- Améliorer la communication et la pédagogie autour de la structure tarifaire.
- Clarifier la répartition des coûts d'investissement entre propriétaire et locataire.

II. Un tarif plus stable et avantageux avec les EnR&R, dans une conjoncture des prix du gaz naturel élevés et fluctuants

- **Un prix de la chaleur plus stable que pour d'autres solutions de chauffage, en particulier lorsque le réseau est alimenté en EnR&R**

En moyenne, les réseaux de chaleur offrent une solution de chauffage à des prix plus stables que ceux du gaz naturel, du fioul ou de l'électricité. Leur structure tarifaire, qui combine une part fixe destinée à couvrir les coûts d'infrastructure et une part variable liée à la consommation d'énergie, permet d'atténuer les fluctuations des prix des combustibles. À titre de comparaison, en 2022, les réseaux de chaleur présentaient une part variable d'environ 60%, contre 80% pour le chauffage au gaz naturel, plus de 70% pour le chauffage au fioul et 85 à 90% pour l'électricité. La part variable liée aux réseaux de chaleur est même descendue à 56% en 2023. [5] [6]

Si une part fixe élevée garantit une meilleure prévisibilité des coûts, elle n'encourage pas la sobriété et la maîtrise de l'énergie. A contrario, les modèles avec une part variable conséquente encouragent la sobriété, les usagers étant directement responsables de leur consommation, et peuvent réduire leur facture en adoptant des comportements plus économes en énergie.

Par ailleurs, l'étude menée par l'AMORCE sur les prix de la chaleur met en évidence une plus grande stabilité des prix pour les réseaux vertueux (alimentés à plus de 50% en EnR&R), en particulier dans le contexte de crise énergétique récent. On constate entre 2020 et 2022 une multiplication par 1,5 du prix de la chaleur, avec une augmentation plus importante dans le cas des réseaux alimentés principalement en énergie fossile (multiplication par 2,2 pour les réseaux non vertueux, contre 1,4 pour les réseaux vertueux). Au-delà de ce contexte particulier d'explosion des prix, les fluctuations des prix pour les réseaux de chaleur étaient environ équivalentes pour les réseaux vertueux et non vertueux entre 2010 et 2020 (fluctuation annuelle moyenne de $\pm 5,6\%$ pour les réseaux vertueux contre $\pm 6,0\%$ pour les réseaux non vertueux), avec une stabilité toutefois plus importante pour les réseaux vertueux.

sur les 5 dernières années avant crise entre 2015 et 2020 (fluctuation annuelle moyenne de $\pm 3,7\%$ contre $\pm 6,6\%$ pour les réseaux non vertueux). [7] [8]

% Part variable	$\leq 25\%$	$>25\%$ et $\leq 33\%$	$>33\%$ et $\leq 50\%$	$>50\%$ et $\leq 66\%$	$>66\%$ et $\leq 75\%$	$>75\%$
Nb de RCUs (% total nb RCU)	4 (1%)	6 (2%)	97 (24%)	150 (38%)	81 (20%)	61 (15%)
TWh livrés (% total TWh livrés)	0,07 (0,4%)	0,01 (0,1%)	2,0 (12%)	5,0 (31%)	8,2 (50%)	1,0 (6%)
	Faible part variable / forte part fixe: - Prix plus stables - N'appelle pas à la sobriété énergétique			Forte part variable / faible part fixe: - Incite à la maîtrise de sa consommation - Prix sujets aux fluctuations des coûts de l'énergie		

Tableau 1 : Analyse de la part variable des réseaux de chaleur basée sur les 399 RCU de la base de données pour lesquels l'information est disponible [5]

Cas du réseau de Dammarie-les-Lys :

Le réseau, auparavant majoritairement alimenté en gaz naturel, est alimenté en géothermie depuis 2018. Si ce changement s'est d'abord accompagné d'une augmentation des tarifs liée aux investissements initiaux, le rapport de la Chambre régionale remarque que « Quant au tarif géothermie, il est très stable, puisque les parties se rencontrent tous les trois ans pour actualiser les indices initiaux, basés sur le prix d'un contrat à terme de vente d'électricité et le coût du transport d'électricité. » [23]

Recommandations

- **Améliorer la communication et la pédagogie autour de la structure tarifaire**

- **Un avantage économique pour l'utilisateur corrélé au taux d'EnR&R dans une conjoncture des prix du gaz naturel élevés (contexte 2021-2024)**

Historiquement, d'après l'enquête sur les prix de vente de la chaleur de l'AMORCE, les réseaux de chaleur alimentés majoritairement en EnR&R avaient des prix similaires aux réseaux non vertueux, voire plus élevés comme en 2016, 2017 et 2020. [7] Cependant, dans une conjoncture des prix du gaz naturel très élevés (2021 – 2023), on constate une corrélation importante entre taux d'EnR&R important et prix de vente plus faible.

Il apparaît que pour atteindre un taux d'EnR&R de l'ordre de 100 %, une part significative de chaleur fatale (incluant les unités de valorisation énergétique) est indispensable. Les réseaux ainsi alimentés, perçus comme plus coûteux en raison des investissements initiaux élevés pour le transport et la distribution de chaleur (exemple : commune de Chaumont), sont aujourd'hui devenus particulièrement compétitifs. Ils affichent aujourd'hui les prix les plus faibles en moyenne en 2022 (-22% vs. autres réseaux). [5] Cela s'explique par un coût des matières

premières plus avantageux sur la période considérée, et par une TVA réduite⁷ pour les réseaux vertueux alimentés à plus de 50% en EnR&R.

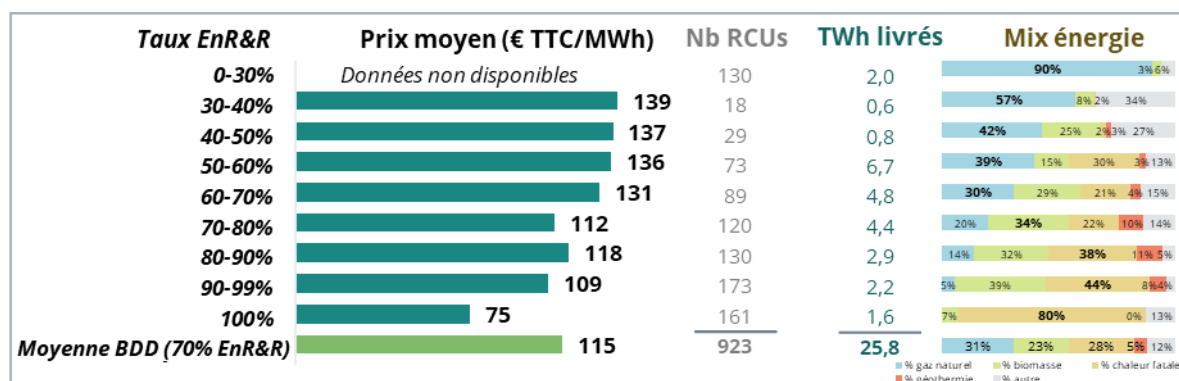


Figure 3 : Prix moyen des RCU en fonction du % d'alimentation en EnR&R d'après l'analyse de la base de données FEDENE 2023 [5]

Recommandations

- Continuer à encourager le verdissement des réseaux de chaleur (en particulier via des unités de valorisation énergétique et de récupération de chaleur fatale).

III. Des réseaux de chaleur vecteur de la transition énergétique, mais dont le verdissement reste parfois à renforcer

- Un impact carbone plus faible que les autres solutions de chauffage (hors électricité et biométhane) dès 30 % d'EnR&R dans le mix énergétique

Les réseaux de chaleur présentent une empreinte carbone moyenne de 101 gCO₂/kWh en 2022, grâce à un taux d'EnR&R de 66,5 %. Cette performance est nettement plus favorable que celle des systèmes de chauffage fonctionnant aux énergies fossiles, comme le gaz naturel (239 gCO₂/kWh), le gaz propane ou butane (272 gCO₂/kWh) et le fioul domestique

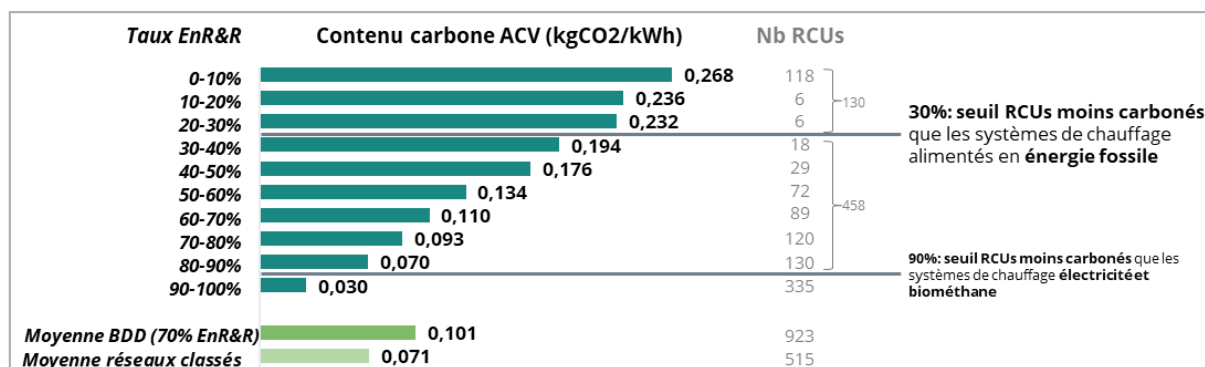


Figure 4 : Analyse du contenu carbone moyen des réseaux de chaleur selon le taux d'EnR&R

⁷ Pour les réseaux alimentés à plus de 50% en EnR&R, le taux de TVA est réduit de 20% à 5,5% sur la part variable (R1).

(324 gCO₂/kWh)⁸. Seuls l'électricité (52 gCO₂/kWh) et le biométhane (41,7 gCO₂/kWh) démontrent une performance environnementale plus intéressante. [5]

On constate toutefois une disparité entre des réseaux fortement décarbonés et des réseaux intégrant encore une part non négligeable d'énergie fossile en tant que solution d'appoint ou énergie majoritaire. En particulier, lorsque la part d'EnR&R dans le mix est inférieure à 30%⁹, il ressort que les réseaux de chaleur n'ont pas d'intérêt environnemental notable face aux systèmes de chauffage alimentés en énergie fossile. En 2022, on comptait 130 réseaux de chaleur sous ce seuil. De plus, 64% des RCU (588 RCU sur 923 dans la base de données) sont plus carbonés que des solutions de chauffage électriques ou au biométhane. Pour rivaliser avec ces dernières, il faut en effet atteindre un minimum de 90% d'EnR&R dans le mix énergétique.

L'un des atouts majeurs des réseaux de chaleur reste toutefois la flexibilité du mix énergétique, qui permet une adaptation des sources utilisées d'une année à l'autre. Cette capacité à évoluer facilite leur décarbonation, qui doit être priorisée afin de répondre efficacement aux objectifs nationaux de transition énergétique. Cependant, au-delà de 70-80% d'EnR&R dans le mix, le coût marginal croissant rend l'intégration d'EnR&R au mix plus difficile, ce qui justifie de concentrer en premier lieu les efforts sur la transformation des réseaux les plus carbonés. [3]

Recommandations

- Prioriser le verdissement des réseaux ayant un taux d'EnR&R inférieur à 30% devant l'augmentation du taux d'EnR&R des réseaux vertueux (> 50 d'EnR&R)
- Renforcer les contrôles sur le respect du taux d'EnR&R pour les réseaux classés (*voir également la section sur les contrôles des DSP*)

IV. Un coût d'investissement élevé, soutenu par des aides publiques et compensé sur le long terme pour les propriétaires

- **Un développement coûteux en investissement initial et reposant grandement sur la mobilisation du Fonds chaleur**

L'un des principaux obstacles au développement des réseaux de chaleur est le coût élevé de l'investissement initial pour les porteurs de projet. La création des infrastructures représente une dépense conséquente, ce qui incite les collectivités à privilégier la gestion par Délégation de Service Public (DSP) afin de mobiliser des financements privés. Dans le cas des RCU, les investissements réalisés sur le réseau sont répercutés dans l'abonnement via la part R2, permettant aux propriétaires de contribuer aux investissements proportionnellement à la puissance souscrite.

⁸ Facteurs d'émissions issus de la Base Empreinte ADEME

⁹ Il convient de noter que le taux de 30% est une estimation obtenue à partir de moyennes de contenu carbone sur des tranches de % d'EnR&R (cf. Figure 4) et est susceptible de varier chaque année, l'analyse réalisée étant focalisée sur l'année 2022.

Le Fonds Chaleur, opéré par l'ADEME, constitue une aide à l'investissement destinée aux collectivités et exploitants, afin de soutenir les réseaux vertueux. Ce dispositif finance aussi bien les infrastructures de distribution que les installations de production EnR&R, contribuant à atténuer le coût initial élevé des projets. [9] En 2023, le Fonds Chaleur a ainsi financé 337 km de réseaux, l'équivalent de 221 M€ pour le financement de chaufferies biomasse, 59 M€ d'équipement pour la géothermie, et 25 M€ pour la chaleur fatale.

Cette aide est prise en compte par les exploitants dans le dimensionnement économique du projet, et permet de faire baisser le prix de la chaleur facturée aux propriétaires. Cependant, le niveau d'aide est adapté en fonction du projet présenté (taille, rentabilité, prix de la chaleur), et ces critères, définis par l'ADEME, sont révisés chaque année, rendant difficile pour un porteur de projet d'avoir une bonne visibilité sur le niveau d'aides attendu [10]. Par conséquent, les aides réellement attribuées peuvent différer des estimations initiales, ce qui peut entraîner une hausse du prix de la chaleur facturée aux propriétaires et usagers.

Extrait de l'entretien réalisé avec Engie Solutions :

En 2025, l'ADEME réoriente les investissements du Fonds Chaleur pour reprioriser la géothermie et la récupération de chaleur fatale sur la biomasse, pour des raisons notamment d'approvisionnement et de gestion des écosystèmes. Certains projets biomasse dont l'estimation du prix de la chaleur avait été faite avant 2025, recevront moins de financements que prévu, et risquent ainsi de voir le prix de la chaleur initialement estimé augmenter.

Par ailleurs, les réseaux de chaleur sont soumis à des contraintes spécifiques en matière d'aménagement urbain. Contrairement aux réseaux de gaz naturel et d'électricité, dont les travaux nécessaires à leur viabilité sont pris en charge par l'aménageur, les réseaux de chaleur ne bénéficient pas de cette disposition du Code de l'urbanisme. Cela peut entraîner des coûts supplémentaires pour l'exploitant ou la collectivité, qui doivent assumer ces dépenses. [3]

Recommandations

- Réviser les dispositions législatives et réglementaires instaurant un traitement différent des réseaux de chaleur et des autres énergies dans les opérations d'aménagement.

- **Un coût de raccordement conséquent pour les propriétaires, dont la rentabilité n'est assurée qu'à long terme et en coût global, sous réserve d'un prix de chaleur compétitif par rapport aux autres solutions de chauffage**

Le raccordement à un réseau de chaleur correspond à des dépenses significatives d'investissement à court-terme pour les propriétaires et usagers, qui doivent financer à la fois le raccordement au réseau primaire et l'adaptation du réseau secondaire [7] [11] [12]. Dans le premier cas, les frais de raccordement sont fixés par l'exploitant ou la collectivité, et dépendent principalement de la distance de raccordement, ainsi que de la puissance souscrite. Dans le cas du réseau secondaire, les frais dépendent de la faisabilité technique de l'adaptation du réseau secondaire (existence d'un système de chauffage collectif, existence d'un réseau secondaire d'eau chaude etc..).

Les dispositifs de prêts éco-PTZ et Certificats d'Economie d'Energie (CEE), avec notamment le « Coup de pouce chauffage des bâtiments résidentiels collectifs et tertiaires », peuvent permettre aux propriétaires de financer en partie les frais de raccordement au réseau de chaleur urbain.

Selon France chaleur Urbaine, le coût du raccordement pour un immeuble de 25 logements s'élève ainsi entre 3 000 et 4 500€ par logement avant aides¹⁰. Après application du « Coup de pouce », le raccordement peut être réduit à 0-1 500 €/logement. Les coûts de raccordement à un réseau de chaleur urbain sont de manière globale plus élevés que pour les autres formes d'énergie. A titre de comparaison, GRDF estime que le raccordement d'un immeuble au réseau de gaz est d'environ 1 700€, soit 70€ par logement. A noter que les logements collectifs au gaz individuel ne peuvent pour l'instant pas bénéficier du coup de pouce CEE pour le raccordement à un réseau de chaleur mais seulement de la fiche BAR-TH-137 Raccordement d'un bâtiment résidentiel à un réseau de chaleur. [13]

Par ailleurs, le coût des investissements liés au réseau, notamment le P3/P4 (raccordement et gros entretien du réseau secondaire), est parfois inclus dans les charges locatives, ce qui n'est pas le cas pour les autres systèmes de chauffage.

Enfin, l'équilibre économique d'un réseau de chaleur dépend fortement du nombre de raccordés, et des puissances souscrites. La Cour des comptes a relevé que dans certains cas (Rennes Métropole étant par exemple cité dans le rapport), un surdimensionnement du réseau a entraîné des prix élevés pour les usagers, faute d'un besoin suffisant pour amortir les investissements. Il est donc essentiel de bien dimensionner les infrastructures en amont afin d'éviter un surcoût, d'autant plus que les besoins de chaleur pourraient diminuer avec le temps en raison du réchauffement climatique et des travaux de rénovation énergétique.

Recommandations

- Réaliser une analyse prospective des besoins de chaleur intégrant une baisse liée au réchauffement climatique et au travaux de rénovation énergétique.
- Imposer un plafond sur le coût total du raccordement dans les critères de classement.

- **Des subventions et un dispositif fiscal qui favorisent les réseaux vertueux (> 50% EnR&R) mais dont le pilotage reste à centraliser**

Plusieurs aides et dispositifs fiscaux, permettent d'atténuer le coût d'investissement initial, et ainsi de favoriser le développement des réseaux de chaleur urbains. Comme évoqué précédemment, le Fonds Chaleur est une aide à l'investissement, à destination des collectivités ou des entreprises exploitant un RCU, et constitue un des dispositifs les plus importants. Le ratio de l'aide rapportée à la production additionnelle est d'environ 10,7 €/MWh (*ratio calculé sur l'ensemble des aides du Fonds de Chaleur*), ce qui permet de

¹⁰ Source: France Chaleur Urbaine (<https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/ressources/cout-raccordement>)

diminuer la part R2 de l'abonnement payé par les usagers, bénéficiant ainsi indirectement aux abonnés et propriétaires.

Le budget du Fonds Chaleur a plus que doublé depuis 2020, pour atteindre les 821 M€ en 2024.

M€	2020	2021	2022	2023	2024
Subventions totales	303	301	463	513	821
Dont RCU	125 (374 km de réseau)	130 (264 km de réseau)	221 (380 km de réseau)	198 (337 km de réseau)	Non connu

Tableau 2 : Budget du Fonds Chaleur depuis 2020

Cependant, suite aux restrictions budgétaires, les critères du Fonds Chaleur évoluent en 2025. L'enveloppe globale pour 2025 est de 800 M€, contre 820 M€ en 2024, et une enveloppe estimée pour 2025 préalablement à 1 200 M€ [14]. La croissance du Fonds Chaleur est donc revue à la baisse, et l'enveloppe allouée par l'ADEME semble se stabiliser pour l'instant. Les financements des projets biomasse en particulier vont diminuer en 2025. D'après l'ALEC¹¹, les financements aux projets de moyenne envergure utilisant le bois-énergie diminuent d'environ 10%, et jusqu'à 40% pour les projets de plus de 12 GWh. De nouveaux financements sont disponibles pour le froid via la géothermie, et pour les petits projets de récupération de chaleur.

Les réseaux de chaleur bénéficient également d'une TVA réduite à 5,5% sur la part variable de l'abonnement (R1) pour les RCU approvisionnés à plus de 50% en EnR&R. On peut estimer le chiffrage de cet avantage fiscal à 9,7€/MWh en 2022 (estimation basée sur les données monétaires de la Base de données FEDENE). Le coût du dispositif, qui était de 67 M€ en 2018, a augmenté progressivement pour atteindre 75 M€ aujourd'hui, et pourrait dépasser 200 M€ d'ici 2030 si le seuil de 50 % en EnR&R n'est pas relevé, d'après la Cour des comptes [3].

Enfin, des subventions locales sont aussi disponibles via la Dotation de Soutien à l'Investissement Local (DSIL) et Dotation d'Équipement des Territoires Ruraux (DETR).

Subventions locales pour RCU	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nb de projets	30	39	45	82	51	47
Coût du projet d'investissement (M€HT)	11,2	14,7	24,4	43,7	27,4	24,6
Montant subventions (M€HT) – DSIL & DETR	2,8	3,4	5,1	12,3	7,4	6,1
Taux de subventions moyen	25%	23%	21%	28%	27%	25%

Tableau 3 : Estimation de la part des subventions locales dans le coût du projet d'investissement

¹¹ Agence Locale de l'Énergie et du Climat Métropole de Lyon ; <https://www.alec-lyon.org/fonds-chaleur-2025-nouveaux-criteres-financement/>

En moyenne, le taux de subventions octroyées au niveau local est estimé à environ 25% du coût hors taxe du projet d'investissement.¹²

La Cour des comptes met cependant en évidence plusieurs défis liés aux aides publiques pour les réseaux de chaleur urbains. Bien que ces dispositifs soient efficaces pour soutenir leur développement et proposer un prix compétitif aux usagers, leur manque de centralisation complique leur pilotage et leur visibilité pour les porteurs de projet. Cette dispersion des aides rend difficile l'anticipation du niveau de soutien financier disponible. Par ailleurs, la Cour souligne que, en dehors des périodes de prix élevés du gaz naturel, la fiscalité avantageuse des réseaux de chaleur urbains n'a pas suffi à les rendre véritablement incitatifs. Cette observation met en lumière la nécessité d'une réflexion sur l'évolution des dispositifs fiscaux et des aides afin d'assurer une compétitivité durable des réseaux de chaleur [3].

Recommandations

- TVA réduite : envisager des relèvements successifs du seuil de 50% pour garder le dispositif incitatif à commencer par 60%. [19]
- Encourager la mise en place d'un dispositif centralisé de pilotage des aides destinées aux RCUs.

V. Une gouvernance du réseau à renforcer par l'implication des propriétaires et usagers et des contrôles plus réguliers

- **Une gestion n'impliquant pas suffisamment les propriétaires et usagers, engagés dans un contrat sur lequel ils ont peu de leviers d'action**

Dans le fonctionnement actuel des réseaux de chaleur, l'abonné – en relation directe avec l'exploitant – n'est pas toujours le propriétaire ou l'utilisateur final. Ce dernier n'a donc pas de levier sur les dispositions du contrat d'exploitation (puissances souscrites, conditions tarifaires etc.). Cette configuration crée alors un cadre contraignant pour les propriétaires et usagers qui n'ont pas de recours directs en cas d'insatisfaction. L'abonné a quant à lui des marges de manœuvre limitées une fois le contrat défini avec dans certains cas (ex : Nîmes) des coûts de déracordement particulièrement dissuasifs. L'implication des usagers, propriétaires et abonnés en amont des projets peut donc prévenir les cas d'insatisfaction.

Les instances de concertation comme la CCSPL (Commission Consultative des Services Publics Locaux) n'associent pas systématiquement les propriétaires et usagers. Il n'existe ainsi pas de mécanisme leur permettant de faire entendre leur voix et d'influencer la gestion (contrairement à d'autres services publics locaux comme l'eau ou les déchets). Par ailleurs, le manque d'informations communiquées sur les coûts, les choix d'investissement ou la performance environnementale, associée à une méconnaissance des réseaux de chaleur, participe à une méfiance à leur égard.

Pourtant, ce sont bien les propriétaires, locataires et abonnés qui, par leur adhésion et leur satisfaction, assurent la pérennité et le développement des réseaux. En plus d'une meilleure

¹² Source : data.gouv (<https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/projets-finances-par-les-dotations-de-soutien-a-linvestissement-des-collectivites-territoriales/>)

transparence sur les données et décisions prises sur les réseaux, favoriser leur participation dans la gouvernance est essentiel pour s'assurer d'une bonne acceptabilité des projets. Le partage d'information et une bonne implication a du sens de la phase de décision (ex : Tramayes, Rennes, Voreppe [10]) jusqu'à la phase d'exploitation (ex : Vénissieux [15]) et lors de la souscription (ex : Choisy-Vitry qui fournit un guide aux usagers souhaitant se raccorder [15]).

Cas du réseau de Vénissieux

La Ville de Vénissieux offre un exemple intéressant de réseau de chaleur ayant su impliquer abonnés et usagers pour renforcer l'acceptabilité du service. Au-delà d'une information de base sur le site municipal, elle a mis en place une Commission Consultative des Services Publics Locaux (CCSPL) et un comité de transparence et de surveillance du réseau, ouvert au public et réunissant la collectivité, l'exploitant (Vénissieux Énergies) et les parties prenantes deux fois par an. Ce cadre de dialogue favorise la transparence, la compréhension des enjeux techniques et économiques, et la confiance des abonnés.

Des lettres d'information régulières, une facturation pédagogique (affichant les économies de CO₂ réalisées) et des systèmes d'alerte en temps réel complètent ce dispositif, permettant de maintenir un lien étroit avec les abonnés comme avec les usagers finaux (propriétaires, locataires).

Cas de la SCCU (Société colmarienne de chauffage urbaine) :

La convention de la DSP prévoyait la mise en place de quatre actions visant à améliorer la communication et le partage d'informations avec les propriétaires et usagers :

- a. Création d'un site internet avec espaces dédiés aux usagers
- b. Service téléphonique
- c. Enquête de satisfaction périodique
- d. Suivi des consommations d'énergie et évolution avec les années précédentes

Cependant, le rapport de contrôle de la Chambre régionale des comptes souligne que seule la mise en place du service téléphonique a été réalisée. De plus, l'absence de définition d'indicateurs de qualité témoigne du faible niveau d'information transmis aux usagers.

- **Un suivi et un contrôle des contrats de DSP à renforcer afin de prévenir les dérives, en particulier sur la structure de tarification et les coûts de maintenance**

Les réseaux gérés en DSP (délégation de service public) représentaient en 2022 plus de 80% des réseaux de chaleur, en quantité de chaleur livrée.

Dans ce mode de gestion, l'exécution du service d'exploitation du réseau de chaleur est déléguée à un exploitant. Il appartient ensuite à la collectivité délégante de réaliser un contrôle régulier de l'exercice de la DSP en s'assurant de la conformité avec les engagements contractuels, de la qualité du service, du suivi financier et des tarifs, des performances

environnementales et de la transparence vis-à-vis des différentes parties prenantes. Les modalités de ces contrôles sont précisées dans la convention de délégation de service public.

Toutefois, ces contrôles sont en pratique insuffisants, souvent par manque de compétences ou de moyens humains et financiers de la part des collectivités. En conséquence, les pénalités dues en cas de manquements de l'exploitant à ses obligations ne sont pas toujours appliquées, impactant négativement le service fourni à l'utilisateur. Il s'agit par exemple de promesses sur le bouquet énergétique non tenues (exemple avec Abbeville), d'interruptions de service (ex : Oise Habitat), de défaut de production de documents contractuels (ex : Bourgoin Jallieu, détaillé ci-dessous), ou encore d'utilisation du compte de dépenses de gros entretien et de renouvellement à mauvais escient (ex : Fontenay-sous-Bois), impactant la maintenance du réseau et menant à des problèmes de fuites. [3] On constate une nécessité de renforcement de ces contrôles pour éviter les dérives et le préjudice aux usagers.

Cas du réseau de Bourgoin Jallieu :

La gouvernance de ce réseau tient sa particularité de la coexistence de trois parties prenantes : le maître d'ouvrage du réseau, le gestionnaire et le principal producteur d'énergie, qui fournit 80 % de la chaleur entrante du réseau (par l'usine d'incinération des déchets).

La commune a fait appel à un cabinet pour assurer le contrôle du délégataire, mais la Chambre régionale des comptes fait état dans son rapport de plusieurs manquements :

- Aucune production de document d'analyse entre 2015 et 2018 de la part du délégataire
- Comptes rendus technique et financier non présentés du fait de l'absence de commission consultative des services publics locaux
- Difficultés liées au comptage de l'énergie ce qui peut expliquer pourquoi la collectivité, n'a pas encore pu contrôler de manière fiable le taux de couverture
- Absence de transmission d'informations importantes :
 - o Liste des travaux de premier établissement effectivement réalisés et les montants associés
 - o Factures relatives au P3 (gros entretiens)
 - o Puissance fournie par les installations (ce manquement ne permet notamment pas d'évaluer l'adéquation des puissances souscrites)

Aucune pénalité prévue par le contrat de DSP n'avait été appliquée au moment du contrôle par la chambre régionale.

Recommandations

- Rendre l'exercice et les conclusions du contrôle des collectivités sur les DSP plus accessibles aux propriétaires et usagers (délibération du conseil municipal, rapport des contrôles effectués, pénalités appliquées et conséquences). Dans le cas de contrôles insuffisants ou du manque d'application des pénalités constaté, étudier la possibilité de déléguer ou transférer le pouvoir de contrôle à un syndicat de l'énergie.

- Introduire la mise en place de contrôles par une instance de régulation :
 - Dans le cas d'un réseau classé : l'obligation de raccordement induit un monopole, qui doit faire l'objet d'un contrôle par la CRE.
 - Dans les autres cas : appel à un régulateur sur demande des abonnés ou des propriétaires.

VI. Un moyen de valoriser les ressources locales

- **Un levier de circularité territoriale, à condition de garantir l'ancrage local des ressources (notamment biomasse) pour sécuriser l'approvisionnement en phase d'exploitation**

Les réseaux de chaleur urbains peuvent donner la possibilité aux usagers d'accéder à une source d'énergie locale pour se chauffer. Ils valorisent notamment la chaleur fatale issue des industries, les gisements géothermiques, ainsi que les ressources en biomasse.

Sur la base de données de la FEDENE pour classer les réseaux par source d'énergie majoritaire :

Energie maj.	Biomasse	Chaleur fatale	Géothermie	Gaz Nat.	Autre
Nb réseaux	542	101	35	157	88
TWh livrés net	7,1 TWh	10,8 TWh	1,8 TWh	3,6 TWh	2,5 TWh

Tableau 4 : Répartition des RCU par type d'énergie majoritaire

Ainsi, près de 678 RCU (sur 923), soit 20 TWh de production nette livrée (78% de la production totale), ont une source d'énergie majoritaire locale.

Outre les avantages en termes de souveraineté énergétique (indépendance envers les pays producteurs d'énergie fossile) et la création de valeur sur le territoire (création d'emplois locaux pour l'exploitation du réseau de distribution et des centrales de production) que présente un approvisionnement local, les bénéfices pour les usagers sont l'accès à une production de chaleur renouvelable continue, ainsi qu'une stabilité des coûts à long-terme.

L'approvisionnement en biomasse pose cependant parfois question, notamment dans l'exécution du contrat :

- Incertitudes sur la provenance : les données disponibles sur l'origine du combustible restent limitées.
- La disponibilité de la biomasse : la fluctuation des prix du bois-énergie et la sécurisation des contrats d'approvisionnement sont parfois mal anticipées et constituent aujourd'hui un frein aux ambitions de performance environnementale de la filière chaleur.
- Des manquements ont pu être relevés dans la phase de mise en concurrence des fournisseurs de bois, ne permettant pas à la chaufferie de bénéficier d'un combustible de bonne qualité en dépit d'une ressource abondante à proximité, comme cela a été observé à Narbonne.

Une autre limite de la biomasse réside dans son impact plus important sur la qualité de l'air : une petite chaudière collective au bois émet jusqu'à 80 fois plus de particules fines PM10

qu'un système de chauffage au gaz naturel¹³. Ces impacts sont à limiter via l'installation d'équipements de filtration performants, le choix de combustibles moins émissifs et un entretien régulier des installations. Un renforcement de la réglementation et des contrôles en particulier sur les chaufferies biomasse de petite taille permettraient de concilier le développement des réseaux de chaleur biomasse et la préservation de la qualité de l'air.

Recommandation

- Pour les projets de réseaux de chaleur alimentés en biomasse, étudier la possibilité de conditionner l'application de la TVA à taux réduit (5.5% au lieu de 20%) à une provenance locale de la ressource¹⁴ et à une maîtrise de la qualité de l'air

VII. Une obligation de raccordement aux réseaux classés à encadrer davantage

- **Un levier de développement pertinent pour renforcer le modèle économique des réseaux, mais qui appelle à un encadrement plus rigoureux des conditions de classement et de dérogation**

L'obligation de raccordement aux réseaux classés pour les nouveaux bâtiments ou ceux faisant l'objet de rénovations importantes présente des avantages pour le développement des réseaux de chaleur. Dans un modèle d'investissement dépendant du nombre de logements raccordés, l'obligation permet d'augmenter significativement les raccordements, d'assurer un amortissement suffisant des coûts d'investissement et de garantir l'équilibre économique du réseau.

L'obligation de se raccorder peut toutefois être vécue comme une contrainte pour les usagers qui ne peuvent facilement revoir à la baisse la puissance souscrite ou bien se déconnecter sous peine d'affecter la rentabilité du réseau. Ainsi, dans certains cas (ex : Grenoble, Blois), le nombre de raccordements effectif s'avère plus faible que prévu en raison de conditions permettant une dérogation (tarifs moins compétitifs que d'autres sources d'énergie comme le gaz, coûts de raccordement trop élevés), d'absence de sanctions opposables aux contrevenants ou encore d'un manque d'information sur les bâtiments prévoyant un changement de système de chauffage.

En effet, des motifs de dérogations sont prévus pour éviter les cas de raccordements non pertinents : incompatibilité technique, délais de mise en œuvre trop longs, coûts de raccordement disproportionnés, solution de chauffage alternative plus vertueuse, ou encore coût disproportionné en comparaison avec d'autres sources de chauffage.

¹³ Données CITEPA ; PM₁₀ pour une petite chaudière collective au bois (<1MW) = 80 g/GJ, PM₁₀ pour une chaudière au gaz naturel pour un petit collectif = 1 g/GJ

¹⁴ Pour s'assurer de cette provenance, il convient de s'appuyer sur la directive REDIII, qui impose des obligations strictes de traçabilité, incluant notamment l'identification précise de la provenance géographique de la biomasse.

Les conditions de ces dérogations ne sont toutefois pas toujours définies clairement, notamment en ce qui concerne les coûts disproportionnés. La mairie de Paris propose par exemple un seuil de +10% du coût complet de la solution alternative de chauffage¹⁵, mais ce seuil peut varier d'un réseau à un autre.

Par ailleurs, les dérogations nécessitent de monter un dossier, dont la démarche administrative peut être lourde et les usagers mal accompagnés. Par exemple, dans le cas de la Ville de Paris, une analyse comparative en coûts complets entre le réseau de chaleur et la solution alternative de chauffage est nécessaire pour justifier de la pertinence d'une dérogation. La constitution du dossier et de ces pièces justificatives peut donc s'avérer complexe, notamment pour les copropriétés ou les petites entreprises, qui ne disposent pas toujours des ressources nécessaires pour réaliser les études techniques ou économiques requises.

Du point de vue de la collectivité, un dimensionnement correct de son réseau de chaleur doit donc intégrer :

- D'une part, les effets du changement climatique et les travaux de rénovation énergétique affectant les besoins en chaleur sur le territoire pour estimer au moins la puissance à souscrire par les propriétaires et abonnés
- D'autre part, une prévision plus conservatrice du potentiel de bâtiments à raccorder qui inclut les dérogations au raccordement, les déraccordements et les démolitions sans remplacements.

Sans pour autant encourager les dérogations ou évolutions de puissance souscrite pouvant affecter le développement des réseaux, une meilleure anticipation et un encadrement renforcé des modalités de dérogations peuvent alors permettre de redonner une marge de manœuvre aux propriétaires sans affecter la rentabilité du réseau.

¹⁵ Source: site web de la Ville de Paris (<https://www.paris.fr/pages/le-raccordement-au-reseau-de-chaleur-dans-le-cadre-du-classement-22187>)

Cas du RCU de Saint-Marcellin :

Le classement du réseau a été décidé en 2018 par délibération du conseil municipal, rendant obligatoire le raccordement au réseau de toutes nouvelles constructions et installations situées dans le périmètre défini.

Bien que cette décision anticipât la réglementation relative au classement automatique des réseaux vertueux, le rapport de la Chambre régionale des comptes remarquait qu'il était « de bonne pratique selon l'Autorité de la concurrence et le CEREMA de réaliser une étude sur l'opportunité socio-économique du classement ».

Dans le cas de Saint-Marcellin, la Chambre met en avant qu'aucune étude d'impact n'a été réalisée en pratique. Cette absence d'analyse est d'autant plus notable que le rapport souligne également une tarification de la chaleur élevée par rapport aux réseaux similaires, notamment en raison d'une installation jugée « fortement surdimensionnée ».

Recommandations

- Encadrer davantage les procédures de classement de réseau, en particulier la condition d'équilibre financier de l'opération et l'impact sur le prix de la chaleur livrée.
- Encadrer davantage les évolutions de la puissance souscrite pour redonner de la visibilité et des marges de manœuvre aux propriétaires.
- Clarifier les conditions de dérogation, en s'appuyant sur des critères plus clairs sur les plans économique et environnemental, et en faciliter la constitution du dossier grâce à la mise à disposition de ressources et un accompagnement des propriétaires.

REFERENCES

- [1] U. France Chaleur, «Chiffres-clés 2023 des réseaux de chaleur,» 2024.
- [2] A. d. T. e. d. I. T. E. Ministère, «Les réseaux de chaleur et froid en 2023,» 2024.
- [3] Cour des Comptes, «Le chauffage urbain : une contribution efficace à la transition énergétique insuffisamment exploitée,» 2021.
- [4] Cerema, Prix de la chaleur et facturation, 2021.
- [5] FEDENE, «Bibliothèque de données des réseaux de chaleur et de froid 2023,» 2023.
- [6] FEDENE, Bibliothèque de données des réseaux de chaleur et de froid 2024, 2024.
- [7] AMORCE, «Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2022,» 2024.
- [8] AMORCE, Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2020, 2020.
- [9] ADEME, «Bilan 2023 du Fonds Chaleur,» 2024.
- [10] AMORCE, Compétence, portage et mode de gestion des réseaux de chaleur : quelle organisation mettre en place ?, 2014.
- [11] AMORCE, *Outil de calcul paramétrable du coût global des modes de chauffage pour les logements (RCE33)*, 2024.
- [12] AMORCE, *Outil de calcul paramétrable du coût global des modes de chauffage pour les bâtiments tertiaires (ENE42)*, 2023.
- [13] USH, Réseaux de chaleur urbains : quels potentiels pour les territoires ?, 2025.
- [14] Xerfi, *Les réseaux collectifs de chaleur et de froid*, 2024.
- [15] Cerema, Associer les usagers, 2021.
- [16] C. r. d. c. Ile-de-France, «Régie de chauffage urbain de Fontenay-sous-Bois,» 2020.
- [17] C. r. d. c. Bretagne, «Rapport d'observations définitives et sa réponse, Brest Métropole - Chauffage urbain,» 2021.
- [18] C. r. d. c. Ile-de-France, «Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU),» 2019.
- [19] C. r. d. c. Auvergne-Rhône-Alpes, «Rapport d'observations définitives et sa réponse - Commune de Saint-Marcellin - Cahier n°2 - Chauffage urbain,» 2019.
- [20] C. r. d. c. Grand Est, «Rapport d'observations définitives - Commune de Chaumont,» 2020.
- [21] C. r. d. c. Auvergne-Rhône-Alpes, «Commune de Bourgoin-Jallieu - Cahier n°2 le chauffage urbain,» 2021.
- [22] C. r. d. c. Ile-de-France, «Rapport d'observations définitives et sa réponse - SMIREC,» 2020.

- [23] C. r. d. c. Ile-de-France, «Rapport d'observations définitives et sa réponse - Commune de Dammarie-les-Lys, cahier n°1: gestion du réseau de chauffage urbain,» 2020.
- [24] C. r. d. c. Grand Est, «Rapport d'observations définitives - Société colmarienne de chauffage urbain,» 2020.
- [25] C. r. d. c. Auvergne-Rhône-Alpes, «Rapport d'observations définitives et sa réponse - Commune de Belley,» 2020.
- [26] Ancols, «Rapport de contrôle n°2014-077,» 2016.
- [27] C. r. d. c. Ile-de-France, «Rapport d'observations définitives, Commune de Clichy-La-Garenne,» 2010.
- [28] FEDENE, «Enquête des réseaux de chaleur et de froid,» 2024.
- [29] Cerema, «Historique du développement des réseaux de chaleur en France,» 2022.
- [30] C. r. d. c. Ile-de-France, «Ville de Paris - La politique de chauffage urbain de la ville de Paris à travers ses relations avec la CPCU,» 2023.
- [31] C. r. d. c. Nouvelle-Aquitaine, «Rapport d'observations définitives - Communauté de Communes Mellois en Poitou,» 2021.
- [32] C. d. R. d. l. CRE, «Fit For 55 : des mesures pour le climat,» 2021.
- [33] U. France Chaleur, «Quand et comment le chauffage urbain s'est-il développé en France ?».
- [34] Ancols, Les charges locatives dans le parc social - Rapport d'étude, 2017.

- **RCU** (Réseau de chaleur Urbain) : système de distribution de chaleur produite de manière centralisée, destiné à alimenter plusieurs bâtiments dans une ville ou un quartier. Il fonctionne grâce à une unité de production de chaleur (comme une chaufferie collective ou une usine d'incinération), un réseau de canalisations transportant un fluide caloporteur (eau chaude ou vapeur), et des sous-stations d'échange qui distribuent la chaleur aux bâtiments.
- **PDL** (Point de Livraison) : sous-station où la chaleur du réseau primaire est transférée vers le réseau secondaire du bâtiment raccordé
- **ELD** (Entreprise Locale de Distribution) : société qui assure la distribution et parfois la fourniture de gaz naturel sur certaines zones spécifiques en France. Les ELD ont historiquement choisi de rester indépendantes lors de la nationalisation du secteur énergétique en 1946, ce qui leur permet aujourd'hui d'opérer sur environ 5 % du territoire avec un monopole sur leur zone de desserte.
- **Prix moyen de la chaleur** : défini par le rapport entre les recettes totales et la quantité totale de chaleur livrée. C'est une définition simple et robuste à distinguer d'un tarif de vente à l'abonné.
- **EnR&R** (Energie Renouvelable et de Récupération) – *définition donnée par la FEDENE* : sont considérées comme EnR&R, au sens de la réglementation (BOI 3-C-1-07 n°32 du 08 mars 2007), les énergies suivantes : biomasse ; gaz à caractère renouvelable (issu des déchets ménagers, industriels, agricoles et sylvicoles, des décharges ou eaux usées); gaz de récupération (gaz de mines, cokerie, haut-fourneau, aciérie et gaz fatals) ; chaleur industrielle (chaleur fournie par un site industriel indépendant du réseau -hors cas de cogénération dédiée au réseau) ; chaleur issue des Unités de Valorisation Energétique des déchets (UVE) ; géothermie.
- **DSP** (Délégation de Service Public) : contrat par lequel une collectivité publique confie la gestion d'un service public à un opérateur (public ou privé), dont la rémunération est principalement liée aux résultats de l'exploitation du service. La DSP peut prendre la forme d'une concession, d'un affermage ou d'une régie intéressée, et elle est encadrée par le Code général des collectivités territoriales et le Code de la commande publique.
- **Energie livrée** – *définition donnée par la FEDENE* : énergie livrée en sous-stations et facturée à l'abonné

ANNEXE – ANALYSE DES RESEAUX DE CHALEUR EXISTANTS

L'étude s'appuie sur une analyse en plusieurs étapes, combinant sources bibliographiques, base de données complète et retours d'expérience d'utilisateurs et d'acteurs des réseaux de chaleur. Cette approche vise à fournir une vision globale des succès et limites de développement des réseaux de chaleur aujourd'hui. La méthodologie et les résultats présentés constituent la base des conclusions et recommandations développées dans ce rapport.

I. Etude bibliographique

Un corpus bibliographique a été constitué à partir d'une trentaine de références, comprenant des études, articles, et rapports provenant de sources variées (publics, associatifs, privés). Ce travail de compilation et de croisement des informations a permis de construire une première vision globale actuelle et prospective du développement des réseaux de chaleur, en particulier en lien avec leurs caractéristiques techniques, économiques et environnementales. Parmi les documents de référence, le rapport de la Cour des comptes [3] publié en 2021, les rapports d'observations des Chambres régionales des comptes (voir Références), l'enquête de l'AMORCE sur le prix de vente de la chaleur et du froid (édition 2022) [4], le rapport annuel de la FEDENE (édition 2024) [5] ainsi que la base de données associée [6] — qui recense pour la première fois des données détaillées par réseau — ont joué un rôle central dans l'analyse et seront fréquemment cités dans ce rapport.

Organisme auteur	Année de publication	Titre
FEDENE	2024	Enquête des réseaux de chaleur et froid - Edition 2024
FEDENE	2023	Bibliothèque de données des réseaux de chaleur et de froid 2023
AMORCE	2024	Outil de calcul paramétrable du coût global des modes de chauffage pour les logements (RCE33)
AMORCE	2023	Outil de calcul paramétrable du coût global des modes de chauffage pour les bâtiments tertiaires (ENE42)
ADEME, Indiggo, I Care & Consult	2020	Développement des filières réseaux de chaleur et de froid renouvelables en France à horizon 2050
FEDENE	2024	GUIDE METHODOLOGIQUE - Enquête nationale des réseaux de chaleur et de froid urbains 2024
Ministère de la Transition écologique et solidaire	2019	Réseaux de chaleur & de froid, une filière d'avenir
AMORCE	2024	La gestion de fin de contrat de concession d'un réseau de chaleur (RCJ30)
AMORCE	2024	Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2022 (RCE40)
AMORCE	2021	Comparaison économique des modes de chauffage en 2019 (RCE37)
AMORCE	2023	Les enjeux juridiques de l'approvisionnement des réseaux de chaleur (RCJ26)
AMORCE	2021	Compétences des collectivités territoriales en matière de transition énergétique : typologie et répartition (ENP38 et RCP33)
Ministère chargé de l'énergie	2024	Programmation pluriannuelle de l'énergie (2025-2030, 2031-2035)

Ministère chargé de l'énergie	2024	Projet de stratégie nationale bas-carbone n°3
Cour des comptes	2021	Le chauffage urbain : une contribution efficace à la transition énergétique insuffisamment exploitée
SDES	2024	Chiffres clés de l'énergie
Xerfi	2024	Les réseaux collectifs de chaleur et de froid
ADEME	2024	Bilan 2023 du Fonds Chaleur
Cerema	2024	EnRezo - Potentiel de développement des réseaux de chaleur et de froid
France Chaleur Urbaine / ViaSeva	2023	Carte nationale des réseaux de chaleur et de froid en France
ADEME	2019	Les réseaux de chaleur et de froid - Etat des lieux de la filière - Marchés, emplois, coûts
ADEME	2022	Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France
France Chaleur Urbaine	2024	Nos articles sur le chauffage urbain
ADEME	2017	Les avis de l'ADEME - Les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R)
Ministère Territoires Ecologie Logement	2024	Données de consommation et de points de livraison d'énergie à la maille commune - chaleur et froid - année 2023
ADEME	2024	Ils l'ont fait ! - ADEME - Fonds Chaleur – Collectivités / Entreprises
Cerema	2014	Base juridique des RdC : du flou et des lois
AMORCE	2014	Compétence, portage et mode de gestion des réseaux de chaleur : quelle organisation mettre en place ?
USH	2025	Réseaux de chaleur urbains : quels potentiels pour les territoires ?
Cerema	2021	Associer les usagers à la vie du réseau de chaleur
ADEME, Frontier, Edater	2024	Evaluation ex-post du Fonds Chaleur sur la période 2018-2023

Tableau 5 : Corpus bibliographique étudié

II. Analyse d'une base de données des réseaux de chaleur sur l'année 2022

L'analyse repose principalement sur la Bibliothèque de données des réseaux de chaleur et de froid (édition 2023 sur données 2022) [5]. Cette base constitue une source quasi exhaustive d'informations administratives, techniques, économiques et environnementales à l'échelle de chaque réseau, permettant la réalisation d'analyses détaillées. En 2022, 923 réseaux de chaleur ont répondu à l'enquête de la FEDENE, sur les 946 recensés par France Chaleur Urbaine, assurant une couverture très représentative du parc national (couverture de 98% en nombre de réseaux). La base de données a par ailleurs été enrichie par des données OpenData ¹⁶ (2024) et SDES ¹⁷ (2023) permettant d'y intégrer des informations complémentaires telles que la puissance installée ou la présence de réseaux de gaz sur le territoire. Ces apports ont également permis de dériver des indicateurs clés comme le mode

¹⁶ Infrastructures de réseaux de gaz 2024, Communes desservies en gaz 2021

¹⁷ Données de consommation et de points de livraison d'énergie à la maille commune – chaleur et froid

de gestion, la source d'énergie majoritaire, le type d'usager principal ou encore la densité énergétique du réseau.

Paramètres	Complétude en nombre de réseaux (%)	Moyenne	Médiane	Ecart-type relatif
Production totale MWh	100%	35 481 MWh	7 033 MWh	589%
Livraisons nettes MWh	87% (807 réseaux)	31 982 MWh	8 281 MWh	453%
Puissance installée MW	99% (917 réseaux)	26,4 MW	6,0	486%
Longueur du réseau km	100%	8,0 km	3,5 km	238%
Prix moyen €TTC/MWh	43% (400 réseaux)	115,5€	114,2€	30%
Densité énergétique MWh/ml	87% (806 réseaux)	4,0 MWh/ml	2,2 MWh/ml	306%
Densité du réseau PDL/kml	87% (806 réseaux)	8,7 PDL/kml	6,0 PDL/kml	98%
Rendement de distribution	87% (806 réseaux)	84%	86%	14%
Taux d'EnR&R	100%	70%	80%	46%
Nombre de points de livraison	87% (807 réseaux)	58	23	389%
Contenu CO2 ACV kgCO2/kWh	100%	0,101 kgCO2/kWh	0,079 kgCO2/kWh	85%
Usager majoritaire	87% (806 réseaux)	N/A		
Source d'énergie majoritaire	99% (922 réseaux)	N/A		
Mode de gestion	100%	N/A		
Présence d'une ELD gaz	100%	N/A		

Tableau 6 : Principaux paramètres étudiés dans la base de données et informations statistiques

L'axe initial adopté pour l'analyse a été d'identifier des tendances sur certains paramètres, et des typologies de réseaux ayant des caractéristiques communes permettant de dresser des conclusions et recommandations différenciées et adaptées aux différentes typologies. Les analyses réalisées sont les suivantes :

- **Analyse de la distribution des valeurs des paramètres** pour mieux comprendre les disparités des paramètres et dégager des catégories (ex : qu'est-ce qu'un petit / moyen / grand réseau ?) ;
- **Analyses croisées de paramètres quantitatifs et qualitatifs** pour rechercher des corrélations ou absence de corrélations entre certains paramètres (ex : les grands réseaux sont-ils les plus denses ?).

Limites de la base de données étudiée et des analyses sous-jacentes

- Le taux de complétude des données de prix moyen est de seulement 43% des réseaux ce qui constitue un biais de l'analyse.
- Le prix de vente moyen de la chaleur est défini par le rapport entre les recettes totales et la quantité totale de chaleur livrée. C'est une définition simple et robuste

à distinguer toutefois d'un tarif de vente à l'abonné, défini contractuellement et pouvant être différent pour chacun.

- Le contexte d'augmentation des prix de l'énergie en 2022 apporte un biais dans l'analyse par rapport à des années antérieures.
- La longueur des réseaux est donnée sous forme d'un intervalle duquel on retient la moyenne. L'incertitude sur ce paramètre est donc non négligeable.
- Pour certains réseaux, le taux d'EnR&R renseigné est une moyenne sur les 3 dernières années, faute de donnée robuste pour 2022 (233 réseaux).
- La base de données donne une vision statique de l'année 2022 et n'intègre pas l'évolution des paramètres comme le prix de vente, le taux d'EnR&R, ou encore le nombre de bâtiments raccordés, qui permettraient de mieux comprendre les observations sur certains réseaux (ex : taux d'EnR&R < 50% pour un réseau classé). La publication de l'édition 2023 de cette base de données a toutefois permis de réaliser une analyse sur 2 ans pour observer les tendances d'évolution par réseau.

Analyse de distribution des paramètres

Une analyse de distribution des paramètres de la base de données ont permis de dégager des tendances et classer les réseaux en plusieurs catégories dépendantes de ces paramètres. Afin d'aboutir à une première vision à la fois technique, économique et environnementale, les analyses ont porté sur les paramètres suivants : production (MWh) et livraisons nettes (MWh), densité énergétique (MWh/ml), prix moyen (€TTC/MWh), taux d'EnR&R (%).

Analyse des valeurs de production en MWh

Pour les données de production d'énergie par réseau, les résultats obtenus ont permis d'identifier une distribution logarithmique, avec des valeurs très faibles et des valeurs très élevées.

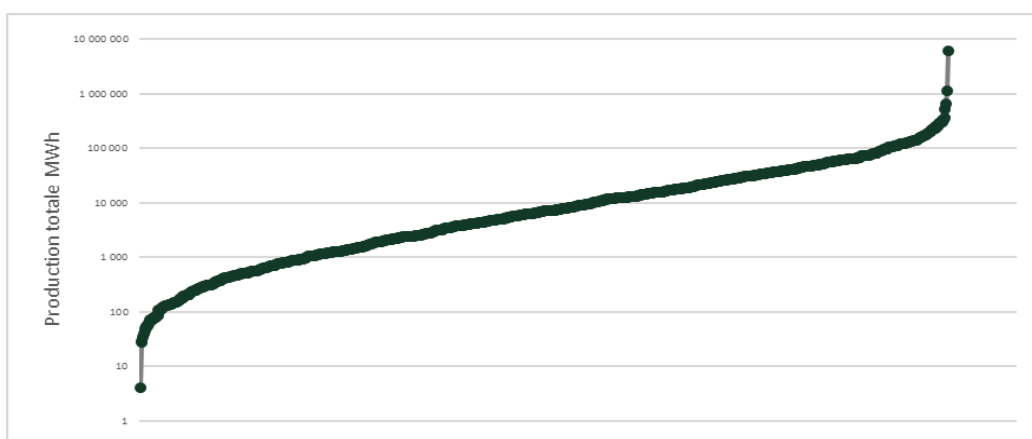


Figure 5 : Distribution des valeurs de production en MWh (échelle logarithmique)

Le prix moyen pour chaque intervalle de production (points verts) n'est pas corrélé au volume de production de chaleur, contrairement à l'enquête AMORCE sur le prix de vente de la chaleur en 2022 [7] (taux de complétude plus important) qui montre une corrélation entre prix de vente et livraisons de chaleur.

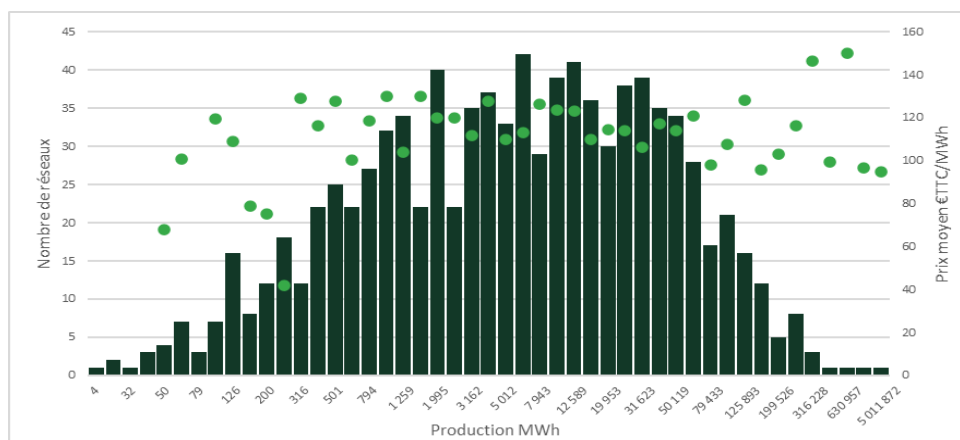


Figure 6 : Répartition des valeurs de production en MWh (échelle logarithmique)

En répartissant ces valeurs dans 3 catégories homogènes en nombre de réseaux, on aboutit à un critère de taille du réseau de chaleur et une forte disparité dans les valeurs moyennes de chaque catégorie.

Taille	Critère	Nombre de réseaux	Moyenne	Ecart-type relatif log10
Petit	< 2 000	278	737	95%
Moyen	< 18 000	338	7 593	94%
Grand	> 18 000	306	97 851	111%

Tableau 7 : Identification de catégories de RCU basées sur un critère de taille en production (MWh)

En analysant la distribution sur les autres paramètres quantitatifs cités, une catégorisation des RCU a alors été proposée :

Paramètre quantitatif étudié	Critère	Catégories de RCU
Taille / Production (MWh)	< 2 000 MWh	Petit
	≥ 2 000 MWh et < 18 000 MWh	Moyen
	≥ 18 000 MWh	Grand
Densité énergétique (MWh/ml)	< 0,5 MWh/ml	Faible densité
	≥ 0,5 MWh/ml et < 7,0 MWh/ml	Densité moyenne
	≥ 7,0 MWh/ml	Forte densité
Prix moyen (€TTC/MWh)	< 100 €TTC/MWh	Prix faible
	≥ 100 €TTC/MWh et < 130 €TTC/MWh	Prix moyen
	≥ 130 €TTC/MWh	Prix élevé
Taux d'EnR&R (%)	< 50 %	Non vertueux
	≥ 50% et < 90%	Vertueux
	≥ 90%	Très vertueux

Tableau 8 : Synthèse des catégories de RCU selon les paramètres (quantitatifs) étudiés

Dans un second temps, des analyses entre paramètres ont été réalisées pour établir des corrélations plus ou moins marquées, ou à l'inverse une absence de corrélation. Lorsqu'une corrélation est observée, on peut alors regrouper certains réseaux présentant les mêmes caractéristiques.

Une première analyse des corrélations entre paramètres quantitatifs a permis d'identifier les liens entre paramètres et ainsi de confirmer ou infirmer des corrélations attendues. En cas de corrélation, des valeurs « extrêmes » sur des réseaux de chaleur (souvent récurrents) ont également été observées.

[illegible]

On constate une corrélation forte entre production et puissance.

En définitive, les corrélations observées et réseaux « extrêmes » identifiés sont reportés dans le tableau suivant :

Paramètres étudiés	Tendance observée	Réseaux « extrêmes » identifiés
Production x Puissance installée	Corrélation forte	Surdimensionnement : Frasne, Mairie de Langeac, TED, La Presle, Romans, Fraisse-Agout, Denipaire
Livraisons nettes x Production	Corrélation forte	Ratio livraisons / production très faible : réseau DBT (3709C)

Livraisons nettes x Puissance installée	Corrélation forte	Surdimensionnement : Mairie de Langeac, Frasne
Livraisons nettes x Longueur du réseau	Corrélation forte	Densité énergétique très faible : Mairie de Langeac
Livraisons nettes x Nombre de points de livraison	Corrélation forte	-
Longueur du réseau x Nombre de points de livraison	Corrélation forte	Densité en PDL : Mairie de Langeac
Densité énergétique x Densité des points de livraison	Aucune corrélation claire	Densité énergétique très faible : Mairie de Langeac ; Densité de PDL très faible : Osiris, SEVEDE, Centre hospitalier de l'estran, Papeteries du Rhin, SIRCOB-NUTRIBABIG
Densité énergétique x Rendement de distribution	Corrélation faible / incertaine	Densité énergétique très faible : Mairie de Langeac / Densité énergétique très élevée : Osiris Rendement faible : écoquartier Mousse, Saint-Jacut, Meaulne, Saint Gouéno, Saint-Bonnet
Livraisons nettes x Rendement de distribution	Corrélation faible / incertaine	Livraisons nettes très faible : Mairie de Langeac / livraisons nettes très élevées : Paris (CPCU), Grenoble Rendement faible : écoquartier Mousse, Saint-Jacut, Meaulne, Saint Gouéno, Saint-Bonnet
Livraisons nettes x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix très élevé : Mellois en Poitou, Andrezé, Cormaranche / Prix très faible : UVE du STOC, ECONOTRE
Puissance installée x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix très élevé : Mellois en Poitou, Andrezé, Cormaranche / Prix très faible : UVE du STOC, ECONOTRE, Hubert CHEVALLIER
Longueur du réseau x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix très élevé : Mellois en Poitou, Andrezé, Cormaranche / Prix très faible : UVE du STOC, ECONOTRE
Densité énergétique x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix très élevé : Mellois en Poitou, Andrezé, Cormaranche / Prix très faible : UVE du STOC, ECONOTRE Prix très faible et fortes densités : Cosynergie, STOC, ECONOTRE, Schweighouse
Densité en points de livraison x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix très élevé : Mellois en Poitou, Andrezé, Cormaranche / Prix très faible : UVE du STOC, ECONOTRE
Rendement de distribution x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Rendement faible : Mellois en Poitou, Saint-Bonnet, les jardinets Aménoncourt
Taux d'EnR&R x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix élevé : Mellois en Poitou, Andrezé Taux d'EnR&R très faible : les rives créatives Anzin, Veynes, Civaux
Contenu CO2 ACV x Prix moyen	Aucune corrélation claire	Prix élevé : Mellois en Poitou, Andrezé Contenu CO2 ACV élevé : Veynes, Civaux
Taux d'EnR&R x Rendement de distribution	Aucune corrélation claire	Rendement faible et taux d'EnR&R élevé : Meaulne, Saint-Jacut Rendement faible et taux d'EnR&R faible : écoquartier Mousse, ZAC des Paradis, Saint-Jean-de-Boiseau

Tableau 9 : Synthèse des analyses croisées réalisées entre paramètres quantitatifs de la base de données

On en déduit que les corrélations les plus fortes observées sont liées à des paramètres aux définitions plus ou moins proches (ex : production x puissance installée). En revanche, aucune conclusion claire ne peut être tirée quant aux paramètres influençant le prix de vente moyen d'un réseau de chaleur.

Analyse qualitative entre paramètres

L'objectif de cette analyse est, pour un paramètre d'entrée donnée, d'analyser les tendances identifiées sur d'autres paramètres de sortie. Par exemple, il s'agit d'identifier entre les

réseaux classés ou non classés si on observe un mode de gestion majoritaire ou non ; et à l'inverse, si parmi les réseaux gérés en régie ou en DSP, on observe des tendances sur le classement ou le non-classement des réseaux.

Les paramètres qualitatifs et catégories associées sont recensées ci-dessous :

Paramètre qualitatif étudié	Nombre de réseaux concernés	Catégories de RCU
Usager majoritaire	475 (51%)	Résidentiel
	299 (32%)	Tertiaire
	117 (13%)	Indisponible
	24 (3%)	Industrie
	8 (1%)	Agriculture
Mode de gestion	418 (45%)	DSP
	391 (42%)	Régie
	114 (12%)	Privé
Classement	515 (46%)	Classé
	338 (37%)	Non classé
	70 (8%)	Déclassé
Sources d'énergie majoritaire	542 (59%)	Biomasse
	157 (17%)	Gaz naturel
	101 (11%)	Chaleur fatale ¹⁸
	35 (4%)	Géothermie
	77 (8%)	Autre ¹⁹
	11 (1%)	Autre fortement carbonée ²⁰
Présence ELD gaz	875 (95%)	Non ²¹
	48 (5%)	Oui

Tableau 10 : Synthèse des catégories de RCU selon les paramètres (qualitatifs) étudiés

Les corrélations observées sont présentées dans le Tableau 11.

Aide à la lecture : « Peu denses : très vertueux (moy. 87% EnR&R) » signifie que les réseaux faiblement denses sont majoritairement très vertueux (87% d'EnR&R en moyenne). Il s'agit d'une tendance forte car ce taux est particulièrement élevé par rapport à la moyenne des réseaux (66%). En revanche, on n'observe pas de tendance claire sur la densité énergétique des réseaux en s'intéressant aux réseaux très vertueux.

¹⁸ Inclus UVE (interne ou externe à la DSP) et chaleur industrielle.

¹⁹ Inclus pompes à chaleur, solaire thermique, chaudières électriques, biogaz produit localement en dehors du réseau (les Garanties d'Origine Biométhane sont inclus dans le mix du réseau de gaz naturel) et autres énergies non identifiées.

²⁰ Autre fortement carboné : le facteur d'émission est supérieur au facteur d'émission moyen du gaz naturel (ex : fioul / charbon).

²¹ Réseau géré par GRDF ou absence de réseau de gaz sur le territoire.

Tableau 11 : Conclusions de l'analyse croisée des paramètres

Paramètres quantitatifs					Paramètres qualitatifs				
	Prix moyen	Taux d'EnR&R	Taille du réseau *	Densité énergétique *	Usager majoritaire	Mode de gestion	Classement	Sources d'énergie	Présence ELD gaz
Prix moyen		Prix faible : très vertueux (moy. 88% EnR&R)		Prix élevé : peu denses (méd. 1,9 MWh/km)		Prix faible : 54% gérés en régie		Prix faible : 24% chaleur fatale	
Taux d'EnR&R	Non vertueux : prix élevé (moy. 138€ TTC/MWh)		Très vertueux : petits réseaux (méd. 1 500 MWh)		Non vertueux : 77% résidentiels	Très vertueux : 70% gérés en régie	Non vertueux : 94% non classés	Non vertueux : 83% gaz naturel	
Taille du réseau		Petit : très vertueux (moy. 86% EnR&R)		Petit : peu denses (méd. 0,6 MWh/km)		Petit : 88% gérés en régie Grand : 78% gérés en DSP		Petit : 87% biomasse Grand : 27% chaleur fatale	
Densité énergétique	Peu denses : prix élevé (moy. 132€ TTC/MWh) Très denses : prix faible (moy. 96€ TTC/MWh)	Peu denses : très vertueux (moy. 87% EnR&R)	Peu denses : petits réseaux (méd. 500 MWh) Très denses : grands réseaux (méd. 32 000 MWh)		Très denses : 63% résidentiels	Peu denses : 89% gérés en régie Très denses : 58% gérés en DSP	Très denses : 64% non classés	Peu denses : 82% biomasse Très denses : 31% gaz naturel fatale	
Usager majoritaire	Industrie/agricoles : prix faible (moy. 62 €TTC/MWh)	Industrie/agricoles : très vertueux (moy. 83% EnR&R)	Industrie/agricoles : grands réseaux (méd. 36 000 MWh)	Industrie/agricoles : très denses (méd. 10,7 MWh/km)				Industrie/agricoles : 63% chaleur fatale	Industrie/agricoles : aucune ELD
Mode de gestion			DSP : grands réseaux (méd. 24 000 MWh) Régie : réseaux moyens (méd. 10 000 MWh)	Régie : réseaux peu denses (méd. 1,0 MWh/km)			Privé : 90% non classés	Régie : 81% biomasse	Régie : aucune ELD
Classement		Non classés (hors déclassé) : non vertueux (moy. 48% EnR&R)				Déclassés : 67% gérés en régie		Non classés : 43% gaz naturel Classés / déclassés : 71% biomasse	Déclassés : aucune ELD
Sources d'énergie	Chaleur fatale : prix faible (moy. 93€ TTC/MWh) Gaz naturel : prix élevé (moy. 137€ TTC/MWh)	Lien direct	Chaleur fatale / géothermie : grands réseaux (méd. 50 000 MWh)			Biomasse : 58% gérés en régie	Gaz naturel : 93% non classés		
Présence ELD gaz	Oui : prix faible (moy. 96€ TTC/MWh)				Oui : 100% réseaux résidentiels/verticaux				

*Critères dépendant de l'énergie délivrée : analyse de la médiane plutôt que de la moyenne pour éviter les distorsions liées aux très grands réseaux (ex : CPCU)

Tendance faible

Tendance forte

Pas de tendance claire

III. Etudes de cas concrètes sur une sélection de RCU contrôlés par les Chambres régionales des comptes

Des analyses de cas fondées sur des sources publiques – notamment les rapports d’observations définitives des Chambres régionales des comptes – ont été utilisées pour enrichir notre approche. Bien que ces cas particuliers ne permettent pas de dégager des tendances générales, leur analyse offre néanmoins l’opportunité d’identifier certains facteurs de succès ou points de vigilance.

Ainsi, 9 Chambres régionales des comptes²² ont contrôlé 33 organismes gérant directement (régie) ou indirectement (DSP) un ou plusieurs réseaux de chaleur urbains. Ces contrôles ont été effectués entre 2019 et 2021, répartis géographiquement sur l’ensemble du territoire²³ et variés en termes de sources énergétiques pour la production de la chaleur.

L’analyse des rapports d’observation permet de dégager des tendances quant à la gestion et la relation entretenue entre l’organisation exploitant le réseau, que ce soit en DSP ou en régie, et les abonnés, propriétaires et usagers. Ces rapports comportent des observations et recommandations portant notamment sur des thématiques, résumées dans le tableau ci-dessous :

Nombre total d’organismes contrôlés : 33, dont 23 gestions en DSP et 10 en régie

Thématiques	Enjeux ou difficultés constatés	Bonnes pratiques	Pas d’observation particulière
	En nombre d’organismes contrôlés		
Informations aux usagers & implication	15 soit 45% Manquement à la production de rapport annuel ; informations faussées ; comités non tenus...	8 soit 25% Tenue de comités des usagers / commissions consultatives ; bilan individualisé des consommations	10 soit 30%
Prix aux usagers	8 soit 25% Prix élevés vs. moyenne nationale des RCU sans justification particulière	10 soit 30% Prix inférieurs à moyenne nationale des RCU similaires	15 soit 45%
Contrôle d’exécution des dispositions contractuelles	15 soit 65% des DSP Contrôle non effectué / pénalité non appliquée ; manque de transparence dans les données fournies	/	8 soit 35% des DSP
Schéma directeur	8 soit 25% Absence de schéma directeur	/	25 soit 75%

²² Auvergne-Rhône-Alpes, Bretagne, Bourgogne-Franche-Comté, Centre-Val de Loire, Grand Est, Hauts-de-France, Île-de-France, Normandie et Occitanie

²³ La carte complète des RCU contrôlées est disponible en Figure 8 de cette étude.

Tableau 12 : Synthèse des observations formulées par les Chambres régionales des comptes sur des thématiques choisies

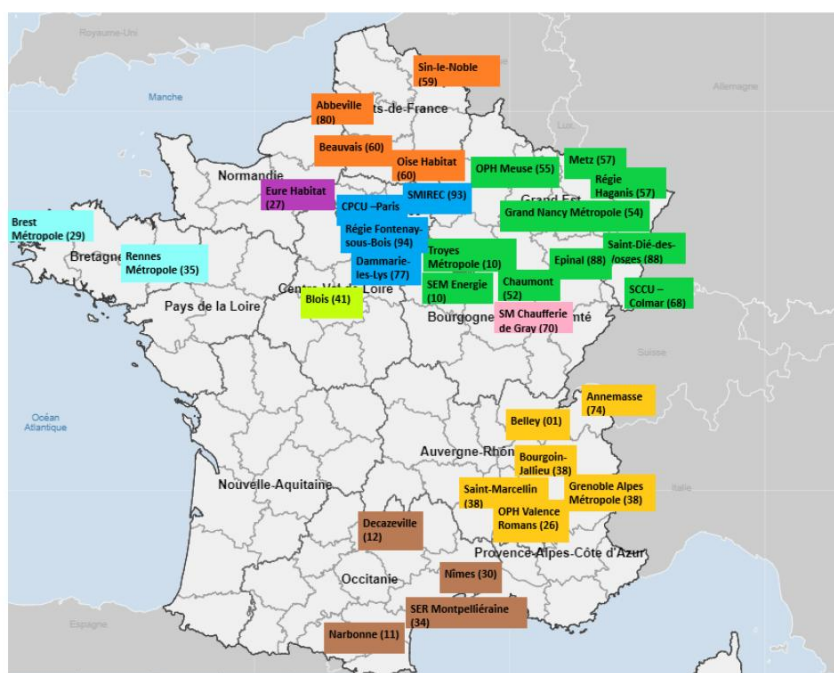


Figure 8 : Répartition géographique des RCU contrôlés par les Chambres régionales des comptes

Ces tendances sont exploitées dans l'ensemble du rapport, dans l'optique de formuler des recommandations.

L'étude détaille également quelques cas issus de ces rapports d'observations et apportant des exemples concrets de bonnes pratiques, ou à l'inverse d'approches a priori inefficaces. Ces cas sont exposés ci-dessous.

- **Régie de chauffage urbain de Fontenay-sous-Bois**

Carte d'identité du réseau :

Observations [16] :

Contexte	Modification du mode de gestion, de DSP à gestion en régie, en 2004 suite à un vice dans la procédure de la mise en concurrence pour le renouvellement du contrat de délégation
Informations usagers	Mise à disposition des associations de locataires les bilans individualisés par sous-station les concernant, ainsi qu'une synthèse des rapports annuels
Prix aux usagers	Mise en place d'une politique tarifaire avantageuse pour les propriétaires (régulation annuelle avec remise sur la part fixe si nouveau raccordement en cours d'année) et un prix de la chaleur compétitif (56€ HT/MWh en 2018, soit inférieur de 13% au tarif moyen des RCU cette année-là) Mais contraignant la collectivité à financer la politique d'investissement essentiellement par l'emprunt, augmentant sa dette

Classement : Non
Année de création : 1970
Production 2022 : 114 GWh (pour 95 GWh livrés)
Puissance installée : 117 MW
Longueur : 17 km
Nb sous-stations : 108
Taux EnR&R : 84%
Source d'énergie : 76% gaz naturel, 24% biomasse
Prix moyen : n.c.
Type d'usager : 60% Résidentiel, 40% tertiaire
Rendement de distribution : 84%
Densité énergétique : 2,4 MWh/ml
Gestion : Régie

⇒ **Equilibre financier difficile à trouver entre tarif compétitif pour les propriétaires et besoin d'investissement**

• **ECO chaleur de Brest**

Carte d'identité du réseau :

Classement : Oui
Année de création : 1988
Production 2022 : 188 GWh (pour 157 GWh livrés)
Puissance installée : 75 MW
Longueur : 48 km
Nb sous-stations : 257
Taux EnR&R : 86%
Source d'énergie : 69% chaleur fatale, 17% biomasse, 15% gaz naturel
Prix moyen : 132 €/TTC/MWh (2022)
Type d'usager : 54% Résidentiel, 46% tertiaire
Rendement de distribution : 83%
Densité énergétique : 3,6 MWh/ml
Gestion : DSP

Observations [17] :

Contexte	Anticipation du classement dès 2010, obligeant le raccordement des nouveaux équipements, et prise en charge d'une partie des droits de raccordement par la collectivité
Prix aux usagers	Ces mesures ont favorisé le développement du réseau et permis la mise en place de tarifs compétitifs comparés à la moyenne des RCU (67,7 € TTC/MWh contre 75,1 € TTC/MWh pour la moyenne nationale en 2017)
Informations usagers	La Chambre régionale des comptes de Bretagne soulignait toutefois la nécessité d'améliorer la relation client, en relevant notamment qu'une enquête de satisfaction, pourtant prévue contractuellement, n'avait pas été réalisée
⇒ Equilibre financier difficile à trouver entre tarif compétitif pour les propriétaires et besoin d'investissement	

• **Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU)**

Carte d'identité du réseau :

Observations :

Contrôle d'exécution	Modification des clauses tarifaires jugée illégale par le Tribunal administratif de Paris car décidée par le délégataire seul, sans approbation de la collectivité délégante [3]
Informations & prix usagers	Baisse de la TVA de 20% à 5,5% en 2016 perçue en partie seulement (gain de 1,5% contre 9,3% possible) dans le prix payé par les usagers du fait d'importants investissements et l'augmentation du coût des renouvelables [18]

Classement : Oui
Année de création : 1927
Production 2022 : 6 000 GWh (pour 4 000 GWh livrés)
Puissance installée : 3 600 MW
Longueur : 400 km
Nb sous-stations : 5 891
Taux EnR&R : 53%
Source d'énergie : 46% chaleur fatale, 41% gaz naturel
Prix moyen : 110€ TTC/MWh (2023)
Type d'utilisateur : 52% Résidentiel, 48% tertiaire
Rendement de distribution : 72%
Densité énergétique : 9,6 MWh/ml
Gestion : DSP

⇒ **Latitude laissée par la collectivité à l'exploitant, ayant mené à des fluctuations de prix peu lisibles par l'utilisateur**

• RCU de Saint-Marcellin

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
Année de création : 2002
Production 2023 : 5,25 GWh (pour 3,9 GWh livrés)
Puissance installée : 4,86 MW
Longueur : 3 km
Nb sous-stations : 26
Taux EnR&R : 93%
Source d'énergie : 93% biomasse, 7% GPL
Prix moyen : 109 €TTC/MWh (2022)
Type d'utilisateur : 51% Résidentiel, 49% tertiaire
Rendement de distribution : 73%
Densité énergétique : 1,1 MWh/ml
Gestion : Régie

Observations [19]:

Contexte	RCU construit pour répondre à des besoins en matière de chauffage tout en soutenant la filière locale du bois Mais pas de mise en concurrence des fournisseurs depuis 2002 alors que le combustible livré est de mauvaise qualité et que les fournisseurs locaux sont nombreux
Prix aux usagers	Prix de vente moyen de la chaleur élevé par rapport à la moyenne nationale du fait de : • Un important surdimensionnement du réseau, avec un rendement médiocre • Des puissances souscrites de l'ordre de 30% supérieures aux besoins constatés
Informations usagers	Aucune association représentant les usagers ou commission consultative, ni enquête de satisfaction, ne permettant pas aux usagers d'être informés ou de poser des questions
⇒	Mauvais dimensionnement initial du réseau impliquant un prix élevé pour les usagers, qui n'ont pas accès aux informations

- **RCU de Chaumont**

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
 Année de création : 2011
 Production 2023 : 58 GWh (pour 48 GWh livrés)
 Puissance installée : 44 MW
 Longueur : 22 km
 Nb sous-stations : 111
 Taux EnR&R : 85%
 Source d'énergie : 76% chaleur fatale, 15% biomasse, 9% gaz naturel
 Prix moyen : 89 €TTC/MWh (2023)
 Type d'usager : 40% résidentiel, 60% tertiaire
 Rendement de distribution : 83%
 Densité énergétique : 1,4 MWh/ml
 Gestion : DSP

Observations [20]:

Prix aux usagers	Tarif de la chaleur très favorable pour les usagers, aussi en comparaison avec la moyenne nationale globale des RCU que la moyenne nationale des RCU alimentés en chaleur fatale
Informations usagers	Information restituée aux propriétaires du service de qualité : réunions d'information conjointes avec délégataire et commune, numéro vert, commission consultative où les usagers sont représentés Mais manquements dans les rapports annuels : données à fiabiliser et à compléter, justification des charges de structure à présenter
⇒	Commune qui a su s'entourer des compétences techniques pour mener à bien le projet, avec un niveau de qualité de service et de prix satisfaisant et une bonne implication des usagers

- **RCU de la commune de Bourgoin-Jallieu**

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
 Année de création : 2015
 Production 2023 : 49 GWh (pour 41 GWh livrés)
 Puissance installée : 50 MW
 Longueur : 18 km
 Nb sous-stations : 92
 Taux EnR&R : 82%
 Source d'énergie : 80% chaleur fatale, 20% gaz naturel
 Prix moyen : 101 €TTC/MWh (2023)
 Type d'usager : 58% résidentiel, 39% tertiaire
 Rendement de distribution : 84%
 Densité énergétique : 3,0 MWh/ml
 Gestion : DSP

Observations [21]:

Contexte	Particularités de ce réseau tiennent à l'existence de trois intervenants : le maître d'ouvrage du réseau (AMO), le gestionnaire et le principal producteur d'énergie calorifique, qui fournit 80 % de la chaleur entrante du réseau (par l'usine d'incinération des déchets)
Prix aux usagers	Prix moyen qui pourrait être bien plus compétitif compte tenu de l'énergie majoritaire entrante mais la prise en charge par le délégataire du prix d'acquisition du réseau de la commune a affecté les investissements et le prix de la chaleur vendue
Contrôle d'exécution	Irrégularité dans la tenue de la commission consultative des services publics locaux, ce qui illustre l'absence d'association des usagers et des élus à la gouvernance et au suivi du réseau. Absence de production de documents formels d'analyse de la part de l'AMO entre 2015 et 2018 sans que cela n'alerte la collectivité
⇒	Réseau avec un prix de la chaleur non-optimisé et qui pâtit d'un manque de contrôle de la part de la collectivité

- **Syndicat mixte des réseaux d'énergie calorifique (SMIREC) – La Courneuve**

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
 Année de création : 1983
 Production 2023 : 65 GWh (pour 62 GWh livrés)
 Puissance installée : 45 MW
 Longueur : 23 km
 Nb sous-stations : 109
 Taux EnR&R : 62%
 Source d'énergie : 62% pompe à chaleur, 30% gaz naturel, 8% géothermie
 Prix moyen : 100 €TTC/MWh (2022)
 Type d'utilisateur : 90% résidentiel, 10% tertiaire
 Rendement de distribution : 96%
 Densité énergétique : 1,8 MWh/ml
 Gestion : Régie

Observations [22]:

Contexte	Deux périodes distinctes pour le réseau : • Jusqu'en 2016/2017 : utilisation prépondérante du gaz et la production de chaleur accuse une légère baisse • A partir de 2016 : entrée en service du nouveau doublet géothermique interconnexion avec les RCU à proximité, s'accompagnant d'une hausse des ventes)
Prix aux usagers	Stabilité du tarif érigée en priorité : jusqu'en 2017, tarif très bas, puis augmentation de 10 % en 2018 du fait d'une hausse du prix du gaz. Nouvelle augmentation en 2019 suite à la répercussion d'une partie de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel sur les tarifs Part fixe liée à l'abonnement (R2) en dessous de 45 % (36% en 2022), part anormalement faible pour un réseau qui utilise la géothermie
⇒ Réseau en régie plutôt bien géré, avec une attention particulière portée aux tarifs de la chaleur et à la stabilité de celui-ci	

- **RCU de Dammarie-les-Lys**

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
 Année de création : 1970
 Production 2023 : 37 GWh (pour 33 GWh livrés)
 Puissance installée : 35 MW
 Longueur : 7 km
 Nb sous-stations : 38
 Taux EnR&R : 92%
 Source d'énergie : 92% géothermie, 8% gaz naturel
 Prix moyen : 123 €TTC/MWh (2022)
 Type d'utilisateur : 75% résidentiel, 25% tertiaire
 Rendement de distribution : 90%
 Densité énergétique : 4,5 MWh/ml
 Gestion : DSP

Observations [23]:

Contexte	Gestion par le délégataire qui donne globalement satisfaction, mais les informations contenues dans les rapports annuels ne sont pas toujours suffisamment détaillées pour permettre les contrôles de la part de la collectivité délégante
Informations usagers	Aucune relation directe entre les usagers / propriétaires / abonnés avec le délégataire, ni de commission pour représenter leurs intérêts
Prix aux usagers	Passage d'un mix énergétique fossile à un mix majoritairement géothermique en 2018: • Augmentation du prix de la chaleur pour les usagers (moyenne de ~70 € TTC/MWh en 2017 à ~89 € TTC/MWh en 2018) • Mais davantage de stabilité à long terme (la part fixe R2 pesant pour 46% du prix en 2017 contre 88% en 2018) et évitement des effets pénalisants du durcissement des quotas de CO2
⇒ Réseau relativement bien géré et qui a su anticiper les changements et décarboner son mix, mais dont la transparence des informations pourrait être renforcée	

- **Société Colmarienne de Chauffage Urbain (SCCU)**

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
 Année de création : 1962
 Production 2023 : 143 GWh (pour 134 GWh livrés)
 Puissance installée : 80.5 MW
 Longueur : 40 km
 Nb sous-stations : 360
 Taux EnR&R : 88%
 Source d'énergie : 70% chaleur fatale, 17% biomasse
 Prix moyen : 78 €TTC/MWh (2022)
 Type d'usager : 45% résidentiel, 49% tertiaire, 6% industrie
 Rendement de distribution : 84%
 Densité énergétique : 4,0 MWh/ml
 Gestion : DSP

Observations [24]:

Contexte	Société délégataire (SCCU) pour la production et la distribution de la chaleur détenue à 51% par la ville
Contrôle d'exécution	Compte-rendu financier conforme mais manquements constatés dans le compte-rendu technique en 2018 (données manquantes telles que liste des travaux, dépenses réelles, sommes facturées...) ; pas d'application des pénalités prévues contractuellement en cas de manquement Absence de définition d'indicateurs de qualité de service
Informations usagers	Sur les 4 actions d'information et de communication à l'égard des abonnés, propriétaires et usagers (création d'un site internet, service d'accueil téléphonique, enquête de satisfaction périodique et suivi des consommations et leur évolution), seul le service téléphonique a été mise en place Les informations succinctes données dans la facturation ne permettent pas d'apprécier les modalités de calcul et d'indexation des prix
⇒ La relation étroite entre la ville et la société délégataire semble limiter l'application des pénalités	

- **RCU de Belley (Ain)**

Carte d'identité du réseau :

Classement: Oui
 Année de création : 1970
 Production 2023 : 15 GWh (pour 12 GWh livrés)
 Puissance installée : 14 MW
 Longueur : 6 km
 Nb sous-stations : 31
 Taux EnR&R : 81%
 Source d'énergie : 94% biomasse, 6% gaz naturel
 Prix moyen : 131 €TTC/MWh (2023)
 Type d'usager : 45% résidentiel, 55% tertiaire
 Rendement de distribution : 81%
 Densité énergétique : 1,7 MWh/ml
 Gestion : DSP

Observations [25]:

Contrôle d'exécution	Aucun élément contractuel prévoyant une simulation des prix sur la durée de vie du contrat; la formule d'indexation des prix a également été modifiée en 2015 sans qu'aucune simulation (notamment d'impact pour les usagers) ne soit transmise à la commune, limitant son pouvoir de contrôle. Pas d'agent identifié au sein de la commune pour effectuer le contrôle de la mission de délégation, ni de commission consultative des services publics locaux
Informations usagers	Prix de la chaleur élevé en comparaison aux autres RCU utilisant majoritairement de la biomasse: • 2017: ~96 €HT/MWh pour le RCU de Belley vs. ~69 moyenne nationale • 2022: 129 €HT/MWh vs. 117 moyenne nationale
⇒ Réseau en déficit systématique depuis sa mise en service en 2014 (et au moins jusqu'en 2018), malgré un prix élevé aux propriétaires et usagers, et qui a nécessité un important investissement de départ de la part de la commune (4,3 M€ HT d'emprunt et 1,8 M€ HT de subventions de l'ADEME (1,5M€) et du conseil régional (350k€))	

Au-delà des rapports de contrôle effectué par les chambres régionales et synthétisés dans le rapport de la Cour des comptes, d'autres rapports d'observation sont disponibles publiquement et permettent de faire ressortir des cas de gestion défectueuses.

- **Le Réseau de chaleur de la CC Mellois en Poitou**

Carte d'identité du réseau :

Classement : Oui
 Année de création : 2007
 Production 2022 : 2700 MWh (pour 1100 MWh livrés)
 Puissance installée : 1,4 MW
 Longueur : 3 km
 Nb sous-stations : 36
 Taux EnR&R : 100%
 Source d'énergie : 100% biomasse
 Prix moyen : 257 €TTC/MWh
 Type d'usager : 93% tertiaire
 Rendement de distribution : 40%
 Densité énergétique : 0,3 MWh/ml
 Gestion : Régie

Observations [26]:

Contexte	Mauvais dimensionnement et défauts de conception, amenant à un surendettement
	Absence de réseau de gaz sur le territoire pour fournir une solution alternative aux usagers
Contrôle d'exécution	Carences constatées dans le suivi et le contrôle du site : absence de suivi de la consommation des chaudières, aucun contrôle périodique de l'efficacité énergétique ni vérification des vitesses d'éjection des gaz de combustion, malgré le signalement de non-conformité
⇒ Mauvaise conception initiale expliquant un prix moyen le plus élevé parmi les RCU dont la donnée prix est disponible	

- **RCU de Clichy**

Carte d'identité du réseau :

Classement : Non
 Année de création : 1965
 Production 2022 : 138 GWh (pour 122 GWh livrés)
 Puissance installée : 77 MW
 Longueur : 35 km
 Nb sous-stations : 215
 Taux EnR&R : 46%
 Source d'énergie : 25% gaz naturel, 13% biomasse, 62% autre
 Prix moyen : n.d.
 Type d'usager : 62% Résidentiel, 37% tertiaire
 Rendement de distribution : 89%
 Densité énergétique : 3,5 MWh/ml
 Gestion : DSP

Observations [27]:

Informations usagers	Nombreux avenants apportés au contrat initial (subdivision des parts R1 et R2, indexation multicritère des prix et disparition de la part fixe, création d'un système de tarification différencié et inégalitaire, etc.) rendant la tarification difficilement compréhensible
Prix aux usagers	Prix en moyenne 30% à 100% plus élevé que le prix moyen HT français (selon les études d'AMORCE) en 2010
⇒ Système de tarification devenu difficilement contrôlable, favorisant une augmentation des prix plus rapide que la normale	

- **Le Réseau de chaleur de Mâcon**

Carte d'identité du réseau :

Classement : Oui
Année de création : rénovation en 2018
Livraison annuelle : 114 GWh (dont 92 GWh livrés)
Puissance installée : 89 MW
Longueur : 42 km
Nb sous-stations : 313
Taux EnR&R (2022) : 68,5%
Source d'énergie : Biomasse, gaz naturel
Prix moyen : 142€ TTC/MWh
Type d'usager : Résidentiel 80%
Rendement de distribution : 82%
Densité énergétique : 2,6 MWh/ml
Gestion : DSP

Observations [26] :

Prix aux usagers	Rapport de contrôle de l'Ancois (Agence Nationale de Contrôle du Logement Social) de 2016 qui affichait des charges de chauffage excessives Augmentation des tarifs de 30% en 2022, due à l'augmentation des prix de la biomasse et du gaz naturel (les deux sources d'alimentation de la chaufferie)
⇒	Prix du MWh livré en moyenne deux fois plus élevé que pour une installation similaire

IV. Enquête auprès d'usagers des réseaux de chaleur

Une enquête a été réalisée auprès de particuliers via les adhérents de l'UNPI, dans les départements concernés par les dix réseaux de chaleur ciblés. L'objectif était de récolter les retours d'expérience des usagers des réseaux de chaleur, ainsi que d'interroger des particuliers sur leur perception de ces réseaux.

Les particuliers sont classés par département, en quatre catégories : les usagers des réseaux de chaleur ciblés (particuliers effectivement raccordés au réseau de chaleur mentionné), les usagers raccordés à un autre réseau de chaleur, les personnes habitant à proximité d'un réseau de chaleur, et les usagers ne validant aucune de ces options.

Le questionnaire a recueilli un total de 67 réponses. Une seule personne a déclaré être raccordée au réseau ciblé ; sept répondants sont raccordés à un autre réseau de chaleur, six répondants habitent à proximité, et la majorité des répondants, soit 53 personnes, ne valident aucun de ces critères. L'échantillon récolté est donc peu représentatif et ne peut pas être utilisé pour formuler des conclusions sur la perception des habitants raccordés et non raccordés.

Cependant, les réponses obtenues sont cohérentes avec l'ensemble des observations faites jusqu'à maintenant, ainsi qu'avec le contenu des entretiens réalisés, présentés dans la section suivante. Certains retours sont pris en compte dans ce rapport pour enrichir les parties concernées, mais ils ne constituent pas des données statistiques.

V. Entretiens auprès d'acteurs des réseaux de chaleur

En complément du questionnaire adressé aux usagers, des entretiens ont été réalisés avec divers acteurs des réseaux de chaleur urbains. Des exploitants, des acteurs du logement social, des fédérations de syndicats de l'immobilier et syndicats de copropriété, ainsi que l'ensemble des collectivités concernées par les dix réseaux de chaleur ciblés ont été contactés.

Acteurs sollicités	Canal de prise de contact	Nombre de relances	Réponses
--------------------	---------------------------	--------------------	----------

Exploitants (Engie Solutions ; Dalkia)	Mail	2	1 positive (Engie Solutions)
Associations (USH ; Groupe Action Logement)	Mail	2	1 positive (USH)
Collectivités (Collectivités des 10 RCUs ciblés)	Mail, appels téléphoniques	4	1 positive (Tours métropole)

Parmi ces différents contacts, Engie Solutions, qui développe et exploite des réseaux de chaleur, l'Union Sociale pour l'Habitat (USH), fédération d'associations de bailleurs sociaux, et la Métropole de Tours ont répondu favorablement à nos sollicitations. Un entretien d'une heure a été mené avec chaque acteur. Les conclusions tirées de ces échanges sont présentées ci-dessous.

- **Engie Solutions**

Décomposition du prix de l'abonnement

Le coût de l'abonnement à un réseau de chaleur se divise en deux grandes catégories : une part variable (R1) dépendant de la consommation exprimée en €/MWh et une part fixe (R2), basée sur la puissance souscrite, exprimée en €/kW. R2 comprend plusieurs sous-composantes, dont l'électricité des auxiliaires, la maintenance, le renouvellement des équipements et les investissements (CAPEX). Parmi ces éléments, le CAPEX est la variable la plus sujette aux fluctuations, notamment pour des puissances souscrites élevées.

Indexation et ajustement annuel des tarifs

Les tarifs sont réévalués chaque année selon des formules d'indexation propres à chaque exploitant. R1 est indexé sur le prix de l'énergie, tandis que R2 suit l'inflation. Le CAPEX (R24) est révisé uniquement au moment des travaux pour refléter les évolutions de coûts entre la phase de chiffrage initiale et la mise en œuvre réelle. Après cette révision, il ne varie plus sur toute la durée du contrat.

Subventions

Les subventions jouent un rôle clé dans la structuration économique des projets. Elles proviennent principalement de l'ADEME et du Fonds chaleur, qui adaptent leurs critères chaque année. Le montant des subventions dépend de l'énergie utilisée et de la taille du réseau. Si l'exploitant s'engage sur un montant fixe auprès de la collectivité, il assume la différence en cas de variation ; sinon, l'impact est répercuté sur le prix de la chaleur.

Mix énergétique

Le mix énergétique est contractualisé dès le début du projet et détermine la tarification sans être ajusté à la consommation réelle. L'ADEME contrôle la cohérence entre la part contractuelle d'EnR&R et la consommation effective durant les premières années du contrat (3 à 5 ans). Elle conditionne le versement de la subvention, qui se fait sur les trois premières années (20% / 60% / 20%). En cas de modification significative du réseau pouvant affecter le mix énergétique, l'exploitant peut négocier un avenant avec la collectivité.

Contrôle

L'exploitant doit fournir un rapport annuel à la collectivité, détaillant des indicateurs de suivi définis contractuellement. Ces indicateurs permettent à la collectivité d'évaluer la performance du réseau de chaleur. La gouvernance du projet repose principalement sur ce rapport d'activité, mais la collectivité peut choisir d'établir un comité de pilotage, bien que cela ne soit pas une obligation réglementaire et demeure peu fréquent.

Compétitivité des sources énergétiques

La compétitivité des sources énergétiques dépend de plusieurs facteurs, notamment du prix du combustible et des investissements nécessaires.

Les prix des projets basés sur des pompes à chaleur (PAC) ou la géothermie sont influencés par le coût de l'électricité, avec un tarif R1 autour de 30€/MWh, mais très volatil. À l'inverse, le bois, bien qu'ayant connu une inflation récente, reste une option peu coûteuse et relativement stable (environ 25€/MWh). Les CAPEX sont comparables entre ces différentes sources.

Les réseaux fonctionnant principalement au gaz naturel sont de moins en moins proposés dans les appels d'offres, car les projets à base d'EnR&R sont privilégiés pour obtenir des subventions (nécessitant au moins 65 % d'EnR&R dans le cas de l'ADEME). Le gaz naturel reste plus coûteux que la biomasse, notamment en raison des taxes et des frais d'acheminement, mais il nécessite un investissement initial plus faible. Contrairement à la biomasse, le gaz naturel demande moins d'espace et d'équipements, réduisant ainsi les coûts initiaux. C'est pourquoi il est souvent utilisé comme appoint. Enfin, le biogaz présente un coût R1 plus élevé que la biomasse, mais avec des CAPEX plus faibles, offrant ainsi une alternative intéressante pour certains réseaux.

Raccordement

Le raccordement obligatoire aux réseaux classés permet d'augmenter les volumes de consommation, mais le périmètre imposé par l'ADEME est souvent assez large et peut engendrer des coûts significatifs pour l'exploitant. Pour maintenir l'équilibre économique, des contraintes comme une puissance souscrite minimale ou une distance maximale au réseau sont souvent imposées aux propriétaires et abonnés, permettant parfois de refuser un raccordement. Lorsque le raccordement n'impacte ni le périmètre du réseau ni le mix énergétique, les frais d'extension et de raccordement à la chaufferie sont à la charge de l'utilisateur. En revanche, si des capacités de production supplémentaires sont nécessaires ou si le mix énergétique est modifié, l'exploitant doit négocier un avenant avec la collectivité.

• USH

Les RCUs dans la stratégie de décarbonation de l'USH

Les bailleurs sociaux ont été les premiers à se raccorder aux RCUs. L'USH a intégré ces réseaux dans sa stratégie de décarbonation, aux côtés de l'électricité thermodynamique, pour diversifier les sources d'énergie et optimiser les investissements.

Les RCUs présentent l'avantage de centraliser plusieurs sources renouvelables, ce qui favorise une gestion efficace et durable de la chaleur. Pour mieux comprendre leur déploiement, l'USH a réalisé une étude évaluant les gisements énergétiques, les réseaux existants et les

possibilités d'extension. Cette étude a révélé une répartition inégale des ressources sur le territoire français. Les régions Auvergne-Rhône-Alpes et Île-de-France disposent du plus grand nombre de réseaux, tandis que d'autres zones ont un accès limité aux gisements de chaleur. Il a été estimé que 7 à 12 % du parc de logements sociaux pourraient être raccordés dans des conditions favorables.

La perception des RCU par le secteur du logement social

Les RCU alimentés en EnR&R offrent une stabilité des coûts à long terme une fois l'investissement amorti, ce qui est crucial pour les bailleurs sociaux visant à maintenir des charges maîtrisées pour les ménages précaires. Ils permettent également une réduction du contenu carbone, une amélioration du diagnostic de performance énergétique (DPE) et bénéficient d'une TVA réduite à 5,5 %. De plus, la suppression des chaufferies individuelles facilite l'exploitation.

Cependant, l'obligation de raccordement liée au classement d'un RCU est parfois mal perçue par les bailleurs sociaux, en raison d'un manque de transparence sur la tarification (notamment sur la répartition entre la part fixe et la part variable), d'une perte de maîtrise sur le choix du fournisseur d'énergie et du coût parfois élevé du raccordement. La complexité administrative et les coûts liés aux études sont aussi des freins.

Du point de vue des utilisateurs, le raccordement à un RCU est souvent associé à une hausse des charges, renforcée par le manque de clarté sur la répartition des coûts entre abonnés, propriétaires et usagers. Par ailleurs, la diminution des charges après rénovation énergétique et raccordement est parfois inférieure aux attentes, notamment à cause de l'inflation. La tarification des réseaux majoritairement EnR&R basée sur une part contractuelle d'énergie et non sur la consommation réelle peut également semer la confusion.

La compétitivité du coût de la chaleur dépend de plusieurs facteurs, comme le type de chauffage initial du logement (collectif ou individuel), les sources d'énergie du réseau et leur part d'EnR&R. Dans les logements disposant déjà d'un chauffage collectif, un raccordement à un RCU doit être accompagné d'une rénovation énergétique pour assurer une réduction des charges. Enfin, ce raccordement est peu pertinent économiquement si le logement est déjà alimenté par une source de chaleur bas-carbone comme la biomasse ou le biogaz.

- **Tours Métropole**

Les origines des RCU à Tours

L'essor des réseaux de chaleur à Tours a été motivé par la volonté de décarboner rapidement la consommation énergétique, avec des opportunités comme la construction d'un nouvel hôpital nécessitant un apport thermique conséquent. La métropole a étudié les sources disponibles et a choisi de remplacer le gaz historique par la biomasse et la récupération de chaleur pour favoriser les énergies renouvelables. L'argument économique a également pesé : les RCU stabilisent les prix, un avantage qui a gagné en importance après la crise énergétique, incitant davantage de copropriétés à se raccorder.

Prix et compétitivité avec les autres solutions de chauffage

Malgré le retour récent à des prix du gaz plus standards, les RCU restent compétitifs grâce aux aides financières, qui permettent d'afficher un prix moyen de la chaleur plus attractif que

celui du gaz. À l'origine, le prix du gaz était inférieur aux réseaux de chaleur, mais il est aujourd'hui légèrement plus élevé que la moyenne des cinq réseaux en activité sur le territoire.

Les prix des réseaux de chaleur varient en fonction de leur historique et de leur configuration. En moyenne, le tarif appliqué aux propriétaires oscille entre 120€/MWh et 130€/MWh, avec certains réseaux pouvant descendre sous la barre des 100€/MWh. En comparaison, en 2022 et 2023, certains usagers ont dû payer entre 200€ et 250€/MWh pour le gaz, soulignant l'intérêt économique des RCU.

Le réseau de Joué-lès-Tours a connu un prix particulièrement élevé en 2023 (plus de 200€/MWh) en raison de sa dépendance au gaz, qui représente encore 45 % de son approvisionnement. Des travaux de modernisation sont en cours pour améliorer son efficacité énergétique. La diversité des sources EnR&R explique également les disparités tarifaires : par exemple, le réseau de Riche fonctionne à 50 % avec du biogaz, une source coûteuse qui impacte le prix final.

Financement

Le Fonds chaleur est la principale source de financement des RCU de Tours. Ces dernières années, ses critères d'attribution ont évolué, notamment pour les extensions. Désormais, celles-ci ne doivent pas réduire la part d'énergies renouvelables, ce qui implique souvent l'ajout d'un nouveau moyen de production et des investissements plus importants. Auparavant, les extensions pouvaient être réalisées de manière progressive, en plusieurs petites étapes.

Source d'énergie

Les nouveaux réseaux de Tours sont principalement alimentés en biomasse, dont la disponibilité est importante dans la région et économique. Depuis trois ou quatre ans, la métropole prend également en compte les enjeux de biodiversité liés à la gestion des forêts, qui n'ont pas toujours le temps de se régénérer, et investiguent d'autres sources énergétiques pour les futurs projets, notamment de la géothermie. La Métropole a lancé des études en ce sens en 2020 mais envisage également les sources de chaleur fatale, avec de la biomasse en appoint.

Concernant l'approvisionnement en biomasse, la Métropole indique n'avoir jamais rencontré de problème de disponibilité ou de prix. La principale préoccupation réside dans l'état des forêts et leur capacité de régénération. Les contrats signés par les prestataires stipulent par ailleurs un périmètre maximal de 100 km pour la provenance de la biomasse. La Métropole impose également le recours à des Labels garantissant une gestion des forêts respectueuse de l'environnement, et a adopté la charte Bois et Energie de France Nature Environnement. La Métropole a néanmoins fait face à une première polémique – une coupe rase illégale qui a fourni une de ses chaufferies – en 2025²⁴.

La gestion en DSP

²⁴ <https://www.francebleu.fr/du-bois-coupe-sans-autorisation-et-livre-dans-une-chaufferie-de-la-metropole-de-tours-on-vous-explique-cette-polemique-1635814>

La Métropole a historiquement privilégié la gestion, y compris pour le réseau Sud lancé en 2022. Ce choix repose d'abord sur les compétences techniques et humaines des sociétés privées. Ensuite, l'ampleur de l'investissement initial – à titre d'exemple, Tours-Sud a représenté 90 millions d'euros – rend difficile le financement des nouveaux réseaux sans l'appui d'acteurs privés.

Si la gestion en DSP apparaît plus pertinente pour la Métropole de Tours en début d'exploitation, la collectivité étudie la possibilité de réinternaliser une partie des réseaux lors des renouvellements. En effet, lorsqu'un besoin de modernisation apparaît alors qu'il reste moins de 8 ans de contrat, il est difficile de trouver un modèle économique viable pour justifier les investissements. Cette contrainte pousse certains exploitants, renforçant la réflexion sur l'internalisation progressive des RCUs.

Les contrôles du contrat d'exploitation

Le contrôle des délégataires est effectué par un agent, qui a la charge d'un gros et d'un petit réseau. Les agents ont également le support d'une Assistance à la Maîtrise d'Ouvrage (AMO) qui apporte une expertise complémentaire. Des réunions et des échanges ont lieu régulièrement avec le délégataire et dès qu'il y a un problème sur le réseau, des procédures permettent que les agents soient au courant rapidement.

Les agents suivent de près l'évolution des prix et analysent en détail les formules de calcul des abonnements. La Métropole intervient pour négocier des avenants lorsque les tarifs sont jugés défavorables. L'AMO joue un rôle clé dans cet accompagnement, tandis que les syndicats de copropriété, les gestionnaires de patrimoine et les bailleurs acquièrent progressivement une meilleure maîtrise du sujet.

La fréquence des contrôles varie selon les phases du projet, pouvant être hebdomadaire lors des travaux. Des instances de concertation avec les usagers sont également organisées, au moins une fois par an et en cas d'avenant. Ces échanges volontaires facilitent le dialogue entre délégataires et clients du réseau, permettant aux usagers de mieux comprendre les décisions prises et de signaler d'éventuels problèmes. Par exemple, lors d'une hausse des prix de la chaleur, une concertation a permis aux exploitants d'expliquer les formules tarifaires, apaisant ainsi les tensions.

Les perspectives de développement

L'objectif est d'atteindre 90% de couverture avec les développements futurs et les nouveaux réseaux, visant principalement les copropriétés. Avec un prix de raccordement d'au moins 5 000€ et 1 000€ le mètre linéaire, le raccordement des habitations individuelles n'a d'intérêt que si l'usager est situé au bord du tracé. La Métropole étudie également la possibilité d'avoir un prix de la chaleur unique des groupements de gros réseaux et de petits réseaux des plus petites communes. Sans cela, économiquement, ces réseaux ne pourraient pas voir le jour (pas assez d'usagers raccordés par rapport à l'investissement), le prix de la chaleur n'étant pas compétitif par rapport à d'autres sources d'énergie plus conventionnelles.

La métropole de Tours avait mis en place une politique exemptant les primo-raccordés du coût de raccordement, représentant 250 000€, amortis en quatre ans. Aujourd'hui, un grand nombre de copropriétés ont demandé leur raccordement, menant à la création d'une liste d'attente. Leur raccordement peut prendre du temps et dépend du dimensionnement initial du réseau et de la disponibilité de la ressource renouvelable.

Lorsque nécessaire, l'intégration de nouvelles énergies renouvelables peut être difficile à négocier (cf. remarque sur les investissements dans les réseaux approchant la fin de contrat de DSP). Une solution envisagée est la prolongation des contrats, bien qu'elle puisse nuire à la mise en concurrence. Une autre option serait d'introduire une valeur résiduelle prise en charge par le prochain délégataire, une approche qui ne fait pas consensus parmi les élus.