



Rapport de recherche

2020

Open Access

This version of the publication is provided by the author(s) and made available in accordance with the copyright holder(s).

Éléments de réflexions pour la conception d'une gouvernance et surveillance des réseaux de chaleur à distance à Genève

Romano, Elliot; Hollmuller, Pierre; Faessler, Jérôme

How to cite

ROMANO, Elliot, HOLLMULLER, Pierre, FAESSLER, Jérôme. Éléments de réflexions pour la conception d'une gouvernance et surveillance des réseaux de chaleur à distance à Genève. 2020

This publication URL: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:136516>



**UNIVERSITÉ
DE GENÈVE**

Éléments de réflexions pour la conception d'une gouvernance et surveillance des réseaux de chaleur à distance à Genève

Rapport public

E. Romano, P. Hollmuller
Université de Genève

Avec la participation de
J. Faessler
Hydro-Géo Environnement

Juin 2020

Mandat de l'Office cantonal de l'énergie



REPUBLIQUE
ET CANTON
DE GENEVE

POST TENEBRAS LUX

Résumé

Contexte

A Genève, la consommation d'énergie thermique est estimée à 5'400 GWh. Les chaudières à gaz et à mazout, qui représentent un volume de plus de 80% du marché de la thermique, sont une des sources majeures des émissions directes de CO₂ du canton. Elles sont généralement issues d'un stock important de bâtiments peu performants nécessitant une rénovation dans les prochaines décennies. En plus de la nécessaire rénovation du parc bâti, un important potentiel de valorisation des énergies renouvelables existe sur l'agglomération genevoise. Cependant, une grande partie de ce potentiel (géothermie moyenne ou grande profondeur, rejets thermiques, bois-déchets, etc...) ne pourra être mobilisé qu'à l'aide de réseaux de chaleur qui permettent une mutualisation des investissements et une optimisation de la valorisation des énergies renouvelables.

Le développement de tels réseaux de chaleur devra permettre :

- la récupération et le recyclage d'une partie des rejets de chaleur générés par le système énergétique;
- la valorisation de ressources énergétiques renouvelables en substitution aux énergies fossiles

Problématique

A l'instar d'autres industries en réseaux, les réseaux de chaleur sont caractérisés par différentes activités le long de leur chaîne de valeur. La production de chaleur, en amont, est distribuée au travers de réseaux, constitutifs d'une ressource essentielle en monopole naturel, vers les clients finaux situés à l'aval de la chaîne de valeur. Lorsqu'une même et seule entreprise exerce différents rôles au sein d'une structure monopolistique verticalement intégré, cela peut représenter des risques pour les clients raccordés, ainsi que pour les collectivités concédantes du domaine public (prix élevés, conflits d'intérêts, inefficience économique par rapport à l'optimum collectif).

Confrontés à ce type de questionnement, les autorités cantonales recherchent des modèles de régulation qui permettent de réduire les potentiels conflits d'intérêts et d'encadrer la tarification client.

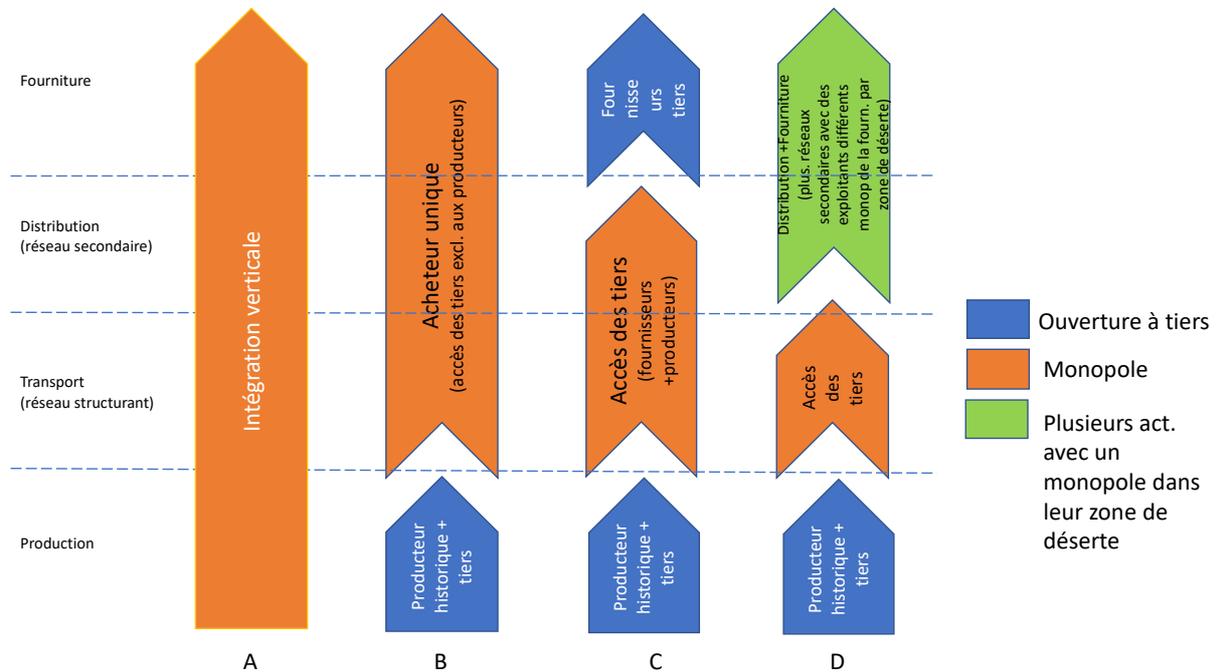
Afin de répondre à ces questions, cette étude examine :

- différents modèles d'organisation des activités inhérentes aux réseaux de chaleur ;
- les éléments constitutifs d'une régulation des coûts et des tarifs de vente de la chaleur ;
- un état des lieux de la régulation dans différents pays où les réseaux sont fortement développés ou en pleine expansion.

Modes d'organisation des activités des réseaux de chaleur

Dans les années 1990, le développement de la recherche en économie des réseaux a offert un cadre commun pour analyser l'ensemble des industries de réseaux comme l'énergie, les transports et les télécoms. L'approche en question repose sur une vision verticale, de l'amont à l'aval, des différentes activités de la chaîne de valeur. Ainsi, les infrastructures essentielles sont dissociées de la production et fourniture de services. Cela permet d'examiner les propriétés économiques (notamment l'existence ou non d'économies d'échelle) de chacune des activités, pour en déduire la structure de marché (monopole, concurrence limitée, ouverte...) et les aspects réglementaires spécifiques nécessaires à chacune d'entre elles.

Dans un schéma d'intégration verticale (modèle A), un acteur unique en monopole est présent sur toutes les activités de la chaîne de valeur. L'avantage de cette structure est la minimisation des coûts nécessaires à la coordination des activités entre-elles. Elle présente une limitation quant à l'intégration de production de chaleur de tiers, notamment de rejets de chaleur. Une seule entreprise assume seule les risques et les investissements dans les infrastructures.



Le schéma avec un accès des producteurs tiers (modèle B) facilite l'intégration de sources de production dans les réseaux. Néanmoins, dans ce cas, les installations de production et de transport de l'acteur intégré sont soumises à un risque-volume en raison de l'injection de chaleur par des producteurs tiers sur les réseaux de distribution situés en aval des réseaux structurants. Dès lors, ce risque peut être source d'éventuels conflits d'intérêt susceptible de freiner l'intégration de la production de tiers au réseau. L'accès des tiers doit être accompagné d'une régulation visant à limiter ces conflits.

Un schéma d'organisation avec un accès complet des tiers (modèle C) permet à des acteurs indépendants des gestionnaires du réseau d'intégrer le marché. Un tel marché est composé de producteurs indépendants, de fournisseurs, ou d'acteurs cumulant ces deux rôles. Ce modèle d'organisation des activités vise à favoriser la concurrence dans la production et la fourniture de chaleur par un dégroupage des différentes activités, et réduit le besoin de régulation dans ces activités. Chaque client dispose ainsi d'un accès au fournisseur de son choix. Néanmoins, les coûts transactionnels pour ce type de modèle s'avèrent très élevés, et peuvent excéder les bénéfices engendrés par l'intégration, notamment sur les marchés de petite taille.

Finalement (modèle D) les activités de distribution et de fourniture peuvent être regroupées au sein d'une même entreprise de distribution, disposant d'une exclusivité de fourniture sur sa zone de déserte du réseau secondaire, et pouvant accéder à la chaleur produite par les unités de production sur les réseaux de transport. Pour le raccordement de ces réseaux secondaires aux réseaux structurants, il est usuel de mener une analyse des coûts-bénéfices pour la collectivité, afin d'examiner les avantages du raccordement du réseau secondaire au réseau amont.

Le tableau suivant synthétise les avantages (en bleu) et inconvénients (en rouge) des différents modèles d'organisation des activités au regard des critères suivants :

- Intégration de production tiers

- Intégration de réseaux tiers
- Aspects économiques
- Besoin de régulation
- Coûts et prix

Les informations en noire soulignent des éléments contextuels.

Modèle	Intégration de producteurs tiers.	Intégration de réseaux tiers	Aspects économiques	Régulation	Coûts et prix
Intégration verticale	Pas d'intégration d'acteurs tiers (ex. rejets de chaleur de l'industrie ou des data center, géothermie) Meilleure coordination des acteurs, notamment entre les grands producteurs et les réseaux	Pas d'intégration de réseaux tiers en aval du réseau structurant	Frais transactionnel limité 1 seul acteur supporte l'ensemble des investissements.	Risque de subventions croisées des activités.	Risque de coûts élevés et de prix élevés en cas d'absence de régulation
Accès de tiers à la production avec acheteur unique	Possibilité Intégration dans les réseaux amonts et les réseaux en aval. Acteur historique exposé à des risques en raison des investissements réalisés par des producteurs indépendants (source de conflits d'intérêts pour l'accès au réseau)	Pas d'intégration de réseaux tiers en aval du réseau structurant	Diversification des risques entre plusieurs acteurs	Séparation des activités afin de limiter les distorsions de concurrence Définition d'une régulation des coûts d'achats d'énergie et du prix de fourniture	Réduction des coûts d'achats de l'énergie (enchères, tarif de rachat régulé,...)
Accès des tiers dans la production et fourniture	Modèle approprié pour des fournisseurs et producteurs juridiquement distincts.	Activités en monopole naturel (transport et distribution) indépendantes des activités de production et de fourniture (chinese walls)	Inadapté aux marchés d'une taille réduite (ex. Copenhague, 5TWh), en raison des coûts transactionnels (plateforme de marchés).	Régulation faible sur les activités de fourniture et de d'énergie → cout de la régulation limitée	Signal prix → investissements optimaux dans les activités de production d'un point de vue économique et environ.
Accès des tiers avec monopole de fourniture sur zone de déserte	Possibilité d'intégration dans les réseaux amonts et les réseaux en aval. Acteur intégré exposé à des risques en raison des investissements réalisés par des producteurs indépendants (conflits d'intérêts)	Possibilité de raccordement de réseaux de distribution tiers au réseau structurant (valorisation additionnelle de la production) sous réserve d'une analyse coût-bénéfice pour la collectivité	Diversification des risques entre plusieurs acteurs Coûts transactionnels limités	Régulation des activités de transport et de distribution Régulation de l'activité de fourniture d'énergie avec des benchmark des coûts et prix des différents réseaux	Possibilité pour les réseaux de distribution de s'approvisionner auprès de producteurs diffés. → réduction des coûts d'achat.

Coûts et tarification

En principe, la tarification de la chaleur pour le client correspond à l'empilement des coûts des différentes activités. Il est nécessaire et suffisant de déterminer isolément les règles de la tarification pour les prestations rendues par les différentes activités.

Le besoin de régulation des coûts de la production est dépendant du modèle choisi d'accès des tiers. Une régulation des coûts et des recettes liées à la production s'avère indispensable si le modèle choisi restreint la concurrence en amont (production) ou en aval (fourniture). Lorsque l'une de ces activités se trouve en monopole une régulation permettant la protection des consommateurs est requise.

Dans ces cas, la tarification de l'activité de production doit permettre le recouvrement des coûts et inciter les acteurs à investir dans les technologies les plus efficaces, de manière à atteindre l'optimalité du mix de production. Dans le cas d'une entreprise en monopole verticalement intégrée, le tarif de vente de la chaleur devrait s'aligner sur les coûts résultant d'un mix optimal de production (sous contrainte environnementale). Dans les modèles d'accès des tiers avec acheteur unique (ou zone de déserte), la régulation des coûts d'approvisionnement supportés par l'acheteur unique inclut les coûts d'acquisition de la chaleur à des tiers ainsi que les coûts de la production propre. L'acquisition de la chaleur aux tiers peut être définie selon un mécanisme (enchères, tarifs de reprise, ...) qui permet d'atteindre, ou à défaut, de se rapprocher de l'objectif défini par une planification omnisciente.

Les activités en monopole naturel (transport et distribution) nécessitent une régulation de leurs coûts. Celle-ci requiert la définition des coûts autorisés (assiette des coûts). La détermination de ceux-ci doit

notamment inclure des éléments sur la durée de vie des actifs, la méthode de constitution de la base d'actifs régulés (valeur à neuf, valeur de remplacement, valeur synthétique,...), le coût pondéré approprié pour la rémunération des d'actifs (CMPC ou WACC en anglais), ainsi qu'une éventuelle méthodologie d'adaptation de celui-ci. En raison des risques liés à un tel modèle de régulation cost-plus, un contrôle budgétaire et une validation régulière par une instance indépendante devrait être mise en place. Ainsi, il convient d'instaurer une procédure récurrente de contrôle des coûts et des recettes, effectuées par une instance indépendante. Il est recommandé que cette instance dispose d'une connaissance du secteur d'activité, notamment en raison des éventuelles questions que soulèverait l'accès des tiers. Les principes d'amélioration de la gestion des coûts doivent être établies, puis révisés régulièrement.

Afin d'assurer l'acteur régulé contre les éventuels risques volumes, tels que les aléas auquel il peut être confrontés, et pour lesquels il n'a que peu d'influence (ex. risques climatiques), il convient de définir les règles de compensation. Ayant peu d'emprise sur ces risques, l'entreprise régulée ne doit pas être pénalisée. La limitation d'un tel risque peut notamment reposer sur un compte de régularisation des charges et des produits, à l'instar de ce qui se définit dans les autres industries en réseau.

La tarification peut également répondre à certains objectifs d'efficacité économique, notamment en vue d'inciter à des comportements vertueux de consommation et donner les bons signaux aux investissements. Cet enjeu est généralement obtenu à l'aide des structures tarifaires.

En cas de monopole de l'activité de fourniture et afin d'éviter les éventuels effets d'aubaine induits par une marge proportionnelle au prix de vente, nous suggérons le suivi d'une marge tolérée maximale par raccordement ou destinataire de facture (CHF/raccordement ou CHF/destinataire). Un tel encadrement de la marge permet de promouvoir la transition énergétique, car le bénéfice autorisé du fournisseur, calculé comme le produit de la marge tolérée et du nombre de bâtiments, ne peut s'accroître qu'en fonction du nombre de nouveaux raccordements au réseau structurant.

État des lieux à l'étranger

Si les marchés thermiques danois et suédois présentent une forte pénétration des réseaux de chaleur, ils se différencient par le cadre réglementaire qui entoure ces réseaux. Sur le marché danois, la production est en concurrence. Dès lors la régulation des coûts se limite aux activités de transport, distribution, et fourniture. Cette régulation est mise en application par un régulateur dédié. A l'inverse, le marché Suédois fait l'objet d'une surveillance allégée, malgré une augmentation des tarifs de fourniture de chaleur lors de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. Cette surveillance allégée est possible en raison de prix de la chaleur à distance inférieurs à ceux des autres pays.

Aux Pays-Bas, les réseaux de chaleur font face à la concurrence des énergies fossiles (gaz naturel). La régulation impose un prix de fourniture de chaleur par les réseaux plus avantageux que celui de l'énergie alternative (gaz naturel). Le marché du gaz naturel est ouvert à la concurrence, et induit une pression sur les tarifs des réseaux de gaz naturel. Les deux marchés se différencient par les acteurs présents. Seuls deux d'entre eux sont présents à la fois sur le marché du gaz, et des réseaux de chaleur.

En France, la tarification de la fourniture de chaleur par les réseaux fait l'objet d'une réglementation spécifique. Les réseaux de chaleur assurent le plus souvent les deux fonctions de production et de distribution. Les achats de combustibles s'effectuent selon le principe de l'acheteur unique.

Ces pays européens ont transposé, ou devront prochainement transposer dans les législations nationales la directive européenne (Directive EU 2018/2001), qui prévoit l'accès de producteurs tiers aux réseaux de chaleur (obligation de reprise de la chaleur résiduelle et renouvelable).

En Suisse, les réseaux de chaleur ne sont pas régis par une réglementation fédérale. Les droits de concession sur les réseaux de chauffage à distance sont usuellement détenus par les communes. La planification énergétique territoriale reste une compétence des cantons et des communes.

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Contexte.....	1
1.2	Objectif et structure de l'étude	1
2	Réseaux de chaleur : définitions et fondamentaux	2
2.1	Eléments de définition.....	2
2.2	Positionnement et rôle dans le système énergétique	3
2.3	Compétitivité des réseaux de chaleur	3
2.4	Régimes de propriété-gestion.....	4
3	Les réseaux de chaleurs à Genève	5
3.1	Contexte thermique genevois.....	5
3.2	Statistiques des réseaux de chaleur genevois	7
3.3	Potentiel de déploiement des réseaux de chaleur à Genève	8
3.4	Plan Directeur des énergies de réseau (PDER).....	11
4	Industries en réseaux et régulation économique	13
4.1	Concurrence, monopole et régulation économique.....	13
4.2	Industries de réseaux.....	14
4.3	Régulation économique des industries de réseaux	14
5	L'industrie des réseaux de chaleur CAD.....	17
5.1	Spécificité des réseaux thermiques par rapport à d'autres industrie de réseau	17
5.2	Les composants de la chaîne de valeur des réseaux de chaleur.....	18
6	Modèle d'organisation des réseaux de chaleur	19
6.1	Périmètre d'application de la régulation	19
6.2	Réseau de chaleur et monopole naturel.....	19
6.3	Production et accès de tiers au réseau.....	20
6.4	Organisation de la chaîne de valeur et accès de tiers.....	20
	Intégration verticale (modèle A).....	20
	Accès des tiers à l'activité de production (modèle B).....	21
	Accès des tiers à l'activité de production et de fourniture (modèle C)	23
	Accès des tiers à l'activité de production et de fourniture avec exclusivité sur zone de desserte (modèle D)	24
	Accès au tiers et taille de marché	24
6.5	Synthèse.....	25
7	Régulation des coûts et des tarifs des CAD.....	27
7.1	Les coûts des CAD	27
7.2	Régulation des coûts des réseaux.....	27

	Régulation cost-plus ou incitative.....	27
	Coûts autorisés	28
7.3	Régulation des coûts de production de la chaleur.....	29
	Mix de production optimal	29
	Ordre de mérite vs ordre de préférence	30
	Schémas de régulation de l'activité de production	31
7.4	Régulation des tarifs	34
	Part réseau.....	34
	Part énergie	35
	Part fourniture	36
	Structure tarifaire : parts fixes et variables	36
	Compte de régularisation des charges et produits.....	37
	Tarifcation incitative (price-cap).....	37
7.5	Synthèse sur la tarifcation	38
8	Modes de régulation des réseaux de chaleur en Europe.....	40
8.1	Commission Européenne	40
8.2	Danemark.....	41
	Historique	41
	Structure du marché de la thermique	41
	Planification énergétique territoriale	42
	Structure organisationnelle	42
	Accès des tiers au réseau de chaleur	43
	Régulation des coûts.....	44
	Régulation des tarifs	44
8.3	Suède	45
	Historique	45
	Structure du marché de la thermique	45
	Planification énergétique territoriale	46
	Structure organisationnelle	46
	Accès des tiers au réseau de chaleur	47
	Régulation des coûts.....	47
	Régulation des tarifs	47
8.4	Pays-Bas	47
	Historique	47
	Structure du marché de la thermique	48
	Planification énergétique territoriale	48

Structure organisationnelle	49
Accès des tiers au réseau de chaleur	49
Régulation des coûts.....	50
Régulation des tarifs	50
8.5 France	50
Historique	50
Structure du marché de la thermique	50
Planification énergétique territoriale	51
Structure organisationnelle	52
Accès des tiers au réseau de chaleur	52
Régulation des coûts.....	52
Régulation des tarifs	53
8.6 Suisse	53
Historique	53
Structure du marché de la thermique	54
Planification énergétique territoriale	54
Structure organisationnelle	55
Accès des tiers au réseau de chaleur	56
Régulation des coûts.....	56
Régulation des tarifs	56
8.7 Synthèse sur la régulation des réseaux de chaleur en Europe	58
Structure du marché de la thermique	59
Planification énergétique territoriale	59
Structure organisationnelle	60
Accès des tiers au réseau de chaleur	61
Régulation des coûts.....	61
Régulation des tarifs	61
Bibliographie.....	62

1 Introduction

1.1 Contexte

Dans le cadre des objectifs de la politique énergétique cantonale genevoise, les réseaux de chaleur à distance sont appelés à être développés de façon importante, afin de participer à l'intégration massive des énergies renouvelables ou de récupération (EnR&R) dans le mix de chaleur du Canton. Cela est particulièrement le cas des grands réseaux structurants, qui permettront de relier les ressources de chaleur localisées et de grande puissance (usine de traitement des déchets, géothermie de moyenne profondeur, lac, STEP, ...) à une multitude de consommateurs de chaleur disséminés sur le territoire. Etant donné leur taille, ces réseaux structurants sont appelés à être développés par de grandes structures industrielles (en particulier les SIG), sous concession de l'Etat.

A l'instar d'autres industries, celle des réseaux de chaleur est intégrée verticalement. La production de chaleur, en amont de la chaîne de valeur, est distribuée au travers de réseaux vers les clients finaux situés à l'aval de la chaîne de valeur. Selon les pays, différentes formes d'organisation de ces activités sont rencontrées. Bien souvent cependant, une même et seule entreprise exerce différents rôles au sein d'une structure monopolistique verticalement intégrée. Or une telle organisation peut représenter des risques pour les clients raccordés et les collectivités concédantes du domaine public associées à de tels projets (prix élevés, conflits d'intérêts, inefficience économique par rapport à l'optimum collectif).

Confrontés à l'émergence de ce type de questionnement lors de l'audit du réseau CADIOM, la Cour des Comptes a récemment émis des recommandations afin que les autorités cantonales se penchent sur cette problématique, et recherchent des modes d'organisation visant à définir une politique de gouvernance et surveillance des énergies thermiques de réseaux qui permette de réduire les potentiels conflits d'intérêts et d'encadrer la tarification client.

1.2 Objectif et structure de l'étude

Pour répondre aux questionnements ci-dessus, l'Office Cantonal de l'Énergie a contacté l'Université de Genève, afin de l'aider à définir une politique de gouvernance et surveillance des énergies thermiques de réseau sous concession de l'Etat, en lien avec le plan de développement des énergies de réseau (PDER).

A ce stade, cette étude a été réalisée sans concertation des SIG ni d'autres parties concernées (communes, milieux immobiliers, représentants des locataires, ...). Les réflexions qui en découlent devraient servir de base à une concertation élargie.

L'étude est structurée comme suit :

- Un rappel de quelques définitions et fondamentaux des réseaux de chaleur (chapitre 2).
- Une description du marché de la thermique genevois et du développement des réseaux de chaleur dans le canton (chapitre 3)
- Un rappel des concepts généraux propres aux industries de réseau et à leur régulation économique (chapitre 4).
- Une analyse des éléments déterminants liés à une régulation des réseaux de chaleur. Il s'agit notamment de l'organisation des différentes activités de la chaîne de valeur de ces réseaux (chapitre 5), de la régulation de leurs coûts (chapitre 6), ainsi que des règles de tarification qui y sont associés (chapitre 7).
- Une analyse du degré d'application de ces concepts dans divers pays européens (chapitre 8).

2 Réseaux de chaleur : définitions et fondamentaux

Ce chapitre reprend des éléments de la thèse de M. Quiquerez sur les réseaux de chaleur à Genève, réalisée entre 2012 et 2017 à l'Université de Genève (Quiquerez 2017).

2.1 Eléments de définition

Un réseau de chaleur, "district heating" en anglais, désigne un système d'approvisionnement en chaleur de quartiers ou de villes basé sur un réseau dont la fonction est de déplacer de la chaleur d'un endroit où elle est disponible ou produite vers des sites de consommation, généralement pour le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude sanitaire (ECS) dans les secteurs résidentiel, industriel ou des services (Frederiksen and Werner 2013).

Un réseau de chaleur, considéré en tant que système, est physiquement constitué de trois composants techniques fondamentaux :

- **un ou plusieurs sites de production** où de la chaleur est produite à partir de différentes sources d'énergie, puis transférée à un fluide caloporteur, généralement de l'eau ;
- **un réseau de canalisations** dans lesquelles le fluide caloporteur est mis en mouvement grâce à des pompes de circulation. Ce réseau est le plus souvent constitué de deux conduites, une aller et une retour : la première transporte l'eau chauffée par les sites de production jusqu'aux consommateurs, la seconde ramène l'eau qui a cédé ses calories aux consommateurs vers les sites de production où elle est à nouveau réchauffée ;
- **plusieurs sous-stations (SST)** qui font l'interface entre le réseau de chaleur et les systèmes de distribution de chaleur dans les bâtiments. Généralement, une SST est équipée d'un échangeur de chaleur permettant le transfert des calories du réseau primaire vers le réseau de distribution interne du bâtiment (réseau secondaire), lequel alimente ensuite les radiateurs et les ballons accumulateurs pour la préparation de l'ECS.

*Les réseaux de chaleur font partie d'une famille plus large : les réseaux thermiques. Ceux-ci englobent, outre les réseaux de chaleur, les réseaux de froid ("district cooling" en anglais) et les réseaux d'eau tempérée, également appelés réseaux d'anergie ou encore réseaux de chaleur à très basse température ("cold district heating" en anglais). Au niveau international, **on distingue les réseaux de chaleur de ces derniers par leur capacité à satisfaire directement les besoins de chaleur des consommateurs, sans recours à des systèmes de production décentralisés dans les bâtiments pour surélever la température (Averfalk, Werner et al. 2017).***

*Outre les aspects techniques énoncés, **un réseau de chaleur est généralement considéré comme tel lorsqu'il met en relation un vendeur de chaleur (maître d'ouvrage du réseau de chaleur) et plusieurs acheteurs tiers.** Dans ce sens, un réseau d'eau chaude mettant en relation quelques bâtiments d'une même entité est alors qualifié de réseau technique, non de réseau de chaleur*

2.2 Positionnement et rôle dans le système énergétique

Dans l'optique de décarboner le système énergétique et d'améliorer son efficacité globale, l'idée fondamentale qui sous-tend le développement des réseaux de chaleur est de permettre :

- **la récupération et le recyclage d'une partie des rejets de chaleur** générés par le système énergétique;
- **la valorisation de ressources énergétiques renouvelables** en substitution aux énergies fossiles

Les réseaux de chaleur offrent en effet l'avantage de pouvoir lever des contraintes techniques, environnementales ou économiques qui limitent ou empêchent la valorisation de certaines sources de chaleur renouvelables ou de récupération :

- **contraintes techniques** : bien que présentes sur un territoire, certaines sources de chaleur ne se situent pas directement sur les lieux de consommation. C'est par exemple souvent le cas des rejets de chaleur produits par les usines d'incinération, les centrales thermiques ou certaines industries. Ces sources de chaleur, parfois importantes quantitativement, nécessitent donc des réseaux plus ou moins étendus pour être valorisées du mieux que possible.
- **contraintes environnementales** : l'utilisation de certains combustibles renouvelables dans des chaudières individuelles peut être limitée dans les zones urbaines denses à cause de problèmes liés à la qualité de l'air notamment. Grâce à la centralisation de la production de chaleur et son découplage spatial des lieux de consommation, les réseaux de chaleur permettent parfois de lever cette contrainte.
- **contraintes économiques** : en mutualisant les infrastructures de production de chaleur, les réseaux permettent de réaliser des économies d'échelle et de profiter de l'effet de foisonnement de la demande pour réduire les coûts de production. Par ailleurs, dans la mesure où la demande de chaleur se caractérise par une forte variation saisonnière liée au climat, la possibilité de combiner avec flexibilité différentes sources d'approvisionnement sur un réseau permet d'intégrer de façon efficace certaines unités de production caractérisées par des coûts d'investissement importants.

Une fois dimensionnées et connectées à un réseau, la hiérarchisation des différentes unités de production engagées pour répondre à la demande peut suivre des logiques économique, énergétique et écologique qui généralement vont de pair. Les critères de hiérarchisation sont souvent basés sur le coût marginal du kWh produit (logique économique), mais cet ordre de mérite peut également être influencé par des critères de "stockabilité" (logique énergétique et économique) et d'impacts sur l'environnement (logique écologique).

D'un point de vue de la collectivité, la hiérarchisation des sources d'approvisionnement qui alimentent un réseau devrait généralement suivre l'ordre suivant :

- les rejets de chaleur de toute façon produits indépendamment de la demande de chaleur, qu'ils proviennent à l'origine de sources d'énergies primaires fossiles ou renouvelables ;
- les sources d'énergies primaires renouvelables ;
- les sources d'énergies primaires fossiles.

2.3 Compétitivité des réseaux de chaleur

Face à la concurrence des systèmes de production de chaleur alternatifs, la compétitivité des réseaux de chaleur est renforcée si :

- Les **coûts de production sont suffisamment faibles** pour compenser les coûts de distribution inhérents aux réseaux de chaleur ;
- La **densité de raccordement est suffisamment importante** pour limiter les coûts de distribution.

En ce qui concerne les coûts de distribution, le paramètre clé est la densité thermique linéaire, autrement dit le nombre de kWh distribués annuellement par mètre linéaire de réseau. Pour un réseau donné, les coûts de distribution unitaires (CHF/kWh) sont ainsi inversement proportionnels à la densité linéaire (Persson and Werner 2011, Nussbaumer and Thalmann 2014). (...) A noter toutefois que des réseaux de chaleur peuvent être compétitifs dans des zones à faible densité, notamment lorsqu'ils sont approvisionnés par des ressources de chaleur très bon marché et que les pertes de distribution, elles aussi dépendantes de la densité thermique linéaire, sont maîtrisées (Zinko, Bøhm et al. 2008). A l'inverse, dans certaines zones très denses comme les hypercentres urbains, l'encombrement du sous-sol peut avoir pour effet d'augmenter les coûts de distribution (travaux de génie civil plus compliqués) (Quiquerez 2017).

2.4 Régimes de propriété-gestion

Le caractère intrinsèquement local des réseaux de chaleur implique qu'à l'origine, ceux-ci ont souvent été le fruit d'initiatives locales de la part des collectivités et des municipalités, dont le but était d'exploiter des synergies entre les besoins de chaleur et les sources de chaleur disponibles sur leur territoire (Aronsson and Hellmer 2009). On retrouve donc beaucoup de réseaux de chaleur en mains publiques, soit de façon directe en mains des administrations publiques, soit de façon indirecte en mains de compagnies de services publics dont les actionnaires sont les collectivités.

On rencontre également des réseaux de chaleur caractérisés par des régimes de propriété-gestion 100% privé, que ce soit via des entreprises entièrement privées ou via des usagers regroupés sous la forme d'associations ou de coopératives.

Outre ces régimes de propriété-gestion, il existe aussi des modèles mixtes avec une participation plus ou moins grande d'acteurs privés. Cette participation peut prendre différentes formes : (...) contrat de sous-traitance, concession, privatisation de la production uniquement, société à capital mixte public-privé, régimes de propriété gestion 100% privés, etc...

3 Les réseaux de chaleurs à Genève

3.1 Contexte thermique genevois

A Genève, la consommation d'énergie thermique genevoise est estimée à 5'400 GWh pour 2017, selon la répartition suivante (Figure 1). Ces données ne sont pas corrigées climatiquement car l'année 2017 est très proche de l'année météorologique standard. L'écrasante majorité de l'énergie thermique consommée sur le canton est d'origine fossile, avec depuis 2010 une stabilisation de la consommation de gaz et une diminution régulière du mazout. Les réseaux de chaleur¹ représentent environ 10-11% de l'énergie thermique vendue sur le Canton en 2017.

Sur le marché du gaz, qui représente un volume de près de 60% du marché de la thermique, l'entreprise autonome publique SIG détient aujourd'hui le monopole sur l'approvisionnement des consommateurs utilisant le gaz à des fins de chauffage. Ces prochaines années, cette situation pourrait être modifiée avec la mise en place de la loi fédérale sur l'approvisionnement du gaz (LApGaz). La nouvelle loi, en consultation jusqu'en février 2020, pourrait prévoir que tous les consommateurs dont la consommation est supérieure à 100 MWh/an puisse librement choisir leur fournisseur de gaz².

La majorité des émissions directes de CO₂ du canton proviennent de la consommation thermique des bâtiments, encore majoritairement alimenté par des énergies fossiles. Un stock important de bâtiments peu performants doit être rénové dans les prochaines décennies (Khoury 2014). En plus de la nécessaire rénovation du parc bâti, un important potentiel de valorisation des énergies renouvelables existe sur l'agglomération genevoise (Faessler 2011). Cependant, une grande partie de ce potentiel (géothermie moyenne ou grande profondeur, rejets thermiques, bois-déchets, etc...) ne pourra être mobilisé qu'à l'aide de réseaux de chaleur qui permettent une mutualisation des investissements et une optimisation de la valorisation des énergies renouvelables (Quiquerez, Lachal et al. 2017)

Une spécificité du marché genevois de la thermique est la faible proportion de propriétaires-locataires au sein du parc immobilier (moins de 20%). Dès lors, l'utilisateur final a peu de marge de manœuvre sur le choix technologique pour son approvisionnement en chaleur et eau chaude. Les investissements dans les infrastructures de production et de transport des réseaux de chaleur ne sont pas réalisés directement par les clients. Ces derniers ne sont pas toujours les usagers finaux. « *Ainsi, pour l'approvisionnement de bâtiments locatifs, les clients contractualisés, généralement les propriétaires immobiliers ou leurs représentants, achètent de la chaleur à distance aux exploitants de réseaux, puis facturent celle-ci dans un second temps aux locataires sous la forme de charges de chauffage et d'eau chaude sanitaire* » (Quiquerez 2017).

Le système thermique genevois est structuré par les caractéristiques des énergies fossiles, avec un réseau de gaz développé sur tout le territoire et plus de 35'000 chaudières fossiles. Le faible niveau de développement des réseaux de chaleur peut être illustré en comparant le déploiement des différents réseaux énergétiques sur le territoire cantonal (Figure 2).

¹ En Suisse, le réseau de chaleur ou chauffage à distance (CAD ou « Fernwärme » en allemand) est défini comme étant « un système dont le réseau principal de transport et de distribution emprunte le domaine public et où la chaleur est vendue à des tiers » (OFEN, 2018). L'énergie finale des principaux CAD représentait 20'070 TJ ou 5'575 GWh en 2017.

² <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-76849.html>

Statistique thermique Canton GE 2017 (5'400 GWh/an)

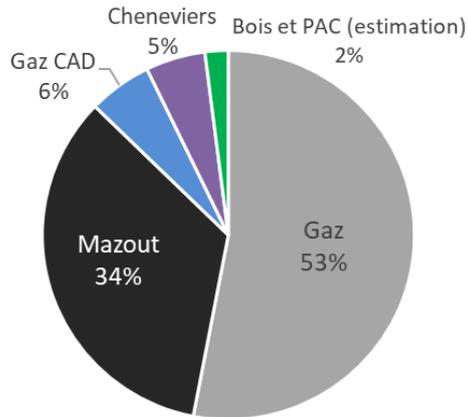


Figure 1 : Statistique thermique Genevoise (données SIG et OCSTAT).

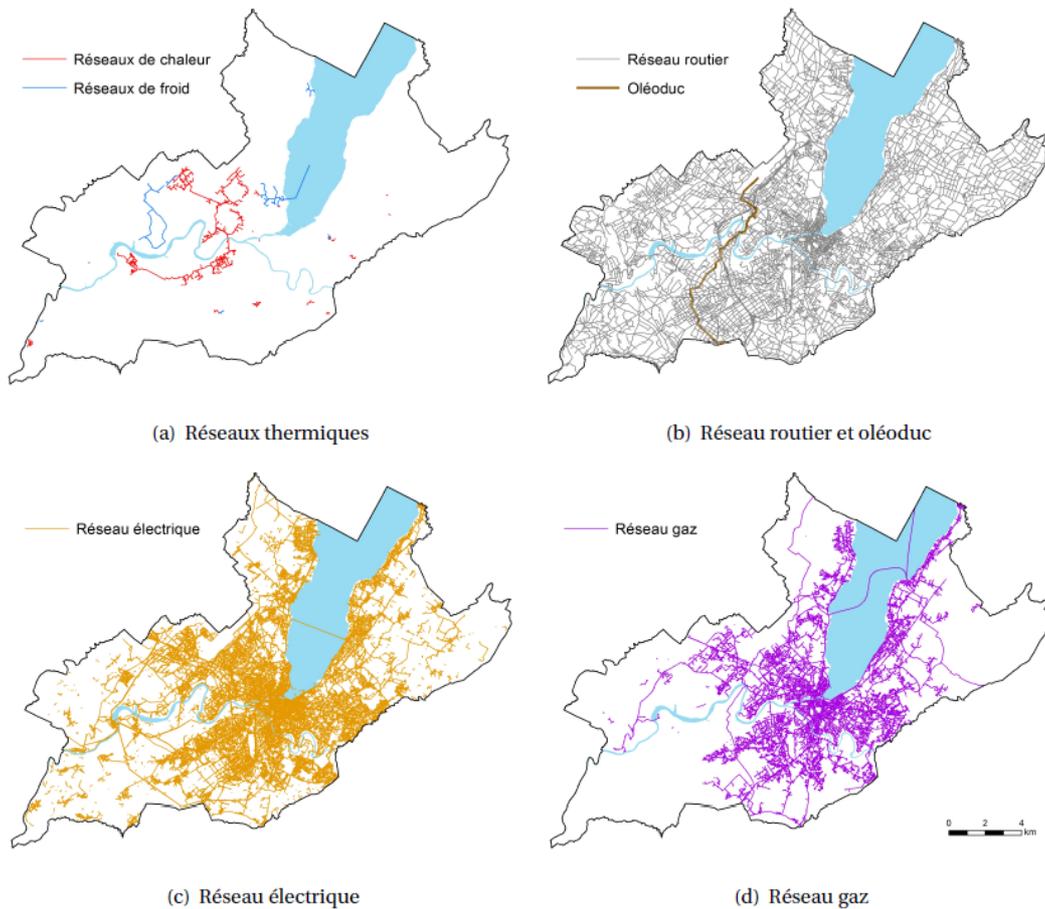


Figure 2 : Déploiement des réseaux de transport d'énergie dans le canton de Genève en 2014. Carte réalisée à partir des données du SITG (Quiquerez, 2017).

Les deux paramètres technico-économiques les plus importants pour développer des réseaux de chaleur sont l'accès à des ressources énergétiques bon marché et une densité thermique suffisante.

La densité thermique est définie selon la demande de chaleur par mètre linéaire de réseaux de chaleur (MWh/ml/an) ou par hectare (MWh/ha/an) comme dans la figure ci-dessous.

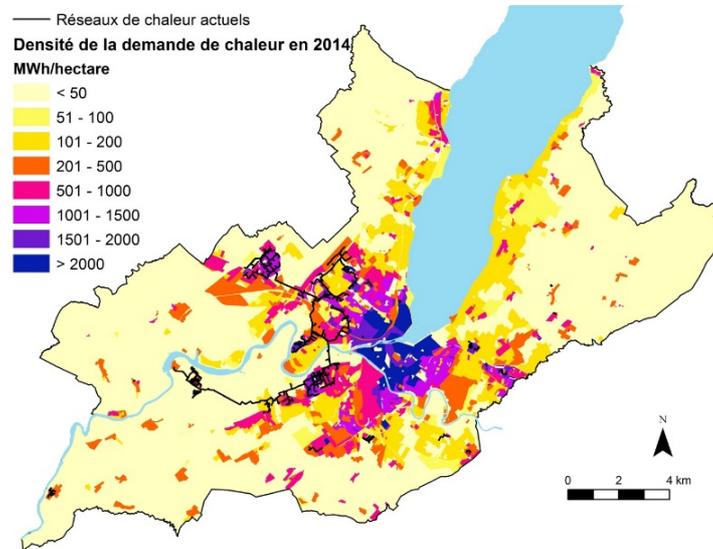


Figure 3 : Densité de la demande de chaleur par hectare (Quiquerez, 2017).

On considère généralement qu'une densité minimale de 2 MWh/ml/an ou 250 MWh/ha/an est nécessaire pour que les réseaux de chaleur aient un intérêt économique. Avec plus de 75% de la demande de chaleur qui est dans des zones supérieures à 500 MWh/ha/an, la densité énergétique du canton de Genève est en principe très favorable au développement des réseaux de chaleur.

3.2 Statistiques des réseaux de chaleur genevois

L'OCEN tient à jour une liste des CAD et FAD (« Froid à distance ») genevois avec leurs principales caractéristiques. Cette liste contient une quarantaine de réseaux de toutes tailles, dont les deux grands réseaux historiques (CADIOM et CADSIG). Certains réseaux sont des réseaux de chaleur dédiés (avec un seul preneur) comme les réseaux HUG et n'ont pas été pris en considération dans la statistique des réseaux de chaleur ci-après (pas de chaleur vendue à des tiers). Tous les FAD fournissent également de la chaleur via des PAC. Seule la part de vente de chaleur est considérée ci-après (vente de froid non considérée). En regroupant les réseaux de chaleur gérés par SIG d'une part (hors CADIOM et CADSIG) et les autres réseaux de chaleur (communes ou autres opérateurs) d'autre part, on aboutit aux statistiques suivantes.

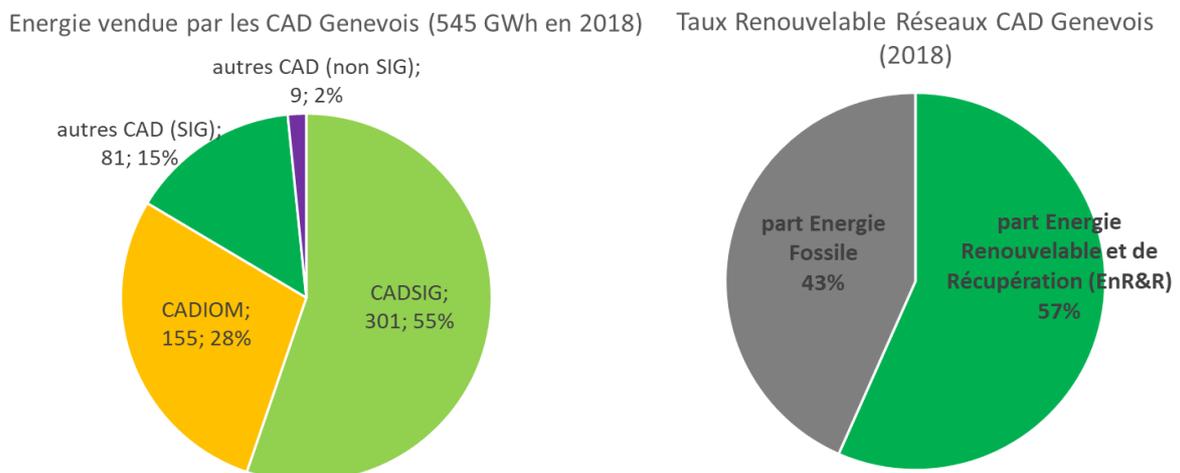


Figure 4 : Répartition 2018 ventes de chaleur des réseaux de chaleur genevois (gauche) et répartition globale part fossile / part renouvelable (droite)

Les deux grands réseaux genevois (CADIOM et CADSIG) représentent près de 80% de l'énergie vendue via les réseaux de chaleur sur le canton. La part d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) pour l'ensemble des réseaux de chaleur est de 57% contre 43% pour les énergies fossiles.

Les réseaux de chaleur non gérés par SIG représentent moins de 10 GWh/an ou 2% des réseaux de chaleur³. Cela montre la position actuellement dominante de SIG dans les réseaux de chaleur genevois. Par ailleurs, SIG possède un monopole sur la distribution et la vente de gaz naturel sur le territoire genevois.

3.3 Potentiel de déploiement des réseaux de chaleur à Genève

Une étude prospective sur la thermique à Genève à l'horizon 2035 a été réalisée dans le cadre du partenariat entre l'Université de Genève (UNIGE) et les Services Industriels de Genève (SIG), (Quiquerez *et al*, 2016).

Plusieurs scénarios « *exploratoires, normatif et tendanciel ont été développés dans le but d'orienter la stratégie thermique des SIG, de mieux comprendre le rôle des réseaux de chaleur et d'alimenter le plan directeur cantonal des énergies de réseaux. (...) Ces scénarios ont été modélisés sur la base d'un modèle input/output horaire, puis comparés sous l'angle énergétique, environnemental (CO₂) et économique* » (Quiquerez *et al*, 2016). Basé sur un certain nombre d'hypothèses, ces scénarios sont tous compatibles avec les objectifs de la conception générale de l'énergie de 2013 du canton de Genève (CGE, 2013).

Cette étude intégrait une baisse de la demande de chauffage des bâtiments couplée à un développement des énergies renouvelables décentralisées et centralisées selon différents scénarios. Les scénarios EE&RE décrit ci-après intègre à la fois des mesures fortes sur l'efficacité énergétique (EE) et des mesures fortes sur le développement des énergies renouvelables (RE).

Les hypothèses sur la réduction de la demande sont un taux de rénovation de 2% et une consommation des bâtiments rénovés égale à 250 MJ/m²/an. La réduction totale est de 663 GWh/an à l'horizon 2035 (par rapport à une baisse tendancielle du scénario Business As Usual (BAU) de 205 GWh/an). Les principaux indicateurs liés aux besoins de chaleur du scénario EE&RE sont comparés au scénario BAU et aux données 2014 (Tableau 1).

	Unité	2014	BAU	EE&RES
Climat	DJ _{20/12}	2'818	2'545	2'545
Population	Habitants	482'545	557'000	557'000
Taux de rénovation	%/an	-	1.2%	2%
SRE	Millions m ²	41.7	47.0	47.0
Demande de chaleur	GWh/an	4'414	4'150	3'737
Indice des besoins de chaleur moyen	MJ/m ² /an	381	318	286

Tableau 1 : Indicateurs liés aux besoins de chaleur du canton de Genève (Quiquerez *et al*, 2016).

³ Le réseau de chaleur de Cartigny (CABC), représente environ 6GWh, dont 90% de ressources renouvelable, n'est actuellement pas inclus dans les statistiques OCEN.

L’approvisionnement en chaleur renouvelable ou fossile des bâtiments est fixé dans le modèle selon un pourcentage de surface de référence énergétique (SRE) totale du canton :

	CAD	PAC ind.	Chaudières gaz ind.	Chaudières mazout ind.	Chaudières bois ind.
2014	10%	1%	49%	39%	1%
BAU	14%	5%	52%	28%	1%
EE&RES	30%	20%	38%	10%	2%

Tableau 2 : Systèmes d’approvisionnement de chaleur des bâtiments, en % de la SRE totale (Quiquerez et al, 2016).

Le développement des pompes à chaleur (PAC) individuelles est substantiel⁴. L’approvisionnement via les réseaux de chaleur pourrait tripler selon ce scénario, ce qui signifie une augmentation des ventes de chaleur via les réseaux de 2.5 fois en 2035 par rapport à 2014⁵.

En 2035, selon ce scénario, les chaudières à mazout seraient sur le point de disparaître. Les chaudières gaz seraient encore présentes mais en diminution. Elles pourraient être partiellement alimentées en biogaz ou gaz vert.

⁴ 20% représente une surface chauffée de près de 10 millions de m², soit environ 300 MW_{th} de PAC (pour une puissance spécifique de 30 W/m²).

⁵ En intégrant la baisse de la demande de chaleur totale.

Dans tous les scénarios, les réseaux de chaleur devraient se développer afin de permettre de mutualiser les investissements et d'intégrer un maximum d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dans le système thermique. En général, les investissements (CAPEX) dans les installations de production renouvelables sont plus élevés par MW_{th} que dans les installations de production fossile, alors que les dépenses d'exploitation (OPEX) sont plus faibles.

Par exemple, un doublet géothermique est nettement plus onéreux qu'une chaudière à gaz équivalente (facteur 10). Mais une fois construit, le doublet géothermique a très peu de coût d'exploitation et la ressource est gratuite alors que le gaz doit être acheté sur le marché, sans compter le surcoût lié à la taxe sur le CO₂.

Ces EnR&R ne seront pas forcément gérées et fournies au réseau uniquement par l'acteur aujourd'hui dominant (SIG) mais pourraient aussi être fournies par des tiers, par exemple pour les rejets thermiques industriels. En raison de la multitude d'acteurs possibles, des règles claires et transparentes et un système d'allocation pourrait être mis en place afin d'assurer l'optimisation des ressources disponibles (voir chapitre 6).

3.4 Plan Directeur des énergies de réseau (PDER)

Le plan directeur des énergies de réseau en cours de validation auprès des instances cantonales définit différents principes de déploiement des réseaux thermiques (réseaux de chaleur et réseaux de froid) :

« En tant qu'autorité planificatrice, le canton met en place une gouvernance de la planification énergétique territoriale qui permet d'assurer que :

- *les solutions énergétiques les plus efficaces pour l'ensemble du territoire sont déployées;*
- *la valorisation du potentiel des ressources d'énergie non fossiles (ENF) locales est optimisée, notamment par le biais d'octroi de concessions pour l'exploitation des ressources du sous-sol;*
- *tous les gestionnaires de réseaux thermiques respectent les buts visés par la loi sur l'énergie, notamment les SIG qui seront en charge du déploiement des réseaux thermiques structurants;*
- *le juste prix des énergies est respecté. »*

(...)

« Les réseaux thermiques constituent un moyen d'acheminer des énergies non-fossiles et locales centralisées vers des bâtiments qui en sont éloignés géographiquement ou qui n'ont pas forcément la possibilité de s'approvisionner en énergies non fossiles, selon un principe de cohérence territoriale.

L'objectif est d'augmenter de manière progressive la part d'énergies non-fossiles dans les réseaux pour atteindre 80 % en 2035 et 90% en 2050. Cette transition nécessite la hiérarchisation des énergies dans les réseaux.

Afin de valoriser au mieux les ENF locales, des réseaux structurants quadrilleront les zones urbaines et suburbaines du canton pour relier les différentes ressources centralisées aux quartiers, selon une planification détaillée dans ce plan et basée sur des critères tels que la densité énergétique, l'encombrement du cadastre souterrain, les enjeux environnementaux, etc. »

(...)

« Les réseaux thermiques se déclinent en deux catégories :

- *les réseaux structurants, qui comprennent les réseaux actuels et futurs listés ci-dessous, ainsi que leur extension dans tous les quartiers de l'agglomération genevoise qui pourront y être connectés à un coût économiquement supportable, soit :*
 - *les réseaux à haute température : Cadiom-CAD-rive droite, CAD-rive gauche;*
 - *les réseaux à basse température ou en boucle anergie : GLN-GeniLac;*
- *les réseaux non structurants : tout réseau se trouvant en dehors de la zone d'influence d'un réseau structurant.*

Les réseaux thermiques structurants sont déployés par les SIG sous le pilotage du canton, dans le cadre de droits exclusifs octroyés par l'autorité. Ils visent à maximiser la valorisation des ressources ENF cantonales exploitables. Leur réalisation répond donc à des enjeux majeurs de la stratégie énergétique cantonale.

L'énergie fournie par ces réseaux thermiques structurants est facturée au juste prix, défini en collaboration avec les SIG et validé par l'autorité compétente.

Les réseaux non-structurants sont déployés par tout opérateur moyennant la délivrance d'une concession par l'autorité. »

SIG, en collaboration avec l'OCEN, a prévu un certain nombre de développement des réseaux structurants à l'horizon 2023 et 2028 (Figure 7).

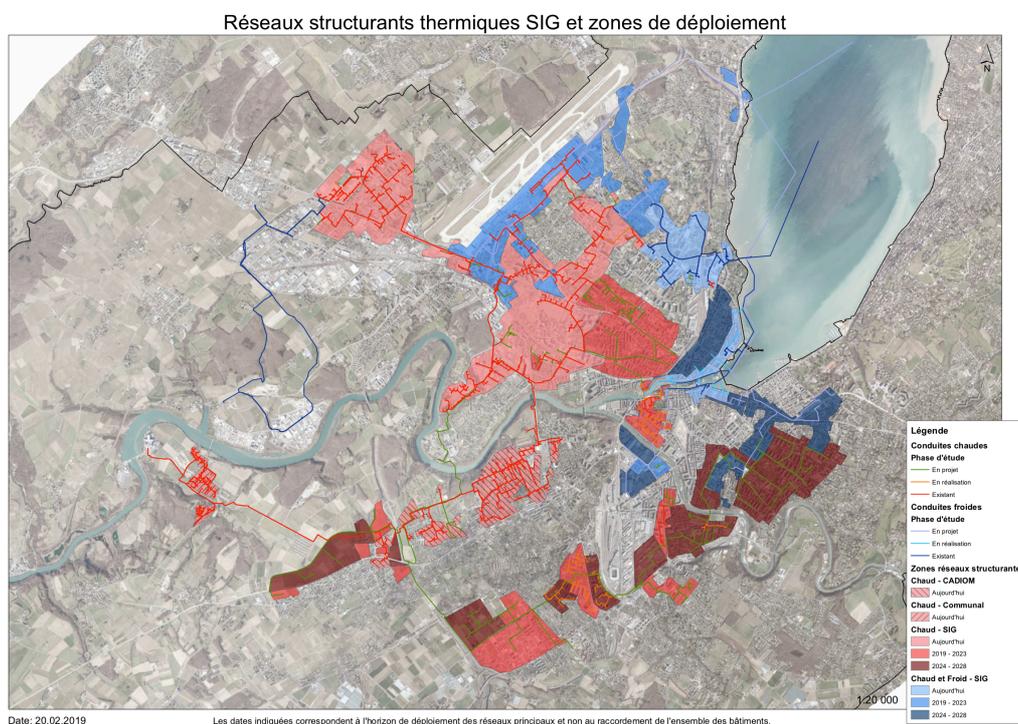


Figure 7 : Réseaux structurants actuels et à l'horizon 2023-2028 (source SIG).

4 Industries en réseaux et régulation économique

4.1 Concurrence, monopole et régulation économique

Selon la théorie économique, sur un marché libre et transparent le profit économique converge vers zéro lorsque le secteur en question est soumis à la concurrence⁶. Toute divergence par rapport à cet équilibre provoque des opportunités d'entrées ou de sorties d'acteurs, qui ont pour effet d'accroître l'offre, ou de la diminuer, et ainsi faire varier le prix (Bailey and Baumol 1984, Tirole 1988). Or ce dernier, qui constitue le signal du système, résume toute l'information existante sur les besoins d'investissement ou l'excédent de capacités. Dès lors, les économistes sont vigilants à une allocation efficiente des ressources. Ils ont toujours porté une attention particulière aussi bien au système de prix, qu'au mode d'entrée dans le secteur.

Par rapport à la situation idéale décrite ci-dessus, une situation de monopole se caractérise par une production inférieure et un prix supérieur à celui de l'optimum décrit ci-dessus, ce qui conduit à une allocation non-efficace de ressources et à une confiscation au profit du producteur d'une partie du surplus du consommateur.

Ce problème est renforcé lorsqu'il existe dans un secteur quelconque un monopole naturel. Le monopole naturel émerge lorsqu'une firme peut réduire son coût unitaire de production par l'accroissement de sa production, dans la mesure où les coûts moyens de l'activité sont continuellement décroissants, et ainsi éliminer les autres du marché. La présence de ces importantes économies d'échelle fait que tout nouveau venu est alors forcé d'offrir un montant élevé de production s'il veut être compétitif en termes de coûts (Michaud 1983), entraînant le risque de surcapacité. En conséquence, dans le cas d'un monopole naturel, il n'est pas économiquement avantageux que plusieurs entreprises coexistent, d'autant plus si la taille du marché est limitée.

Le monopole naturel se distingue du monopole légal, car ce dernier procède de l'intervention d'un organe réglementaire (État ou collectivité publique) qui restreint la concurrence sur un marché donné afin d'atteindre un objectif donné (aménagement du territoire, bien stratégique...). Le monopole légal peut prendre la forme d'une licence d'exploitation exclusive accordée à un agent privé ou celle d'un monopole public, opéré par la collectivité elle-même.

Les situations de monopoles naturels se présentent souvent lorsqu'une activité économique requiert d'importants coûts d'investissements. Les économies d'échelles qui caractérisent alors l'activité tendent à donner un avantage à l'acteur ayant la part de marché la plus importante. Il serait alors optimal, pour maximiser l'utilité collective, de n'avoir dans cette activité qu'un seul opérateur agissant de manière altruiste, c'est-à-dire satisfaisant la demande au moindre coût et pratiquant des tarifs égaux à ses coûts marginaux. Mais une telle tarification ne conduit pas au recouvrement des coûts totaux, et l'activité nécessite un besoin de régulation afin d'atteindre l'optimum pour la collectivité et assurer à l'entreprise le recouvrement de ses coûts.

La régulation a un double objectif. Elle vise d'une part à protéger les consommateurs d'un marché lorsqu'un acteur disposant d'un monopole naturel est présent, et d'autre part à examiner la possibilité

⁶ Le profit économique de l'entreprise se distingue de la notion de profit comptable. Le calcul du profit économique intègre le coût d'opportunité du capital, c'est-à-dire la rémunération de celui-ci. Le profit comptable d'une entreprise peut être positif, alors que le profit économique du secteur y est nul. Le profit économique oriente l'utilisation des ressources économiques : les agents économiques auront tendance à quitter les secteurs dans lesquels le profit économique est négatif (alors même que le profit comptable peut y être positif) pour se diriger vers les secteurs où il est positif.

d'intégrer, de manière efficiente, des éventuels acteurs tiers à ce marché. L'intervention publique prend alors généralement deux formes : la régulation concurrentielle, d'une part et la régulation sectorielle d'autre part. Dans le premier cas, il s'agit d'encadrer la position dominante d'un acteur vis-à-vis de ses consommateurs, de manière à assurer une allocation efficiente des ressources pour l'ensemble de la collectivité. Dans le second cas, le principe est de réguler les aspects spécifiques du monopole naturel, qui en l'absence de règles sont susceptibles d'induire des distorsions de concurrence pour de potentiels nouveaux entrants.

4.2 Industries de réseaux

Les réseaux d'énergie (gaz, électricité, chaleur), et dans certaines conditions la téléphonie ou les réseaux de transports, constituent des exemples de monopole naturel, où le service rendu par les infrastructures de réseau sont assurés par un seul prestataire.

Dans les années 1990, le développement de la recherche en économie des réseaux a offert un cadre commun pour analyser l'ensemble des industries de réseaux comme l'énergie, les transports et les télécoms (Economides 1996, Curien 2005).

L'approche en question repose sur une vision verticale, de l'amont à l'aval, des différentes activités de la chaîne de valeur. Ainsi, les infrastructures essentielles sont dissociées de la production et fourniture de services. Cela permet d'examiner les propriétés économiques (notamment l'existence ou non d'économies d'échelle) de chacune des activités, pour déduire la structure de marché (monopole, concurrence limitée, ouverte...) et les aspects réglementaires spécifiques nécessaires à chacune d'entre elles. Les industries de réseaux sont ainsi présentées de manière générique comme l'articulation d'une infrastructure physique, d'outils de gestion de celle-ci, et de services adressés au marché final (Curien 2005). L'offre de services finaux utilise les complémentarités de ces activités, situés tout au long de la chaîne de valeur et pouvant être offerts par des acteurs différents.

Une telle décomposition fournit une grille d'analyse pour examiner de potentiels modèle d'organisation et de régulation des industries de réseaux, auparavant intégrées sous l'égide d'un monopole et désormais fragmentables entre des acteurs intervenant à des niveaux différents de la chaîne de valeur. Elle permet d'examiner les formes d'organisation de ces activités qui offrent la structure la plus adéquate pour la collectivité, notamment en termes de coûts qu'elle génère.

4.3 Régulation économique des industries de réseaux

Historiquement, l'organisation des industries de réseau a souvent pris la forme d'une nationalisation du secteur dans le cadre de laquelle l'infrastructure de réseau et les activités en aval et amont étaient intégrées au sein d'un monopole d'État, et ce en raison du caractère stratégique de l'infrastructure qui occupe la position centrale dans la chaîne de valeur du secteur (Van der Linden 2005). Une seconde raison importante qui a conduit à la nationalisation de ces industries est le fait qu'elles prestent des services d'intérêt général. Finalement, une troisième raison invoquée repose sur les nécessités d'une centralisation de l'industrie en raison d'aspects techniques.

La nationalisation publique de ces secteurs s'imposait afin d'une part de limiter, par le contrôle étatique des tarifs, l'exercice d'un pouvoir de marché du monopole, et d'autre part à veiller que celui-ci intègre des gains de productivité et le progrès technique. Ce modèle permettait ainsi de garantir un service universel, tout en assurant une équité de l'accès au service. Il a permis le développement des secteurs concernés, notamment en assurant un accès au service pour une large masse d'utilisateurs à un prix raisonnable. Cette forme de gouvernance se concentrait ainsi sur la protection des consommateurs, c'est à dire essentiellement sur la tarification proposée aux consommateurs

Pour diverses raisons, cette forme d'organisation a été critiquée, notamment en raison de l'absence d'incitants, qui conduit à des inefficacités économiques au niveau des coûts, ou à l'absence d'innovation dans le secteur. Les pouvoirs publics ont pris conscience de l'importance des effets d'une régulation des coûts et de la portée des mécanismes incitatifs sur les gains potentiels pour la collectivité (Gagnepain 2001). Simultanément, les évolutions technologiques et le développement de solutions décentralisées ont entraîné de nouvelles opportunités d'affaires pour de nouveaux acteurs. Par conséquent, l'intervention publique s'est justifiée afin de garantir l'accessibilité à l'infrastructure essentielle pour tout acteur susceptible de fournir un produit comparable à moindre coût. De plus, le maintien d'acteurs intégrés dominants ne cadrerait plus avec la réalisation d'un marché unique au niveau européen.

Dès lors, les industries de réseaux ont fait l'objet d'une réforme accompagnée d'une régulation sectorielle, qui se décline généralement selon les principes suivants (De Streel, Gautier et al. 2011).

Séparation des activités

Étant donné son caractère monopolistique, l'activité liée à l'infrastructure essentielle (développement, entretien et équilibrage du réseau) est dissociée de la production (en son amont) et de la fourniture de services (en son aval).

La séparation des activités (production, transport, fourniture) constitue la solution privilégiée par les autorités de régulation, car elle est généralement la forme la plus efficace (OCDE 2001) économiquement pour :

- Permettre la transparence des coûts des activités régulées, et réduire le coût du contrôle d'éventuelles subventions croisées.
- Éviter tout risque de conflit entre les différentes activités (notamment au regard de l'intégration de production par tiers et de décisions de raccordement aux réseaux).
- Assurer l'accès non-discriminatoire de tiers aux infrastructures.
- Réduire les risques d'utilisation des informations sensibles des concurrents.

Une grande variété de degrés de séparation sont possibles (OECD 2001). Sous un régime de séparation comptable (degré de séparation le plus faible), une entité réglementée tient une comptabilité séparée pour ses différentes activités commerciales. En fonction du degré de libéralisation souhaité (et de la taille du marché considéré), différents autres degrés de séparation fonctionnelle ou opérationnelle sont possibles : la création d'une division commerciale ; la séparation des fonctions décisionnelles ; et enfin, la séparation juridique aboutissant à la création d'entités distinctes appartenant à un même propriétaire

Dans son principe, la séparation permet une identification claire du coût de chaque élément de la chaîne de production et évite les éventuels conflits d'intérêts entre les activités. Les relations entre les différentes entités s'organisent sur une base contractuelle et commerciale et la coordination des activités évolue vers un système basé sur les prix. Chacune des activités ayant des coûts clairement identifiés, le prix facturé pour chacune d'entre elles devient plus transparent.

Accès aux tiers

Les tierces parties bénéficient de l'accès aux infrastructures essentielles moyennant le paiement d'une redevance d'accès. L'accès permet la fourniture de services par des entreprises qui ne disposent pas de leur propre infrastructure. L'accès au réseau doit être basé sur les coûts, se faire de manière transparente et non discriminatoire. La non-discrimination implique que le propriétaire du réseau ne peut pas favoriser une entreprise ou un produit au détriment des autres.

Transparence des coûts

Pour garantir des rétributions de l'utilisation du réseau économiquement justes, il faut procéder à une classification transparente des coûts qui sont concernés. Le problème d'une autorité de régulation est de décider quels sont les coûts efficaces effectivement liés au réseau, donc déterminants pour fixer la rémunération de l'utilisation de celui-ci. En conséquence, la séparation (unbundling) entre l'activité d'exploitation du réseau et les autres secteurs d'activités est une étape indispensable pour identifier clairement les coûts.

Par ailleurs, lorsqu'une même entreprise est présente dans différents secteurs d'activité (gaz, eau, électricité), elle doit couvrir les coûts du secteur en évitant toutes subventions croisées. Pour l'attribution de coûts communs, il importe de respecter avant tout un principe de causalité. Les coûts généraux communs doivent donc être redistribués à l'aide d'une clé de répartition logique, objective et transparente (Zanzi 2008).

Régulation

Lorsque l'intégration d'acteurs tiers est rendue possible pour la fourniture de services, la position monopolistique du gestionnaire de l'infrastructure doit être régulée. En l'absence d'une telle régulation, le propriétaire de l'infrastructure parviendrait à évincer les éventuels concurrents en fixant des tarifs dissuasifs pour l'accès à l'infrastructure. La nature, la taille, la forme, les pouvoirs, les instruments et les ressources de ces régulateurs peuvent considérablement varier d'un secteur à l'autre et d'un pays à l'autre (Genoud, Finger et al. 2004).

Ce type de régulation a entraîné une transformation progressive des industries en réseaux. De nouvelles entreprises se sont installées pour fournir des services aux clients finaux, moyennant éventuellement une procédure d'autorisation générale ou individuelle. Ces entreprises entrantes ont notamment pu utiliser l'infrastructure existante (concurrence par les services), lorsque celle-ci était un monopole naturel (exemple de l'électricité) ou déployer une concurrence par les infrastructures (exemple du réseau de téléphonie) (De Streel, Gautier et al. 2011). Lorsque l'infrastructure est une facilité essentielle, la concurrence ne peut se développer que sur le modèle de la concurrence par les services. Les concurrents utilisent une même infrastructure pour offrir aux clients leurs services.

La régulation économique d'un secteur est souvent présentée comme une solution alternative au modèle concurrentiel sans intervention publique (Genoud 2004). Néanmoins, elle est rendue indispensable par l'existence d'un monopole naturel au sein de la chaîne de valeur des industries en réseau.

5 L'industrie des réseaux de chaleur CAD

5.1 Spécificité des réseaux thermiques par rapport à d'autres industrie de réseau

Par rapport aux autres industrie énergétique de réseau (électricité, gaz), les réseaux thermiques se distinguent par les spécificités suivantes :

- Étant donné l'importance des pertes réseau et la faible densité énergétique de la chaleur, la taille du marché des réseaux thermiques est restreinte au niveau local / régional (en comparaison des réseaux de gaz et d'électricité, qui s'étendent au niveau international). En conséquence, le niveau limité d'acteurs rend le marché en question bien moins « liquide ».
- Les réseaux thermiques sont en concurrence avec des productions thermiques décentralisées (chaudières fossiles ou bois, pompes à chaleur) et ne représentent qu'une part du marché de la thermique (entre 5 et 50% selon les pays).
- Dans la plupart des pays, l'industrie des réseaux thermiques se trouve encore au stade de développement (pour ne pas dire de balbutiement), avec à la clé un risque important lié au développement des infrastructures et au phasage entre construction des réseaux et raccordement des clients.
- L'équilibrage des réseaux thermiques concerne à la fois le contrôle de la pression (pour réguler le débit) et celui de la température (pour fournir la prestation souhaitée). Étant donné l'irréversibilité thermodynamique liée aux niveaux de température, le transfert d'une source de chaleur d'une température donnée vers une température plus haute nécessite la mise en place de transformateurs (pompes à chaleur) autrement plus complexes que dans le cas d'une transformation de tension pour l'électricité.
- La possibilité dans certains cas de fournir des prestations combinées chaud/froid (réseaux basses températures avec pompes à chaleur décentralisées et/ou intégration de pompes à chaleur centralisées avec prestation combinée chaud/froid) rend la distinction des activités de production et de transport plus difficile.

Nonobstant ces spécificités, qui devraient être prises en compte à leur juste titre lors de la mise en place d'une politique de gouvernance et surveillance de CAD, nous développons ci-dessous les concepts de base de leur organisation et régulation dans le cadre de la grille d'analyse généralement utilisée pour les industries de réseau. Le degré d'application de ces concepts dans divers pays européen sera discuté au chapitre 8.

5.2 Les composants de la chaîne de valeur des réseaux de chaleur

Dans sa conception classique, un réseau de chaleur est composé des activités suivantes :

- La **production** : les chaufferies (il peut y en avoir plusieurs sur un même réseau) sont les infrastructures où sont produites la chaleur. Elles sont en amont de la chaîne de valeur.
- Le **transport** : ce sont des conduites qui transportent la chaleur à l'aide d'un fluide caloporteur, très généralement de l'eau sous forme liquide, parfois sous forme de vapeur, dans les réseaux structurants qui constitue l'ossature principale d'un réseau de chaleur.
- La **distribution** : ce sont les conduites limitées à une zone géographique spécifique ou un quartier. Ces réseaux de distribution peuvent être ou non raccordés à des réseaux structurants.
- L'**équilibrage (balancing)** : l'activité qui prend en charge la gestion des températures, les pressions et l'équilibrage hydraulique du réseau de chaleur. Cette activité est usuellement prise en charge par les activités de transport et de distribution.
- La **fourniture** : la fourniture est effectuée dans les sous-stations, qui constituent les points de livraison de la chaleur. Elles matérialisent l'interface entre le réseau de chaleur et le bâtiment. En aval des sous-stations peuvent exister des réseaux de distribution dits « secondaires », qui font généralement partie des installations des bâtiments, et non des installations du CAD.

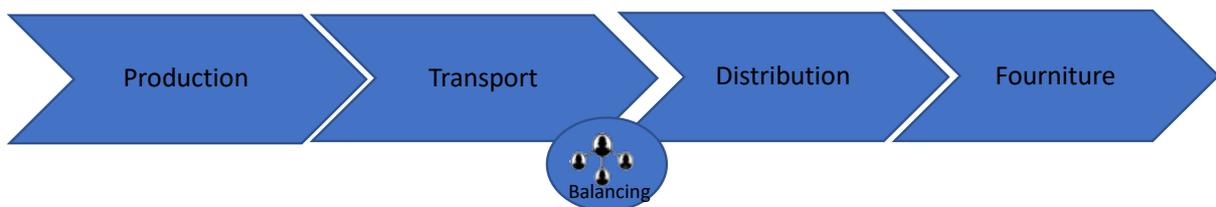


Figure 8 : Chaîne de valeur des réseaux de chaleur

6 Modèle d'organisation des réseaux de chaleur

6.1 Périmètre d'application de la régulation

En premier, il convient de s'interroger sur l'objet de la régulation. A quel type de réseau faut-il appliquer une régulation ? Faut-il tenir compte de réseaux de faible étendue délimités par des périmètres industriels ou entre trois bâtiments communaux ? Faut-il tenir compte des réseaux de chaleur dédiés comme les réseaux HUG (un seul preneur, pas de vente à des tiers) ? Faut-il réguler les réseaux non structurants ?

Une manière de faire pourrait être d'exclure tout réseau ne faisant pas usage du domaine public. Dans d'autres industries en réseau (ex. électricité), le champ d'application de la régulation économique (LApEI), exclut les réseaux de faible étendue (distribution fine) ne faisant pas usage du domaine public. Dans le cadre de la réglementation en vigueur, ceux-ci sont considérés du domaine de la propriété privée.

En second, en vertu du critère d'égalité de traitement, une régulation ne peut s'appliquer de manière différenciée qu'en fonction de critères quantifiables et non-contestables. A l'instar des directives cadrant le marché européen de l'électricité, le deuxième paquet relatif à l'ouverture du marché européen de l'électricité (EU Directive EC/2003/54 2003) n'impose pas la séparation des activités pour les réseaux de distribution de moins de 100'000 clients. Néanmoins, de telles limitations sont définies en raison d'aspects économiques justifiables, notamment les coûts induits par cette régulation sur les opérateurs par rapport au bénéfice pour la collectivité.

6.2 Réseau de chaleur et monopole naturel

En règle générale, l'édification d'un réseau de chaleur nécessite de très importants investissements, souvent qualifiés de « coûts irrécupérables ». En effet, comme l'infrastructure en question répond à un objectif précis (transport et distribution de chaleur), il est en principe impossible de l'exploiter ou de la revendre dans un autre secteur d'activité ; le capital investi est en ce sens irrémédiablement irrécupérable (Wissner 2014).

En revanche, une fois les investissements réalisés, les coûts marginaux engendrés par l'exploitation des réseaux sont souvent modestes : si la consommation d'un MWh thermique supplémentaire n'alourdit pas les charges d'exploitation d'un réseau de chaleur de manière notable, il permet en revanche de les répartir sur un plus grand volume. La densité de raccordement doit donc être la plus forte possible pour que les réseaux puissent être concurrentiels avec d'autres sources d'énergie (Lampietti and Meyer 2002, Grohnheit and Gram Mortensen 2003, Persson and Werner 2011, Nussbaumer and Thalmann 2014).

Par ailleurs, les caractéristiques techniques renforcent le caractère de monopole naturel des réseaux de chaleur en raison des difficultés d'acheminement de la chaleur sur de longues distances. L'importance des pertes de chaleur dans les réseaux, s'élevant de 5 à 15%, voir 20% pour des réseaux à faible densité, réduisent la taille du marché potentiel à une zone géographique limitée.

L'activité de transport et de distribution des réseaux de chaleur présente en conséquence les caractéristiques d'un monopole naturel (investissements irrécupérables, économies d'échelle et de densité, marché pertinent limité). Il s'avère donc efficient pour la collectivité qu'un réseau unique assure les besoins d'acheminement de la chaleur à un coût moyen moindre que plusieurs réseaux parallèles.

6.3 Production et accès de tiers au réseau

Si les activités de transport et distribution possèdent les caractéristiques d'un monopole naturel, il n'en va pas forcément de même pour la production et la fourniture. C'est en particulier le cas lorsque ces réseaux permettent la valorisation efficiente de grandes ressources renouvelables centralisées (géothermie moyenne profondeur, eaux usées STEP) ou de chaleur fatale (UVTD, datacenters, ...), notamment détenues par des acteurs tiers⁷. Se pose alors la question de l'accès au réseau pour ces acteurs.

Un tel accès de tiers au réseau peut se faire de deux manières :

- les acteurs dotés d'unités de production pourraient injecter dans le réseau, en vendant à un acheteur unique leur production. L'acheteur unique est lui-même en charge de l'acheminement et de la fourniture de la chaleur aux clients finaux.
- par la mise en concurrence des producteurs, qui accéderait directement ou indirectement (à travers des fournisseurs tiers) aux clients finaux, leur production étant basée sur les besoins de leurs consommateurs ayant signé un contrat d'approvisionnement ;

Outre l'intégration efficiente de sources de chaleur en possession d'acteurs divers, la question de l'accès de tiers au réseau peut concerner également l'intégration d'acteurs disposant de dispositifs de stockage de chaleur, ou des moyens de production pour l'équilibrage de la température du réseau.

6.4 Organisation de la chaîne de valeur et accès de tiers

Peu de recherches traitent (Söderholm and Wårell 2011, Korhonen 2014) d'un point de vue conceptuel la problématique de l'accès des tiers et de l'organisation des activités des réseaux de chaleur. Des enquêtes spécifiques ont été néanmoins menées sur les conditions d'accès des tiers à des marchés spécifiques, par exemple pour la Suède (Energimyndigheten, 2011), l'Allemagne (BKartA, 2012) et la Finlande (Pöyry 2018).

Sur la base de ces précédentes études, cette section examine différents schémas d'organisation des activités de la chaîne de valeur des réseaux thermiques proposés (Pöyry 2018, Scottish Future Thrust 2018), afin d'examiner les potentiels avantages et inconvénients liés à l'accès de tiers. Ces schémas concernent :

- A. Intégration verticale (sans accès de tiers);
- B. Accès de tiers à l'activité de production ;
- C. Accès de tiers à l'activité de production et de fourniture ;
- D. Accès des tiers à l'activité de production et de fourniture avec exclusivité sur zone de desserte.

Intégration verticale (modèle A)

Dans cette combinaison historique, un seul acteur intégré est actif sur le marché du CAD. Celle-ci combine les rôles de producteur, transporteur, détaillant et équilibreur. L'avantage de cette structure sont les coûts d'administration réduits qu'elle induit.

⁷ Un acteur tiers se définit comme un acteur dont l'actionariat est différent de celui du réseau de chaleur.

Compagnie de chaleur : Intégration verticale (1 seul acteur)

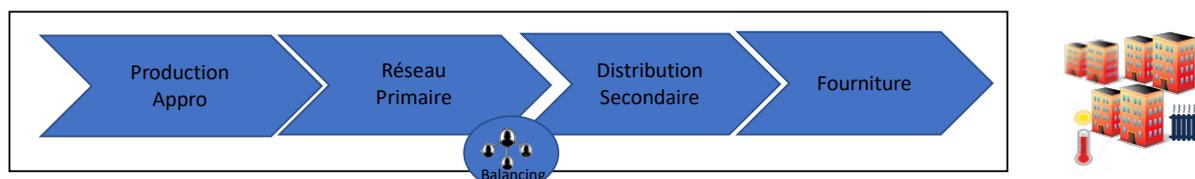


Figure 9 : Intégration verticale des activités des réseaux de chaleur (modèle A)

Bien qu'elle subisse la concurrence des solutions de chaleur décentralisées, les clients sont captifs de l'entreprise de chauffage urbain, qui assume seule les risques et les investissements dans les infrastructures. En raison du caractère irréversible des investissements, les contrats à long terme envers les consommateurs peuvent être justifiés du point de vue du droit de la concurrence, et les contrats incluent bien souvent des clauses de pénalité en cas de rupture anticipée de la relation commerciale. Cette situation rend le consommateur captif, et lui offre peu de solutions de changement lorsque son choix a été effectuée. En l'absence d'une régulation des tarifs, le client est dès lors soumis à un risque de prix élevé.

Cela dit, les clients ne sont pas toujours les usagers finaux. « Ainsi, pour l'approvisionnement de bâtiments locatifs, les clients contractualisés, généralement les propriétaires immobiliers ou leurs représentants, achètent de la chaleur à distance aux exploitants de réseaux, puis facturent celle-ci dans un second temps aux locataires sous la forme de charges de chauffage et d'eau chaude sanitaire » (Quiquerez 2017).

Cette forme d'organisation de l'industrie rend difficile l'intégration de sources de production de chaleur produite par tiers, l'acteur intégré disposant de peu d'incitation à « recevoir » de la chaleur de sources tiers sur son réseau, et le cas échéant à la rémunérer à un juste prix. Cela concerne notamment les rejets de chaleur (chaleur industrielle, data center, ...) ou la chaleur produite à base de ressources renouvelables en possession de tiers.

Les avantages et désavantages de ce type d'organisation sont les suivants (Pöyry 2018).

Avantages :

- Frais transactionnels limités entre les activités.

Désavantages :

- Acteur unique : possibilité limitée d'intégration de sources de production de chaleur par des tiers.
- En absence de régulation des prix, risque de prix élevé de la chaleur facturée aux clients.
- Difficulté d'intégration de sous-réseaux (réseaux de distribution secondaires) détenus par des tiers.

Accès des tiers à l'activité de production (modèle B)

Les rôles de transport, de fourniture et d'équilibrage du réseau sont regroupés au sein d'une entreprise de chauffage à distance unique, qui achète la chaleur à un ou plusieurs producteurs externes. L'entreprise est par ailleurs le seul point de contact avec le consommateur.

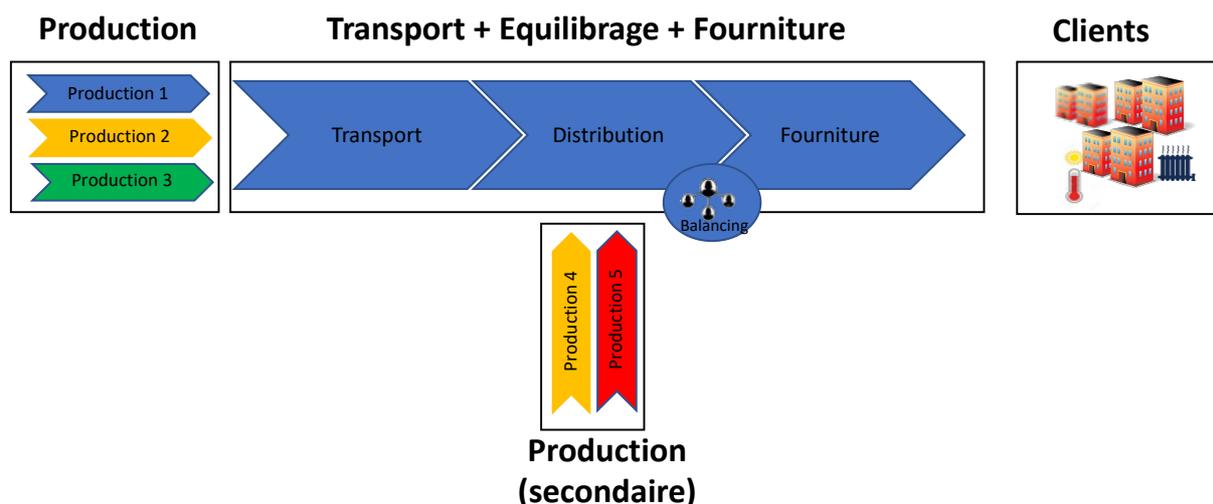


Figure 10 : Accès des tiers à l'activité de production au niveau des réseaux structurants et/ou secondaires (modèle B)

Dans ce mode organisationnel, le mode de cession économique de la chaleur doit être régi par des règles qui permettent à la fois d'intégrer dans les réseaux les productions les plus efficaces et de couvrir des coûts de la production. Pour ce faire, des mécanismes de cession de l'énergie, visant à favoriser un approvisionnement efficace de la chaleur par le CAD, peuvent être mis en place. Ceux-ci seront décrits dans les schémas de régulation de la production (section 7.3).

Cette forme d'organisation est d'autant plus adéquate lorsque les producteurs de chaleur n'ont pas nécessairement l'intention de valoriser leur production jusqu'au dernier segment de la chaîne de valeur (fourniture aux clients finaux), en raison des coûts de commercialisation (facturation, relation client, marketing,...) (Bürger, Steinbach et al. 2019). Si cette forme d'organisation n'empêche pas un acteur présent dans la production de chaleur d'être également le propriétaire de l'infrastructure de réseau (ressource essentielle), elle peut néanmoins être source de conflits d'intérêt.

Pour illustrer ce type de conflit latent, un producteur tiers qui souhaite valoriser ses rejets de chaleur dans les réseaux secondaires pourrait se voir refuser la possibilité de se raccorder aux réseaux, en raison de l'impact de sa production concurrente sur l'acteur intégré. Bien que celle-ci présente des avantages pour la collectivité en raison d'une réduction des coûts de la chaleur pour les clients finaux, et d'une éventuelle réduction des émissions de CO₂ (si cette chaleur produite par des rejets de chaleur se substitue à de la chaleur issue de chaudières fossiles), l'intégration de cette production conduit également à une baisse des volumes produits et distribués sur les réseaux amonts au détriment de l'acteur intégré. Cette baisse de volume renchérisant le coût et le prix moyen de l'utilisation des réseaux amonts, le gestionnaire de réseau peut être influencé dans sa décision de raccordement du producteur tiers. Dès lors, en l'absence d'une régulation spécifique ou d'une séparation des activités, ce refus pourrait être contraire à l'objectif de la collectivité s'il peut être clairement démontré que l'apport de la nouvelle production peut être bénéfique à la collectivité.

Les avantages et désavantages de ce type d'organisation sont les suivants (Oñate 2014, Pöyry 2018).

Avantages :

- Intégration facilitée de sources de production de tiers.
- Diversification des risques entre plusieurs acteurs.

Désavantages :

- Coûts transactionnels plus élevés, notamment pour répondre aux besoins de chaleur de pointe.
- Pas de choix de fournisseur pour le consommateur (par rapport à un accès des tiers aux activités de production et de fourniture).
- Potentiellement sources de conflits d'intérêts, et requiert une régulation afin de séparer les activités.
- L'acteur intégré peut-être exposé à des risques en raison des investissements réalisés par des producteurs indépendants.

Accès des tiers à l'activité de production et de fourniture (modèle C)

Dans ce modèle d'accès au réseau, des tiers ont accès au réseau à la fois en tant que producteurs et fournisseurs de chaleur aux clients (dans le cadre de contrats complets de fourniture). Le marché est composé d'acteurs indépendants des gestionnaires des infrastructures de réseau. Plus précisément le marché est composé de producteurs indépendants, de fournisseurs, ou d'acteurs cumulant ces deux rôles. Les infrastructures jouent le rôle de plate-forme d'échange de la chaleur. La production peut également être raccordés sur les réseaux de distribution.

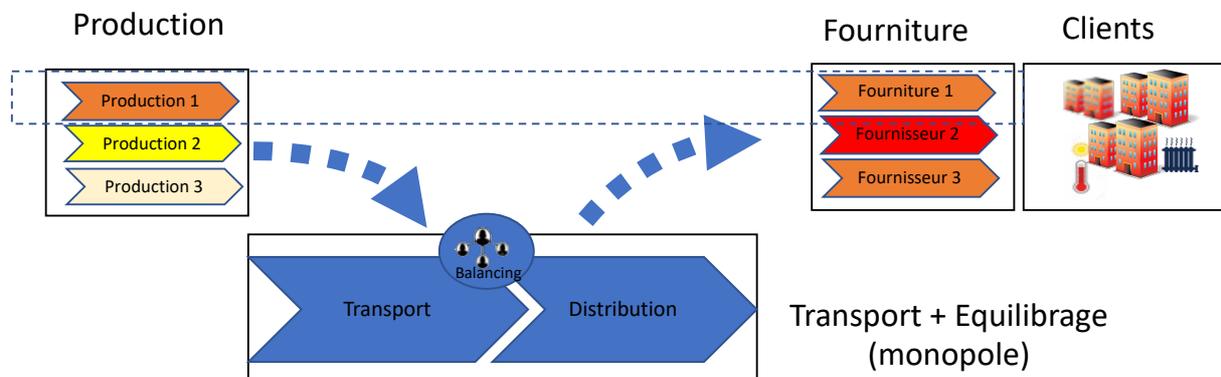


Figure 11 : Accès des tiers aux activités de production et de fourniture (modèle C)

Ce modèle d'organisation des activités vise à favoriser la concurrence dans la production et la fourniture de chaleur par un dégroupage des différentes activités. Chaque client dispose d'un accès au fournisseur de son choix. Il requiert néanmoins la transparence sur les tarifs d'utilisation des infrastructures, qui elles sont régulées (Bürger, Steinbach et al. 2019).

Si ce type d'organisation aide à réduire le besoin de régulation pour la fourniture et la production de chaleur, en raison de la concurrence qui peut y être observée avec un nombre significatif d'acteurs, elle se traduit par une complexité croissante, notamment en raison des défis technologiques et les coûts transactionnels nécessaires à la coordination du système.

Avantages :

- Modèle approprié pour des fournisseurs et producteurs juridiquement distincts.
- La concurrence entre producteurs et fournisseurs réduit les besoins d'une régulation des activités en amont (production) et aval (fourniture).

Désavantages :

- Coûts transactionnels élevés en cas d'un accès total des tiers.

Accès des tiers à l'activité de production et de fourniture avec exclusivité sur zone de desserte (modèle D)

Une extension des deux précédents modèles est constituée par une forme d'organisation au sein de laquelle les activités de distribution et de fourniture sont réunies au sein d'entreprises intégrées de distribution (réseaux secondaires). Les distributeurs en question disposent d'une exclusivité de fourniture sur leur zone de desserte, mais sont en mesure d'accéder à la chaleur produite par les unités de production sur les réseaux de transport. Si ce modèle permet la mise à disposition d'un maximum d'énergies renouvelables et de récupération pour tous les fournisseurs, les investissements dans les réseaux résultent d'une analyse coût-bénéfice pour la collectivité qu'engendre l'interconnexion. Cette analyse tient compte : i) des bénéfices pour la collectivité de la vente par les producteurs d'une énergie peu carboné à des réseaux locaux, qui en l'absence de cette interconnexion sont alimentés à des énergies fossiles ou non conformes à l'objectif de politique environnementale ; ii) des coûts induits par les investissements dans les réseaux qui seront supportés par les utilisateurs du réseau. En raison d'un monopole sur la zone de desserte, le modèle nécessite une régulation de la fourniture pour les clients finaux.

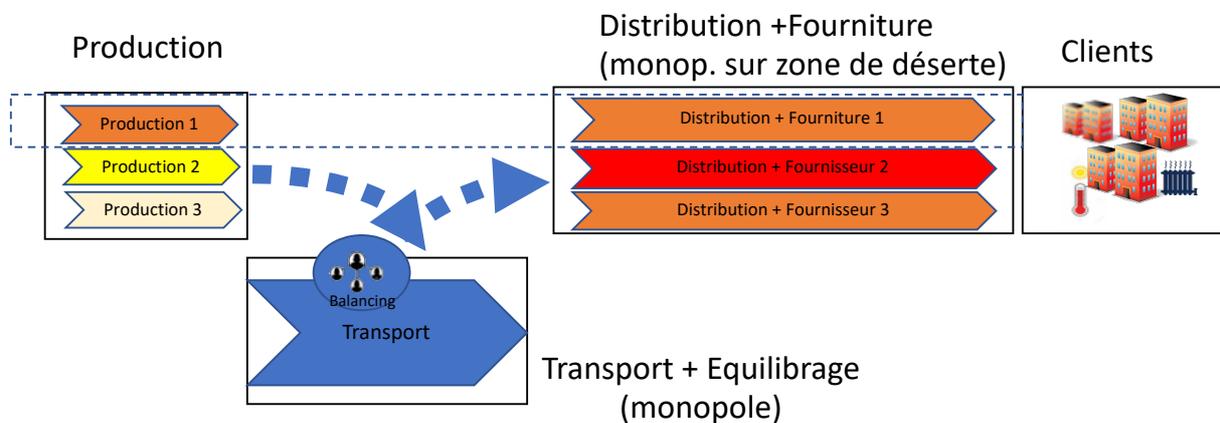


Figure 12 : Accès des tiers aux activités de production et de distribution avec monopole sur zone de desserte (modèle D)

Accès au tiers et taille de marché

De façon générale, le type adéquat d'organisation du marché et d'accès de tiers au CAD est fortement dépendant de la taille du marché concerné (vente annuelle de chaleur).

Dans le cas spécifique de la Finlande, une étude récente (Pöyry 2018) analyse la pertinence des divers modes d'accès au tiers décrits ci-dessus, en fonction de la taille du marché concerné (vente annuelle de chaleur).

L'étude cherche à analyser les potentiels modèles d'accès de tiers au chauffage à distance, et d'identifier les impacts qui en résulteraient sur les entreprises de CAD actuelles, les nouveaux producteurs potentiels, les clients, et la société. L'analyse se fonde sur la structuration actuelle du marché finlandais, quelques expériences d'autres pays, ainsi que l'analyse des modèles potentiels pour l'accès de tiers. Les impacts sont quantifiés à l'aide de simulation de réseaux de chaleur de différentes tailles (petits : 50 GWh/an ; moyen 500 GWh/an ; grand : 5'000 GWh), pour divers types de production potentielle additionnelle (en particulier chaleur fatale et géothermie).

L'analyse est basée sur la comparaison des coûts totaux des technologies renouvelables avec les coûts d'exploitation des réseaux de différentes tailles ci-dessus. En se fondant sur des exemples existants, l'étude vise à déterminer si de nouveaux modèles d'accès de tiers résulteraient effectivement en une

situation de concurrence, si cette concurrence pourrait profiter aux clients et/ou à la société, quel type de réglementation serait requise, et quels coûts supplémentaires devraient être supportés par les entreprises de CAD qui mettraient en œuvre de nouveaux modèles d'accès de tiers.

Pour les trois tailles de réseau analysées, la seule technologie concurrentielle est la chaleur perdue provenant de l'industrie ou des datacenters. Dans le cas d'un grand réseau, basé sur les combustibles fossiles, la chaleur résiduelle du secteur des services, les chaudières à biomasse de taille industrielle et la chaleur géothermique profonde s'avèrent également compétitives. Le potentiel d'un grand nombre de ressources de chaleur fatale industrielles à grande échelle situées à proximité des réseaux de chaleur étant d'ores et déjà largement exploité, le potentiel technico-économique de nouvelles ressources devrait être trouvé à partir de sources de chaleur résiduelle à petite échelle. Toutefois, le potentiel d'intégration de cette chaleur fatale reste très spécifique à chaque réseau, ce qui rend impossible de tirer des conclusions générales sur ce potentiel.

Finalement, dans le cas spécifique de la Finlande, l'ouverture généralisée des CAD à des tiers n'est pas susceptible d'entraîner un niveau élevé de concurrence. Dans le cas de CAD de petite et moyenne taille, l'ouverture totale du marché entrainerait par contre des coûts administratifs additionnels importants (CAD de taille moyenne : augmentation du coût de la chaleur de 10-20% ; taille petite : augmentation de 50%). Du moins pour le cas de la Finlande, l'étude préconise ainsi les structures de marché suivantes :

- CAD de petite taille (50 GWh/an) : intégration verticale
- CAD de moyenne taille (500 GWh/an) : accès de tiers à la production
- CAD de grande taille (5'000 GWh/an) : accès de tiers à la production et à la fourniture

6.5 Synthèse

Cette section résume les différents modes d'organisation des activités des réseaux de chaleur.

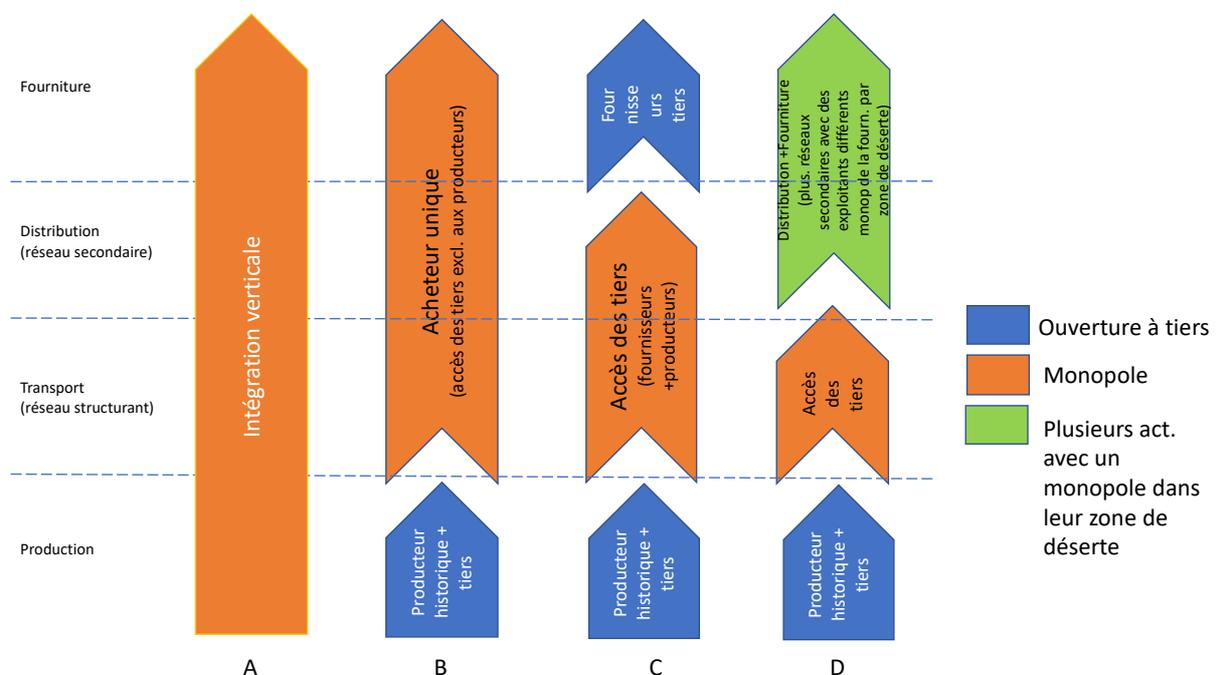


Figure 13 : Différentes modes d'organisation des activités des réseaux de chaleur

Dans le schéma d'intégration verticale (Figure 13 : A), un acteur unique en monopole est présent sur toutes les activités de la chaîne de valeur. L'avantage de cette structure sont les coûts d'administration

réduits qu'elle induit. Elle présente une limitation quant à l'intégration des rejets de chaleur par tiers au sein des réseaux. Une seule entreprise assume seule les risques et les investissements dans les infrastructures.

Le schéma avec un accès des producteurs tiers (Figure 13 : B) facilite l'intégration de sources de production dans les réseaux. Dans ce cas, l'acteur historique présent sur l'activité de production, et détenteur de la ressource essentielle, est soumis à des risques, en raison des investissements réalisés par les producteurs tiers, susceptibles d'injecter la production sur les réseaux de distribution. Dès lors, ce risque peut être source d'éventuels conflits d'intérêt susceptible de freiner l'intégration de la production de tiers au réseau. L'accès des tiers doit être accompagné d'une régulation visant à limiter ces conflits.

Un schéma d'organisation avec un accès complet des tiers (Figure 13 : C) permet à des acteurs indépendants des gestionnaires des infrastructures d'intégrer le marché des réseaux de chaleur. Plus précisément le marché est composé de producteurs indépendants, de fournisseurs, ou d'acteurs cumulant ces deux rôles. Ce modèle d'organisation des activités vise à favoriser la concurrence dans la production et la fourniture de chaleur par un dégroupage des différentes activités, et réduit le besoin de régulation dans ces activités. Chaque client dispose ainsi d'un accès au fournisseur de son choix. Néanmoins, les coûts transactionnels pour ce type de modèle s'avèrent très élevés, et peuvent excéder les bénéfices engendrés par l'intégration, notamment sur les marchés de petite taille.

Une dernière forme d'organisation (Figure 13 : D) au sein de laquelle les activités de distribution et de fourniture sont regroupées au sein d'une même entreprise de distribution est également observée dans la pratique. Ces entreprises disposant d'une exclusivité de fourniture sur sa zone de desserte du réseau secondaire, elles sont néanmoins en mesure d'accéder à la chaleur produite par les unités de production sur les réseaux de transport. Pour le raccordement de ces réseaux secondaires aux réseaux structurants, une analyse des coûts-bénéfices pour la collectivité est usuellement menée afin d'examiner les avantages du raccordement du réseau secondaire au réseau amont.

7 Régulation des coûts et des tarifs des CAD

7.1 Les coûts des CAD

Avec la séparation comptable des activités, il est possible d'identifier les coûts correspondants aux activités de production et d'acheminement (transport et distribution). Les premiers concernent les coûts d'investissement et d'exploitation liés à la production de chaleur injectée sur le réseau. Les seconds concernent les coûts d'investissement et d'exploitation nécessaires à l'acheminement de la chaleur des sites de production jusqu'aux consommateurs.

Pour chacune des activités, les coûts peuvent également être également catégorisés selon leur nature économique : coûts fixes ou coûts variables. Les premiers caractérisent les coûts qui ne varient pas proportionnellement à la quantité de chaleur délivrée aux consommateurs. Ce sont essentiellement les coûts liés aux investissements dans les infrastructures de production et transport. A l'inverse, les seconds qualifient les coûts qui évoluent de façon plus ou moins proportionnelle à la quantité de chaleur demandée. Il s'agit en particulier des coûts d'achat des combustibles et de l'électricité utilisés pour produire et/ou transporter la chaleur.

Cette double classification des coûts selon le poste et la nature est présentée dans le tableau suivant.

Nature / Poste	Coûts de production	Coûts de distribution
Coûts fixes	<ul style="list-style-type: none">• Investissements dans les infrastructures de production• Frais d'exploitation et de maintenance	<ul style="list-style-type: none">• Investissements dans le réseau• Frais d'exploitation et de maintenance
Coûts variables	<ul style="list-style-type: none">• Achat de combustibles• Achat d'électricité	<ul style="list-style-type: none">• Achat d'électricité pour les besoins de fonctionnement du réseau

Tableau 3 : Nature et poste de coûts sur un réseau de chaleur (Quiquerez 2017).

En raison du caractère de monopole naturel des activités de réseaux, la régulation de celles-ci a pour objectif de limiter le pouvoir de marché de l'entreprise exploitant les infrastructures de transport et distribution. Il convient par ailleurs de réfléchir à une régulation spécifique concernant les activités de production (en amont) et celle de fourniture (en aval).

Dans les sections suivantes, nous posons les éléments constitutifs d'une régulation des principaux postes de coûts de la chaîne de valeur des CAD, soit les coûts des infrastructures de réseaux et les coûts de production d'énergie. Cette régulation est déterminante pour la tarification qui en résulte. Pour l'activité de fourniture, dont les coûts sont essentiellement liés aux activités de commercialisation de la chaleur, un schéma de régulation de cette activité est également examiné.

7.2 Régulation des coûts des réseaux

Régulation cost-plus ou incitative

Pour les infrastructures de réseaux, en monopole naturel, il existe principalement deux modes de régulation, qui se différencient par leurs objectifs (Perrot 1994, Baranes 1998) :

1. Méthode Cost-plus : garantit à ces entreprises un certain taux de rendement (jugé « équitable » ou approprié) sur leurs investissements, c'est-à-dire concrètement à rembourser leurs coûts en ajoutant une certaine marge permettant de rémunérer leurs actionnaires. Cependant, les incitations à surinvestir dans le capital et à subventionner les activités de

manière croisée sont plus importantes que dans le cas d'une régulation incitative (Averch and Johnson 1962).

2. Méthode incitative (revenu-cap ou price-cap) : fixe a priori les revenus plafonds de ces entreprises. Le mécanisme incite les entreprises à réduire leurs coûts, car la différence entre les recettes et les coûts n'est que partiellement redistribuée aux consommateurs finals. Elle atténue également les effets des asymétries d'informations sur les coûts entre les entreprises et les régulateurs (Littlechild 1983). Cependant, la qualité des services et le développement des infrastructures peuvent être néanmoins péjorés.

Si l'avantage de la première méthode est de garantir aux investisseurs une rémunération suffisante, la seconde approche est d'inciter les entreprises à minimiser leurs coûts.

Coûts autorisés

Dans la mesure, où il est nécessaire d'établir des coûts de manière transparente et non discriminatoire (notamment dans l'éventualité d'un accès des tiers au réseau), la régulation des coûts doit veiller à couvrir tous les coûts du réseau, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace, tout en assurant une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement. Il est usuel de parler de coûts autorisés.

Les coûts autorisés sont usuellement ceux justifiés par les besoins d'une exploitation efficace et sûre des réseaux (Cholley 2014). La justification repose sur des critères objectifs déterminants tels que :

- Les investissements approuvés dans un plan de développement
- Les circonstances historiques objectives
- Les charges liées à une nouvelle réglementation mise en place
- Les besoins d'amélioration de la qualité

Les coûts se répartissent entre deux postes. On distingue ainsi d'une part les charges d'exploitation (charges de personnel, impôts et taxes, achats d'électricité) et d'autre part les charges de capital (dotations aux amortissements et rémunération du capital) liés aux investissements réalisés (OCDE 2001).

La rémunération des capitaux engagés est le produit de deux termes :

- Une assiette, la Base d'Actifs Régulée (BAR), qui représente la valeur comptable des actifs possédés, déduction faite des subventions d'investissement (taxe de raccordement payée par les clients, subventions,...).
- Un taux de rémunération, le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC, WACC en anglais), qui est déterminé au moyen d'un modèle d'évaluation tenant compte de différents paramètres, dont le taux sans risque du marché représenté par les obligations d'État, le supplément de rémunération demandé par les investisseurs obligataires par rapport au taux sans risque, la rémunération des capitaux propres compte tenu de la sensibilité au risque de marché. En Suisse, la Confédération fixe le CMPC à 3.83% pour les réseaux d'électricité (BFE 2019), et à 4.9% pour les réseaux de gaz naturel (ASIG 2015).

Les investissements des gestionnaires de réseaux viennent donc constituer une base d'actifs, et sont remboursées partiellement chaque année sur le principe des amortissements comptables linéaires. Outre les amortissements, les gestionnaires de réseaux se voient octroyer une rémunération correspondant au produit d'un taux de rémunération et de la valeur nette comptable des actifs (montant des investissements non encore amorti) constituant la BAR. Par ailleurs, le programme annuel d'investissements se doit d'être approuvé et suivi par une instance de supervision.

7.3 Régulation des coûts de production de la chaleur

Mix de production optimal

Dans l'activité de production, un planificateur omniscient, qui poursuivrait l'objectif d'allouer de manière optimale des ressources de production à des consommateurs, est confronté au problème suivant. Les coûts fixes liés à l'investissement dans une capacité unitaire de production (exprimées en CHF/kW) et les coûts variables liés à la production d'une unité de chaleur (exprimées en CHF/kWh) varient selon les sources d'énergie et les technologies utilisées. Pour satisfaire la courbe des besoins de chaleur annuelle, caractérisée par sa variabilité horaire, le coût total de production de la chaleur, qui dépend des coûts fixes et variables, sera également déterminé par le dimensionnement du parc de production et la manière dont il est exploité pour répondre aux variations de la demande. Pour ce planificateur, l'objectif est donc de dimensionner le parc afin de satisfaire de manière la plus efficiente d'un point de vue économique et environnementale la demande de chaleur. On parle dans ce cas de mix de production optimal.

Du point de vue économique, le dimensionnement optimal du mix de production est atteint lorsque le parc de production satisfait à moindre coût la consommation annuelle des besoins de chaleur. Les techniques caractérisées par de faibles coûts variables (coût de combustible essentiellement) et des coûts d'investissement élevés auront dans cet optimum une durée d'utilisation plus importante sur l'année (production de base ou de ruban) que celles caractérisées par des coûts d'investissement faibles et des coûts variables élevés (production de pointe). La recherche de l'optimum entre les techniques de production à structure de coût différente détermine pour chaque technologie une durée optimale d'utilisation et une capacité installée. Le graphique ci-dessus illustre l'utilisation optimale de chaque technologie. L'unité de production 1, caractérisée par des coûts fixes spécifiques relativement faibles mais des coûts variables unitaires importants, affiche les coûts moyens de production les plus faibles pour une durée d'utilisation inférieure à 1'400 heures. Au-delà, les coûts variables unitaires de cette installation la rendent moins compétitive que l'unité 2. Les coûts de production de cette dernière sont alors les plus bas jusqu'à une durée de 4'000 heures. Pour une durée d'utilisation plus importante, l'unité 3, caractérisée par des coûts fixes spécifiques élevés mais des coûts variables unitaires relativement faibles, devient la plus avantageuse. Dès lors, celle-ci n'est plus pénalisée par ses coûts d'investissement importants, car ceux-ci peuvent être répartis sur un nombre d'heures de fonctionnement suffisant.

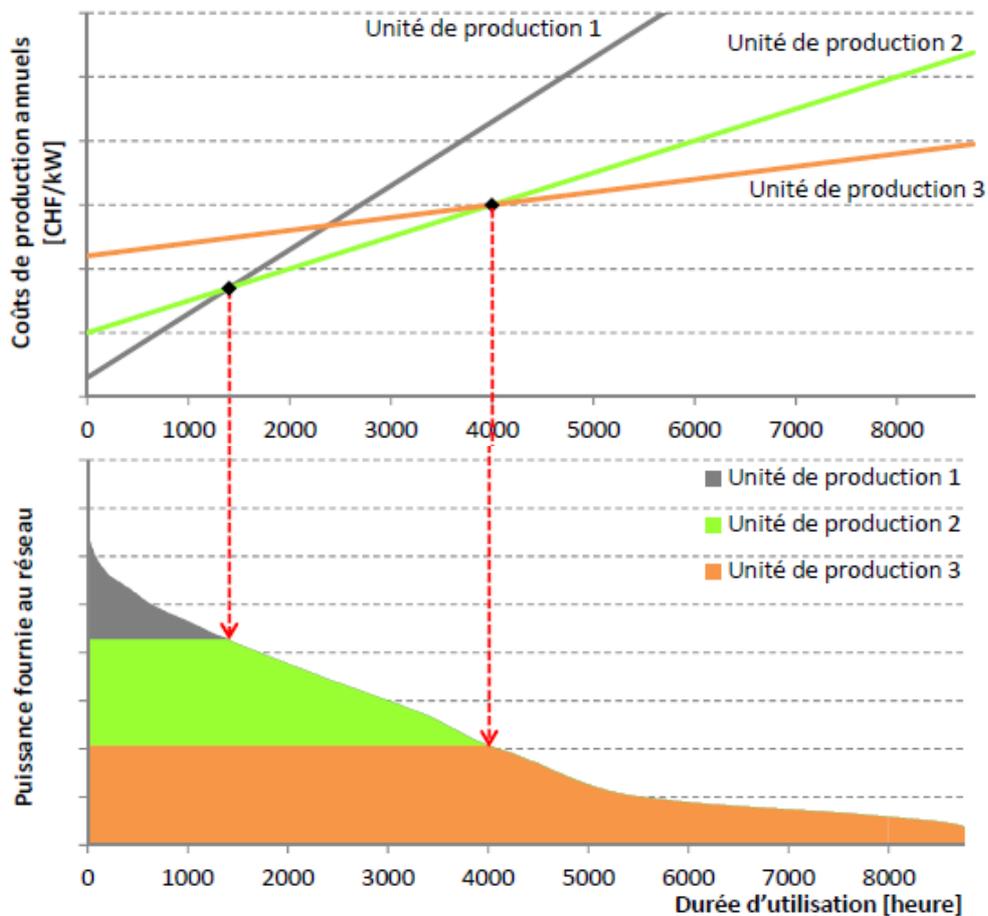


Figure 14 : Optimisation du mix de production en fonction de la nature des coûts (adapté de Quiquerez, 2017).

Cette méthode d'optimisation simplifiée s'avère plus complexe dans la réalité, dans la mesure où elle se base sur des variables (coûts fixes spécifiques, coûts variables unitaires, demande de chaleur) qui sont soumises à des fluctuations temporelles. Cette méthodologie de dimensionnement donne une image du parc optimal à un moment donné. Or, le dimensionnement souhaité peut être conditionné par des contraintes techniques, physiques ou légales. Enfin, rappelons que cette méthode de dimensionnement et de hiérarchisation des unités de production suit uniquement une logique économique. Néanmoins, elle permet de définir un premier objectif pour les besoins d'une régulation au regard d'un mix production répondant au critère de minimisation des coûts.

Ordre de mérite vs ordre de préférence

L'optimisation économique du parc de production, comme décrite ci-dessus, dépend des coûts fixes et variables des différentes installations. Or, cette optimisation ne répond pas forcément aux objectifs environnementaux ou ceux de la politique énergétique. On peut dans ce cas vouloir favoriser les diverses technologies de production selon un ordre de préférence afin de satisfaire les orientations de la politique énergétique (Lachal and Nægeli 2018).

Pour un parc donné, l'ordre de mérite est l'ordre de priorité économiquement rationnel de la mise en œuvre des diverses unités de production. Il se définit par la classification des unités de production selon leurs coûts marginaux (sources d'énergies primaires transformées), qui n'intègrent pas les coûts fixes (investissements).

De façon générale, les énergies renouvelables et/ou fatales sont caractérisées par de faibles coûts marginaux, et viennent donc naturellement se placer en priorité dans l'ordre de mérite, pour fournir de la chaleur en ruban. De même, entre ces énergies, le coût marginal des ressources utilisées en direct est en général inférieur à celui des ressources utilisées avec PAC. Une exception notable concerne la biomasse, dont le coût marginal de production de chaleur s'avère en principe supérieure à la production avec PAC (Lachal and Nægeli 2018).

Cependant :

- Dans le cas de CCF (notamment à gaz mais aussi à biomasse), la valorisation séparée chaleur/électricité comporte le risque de transfert des coûts de la chaleur sur l'électricité, avec pour conséquence un coût marginal de la chaleur nul (et donc impropre à une régulation selon le seul ordre de mérite économique). Une telle situation est notamment observée sur l'installation géothermique de Riehen (Faessler 2016).
- Une situation similaire pourrait se présenter dans le cas des réseaux thermiques à basse température (prestation combinée chaud/froid), pour lesquels le prix de vente des prestations froid couvrirait les coûts marginaux de la production chaude.

Une façon de tenir compte des impacts environnementaux et des préférences politiques consiste à internaliser, dans les décisions de production des acteurs, les externalités négatives induites par la production des technologies polluantes. Les coûts environnementaux induits par ces externalités négatives, quantifiés en terme monétaires sont dès lors additionnés aux coûts de production des acteurs (Baumol 1964, Fahlén and Ahlgren 2010). Cette additionnalité peut s'effectuer par la mise en place d'une taxe à la production ou l'instauration d'un mécanisme de droits à polluer. La présence économique des différents moyens de production est modifiée en fonction du coût additionnel de cette taxe prise en charge par les producteurs. Dans la pratique, la quantification des effets induits (sous forme de taxe ou de subvention) ainsi que leur mise en place et leur régulation restent cependant sujettes à discussion et compléments d'analyses.

Par ailleurs, même si la hiérarchisation économique et environnementale entre sources de chaleur était acquise, cela ne garantirait pas nécessairement un taux de pénétration de ces énergies compatible avec des objectifs politiques, comme par exemple un taux minimum d'énergies renouvelables et fatales. Dans l'optique d'un dimensionnement optimal par voie purement économique, le niveau d'une taxe ou du prix des droits de pollution nécessiterait une calibration ad hoc, afin d'atteindre un optimal du mix production répondant aux objectifs de la politique énergétique.

Schémas de régulation de l'activité de production

Différents schémas de régulation de l'activité de production sont possibles, en raison des différentes formes d'organisation (Cornelis 2015), et notamment de la possibilité d'accès des tiers. Cependant, le schéma de régulation doit inciter à l'intégration et au développement des productions dans les technologies les plus efficaces. Au final, le schéma doit permettre d'atteindre l'objectif répondant à celui d'un planificateur omniscient.

Intégration verticale et planification centralisée

L'objectif d'un monopole étant différent de celui d'un planificateur omniscient, une régulation de la planification des investissements doit être adoptée afin d'atteindre l'optimum de production. Cette régulation peut s'effectuer soit en termes de capacités installées, soit en termes de coûts autorisés.

Dans le premier cas, sur la base d'un mix optimal défini par planification, l'autorité édicte directement les investissements nécessaires dans les différentes technologies de production, de façon à ce que les capacités installées répondent aux objectifs économiques et environnementaux.

Dans le second cas, l'autorité définit le coût de production nécessaire à satisfaire la demande de chaleur selon l'optimum. L'exploitant de réseau de chaleur établit son parc de production de sorte à ce que les coûts de sa production de la chaleur ne dépassent le niveau établi par l'autorité.

Accès complet de tiers (production et fourniture) et marché en concurrence

Dans le cas où la taille de marché permet l'entrée dans l'activité de production de plusieurs acteurs⁸, les producteurs négocient librement leur chaleur entre eux, et avec les clients finaux (ex. des réseaux de distributions secondaires). Différents types de contrats (contrat de fourniture, contrat à terme, spot, annuel, semestriel, hebdomadaire, journalier) sont disponibles sur le marché, en fonction des besoins des acteurs. Par le biais de contrats, les acteurs peuvent également optimiser le fonctionnement de leur moyen de production (Cornelis 2015).

Dans une telle organisation, le signal-prix, qui résulte de l'équilibre entre offre et demande, est transparent et identique pour tous les acteurs (ex. plateforme de marché). A court terme, les producteurs étant disposés à offrir leur production de chaleur selon le coût incrémental de production d'un MWh, le prix s'établit au niveau des coûts incrémentaux de la dernière technologie nécessaire à satisfaire la demande. Le prix des contrats pour des livraisons à court terme constitue le signal pour le fonctionnement et l'optimisation des installations. Dans une perspective de long terme, le producteur tiendra compte dans ses coûts des investissements liés aux capacités additionnelles nécessaire à satisfaire la demande. Le signal-prix des contrats long terme est dès lors constitutif du signal pour les éventuels investissements.

Le dimensionnement optimal du parc de production est atteint par le jeu de la concurrence qui émane entre les différents acteurs dont les décisions d'investissements sont conduites par le signal prix. Lorsque le prix s'établit au niveau des coûts marginaux des installations marginales, les recettes permettent de recouvrir les investissements des techniques infra-marginales, et de nombreux économistes ont démontrés que ce surplus permet de recouvrir les coûts fixes des installations (Green 2005, Joskow and Tirole 2006), pour autant que le parc soit dimensionné de manière optimale. Si au contraire le surplus cumulé dépasse les coûts des investissements, il en résulte un profit économique qui incite les producteurs à investir davantage dans de nouvelles capacités de production liées à cette filière. Réciproquement, si le surplus cumulé est insuffisant, les producteurs dont les installations s'avèrent inefficaces sont confrontés à un risque d'écoulement et de rentabilité, et sont ainsi amenés à réviser leur décision d'investissement dans une perspective de réduction de la capacité disponible. Ce mécanisme induit donc un risque pour les investisseurs.

Dans un tel modèle, les besoins de régulation de la production sont faibles. Cependant un manque de liquidité dans les transactions, en raison d'un faible nombre d'acteurs, peut induire à des distorsions du signal-prix.

Accès de tiers à la production et acheteur unique

Dans le modèle à acheteur unique, les producteurs vendent la chaleur à une entreprise de réseau de chaleur, qui la vend ensuite au client. Le client ne traitant qu'avec un seul opérateur, le modèle a été critiqué en raison de l'impossibilité pour le client de choisir un fournisseur de chaleur (Pöyry 2018, Bürger, Steinbach et al. 2019).

⁸ Les technologies de production, présentant des rendements décroissants, plusieurs entités de production peuvent être préférables à une seule, car elles peuvent satisfaire la demande à moindre coût dans un marché caractérisé par une demande suffisante.

Pour délivrer la chaleur à l'acheteur-unique, il existe différents modèles de cession de la chaleur. En fonction des conditions d'encadrement de ces modèles, ceux-ci ne permettent pas tous l'atteinte de l'optimalité de production (OXERA 2014, Pöyry 2018).

Accès volontaire

Le plus simple des modèles à acheteur unique est l'accès volontaire, qui est actuellement appliqué en Finlande, en Suède et en Allemagne par exemple (Pöyry 2018). Dans ce modèle, l'opérateur de réseau et l'opérateur tiers s'entendent sur les conditions d'accès au réseau selon une base volontaire et bilatérale. Le modèle fonctionne avec un très faible niveau de réglementation. Si l'exploitant a des incitations économiques à rechercher des flux de chaleur à bas coûts sur le réseau, afin de minimiser les coûts de production totale, alors ce modèle peut permettre d'introduire des quantités importantes de chaleur produites par les tiers. Comme la majeure partie de la production de chaleur et l'exploitation de l'infrastructure de réseau est assurée par la même entreprise, les coûts transactionnels restent limités.

Cependant, les accords bilatéraux peuvent manquer de transparence du point de vue des producteurs tiers et ne pas rémunérer de manière suffisante les investissements dans les capacités de production conformément à un objectif de planification optimal. En outre, en raison de la forme d'organisation choisie, les producteurs tiers ne disposent généralement que d'un seul exploitant de réseau à qui vendre leur chaleur. On pourrait donc soutenir que l'opérateur de réseau a un pouvoir de négociation supérieur à celui d'un producteur tiers.

Reprise réglementée

Dans le cas d'une reprise réglementée, la reprise de la chaleur produite par les tiers est garantie selon des tarifs d'injection de la chaleur, si le nouvel entrant remplit les conditions techniques et/ou économiques préétablies. En raison de la grande variation des besoins de chaleur et, d'autre part, de la variation des caractéristiques des sources de chaleur potentielles, il peut toutefois être difficile, pour une instance de régulation, d'élaborer des règles générales de reprise. Les règles doivent encourager la diversité de la production de chaleur par les tiers et permettre de diminuer le coût total de la production thermique. Dans la perspective d'atteindre l'objectif d'une planification omnisciente, il convient dès lors de spécifier des prix de rachats de la chaleur (conditions économiques préétablies) pour chaque technologie en fonction des coûts de production de ces technologies, tels qu'ils résulteraient du mix de production optimal.

Autres options : appels d'offre, ventes aux enchères

D'autres modèles à acheteur unique comprennent l'appel d'offres obligatoire pour de nouvelles capacités de production de chaleur, des ventes aux enchères régulières pour l'énergie et/ou la capacité de production. L'acheteur, qui reste responsable de la fourniture de la chaleur aux clients finaux, s'approvisionne par le biais d'un système d'enchère et constitue son portefeuille par des contrats de fourniture de moyen et long terme afin de tendre vers des prix les plus adéquats pour le client final.

Le gestionnaire du système peut acquérir les capacités, telles que définies par l'instance de régulation et qui répondent au critère du parc optimal, par le biais d'un mécanisme d'enchères. Les producteurs potentiels soumissionnent la production ou la chaleur auprès de l'acheteur unique.

Pour que le marché fonctionne efficacement, il doit cependant y avoir suffisamment de participants aux enchères, ce qui peut être difficile à réaliser, surtout dans un réseau de chaleur de petite taille. Par ailleurs, la longueur de la procédure d'appel d'offres et des contrats d'achat influe considérablement sur l'optimisation des coûts à court terme du réseau de chaleur et sur les niveaux de risque des nouveaux entrants et leur volonté d'investir, ce qui doit être pris en considération dans le règlement si un tel modèle d'accès de tiers est appliqué (Bürger, Steinbach et al. 2019).

7.4 Régulation des tarifs

Le schéma de tarification de la chaleur à distance constitue un élément central qui détermine respectivement les recettes pour l'exploitant du réseau et les charges pour les consommateurs.

En principe (dans une approche cost-plus), la tarification est déterminée de manière à recouvrir l'ensemble des coûts des diverses activités de la chaîne de valeur, y compris la rémunération du capital, sans autre excédent.

Outre le recouvrement des coûts, la tarification peut également répondre à certains objectifs d'efficacité économique, notamment en vue d'inciter à des comportements vertueux de consommation et donner les bons signaux aux investissements.

Les deux composantes majeures des tarifs sont similaires à celles identifiées dans les coûts, à savoir l'utilisation du réseau et l'énergie. Sur la facture du client final, cette décomposition peut être transparente ou non.

Part réseau

Si la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux doit assurer le recouvrement de l'ensemble des coûts justifiés pour le transport et de la distribution de chaleur, l'imputation de ceux-ci peut se faire au soutirage (imputation au consommateur) ou à l'injection (imputation au producteur). Ce dernier principe n'est généralement pas appliqué, ou dans une proportion limitée, car les producteurs ont usuellement la possibilité de transférer les coûts aux consommateurs, au travers de leur coûts de production.

Par ailleurs, la tarification de la part réseau peut répondre aux principes suivants (optionnels et cumulables) :

- **Timbre-poste** : la tarification des réseaux est usuellement indépendante de la distance entre le site de consommation et le site de production de la chaleur, ainsi que des différentes relations de livraison (indépendance des voies de transaction et contractuelles). Néanmoins, la tarification peut être basée sur le principe du modèle du niveau de raccordement au réseau. Dans ce cas, les utilisateurs paient l'utilisation des réseaux en fonction de l'utilisation des différents niveaux.
- **Péréquation tarifaire** : selon ce principe, les tarifs de l'utilisation des réseaux sont identiques sur l'ensemble de la zone desservie d'un exploitant de réseau. Les utilisateurs du réseau sont soumis aux mêmes conditions tarifaires.
- **Non-discrimination** : les conditions tarifaires sont indépendantes du fournisseur de chaleur, afin d'éviter les éventuelles distorsions de concurrence.
- **Principe de causalité** : selon ce principe, le tarif payé par les utilisateurs n'est pas lié à l'usage final de la chaleur mais aux coûts qu'ils engendrent sur le réseau. A titre d'exemple, les coûts d'un réseau structurant se répartissent entre les utilisateurs selon une clé de répartition déterminée sur la base des puissances max appelées et des volumes soutirés par utilisateurs qui y sont raccordés (y.c. les réseaux secondaires). Selon la Loi fédérale sur l'énergie (LEne), les coûts d'utilisation de l'énergie sont, autant que possible, couverts selon le principe de causalité. Pour l'électricité et le gaz, ce principe est notamment instauré pour le recouvrement des coûts liés aux réseaux de transport.

- **Horo-saisonnalité** : dans certains cas, la structure des tarifs est différenciée entre les saisons ou les plages horaires de consommation, afin d'inciter les clients à limiter leur consommation lors des périodes de pointes. Ce type de tarification est souvent rencontré dans le secteur de l'électricité, bien qu'il reste optionnel. Pour la tarification réseau, il peut être mis en œuvre lorsque la capacité du réseau est limitée à certaines périodes de l'année. Note : ce principe peut également être mis en œuvre pour la tarification de la part énergie (voir ci-dessous).

Afin de suivre la tarification des réseaux, une autorité de régulation peut mettre en œuvre un benchmark des tarifs pratiqués par différentes sociétés. Ces benchmarks regroupent des indicateurs (ex, tarifs, coûts, qualité de l'approvisionnement, ...) afin d'évaluer par comparaison la performance des différents distributeurs. Bien que les différences observées s'expliquent majoritairement par des facteurs liés aux caractéristiques inhérentes des réseaux de chaque entreprises, ces comparaisons offrent une information primaire sur l'efficacité économique de l'entreprise. Pour exemple, ci-dessous un benchmark des tarifs de réseau de chaleur en France.

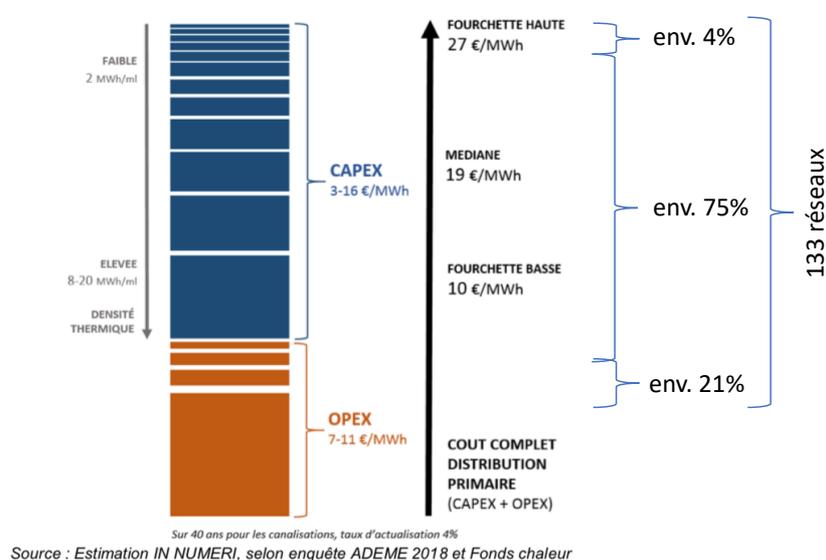


Figure 15 : Benchmark des tarifs des réseaux de chaleur en France (AMORCE 2019).

Afin d'être pertinents, les comparatifs de tarifs doivent cependant tenir compte des paramètres structurels et contextuel. Ainsi, les tarifs de réseau sont en principe plus bas dans les grandes villes, dont la densité de chaleur des CAD est plus importante. De même, étant donné les différences structurelles, la comparaison de tarifs entre pays doivent être menée avec précaution.

Part énergie

La régulation de la part énergie du tarif est fondamentalement dépendante du mode d'organisation des activités et d'un éventuel accès des tiers. Elle s'avère indispensable si le modèle choisi restreint la concurrence en amont (production) ou en aval (fourniture) de la chaîne de valeur, de sorte à ce que les recettes n'excèdent pas les coûts autorisés liés à l'approvisionnement en chaleur effectuée par le réseau de chaleur.

La tarification de l'énergie peut également répondre au principe d'horo-saisonnalité. Ce principe est observé en Suède (Aronsson and Hellmer 2009), où le tarif est aligné au coût marginal de la production de chaleur en fonction des saisons (Figure 16). En hiver, le coût est plus élevé en raison des moyens de production plus onéreux mis en œuvre pour satisfaire la demande, et inversement pour l'été.

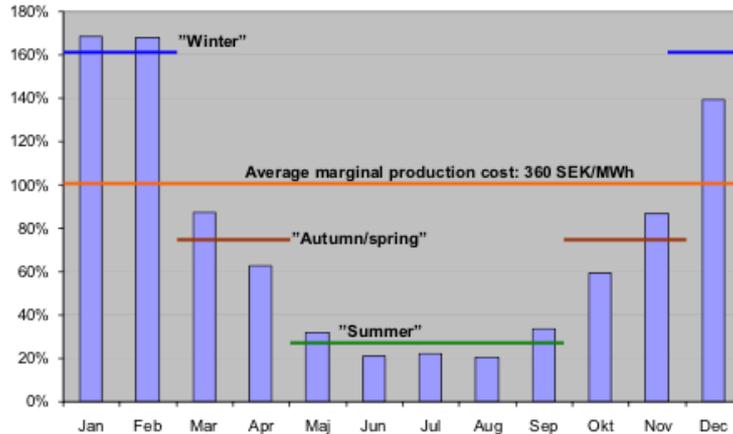


Figure 16 : Exemple de tarifs CAD différenciés selon la saison en Suède (Aronsson and Hellmer 2009)

Dans ce cas, le tarif de vente de la chaleur se fonde sur les coûts marginaux de production de la chaleur mise en œuvre pour satisfaire la demande, il rémunère les acteurs conformément à une approche marginaliste. Le recouvrement des investissements est assuré lorsque le parc de production répond à un dimensionnement optimal. De plus, le signal prix étant représentatif des coûts marginaux, celui-ci donne une meilleure indication pour une consommation efficace de l'énergie.

Part fourniture

Finalement, dans le cas de l'activité de fourniture, le fournisseur doit d'être rémunéré en raison des coûts liés à la commercialisation (facturation, équipes de vente,...). Afin d'éviter un éventuel effet d'aubaines, induit par un niveau de marge proportionnel au prix de vente, une marge régulée peut être fixée en fonction d'un montant par immeuble raccordé ou par client fourni (comme c'est notamment le cas pour l'électricité).

Structure tarifaire : parts fixes et variables

La mise en œuvre de la tarification peut également répondre à certains objectifs d'efficacité économique, notamment en vue d'inciter à des comportements vertueux de consommation et donner les bons signaux aux investissements. A défaut d'une tarification marginaliste, qui répond à l'objectif en question, une tarification binomiale peut-être également appliquée. Celle-ci consiste à concevoir un tarif avec :

- **une part fixe déterminée en fonction de la puissance souscrite (CHF/kW)** : celle-ci est censée couvrir les coûts fixes liés à la production et au transport de la chaleur, indépendamment des variations de la consommation;
- **une part variable déterminée en fonction de la consommation de chaleur (CHF/kWh/an)** : celle-ci est censée couvrir les coûts variables de la production et du transport de la chaleur.

D'autres composantes des tarifs peuvent être également rencontrées dans la pratique avec :

- **un abonnement (CHF/an)** : correspondant à une redevance annuelle indépendante de la consommation et de la puissance. Cette composante tarifaire est rencontrée sur certains réseaux de chaleur suédois, néanmoins sa mise en place ne se conforme pas au principe de causalité des coûts.

- **une taxe de raccordement⁹ (CHF/kW)** : correspondant aux coûts des investissements nécessaires au raccordement du consommateur au réseau de chaleur. Ces coûts peuvent également inclure les coûts des renforcements des réseaux.
- **un tarif d'écoulement (CHF/m³)** : facturé selon le volume d'eau chaude consommée par l'utilisateur. C'est notamment le cas pour une partie des réseaux de chaleur en Suède, afin d'inciter l'utilisateur à améliorer les performances de son échangeur de chaleur (Aronsson & Hellmer, 2009).

En théorie, la part fixe et la part variable du tarif devraient être alignées aux parts fixes et variables des coûts, de façon à donner les signaux économiquement pertinents aux consommateurs et aux investisseurs dans les infrastructures. Néanmoins, dans la pratique, les parts fixes et variables ne reflètent pas nécessairement la part des coûts fixes. En Suède, une étude sur les tarifs (Aronsson and Hellmer 2009) démontre que les structures tarifaires appliqués aux ménages ne sont pas nécessairement alignés à la nature des coûts économiques. Ainsi, une partie des coûts fixes peut être recouverte par la partie variable des tarifs, et inversement. Néanmoins, plus les éléments variables du tarif sont importants, plus les clients sont incités à réduire leur consommation d'énergie, mais les revenus de l'entreprise sont soumis à un risque volume. Dans ce cas, la mise en place d'un compte de régularisation des charges permet d'atténuer ce risque.

Compte de régularisation des charges et produits

En raison de la détermination des tarifs sur des éléments prévisionnels, la régulation prévoit usuellement un compte de régularisation des charges et produits (ou différence de couverture). Ce dispositif de régularisation est nécessaire en raison du caractère difficilement prévisibles et non maîtrisables des charges. Il a pour objectif de rattraper les écarts observés entre les hypothèses retenues pour l'élaboration du tarif et les charges et produits effectifs. A cet effet, les écarts sont alloués aux utilisateurs du réseau, par l'intermédiaire des adaptations tarifaires au cours des années suivantes.

Tarification incitative (price-cap)

Alternativement à une approche cost-plus, le prix de la chaleur à distance peut être régulé selon un prix-plafond (price-cap), par exemple en référence aux coûts de production des technologies d'approvisionnement alternatives (Frederiksen and Werner 2013). Ce principe est davantage pratiqué là où les systèmes sont en forte concurrence avec d'autres technologies d'approvisionnement (NEP, 2009). La justification de ce type de régulation repose sur la protection des consommateurs, clients « captifs » des réseaux de chaleur, notamment en raison de l'existence de pénalités en cas de rupture contractuelles. Ils sont usuellement mis en place lorsque la concurrence qui s'exerce sur le marché de la principale source d'approvisionnement alternative est suffisante pour assurer une pression sur les prix.

De tels prix plafonds sur les réseaux de chaleur sont observés aux Pays-Bas (en référence aux chaudières individuelle au gaz) et en Norvège (en référence au chauffage électrique). Sur ces marchés, les marchés du gaz et de l'électricité sont eux-mêmes ouverts à la concurrence.

Cependant, il a été constaté que le plafonnement des prix peut avoir un effet dissuasif, car il permet un maintien des prix au niveau du plafond alors même que les coûts réels sont bien inférieurs.

⁹ Les propriétaires bailleurs peuvent répercuter, aux locataires, dans les dépenses effectives pour le chauffage et l'eau chaude sanitaires, les charges financières d'une l'installation, lorsque le bailleur se fournit auprès d'une centrale est située hors de l'immeuble et qui ne fait pas partie des frais d'équipement de l'immeuble approvisionné.

Un deuxième défi consiste à définir le prix de comparaison de la ressource de chauffage alternative.

Atteindre un consensus sur la bonne méthode de calcul est cependant problématique, en raison des points suivants :

- En raison de l'hétérogénéité des besoins de chaque client et des coûts inhérents, la détermination d'un prix de référence unique est difficile ;
- Le rattachement des prix de vente des réseaux de chaleur à une alternative peut avoir l'effet pervers de maintenir les prix des réseaux de chaleur à un niveau élevé, respectivement bas, et de ne pas refléter les coûts réels supportés par l'exploitant du réseau de chaleur ;
- Finalement, il faut s'assurer que les contraintes de politique énergétique (notamment en termes de taux de renouvelable dans le mix de chaleur) soient comparables entre réseau de chaleur et solution alternative.

7.5 Synthèse sur la tarification

En principe, la tarification de la chaleur pour le client correspond à l'empilement des coûts des différentes activités. Il est nécessaire et suffisant de déterminer isolément les règles de la tarification pour les prestations rendues par les différentes activités.

Le besoin de régulation des coûts de la production est dépendant du modèle choisi d'accès des tiers. Une régulation des coûts et des recettes liées à la production s'avère indispensable si le modèle choisi retreint la concurrence en amont (production) ou en aval (fourniture) de la chaîne de valeur. Lorsqu'un acteur est en monopole dans l'une de ces activités, une régulation est requise en vue de la protection des consommateurs.

Dans ces cas, la tarification de l'activité de production doit permettre le recouvrement des coûts et inciter les acteurs à investir dans les technologies les plus efficaces, de manière à atteindre l'optimalité du mix de production. Dans le cas d'une entreprise verticalement intégrée, le tarif de vente de la chaleur peut donc être fixé sur la base des coûts résultants du mix optimal de production. Dans les modèles d'accès des tiers avec acheteur unique (ou zone de déserte), la régulation des coûts d'approvisionnement supportés par l'acheteur unique inclut les coûts d'acquisition de la chaleur à des tiers ainsi que les coûts de la production propre. L'acquisition de la chaleur aux tiers peut être définie par un mécanisme (enchères, tarifs de reprise, ...) qui permet d'atteindre, ou à défaut, de se rapprocher de l'objectif défini par une planification omnisciente.

Les activités en monopole naturel (transport et distribution) nécessitent une régulation de leurs coûts. Celle-ci requiert la définition des coûts autorisés (assiette des coûts). La détermination de ceux-ci doivent notamment inclure des éléments sur la durée de vie des actifs, la méthode de constitution de la base d'actifs régulés (valeur à neuf, valeur de remplacement, valeur synthétique,...), le coût pondéré approprié pour la rémunération des d'actifs (CMPC ou WACC en anglais), ainsi qu'une éventuelle méthodologie d'adaptation de celui-ci.

Afin d'assurer l'acteur régulé contre les éventuels risques volumes, tels que les aléas auquel il peut être confrontés, et pour lesquels il n'a que peu d'influence (ex. risques climatiques), il convient de définir les règles de compensation. Ayant peu d'emprise sur ces risques, l'entreprise régulée ne doit pas être pénalisée. La limitation d'un tel risque peut notamment reposer sur un compte de régularisation des charges et des produits, à l'instar de ce qui se définit dans les autres industries en réseau.

La tarification peut également répondre à certains objectifs d'efficacité économique, notamment en vue d'inciter à des comportements vertueux de consommation et donner les bons signaux aux investissements. Cet enjeu est généralement obtenu à l'aide des structures tarifaires.

Pour éviter les éventuels effets d'aubaine induits par une marge proportionnelle au prix du vente, le présent rapport recommande la mise en place d'une marge tolérée maximale en fonction du nombre d'immeubles raccordés, ou de clients.

Finalement, il convient également d'instaurer une procédure récurrente de contrôle des coûts et des recettes, effectuées par une instance indépendante. Il est néanmoins recommandé que cette instance dispose d'une connaissance du secteur d'activité, notamment en raison des éventuelles questions que soulèverait la question de l'accès des tiers

8 Modes de régulation des réseaux de chaleur en Europe

Ce chapitre est consacré aux cadres réglementaires observés dans différents pays européens, où les réseaux de chaleur sont à différents stades de développement. Le panel de pays sélectionné regroupe le Danemark, la Suède, les Pays-Bas, la France et la Suisse, en raison d'éléments de régulation spécifique qui caractérisent chaque pays. Après un aperçu des conditions cadre préconisées par l'Union Européenne, les cadres réglementaires de ces pays sont examinés selon les angles suivants :

- Historique du développement des réseaux de chaleur ;
- Structure du marché de la thermique ;
- Planification énergétique territoriale liée aux réseaux de chaleur ;
- Structure organisationnelle des entreprises de réseaux de chaleur ;
- Accès des tiers au réseau de chaleur ;
- Régulation des coûts ;
- Régulation des tarifs.

8.1 Commission Européenne

En novembre 2016, la Commission européenne a publié le paquet "Une énergie propre pour tous les Européens" (European Commission 2016) dans le but de placer l'efficacité énergétique au premier plan, d'assumer un rôle de leader mondial dans les énergies renouvelables et de renforcer le rôle des consommateurs.

Bien que l'électricité fasse l'objet d'une discussion plus détaillée et approfondie, le paquet traite également du chauffage urbain et contient des dispositions relatives à l'accès des tiers au réseau. L'objectif est d'accroître l'utilisation de la chaleur perdue et des énergies renouvelables dans le chauffage.

La proposition relative à l'accès des tiers au système de chauffage urbain prévoit que les producteurs de chaleur et de froid renouvelables et de chaleur résiduelle provenant de l'industrie aient un droit d'accès ouvert aux systèmes locaux de chauffage et de climatisation urbains. Dans le cas d'un accès au réseau entièrement réglementé, les conditions préalables à l'adhésion d'un producteur tiers au réseau seraient déterminées par règlement. Si le producteur tiers remplit ces conditions, le propriétaire du réseau de chaleur est tenu de fournir au producteur l'accès au réseau. Dans ce modèle de marché, une certaine forme de dégroupage est généralement nécessaire pour l'entreprise de distribution de réseau de chaleur existante.

La proposition mentionne quelques possibilités d'exemptions. L'exploitant d'un système de chauffage ou de refroidissement urbain pourrait refuser l'accès à des fournisseurs lorsque le système ne dispose pas de la capacité nécessaire en raison d'autres fournitures de chaleur ou de froid résiduel, de chaleur ou de froid provenant de sources d'énergie renouvelables ou de chaleur ou de froid produite par cogénération à haut rendement. En cas de refus, l'exploitant du système de chauffage ou de refroidissement urbain devrait fournir à l'autorité des informations sur les mesures qui permettraient de renforcer le système. En outre, les nouveaux systèmes de chauffage ou de refroidissement urbains pourraient, sur demande, être exemptés de l'obligation d'assurer le libre accès pendant une période de temps définie.

Si initialement la Commission prévoyait d'instaurer un accès des tiers aux activités de production et de fourniture (Full third-party access), le Conseil de l'Union européenne et le Parlement européen ont

préconisé dans la Directive (EU Directive EC/2018/2001 2018) que l'accès de tiers soit limité à la production de chaleur, ou encore que la part renouvelable de la production soit augmentée par d'autres moyens.

8.2 Danemark

Historique

Au cours des années 1920 et 1930, un système de chauffage collectif a été mis au point à partir de la chaleur perdue provenant de la production locale d'électricité. Au moment de la première crise pétrolière en 1973, 99% de la chaleur produite au Danemark provenait de combustibles fossiles importés. Les centrales de cogénération ont été une des mesures prioritaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Cette crise a ouvert la voie à une politique énergétique interventionniste dans la mesure où il était largement reconnu qu'un changement était absolument nécessaire. Cette politique a pu reposer sur la confiance des consommateurs à l'égard des gouvernements nationaux et locaux (Danish Energy Agency 2015).

L'un des facteurs économique clés du développement des réseaux de chaleur danois a été l'accès au capital pour les investisseurs (Donnellan, Burns et al. 2018). La possibilité d'accéder à des faibles taux d'intérêt sur les marchés des capitaux signifient que même si le taux de rendement autorisé pour la rémunération du réseau n'est que de 4%, la viabilité de l'investissement financier pouvait être établie. Les prêts étant garantis par les municipalités. Néanmoins, le besoin de recourir à ces garanties n'a jamais été mise en œuvre. Il existe également un fonds de travaux publics, auprès duquel les municipalités peuvent emprunter pour le développement des réseaux de chaleur.

Les réseaux étant des monopoles naturels, des moyens efficaces de promouvoir la concurrence ont été instaurés dans la construction et l'installation des réseaux, leur financement, et leur chaîne d'approvisionnement. Cette concurrence a permis d'assurer la meilleure viabilité financière des investissements (Donnellan, Burns et al. 2018).

En outre, les parties prenantes étaient intéressés par la viabilité financière des réseaux en raison des modèles de propriété utilisés. Par exemple, dans le cas des coopératives, les actionnaires sont les consommateurs finaux. Les excédents de rémunérations sont remboursés sous forme de réduction du prix plutôt que d'aller aux investisseurs, les bas prix étant aux bénéficiaires des actionnaires consommateurs

Structure du marché de la thermique

Aujourd'hui, les réseaux de chaleur fournissent du chauffage et de l'eau chaude à 64% des ménages danois (1,7 million de personnes) (ENS 2018). Les énergies renouvelables, principalement la biomasse, fournissent la plus grande proportion de chaleur (52%) au réseau, le reste provenant du gaz naturel (24%), du charbon (13%), de la combustion des déchets (9%), du pétrole (1%), les pompes à chaleur et les chaudières électriques représentent une faible proportion de ce mix (1%). La majorité de la chaleur des réseaux thermiques provient de couplage chaleur-force produisant de la chaleur et de l'électricité en parallèle.

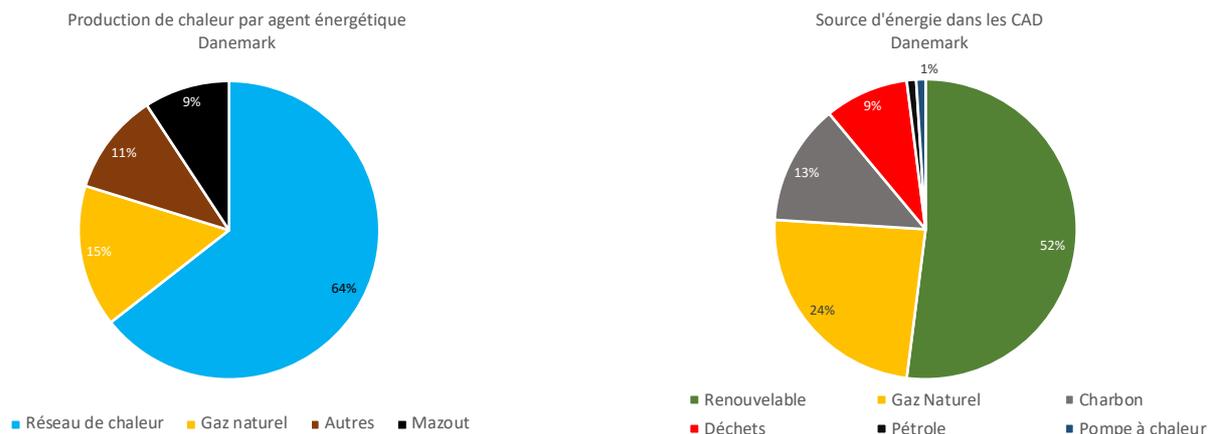


Figure 17 : Production de chaleur par agent énergétique et source d'énergie dans les réseaux thermiques – Danemark (Source : Danish Energy Agency, 2019)

Planification énergétique territoriale

Le chauffage a été promu par une intervention politique directe avec l'adoption d'une loi sur l'approvisionnement en chaleur (1979), qui définit un cadre strict pour le développement des réseaux. Cette loi introduit des processus de planification du développement de la chaleur. Les 98 municipalités sont responsables de la préparation et de la mise à jour de la planification et de l'approbation des projets de chauffage sur leur territoire. Les municipalités peuvent dédier une certaine zone au chauffage urbain et y rendre obligatoire le raccordement pour les bâtiments neufs et existants. Une taxe sur le carbone (supérieure à celle de nombreux pays européens) a été introduite dès 1992 pour limiter l'utilisation de combustibles fossiles. Les brûleurs à mazout ont été interdits dans les nouveaux bâtiments et les bâtiments existants en 2016. La loi sur l'approvisionnement en chaleur autorise également l'interdiction du chauffage électrique dans les nouveaux bâtiments situés dans un périmètre possédant un réseau de chaleur ou le gaz naturel (Lukosevicius and Werring 2011).

Parmi les différents critères d'évaluation standardisée que prévoit la loi pour le développement territorial des réseaux de chaleur, le critère économique est retenu. Les réseaux de chaleur ne sont développés que lorsque ce critère indique que le réseau de chaleur fournira de la chaleur moins chère que les autres options disponibles (Donnellan, Burns et al. 2018).

Le Danemark a verrouillé certaines solutions technologiques par le biais de politiques. La loi sur la fourniture de chaleur stipule que les centrales électriques de plus de 1 MW doivent être exploitées comme des centrales de chauffage combinées, ce qui a permis à environ 80% de l'énergie injectée dans les réseaux de chaleur d'être coproduit avec de l'électricité.

Structure organisationnelle

Les réseaux de chaleur sont principalement détenus par des coopératives de consommateurs, des municipalités ou des entreprises de services publics. Les plus petites installations représentent environ 80% des installations mais fournissent environ 20% de la chaleur. L'autre modèle dominant est celui de sociétés, généralement détenues par des services publics ou des municipalités. Quelques sociétés commerciales existent également.

La séparation des activités est mise en œuvre afin de permettre une meilleure transparence des coûts, et un accès non discriminatoire à l'infrastructure. Les activités sont soumises à la séparation juridique des activités. Les branches de production et de distribution sont généralement deux entreprises

distinctes. A titre d'exemple, HOFOR Energiproduktion gère la production tandis que HOFOR s'occupe de la distribution-et fourniture aux clients dans sa zone de déserte.

Accès des tiers au réseau de chaleur

Au Danemark, plusieurs fournisseurs de chaleur achètent la chaleur à des sociétés tierces : services publics ou municipalités - par exemple, des incinérateurs de déchets appartenant à une municipalité. La fourniture est assurée par plusieurs fournisseurs dans leur zone de déserte spécifique, et l'accès des tiers dans le segment des activités de production est donc ouvert. Le fonctionnement de cet accès à tiers, et de la séparation des activités est illustré dans le cas spécifique de Copenhague (Lukosevicius and Werring 2011, Danish Energy Agency 2015, Patronen, Kaura et al. 2017).

L'exemple du réseau de chaleur de Copenhague

La société CTR est responsable de l'exploitation du réseau de transport de chaleur à Copenhague. La société est chargée d'acheter la chaleur à des producteurs tiers et de la revendre aux entreprises de distribution de chaleur municipales - sans réaliser de profit. En d'autres termes, CTR n'est pas responsable de la production de chaleur ni de sa fourniture directe aux utilisateurs finaux : le réseau CTR constitue le lien entre la production de chaleur et la distribution/fourniture de chaleur.

Le marché de la thermique à Copenhague représente près de 9 TWh, avec un taux de raccordement au réseau de chaleur de 98%. Une entreprise de chauffage urbain de cette taille, chargée uniquement du transport de la chaleur, est rare (unique ?).

L'alimentation en chaleur dans le réseau de transport de CTR est principalement basée sur la chaleur des centrales de cogénération et des usines d'incinération des déchets. CTR entretient donc un dialogue étroit et constant avec les centrales de cogénération et les installations d'incinération des déchets afin de garantir l'achat du volume de chaleur adéquat dans la bonne installation au bon moment. CTR achète la chaleur d'un total de six grandes centrales de la région de Copenhague et la revend aux sociétés de distribution de chaleur municipales. Le prix de la chaleur livrée à CTR est convenu à l'avance avec chaque installation. CTR revend la chaleur achetée à un prix de marché identique pour les cinq municipalités parties prenantes du système (réseau secondaire - fournisseur).

Le prix du chauffage est fixé selon le principe que les revenus de CTR doivent s'équilibrer avec ses coûts année par année, comme stipulé dans les dispositions de la loi danoise sur la fourniture de chaleur. Si les opérations génèrent un excédent ou un déficit financier au cours d'une année, celui-ci sera reporté et inclus dans le calcul du prix du chauffage pour l'année suivante.

Les deux sociétés qui exploitent les centrales de cogénération du Grand Copenhague – HOFOR Energie Production et DONG Energy - sont concurrentes en ce qui concerne l'électricité cogénérée et la chaleur vendue à CTR. Cela crée une situation complexe où, d'une part, il faut veiller à ne pas donner aux fournisseurs un avantage concurrentiel en leur permettant d'accéder à la connaissance des domaines d'activité de chacun. D'autre part, il faut également veiller à ce que les installations les moins chères soient utilisées pour produire du chauffage urbain à toute heure du jour ou de la nuit. À cette fin, un partenariat minutieusement convenu et étroitement réglementé a été mis en place entre acheteur et vendeur sous les auspices de Varmelast.dk.

Les fournisseurs de chaleur préparent chaque jour des prévisions de chaleur pour Varmelast.dk, en indiquant la demande de chauffage au cours des prochaines 24 heures, sur la base de données météorologiques. Après cela, les producteurs de chaleur publient des graphiques de coûts. Ces graphiques montrent le coût marginal horaire actuel de la production de chaleur au cours des 24 prochaines heures. Les graphiques prennent en compte une grande variété de facteurs tels que les

redevances et les prix du carburant dans les centrales individuelles ainsi que les prix attendus sur le marché de l'électricité ; les graphiques tiennent également compte du fait qu'une partie de la demande de chauffage sera satisfaite avec de la vapeur et le reste avec de l'eau chaude.

Varmelast.dk calcule ensuite le moyen le moins coûteux de répondre heure par heure à la demande de chauffage et commande finalement les fournitures requises aux producteurs. Les plans sont ajustés trois fois toutes les 24 heures pour tenir compte de tout écart entre la demande de chauffage et les prix de l'électricité, ainsi que de tout changement survenant dans les différentes installations de production. Varmelast.dk opère dès lors tel qu'une plateforme de marché ou bourse.

Régulation des coûts

La législation stipule que le prix de la chaleur payé par le consommateur devrait couvrir tous les coûts nécessaires liés à cette fourniture. Outre les coûts de production et de transport, cela inclut les coûts de financement et l'amortissement des actifs afin d'assurer la viabilité financière à long terme des opérateurs. Cependant, les entreprises de production et les entreprises de réseau doivent rester des organisations à but non lucratif, afin de protéger les consommateurs contre les abus du monopole. Les services et fournitures fournis à l'opérateur, tels que les services de conseil, sont considérés comme des activités commerciales et peuvent générer des bénéfices.

L'approche danoise en matière de régulation des réseaux de chaleur prévoit un partage clair des responsabilités. Les décideurs locaux ont un contrôle total sur la conception des systèmes de chauffage locaux. La rémunération du capital est une approche inflexible et est considéré comme une approche unique contraignante pour les acteurs du marché. Cependant, ils s'appuient sur un cadre technique et une politique centralisée défini au niveau national. Le contrôle des coûts et des contrats commerciaux sont de la compétence du régulateur sectoriel (DERA), qui peut intervenir si nécessaire. Finalement, la surveillance générale du marché est assurée par l'Autorité danoise de la concurrence.

Régulation des tarifs

Bien que la loi sur les organisations à but non lucratif protège les consommateurs contre les prix « déloyaux », les consommateurs ne sont pas explicitement protégés contre une gestion ou des pratiques inefficaces. Afin de pallier ce problème, les pratiques de benchmark ont été introduites par le régulateur sectoriel (DERA) afin de favoriser la transparence. Le modèle d'analyse comparative compare les prix et fournit une plate-forme pour l'échange de connaissances et l'amélioration de la rentabilité. Il est pratiqué par la plupart des opérateurs (Lukosevicius and Werring 2011).

Les opérateurs des réseaux souhaiteraient trouver des moyens d'introduire plus de flexibilité dans la tarification aux consommateurs (par exemple, les tarifs en fonction du temps d'utilisation), car cela serait bénéfique aux utilisateurs finaux en réduisant les pics de demande (diminution des investissements dans les capacités de production à long terme).

Les plaintes des consommateurs privés concernant les entreprises de chauffage urbain sont directement traitées par le fournisseur. Lorsqu'un accord avec le fournisseur n'est pas trouvé, les dossiers sont transmis à la Commission de plainte sur les approvisionnements d'énergie (questions non réglementées par la loi sectorielle) ou par le régulateur sectoriel DERA (questions réglementées). Cependant, ces autorités rendent peu de décisions, car le nombre de plaintes est limité, et sont généralement résolues de manière satisfaisante par le fournisseur. Le niveau suivant de recours est la chambre de recours en matière d'énergie.

En 2014, les décisions concernant les plaintes s'élevaient à 84. Celles-ci se répartissaient comme suit : 53 dossiers concernaient l'obligation de se raccorder, 9 dossiers étaient liés à la planification de la

chaleur, 8 dossiers concernaient les consommateurs et traitaient diverses questions administratives, liées à des parrainages, délais de plainte non respectés, etc. Ces chiffres sont exceptionnellement bas, compte tenu du niveau de développement des réseaux de chaleur au Danemark. Ils témoignent d'une grande satisfaction à l'égard d'un système qui répond généralement aux attentes et aux besoins du consommateur final (Danish Energy Agency 2015).

Au Danemark, le rôle central du gouvernement dans le secteur du chauffage à distance et de sa réglementation s'accorde bien avec la protection des consommateurs. Une réglementation plus stricte est acceptée et un service et une protection de haute qualité sont attendus.

8.3 Suède

Historique

Introduits pour la première fois en 1848, toutes les grandes villes suédoises disposent désormais de systèmes de chauffage urbain. Dans tout le pays, les réseaux de chaleur fournissent la majeure partie du chauffage au secteur résidentiel et au secteur des services, couvrant environ 60% de la demande en chaleur.

Le développement visait initialement à accroître l'efficacité énergétique, à améliorer la qualité de l'air et enfin à répondre à la crise pétrolière des années 1970.

À la suite de la crise pétrolière, la politique énergétique suédoise a été axée sur le remplacement du pétrole, principalement par de la biomasse.

À l'origine, la réglementation des chauffages à distance reposait sur la propriété publique et était régie par la loi sur les autorités locales (1991). La réglementation reposait sur trois principes : l'égalité de traitement, la localité et la tarification en fonction des coûts. En 1996, le marché du chauffage urbain a été déréglementé dans le cadre de la déréglementation des marchés de l'électricité. La déréglementation a entraîné des problèmes sur le marché de la chaleur et un manque de transparence des prix. Détenue à l'origine par des municipalités, cette propriété regroupe désormais des sociétés à responsabilité limitée municipales, des sociétés privées, des sociétés d'État et des sociétés publiques.

Structure du marché de la thermique

Les réseaux de chaleur représentent près de 60% des besoins de chaleur du pays (Swedish Energy Agency, 2019). En 2015, 46% de ces besoins était fournis par la biomasse, 24% par l'incinération des déchets et 7% par les combustibles fossiles. Parmi les autres intrants, citons l'excès de chaleur industrielle (8%), la chaleur ambiante (6%), les gaz récupérés (2%), la tourbe (2%) et l'électricité (6%). La forte proportion de biomasse peut être expliquée par la grande industrie forestière suédoise qui génère de gros volumes de déchets de bois.

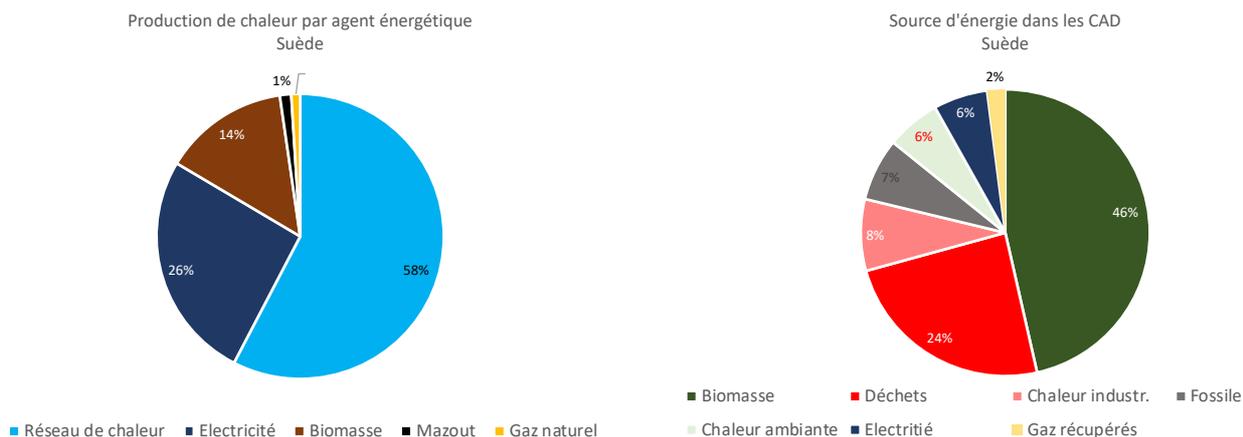


Figure 18 : Production de chaleur par agent énergétique et source d'énergie dans les réseaux de chaleur – Suède (Source : Swedish Energy Agency, 2019)

Planification énergétique territoriale

Le gouvernement national n'a jamais mis en place de politique spécifique en matière de chauffage urbain. Le développement de celui-ci repose sur un programme de politique énergétique global, tel que l'abandon des combustibles fossiles (Werner 2017). Ce programme est neutre d'un point de vue technologique et ne favorise donc pas le chauffage urbain par rapport aux autres technologies (par exemple les pompes à chaleur décentralisées).

La Suède a eu recours à diverses mesures pour favoriser la transition et limiter le recours aux énergies fossiles pour le chauffage :

- Une taxe élevée sur les émissions de carbone, le gaz naturel destiné au chauffage, le mazout et une exemption de taxation pour la production d'électricité renouvelable et de chaleur à partir de cogénération ;
- Des programmes de subventions à l'investissement pour la cogénération issue de biomasse de 1991 à 2002 et des certificats d'énergie renouvelable négociables mis en place en 2003.
- Une interdiction de mettre en décharge des déchets combustibles / biodégradables, ce qui a entraîné une augmentation de la chaleur issue de l'incinération des déchets.
- Des subventions permettant aux ménages de passer du mazout à des systèmes de chauffage alternatifs.

Structure organisationnelle

Jusqu'en 1996, toutes les usines et tous les réseaux de distribution de chaleur étaient détenus et exploités par des municipalités suédoises, et répondaient au principe d'une tarification sans but lucratif. Avec la déréglementation du marché de l'électricité, ce principe a été levé et a eu des incidences sur le marché des réseaux de chaleur (pour lequel aucune législation spécifique n'existait en Suède). Une augmentation significative des prix, qui n'ont pas fait l'objet d'enquête approfondie, a été observée. Apparemment, le gouvernement n'a pas pleinement reconnu l'importance et l'impact de la réforme de la réglementation électrique pour le secteur des réseaux, qui n'a jamais été considéré comme un marché à part entière (Lukosevicius and Werring 2011, Werner 2017).

Aujourd'hui, les réseaux de chaleur sont la propriété de sociétés municipales à responsabilité limitée, de sociétés privées et de sociétés publiques

Accès des tiers au réseau de chaleur

Après plusieurs années de discussions officielles, ayant fait l'objet d'un rapport (SOU, 2011) sur l'accès des tiers aux réseaux de chaleur, aucun changement majeur n'a été apporté à la loi. Le Ministère de l'industrie a rejeté les propositions de dissociation de la production, du transport et de la fourniture (unbundling), telle que recommandée par le rapport, au motif que les avantages liés à une concurrence sur les marchés était limité et que les coûts de cette mise en place excèderaient les bénéfices. Le modèle d'accès des producteurs tiers, selon le mécanisme de l'acheteur unique, est actuellement appliqué à l'ensemble du pays. Les producteurs négocient avec l'opérateur de réseau local sur les conditions d'accès à ce réseau selon une base volontaire et bilatérale.

Régulation des coûts

A l'origine, le principe de tarification sans but lucratif pour les réseaux de chaleur a été supprimé en 1996 avec la déréglementation des marchés du gaz et de l'électricité. En conséquence, les prix de la chaleur ont augmenté de plus de 15% dans certains cas (Westin and Lagergren 2002). Cela a conduit à des manifestations et à de nombreux débats dans les médias nationaux. Les manifestants ont fait valoir que les sociétés énergétiques profitaient de leur monopole naturel. C'était là un motif essentiel de la loi de 2008 sur le chauffage urbain, qui met l'accent sur la transparence des prix.

Cette loi a été principalement axée sur la protection des consommateurs. Depuis, les entreprises sont tenues de soumettre des rapports annuels afin de permettre des comparaisons de prix.

Bien que l'autorité suédoise de la concurrence ait plaidé en faveur d'une réglementation des coûts et des prix ; celle-ci n'était pas incluse dans la loi sur les réseaux de chaleur de 2008. La réglementation en matière de chauffage urbain est usuellement qualifiée d'allégée.

Régulation des tarifs

Un accord de prix volontaire «Prisdialogen» entre les entreprises de chauffage urbain et les clients a été lancé en 2013 (Patronen, Kaura et al. 2017). Ce programme exige des prévisions de prix pour les deux années à venir. Un nombre important de réseaux de chaleur (environ 70%) participe à ce programme qui fournit aux clients des informations transparentes sur les prix et améliore la cohérence des prix entre les fournisseurs. Il existe une plate-forme pour l'engagement des clients, ce qui représente un avantage essentiel pour les sociétés de chauffage impliquées, et le système est également bien accueilli par les consommateurs.

Cette surveillance allégée des prix et l'exercice du «Prisdialogen» sont notamment possible car les prix des chauffages urbains en Suède sont généralement inférieurs à ceux des pays voisins à prix réglementés (Patronen, Kaura et al. 2017). L'absence de réglementation aurait ainsi permis aux entreprises de réseau de chaleur de se concentrer sur l'efficacité et de répondre aux besoins de leurs clients.

8.4 Pays-Bas

Historique

Le premier réseau de chaleur néerlandais fut construit en 1923 à Utrecht. Néanmoins, ces infrastructures ont fait l'objet de peu d'intérêt jusqu'aux crises pétrolières des années 70 et 80. A partir de cette date, leur développement a été une réponse directe à ces chocs. En parallèle à l'exploitation des ressources de gaz naturel du pays, des installations de cogénération ont été déployées dans diverses villes des Pays-Bas. Avec la stabilisation des prix des énergies fossiles dans les années 80 et 90, l'intérêt pour les réseaux à chaleur a cependant diminué. Depuis lors, les préoccupations environnementales

sont au centre des préoccupations politiques nationales. Pour les Pays-Bas, les objectifs de réduction dans le cadre du protocole de Kyoto (Kyoto 1 – Kyoto 2) visait de réduire les émissions de CO₂ de 6% par rapport aux niveaux de CO₂ de 1990 à l’horizon 2012, et de 20% à l’horizon 2020. Afin d’atteindre ces objectifs, les Pays-Bas ont défini leurs plans dans le quatrième plan national de politique environnementale « National Milieubeleidsplan 4 ». Ce plan confiait aux provinces et aux municipalités un rôle important dans la réduction des émissions de CO₂

Structure du marché de la thermique

93% des ménages sont raccordés au réseau de gaz naturel, libéralisé depuis le milieu des années 90. La part des réseaux de chaleur dans les besoins de chaleur du pays est d’environ 5%. L’énergie principale dans les réseaux de chaleur sont les énergies de récupération.



Figure 19 : Production de chaleur par agent énergétique et source d’énergie dans les réseaux de chaleur – Pays-Bas (Source : Eurostat 2019)

Cinq sociétés privées qui exploitent ensemble 17 réseaux de chaleur fournissent actuellement plus de 90% de la chaleur fournie par les réseaux de chaleur. Parmi les sociétés qui détiennent des réseaux de chaleur, seules les sociétés Eneco, Nuon sont également présentes sur le marché du gaz et de l’électricité. Sur de nombreux réseaux de chaleur, le propriétaire des unités de production est également l’exploitant et le propriétaire du réseau (intégration verticale).

Planification énergétique territoriale

Les Pays-Bas disposent déjà d’un réseau de gaz couvrant plus de 90% des ménages néerlandais. En 2018, le cabinet Berenschot a étudié la possibilité pour les Pays-Bas d’atteindre ses objectifs de réduction des émissions, par une moindre sollicitation du gaz naturel (den Ouden, Graafland et al. 2018). Dans cette étude, la demande de chaleur est satisfaite, dans la mesure du possible, avec des réseaux de chaleur qui utilisent des sources de chaleur durables. Les résultats de l’étude estiment que les coûts de la fourniture d’énergie augmenteraient de 7 milliards d’euros/an. Une grande partie de cette augmentation est due à la nécessité de construire un réseau de chaleur à grande échelle pour remplacer le réseau de gaz existant.

Il n’existe pas d’obligation de raccordement aux réseaux de chaleur aux Pays-Bas. A Amsterdam, 70% des utilisateurs finaux d’un bâtiment doivent accepter le passage au chauffage de la chaleur de la ville. Cette contrainte a poussé la ville d’Amsterdam à se concentrer sur des outils facilitant l’implication des utilisateurs finaux et des acteurs du secteur privé (autorités du logement, sociétés d’énergie, promoteurs) dans l’élaboration de plans énergétiques urbains. La ville a ainsi développé une cartographie énergétique en accès libre pour fournir des informations détaillées sur la répartition géographique de la demande et de l’offre de chaleur. Celle-ci contribue au développement des

stratégies énergétiques à l'échelle locale, par une analyse de la rentabilité de différentes solutions pour la fourniture de chaleur, notamment celles des réseaux de chaleur, face aux autres technologies.

Structure organisationnelle

Aux Pays-Bas, la séparation des activités de la chaîne de valeur n'est pas obligatoire pour l'industrie des réseaux de chaleur. En février 2018, à la suite d'une motion acceptée par la Chambre des représentants, les avantages de la séparation de la production, de la fourniture de chaleur, de son transport et de la gestion du réseau (unbundling) ont été examinés par le ministère de l'énergie. L'étude, réalisée par l'agence de recherche SEO (Tieben and Benthem 2018), a démontré que les bénéfices observés de la séparation des activités sur le marché de l'électricité et du gaz étaient difficilement reproductibles sur les réseaux de la chaleur, en raison de leurs caractéristiques techniques et économiques. Ces caractéristiques sont notamment les pertes de réseau (relativement importantes en fonction de la distance acheminée), et le fait que les réseaux de chaleur sont souvent alimentés à des échelles locales.

Ces deux contraintes géographiques cloisonnent le marché de la chaleur en un monopole naturel en raison de la taille de marché qui en résulte. Selon le ministère de l'énergie, le marché de la chaleur n'a pas encore atteint la maturité des marchés du gaz et de l'électricité. Dans ce contexte, il a conclu que, tant que les caractéristiques économiques et techniques du marché de la chaleur resteraient inchangées, la séparation de propriété obligatoire au niveau national entre les activités de production de chaleur et celles de transport ne contribuerait pas à la rentabilité, durabilité et sécurité de l'approvisionnement en chaleur. Le ministère a toutefois l'intention de déterminer si cela pourrait être différent pour les réseaux de transport régionaux (réseaux structurants).

Accès des tiers au réseau de chaleur

Conformément au règlement européen, l'accès des tiers au réseau de chaleur existe mais reste un phénomène récent aux Pays-Bas, ce qui explique le manque de cas disponibles. Néanmoins des études exploratoires ont déjà été effectuées. Le cabinet Ecofys (Ecofys 2015) a évalué la possibilité d'ouvrir à des tiers, les réseaux de chaleur d'Eneco. Trois modèles d'organisation différents ont été évalués. Ecofys a distingué :

- Accès des tiers pour les producteurs
- Accès des tiers pour les fournisseurs
- Accès des tiers avec dissociation de la propriété du réseau.

Le cabinet a conclu qu'une forme forte « Accès des tiers pour les producteurs » était la meilleure solution pour stimuler l'utilisation de la chaleur résiduelle et de la chaleur renouvelable, à condition que le réseau de transmission principal de la chaleur soit effectivement réalisé.

Des conclusions similaires sont tirées par PWC (PWC 2015) pour le compte de Nuon, autre fournisseur de chaleur. Cependant, PWC attribue un rôle important aux administrations locales en termes de gouvernance des réseaux de distribution afin de maintenir un certain degré d'indépendance et éviter les éventuels conflits d'intérêts entre production et réseau.

Finalement, le cabinet Berenschot (Berenschot 2015), mandatée par la société de réseau Alliander, a adopté une approche plus globale et mené une étude sur le potentiel des réseaux de chaleur accessible à tiers. Ils ont impliqué les parties prenantes concernées par le biais d'ateliers et ont conclu que l'accès des tiers au niveau global stimulerait la production de chaleur renouvelable et innovante. Néanmoins, l'introduction potentielle d'accès aux tiers soulève la question sur la sécurité des investissements. Le consultant souligne à cet égard que des recherches supplémentaires sont nécessaires.

Régulation des coûts

Les réseaux de chaleur néerlandais ne font l'objet d'aucune régulation spécifique des coûts. La maîtrise des coûts des réseaux s'effectue en raison de la pression qu'exerce la régulation des prix de vente, comme décrit ci-dessous.

Régulation des tarifs

Aux Pays-Bas, 93% des ménages sont raccordés au réseau de gaz naturel, libéralisée depuis le milieu des années 90. Dès lors, le prix de cette source sert de référence en matière de prix de la chaleur. Afin de protéger les consommateurs captifs des entreprises de chauffage centralisé aux Pays-Bas, le prix de la chaleur est plafonné conformément au principe "pas plus que tout le reste" (Hawkey and Webb 2014). En fonction des fluctuations des prix du gaz sur le marché, la rentabilité des réseaux de chaleur peut-être remise en question, limitant ainsi leur développement. À l'heure actuelle, cette réglementation s'applique à la chaleur fournie aussi bien pour aux ménages qu'aux entreprises.

Une révision de la réglementation encadrant la tarification a été proposée dans le cadre d'un nouveau projet de loi. Dans le projet de révision, la réglementation ne s'appliquera plus qu'aux seuls ménages. La référence aux prix du gaz est maintenue dans le projet, néanmoins, des alternatives sont discutées.

Ces alternatives incluent :

- Un tarif basé sur les coûts de la fourniture de chaleur facturés par des sociétés comparables. Celui-ci serait déterminé par le régulateur sectoriel.
- Un tarif de chauffage déterminé par les fournisseurs de chaleur en coopération avec le régulateur.

Selon le cabinet Strategies in Regulated Markets (SiRM 2019), il n'y a pas d'option clairement définie, la diversité du marché de la chaleur rendant difficile la recherche d'une alternative appropriée à la référence gaz. Une forme de réglementation hybride prenant en compte cette diversité pourrait être plus acceptable pour le marché de la chaleur.

8.5 France

Historique

Les réseaux de chaleur en France se sont développés par vagues : quelques grandes villes dans la première moitié du 20^{ème} siècle, puis dans les trente glorieuses avec le développement de l'urbanisation avant de connaître à nouveau un fort développement et une forte réappropriation par les collectivités ces dernières années grâce notamment à la politique de soutien de la chaleur renouvelable (ADEME 2019).

Structure du marché de la thermique

Selon le Syndicat National du Chauffage Urbain, en 2018, on dénombre en France 784 réseaux thermiques (761 réseaux de chaleur et 23 réseaux de froid), s'étendant sur 5'397 km. De nouveaux réseaux ont été créés ces dernières années. Le marché est dominé par trois acteurs : Dalkia France (filiale détenue à 66% par Veolia Environnement et à 34% par EDF), Cofely (filiale à 100% de GDF Suez) et le groupe Idex. Dalkia France et Cofely détiennent chacun 30 à 40% du marché français des réseaux thermiques en volume de chaleur produite.

Les réseaux de chaleur couvrent environ 5% des besoins de chaleur du pays, la majorité étant couverte par le gaz et l'électricité. 83% des réseaux ont livré une chaleur verte, dont 77% avec un taux d'énergies

renouvelables et de récupération supérieur à 50%. 17% des réseaux de chaleur en France (12% de livraison) n'utilisent pas encore d'énergie verte.



Figure 20 : Production de chaleur par agent énergétique et source d'énergie dans les réseaux de chaleur – France (Source : Eurostat 2019)

Planification énergétique territoriale

L'organisation du service public de distribution de chaleur diffère largement des modèles électrique et gazier. Le mode de gestion (régie, affermage ou concession) est décentralisé et choisi par la collectivité compétente. Elle définit la stratégie de développement du réseau et les modalités du service public. La création d'un schéma directeur permet de formaliser cette stratégie en fixant des objectifs de desserte et/ou de mix énergétique. Finalement, la collectivité désigne un délégataire, sur la base d'une procédure d'appels d'offres. Les règles des marchés publics s'appliquent au processus d'appel d'offres.

Les collectivités peuvent également classer un réseau de chaleur. Ce classement a pour conséquence la fixation, à l'intérieur de la zone de desserte de ce réseau, d'un ou plusieurs périmètres de développement prioritaire à l'intérieur desquels le raccordement des consommateurs au réseau de chaleur peut être imposé.

Ce classement des réseaux de chaleur a été institué par la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur. Le classement des réseaux de chaleur avait à l'époque été mis en place dans un contexte de crise énergétique, à la suite du second choc pétrolier de 1979, et avait pour objectif à la fois la promotion de l'utilisation de la chaleur fatale (énergie issue des processus industriels, d'usines d'incinération d'ordures ménagères notamment) et l'utilisation de combustibles nationaux.

En application de ce dispositif, le classement d'un réseau était prononcé par arrêté préfectoral. Cette décision constatait que les caractéristiques énergétiques et économiques du réseau considéré étaient conformes aux critères et exigences posés par la réglementation.

Selon les dispositions actuelles du code de l'énergie (articles L. 712-1 et suivants), afin de favoriser le développement des énergies renouvelables, une collectivité territoriale ou un groupement de collectivités territoriales peut classer un réseau de distribution de chaleur et de froid existant ou à créer situé sur son territoire, lorsqu'il est alimenté à plus de 50 % par une énergie renouvelable ou de récupération, lorsqu'un comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison est assuré et que l'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations est assuré au vu des besoins à satisfaire, de la pérennité de la ressource en énergie renouvelable ou de récupération et compte tenu des conditions tarifaires prévisibles. Les réseaux existants pour lesquels

une demande de classement est déposée font l'objet d'un audit énergétique examinant les possibilités d'amélioration de leur efficacité énergétique.

Structure organisationnelle

La distribution publique de chaleur relève de la compétence des collectivités territoriales qui peuvent soit en assurer elles-mêmes la gestion directe (régie), soit déléguer cette gestion à un opérateur public ou privé dans le cadre d'une délégation de service public (DSP). Les régies n'occupent pas une place prépondérante dans la mesure où elles représentent moins de 10% des réseaux de chaleur français.

En ce qui concerne les DSP, le délégataire (commune ou le groupement de communes) confie la gestion et la réalisation des investissements dans le réseau à un opérateur dont la rémunération est substantiellement liée au résultat d'exploitation du service. En fonction des investissements requis, la durée des contrats de DSP de réseaux de chaleur varie en pratique entre 12 et 24 ans.

Pour les modes de gestion en affermage ou concession, l'autorité concédante fixe les termes du contrat de délégation, qui regroupe les éléments suivants :

- règles de tarification ;
- règlement de service ;
- modalités de gouvernance avec l'opérateur ;
- redevances de concession (en deux parties R1 et R2) et d'occupation du domaine public.

Les réseaux de chaleur assurent les plus souvent deux fonctions : celle de production de chaleur et celle de distribution de chaleur. Quel que soit le type de gestionnaire du réseau (régie, concessionnaire d'un service public, opérateur gérant un réseau privé) l'exploitant du réseau assure donc l'ensemble de la chaîne de valeur : de l'achat de combustibles (ou d'énergies fatales) à la facturation au client final. Les achats de combustibles s'effectuent selon le principe de l'acheteur unique.

Aucune régulation n'impose une séparation entre des activités régulées (transport et distribution) et des activités concurrentielles (production et fourniture commerciale au client final). Dans une étude de juillet 2014, l'association Amorce, qui rassemble des collectivités et des professionnels, observait à cet égard que « sauf pour la valorisation des déchets, et la cogénération dans une moindre mesure, traditionnellement l'entité qui gère le réseau de chaleur et celle qui produit de la chaleur pour alimenter le réseau ne sont qu'une et même entité »(Chambre régionale des comptes - Ile de France 2018)

Accès des tiers au réseau de chaleur

L'accès des tiers au réseau peut exister. Les producteurs négocient avec l'opérateur de réseau local sur les conditions d'accès à ce réseau selon une base volontaire et bilatérale.

Régulation des coûts

Sur plusieurs réseaux de chaleur, la régulation des coûts se limite à l'édition d'un prix de cession, qui correspond au concept d'un tarif de reprise de la chaleur entre le producteur et un acheteur unique, assorti d'une marge. Ce tarif a son importance, car il détermine le niveau minimal de composante énergie à facturer à l'utilisateur, sauf à conduire le résultat d'exploitation de l'activité de production à présenter des pertes.

Cependant, il a été observé que dans certains cas (Cour des Comptes, 2018), le prix de cession s'est éloigné de ses critères initiaux qui visaient à garantir la rentabilité de l'activité de production, indépendamment de celle du reste de la société. En s'éloignant du coût de production réelle de la

chaleur supporté par la société, le prix de cession a altéré la capacité du concessionnaire à restituer une image comptable fidèle des conditions effectives de son exploitation.

Régulation des tarifs

Concernant la chaîne de facturation, chaque abonné est lié par une police d'abonnement avec le gestionnaire du réseau. Généralement, il s'agit de bailleurs sociaux ou de syndicats de copropriété qui refacturent aux usagers via les charges locatives ou de copropriété.

Les prix facturés à ces derniers permettent de couvrir l'ensemble des coûts supportés par l'exploitant du réseau.

La structure de ces tarifs est généralement binomiale avec une part fixe et une part variable (CEREMA 2019).

- Le terme R_1 : c'est le terme proportionnel à la consommation finale de l'abonné qui s'exprime en €/MWh. Il dépend des combustibles utilisés (bois, gaz, etc.) et des prix d'acquisition de chaleur (UIOM, cogénération, etc.). Au final, ce terme est représentatif de la consommation énergétique de l'abonné. A noter que la partie R_1 est soumise au taux de TVA réduit à 5,5% pour les réseaux alimentés majoritairement en énergie renouvelable et de récupération (EnR&R). Pour les réseaux de chaleur qui ne sont pas majoritairement alimentés par des EnR&R, la partie R_1 est soumise à un taux de TVA de 20% comme pour la part variable de l'électricité et du gaz naturel.
- Le terme R_2 : c'est l'abonnement ou part fixe. Il est proportionnel à la puissance souscrite ou à la surface chauffée ; R_2 s'exprime en €/kW souscrit.an, ou en €/m².an. Ce terme R_2 prend en compte la fourniture d'électricité, les charges d'exploitation, le gros entretien et renouvellement, et (dans certains cas) l'amortissement de l'installation pour le réseau primaire. A noter que la partie R_2 est soumise au taux de TVA réduit à 5,5%.

Ainsi, sur une facture de réseau de chaleur, le prix payé dans l'abonnement (R_2) correspond aux coûts d'investissement et d'exploitation du réseau et le prix payé dans la part variable (R_1) correspond au coût de production (ou d'acquisition) de l'énergie. Ce n'est pas le cas pour l'électricité et le gaz naturel car le coût de l'abonnement ne reflète qu'une partie des coûts de distribution. En effet, une partie des coûts de distribution sont inclus dans la part variable.

Étant donné que les gestionnaires de réseau de chaleur ne bénéficient pas d'un compte de régularisation de charge et produits, il leur est difficile de transférer une partie des coûts d'exploitation du réseau (R_2) en coût variable (R_1). En effet, une variabilité de consommation de chaleur sur une année (climat plus doux par exemple) peut engendrer un déséquilibre économique pour le réseau de chaleur car les coûts de réseaux pourraient ne plus être couverts intégralement.

8.6 Suisse

Historique

Bien que peu développés actuellement dans le pays, les réseaux de chaleur ne sont toutefois pas nouveaux dans le paysage énergétique de la Suisse. Le premier réseau de chaleur a été réalisé à La Chaux-de-Fond en 1926. Ce petit réseau était alimenté par les rejets thermiques d'une centrale électrique qui assurait l'alimentation du courant de pointe. La chaleur récupérée était alors fournie à des habitations et entreprises du quartier.

C'est ensuite dans les grandes villes du pays que les premiers grands réseaux de chaleur ont été réalisés. Le premier est le réseau de Zurich, dès 1928, alimenté en chaleur par l'usine d'incinération des déchets. Suivront les réseaux de chaleur de Lausanne en 1934, Bâle en 1942 puis Berne en 1954, tous également

alimentés par des UVTD. Quant à Genève, c'est par des chaudières à mazout puis à gaz que sera alimenté le premier réseau de chaleur construit en 1965.

Jusqu'à la fin du XX^{ème} siècle, d'autres villes suisses se doteront également de réseaux de chaleur, la plupart du temps alimentés par des UVTD. Quelques réseaux de chaleur spécifiques ont également été mis en place parmi lesquels :

- le réseau de la basse vallée de l'Aar, qui valorise une partie des rejets de chaleur de la centrale nucléaire de Beznau depuis le début des années 1980 ;
- le réseau de Porrentruy, qui est alimenté par la plus grande chaufferie à bois de Suisse depuis 1999 ;
- le réseau de Riehen, qui est approvisionné depuis 1994 par une centrale géothermique puisant de l'eau chaude dans un aquifère d'une profondeur d'environ 1'600m.

(Quiquerez, 2017)

Structure du marché de la thermique

En Suisse, le besoin en chaleur (chauffage, eau chaude) est actuellement estimé entre 85 et 94 TWh/an par an (Prognos 2012, Schneider, Hollmuller et al. 2017) et près de 40 % de ce besoin pourrait être durablement couvert par les réseaux de chaleur (Eicher+Pauly 2014).

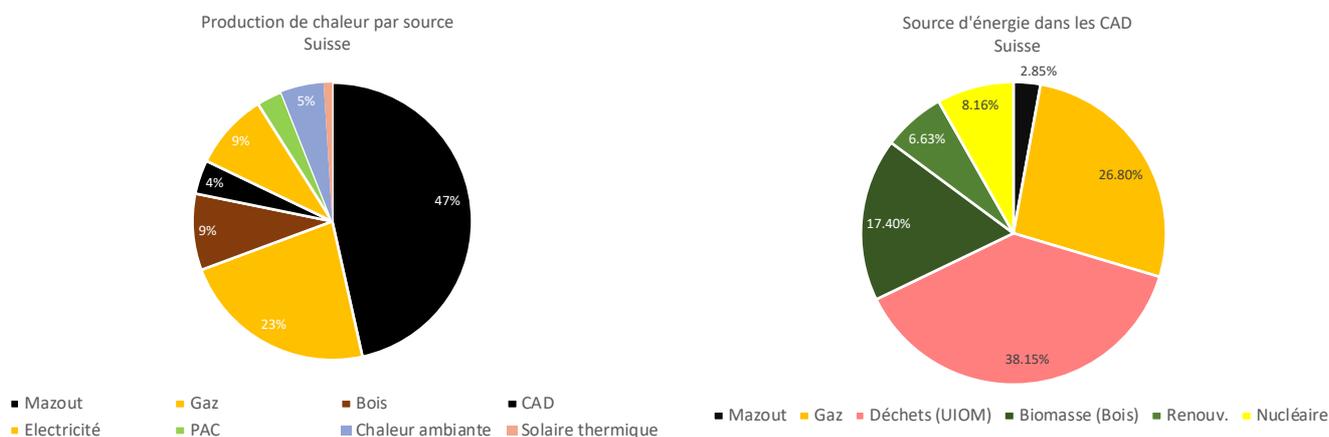


Figure 21 : Production de chaleur par agent énergétique et source d'énergie dans les réseaux de chaleur – Suisse (Source : Quiquerez, 2017)

Néanmoins, ce potentiel est à l'heure actuelle peu exploité avec 160 réseaux totalisant 5 TWh par an. Seulement, 4% de la population suisse est desservie par un réseau de chaleur. Ce taux est parmi les plus faibles d'Europe (Quiquerez 2017).

Planification énergétique territoriale

En Suisse, aucune loi fédérale n'encadre le développement des réseaux de chaleur. Les prescriptions énergétiques dans les bâtiments, et la planification énergétique territoriale reste une compétence des cantons et des communes. Ces collectivités publiques ont fréquemment recours à une obligation de raccordement (Athias, Cousin et al. 2018). A l'exception du canton de Zurich, de Vaud et Genève, où le droit cantonal prévoit les conditions d'obligation de raccordement aux bâtiments situés dans la zone de distribution d'un réseau thermique, le droit cantonal se contente de donner la possibilité aux communes d'instaurer une telle obligation.

Afin d'assurer le principe de proportionnalité prévu dans la constitution, l'obligation de raccordement est accompagnée de certaines exceptions de nature volumétrique, économique ou environnementale. L'obligation est souvent suspendue lorsque les besoins en chaleur sont en-deçà d'un certain seuil (petits consommateurs). A Soleure, l'obligation de raccordement est instaurée lorsque le surcoût

induit par un raccordement au CAD ne dépasse pas 10% du coût associé à une autre ressource renouvelable. A Fribourg, l'obligation est instaurée dès le moment où le CAD est majoritairement approvisionné par des énergies renouvelables. Cette condition peut néanmoins avoir pour conséquence une faible incitation au contrôle des coûts par le gestionnaire de réseau. A Genève, une obligation de raccordement peut être imposée si le réseau correspond à une utilisation plus rationnelle de l'énergie que les autres sources d'énergie envisageables, ou qu'elle satisfait au principe de la proportionnalité.

En 2012, le Tribunal Fédéral (TF) s'est prononcé sur le recours d'un distributeur de gaz contre l'obligation de raccordement au chauffage à distance dans certaines zones de la commune de Monthey. Le distributeur de gaz s'opposait à l'obligation de raccordement, car elle constituait une violation au principe de liberté économique. Le Tribunal fédéral a rejeté le recours du distributeur dans la mesure où l'obligation de raccordement ne portait que sur les nouvelles constructions et sur les rénovations importantes. Pour le TF, la transition du gaz vers le chauffage à distance, se fera de manière échelonnée dans le temps, laissant ainsi au distributeur le temps nécessaire à la diversification de ses activités. Par ailleurs, le distributeur pouvait continuer ses activités dans d'autres secteurs de la commune, non concernés par l'obligation de raccordement.

En 2017, plusieurs habitants de la Ville de Soleure ont adressé au Tribunal Administratif cantonal un recours contre l'obligation de raccordement décidée par leur municipalité. Le tribunal a considéré que la loi incriminée prévoyait une exception à l'obligation de raccordement si le raccordement au chauffage à distance occasionne un surcoût total (en considérant les coûts de renouvellement, d'installation et d'exploitation) supérieur à 10% par rapport au choix d'une autre source renouvelable. Le propriétaire doit démontrer l'existence d'une telle alternative. Le tribunal relève encore que ce seuil de 10% n'est pas fixé de manière excessive. A contrario, en 1993, le Tribunal fédéral avait jugé qu'un seuil fixé à 50% était trop élevé.

Finalement, la planification territoriale requiert une reclassification des zones d'approvisionnement gaz (Brandes Consulting 2018), notamment la classification des zones parcourues par des réseaux de chaleur parallèle au réseau gazier, lesquelles ne sont pas rares aujourd'hui. Du point de vue économique, il n'est en règle générale guère judicieux que de telles situations perdurent sur le long terme. Elles doivent donc être corrigées à moyen terme. Cela signifie que la planification énergétique doit définir les parties du réseau où la densité de raccordement du gaz doit être renforcée et celles où il faut plutôt la réduire.

Structure organisationnelle

Les droits de concession sur les réseaux de chaleur utilisant le domaine public sont usuellement détenus par les communes. Bien souvent, les concessions des réseaux de chaleur sont attribuées aux Services Industriels, responsable de l'approvisionnement en énergie (électricité et/ou gaz) de la collectivité concédante. Le concessionnaire est usuellement propriétaire et gestionnaires du réseau. Pour les différentes activités de la chaîne de valeur, des partenariats peuvent être créés pour les investissements, l'exploitation du réseau et son approvisionnement en chaleur. Les réseaux sont souvent alimentés en chaleur par les usines de traitement et de valorisation des déchets (UVTD) des autorités concédantes. Les contrats commerciaux ou de partenariat entre les UVTD et les CAD permettent ainsi aux collectivités de mieux valoriser la chaleur produite, et d'atténuer les risques liés à l'amortissement des installations.

Pour les grands réseaux de chaleur, caractérisé par un volume de fourniture supérieur à 100 GWh/an, les concessions sont usuellement octroyées aux Services Industriels, dont l'autorité concédante est elle-même actionnaire. L'octroi d'une concession peut s'expliquer en raison des risques liés aux

importants investissement associés, l'autorité concédante, également propriétaire de l'entreprise à travers son actionariat, souhaitant disposer d'un droit de contrôle sur l'acteur.

Pour les réseaux de plus petites tailles (<100 GWh), la concession peut être octroyée aux Services Industriels ou à une entité privée (ex. CABC à Cartigny) ou à une entité publique qui n'est pas responsable de l'approvisionnement en énergie (électricité et gaz) dans la zone de déserte de l'autorité concédante (ex. Services Industriels zurichois EKZ qui gère et exploite les Jardin de la Palla à Bulle).

Accès des tiers au réseau de chaleur

Aucune législation fédérale particulière ne régit l'accès au tiers, notamment au regard de la reprise de chaleur industrielle. Celle-ci reste à la discrétion des exploitants de réseaux. Notamment en raison des organisations des activités, les incitations économiques à accueillir des productions issues des rejets de chaleur de tiers sont inexistantes.

Régulation des coûts

Si aucun contrôle des coûts n'existe au niveau fédéral ou cantonal, certains cantons, tels que Zurich ou Fribourg, mettent à disposition des propriétaires des outils de comparaisons¹⁰ des coûts de revient de chaleur pour différents systèmes de fourniture de chaleur. Ces outils permettent de comparer, à titre indicatif, les coûts, selon leur nature économique (amortissements, coûts exploitation, et coûts de l'énergie), et selon les prix actuels des énergies sur le marché. Le calcul tient notamment compte des éventuelles subventions, des exigences cantonales, des taxes et des éventuelles externalités. Ces outils reposent sur un certain nombre d'hypothèses. Par exemple, à Fribourg, le calcul de l'amortissement des installations est compté selon la méthode des annuités linéaire avec un coût du capital garanti à 4% et une durée de vie de 15 ans pour les investissements liés à la production de chaleur, de 30 ans pour l'alimentation en énergie et de 50 ou 70 ans pour le gros-œuvre dans les réseaux. Si ce mécanisme offre une transparence pour les clients, aucun mécanisme de régulation ou contrôle de ces coûts n'y est associé.

Régulation des tarifs

En Suisse, aucune législation spécifique n'encadre la tarification des réseaux thermique. La compétence de leur surveillance sont soumises aux autorités fédérales de la concurrence (Comco) et à la Surveillance des prix. En 2014, cette dernière a effectué une enquête sur la structure et le niveau des prix des principaux fournisseurs de chaleur à distance. Il en ressort que les tarifs et les structures tarifaires varient fortement entre les fournisseurs.

¹⁰ A Fribourg, ce site peut être consulté sur: http://appl.fr.ch/sde_chauffage/FR.

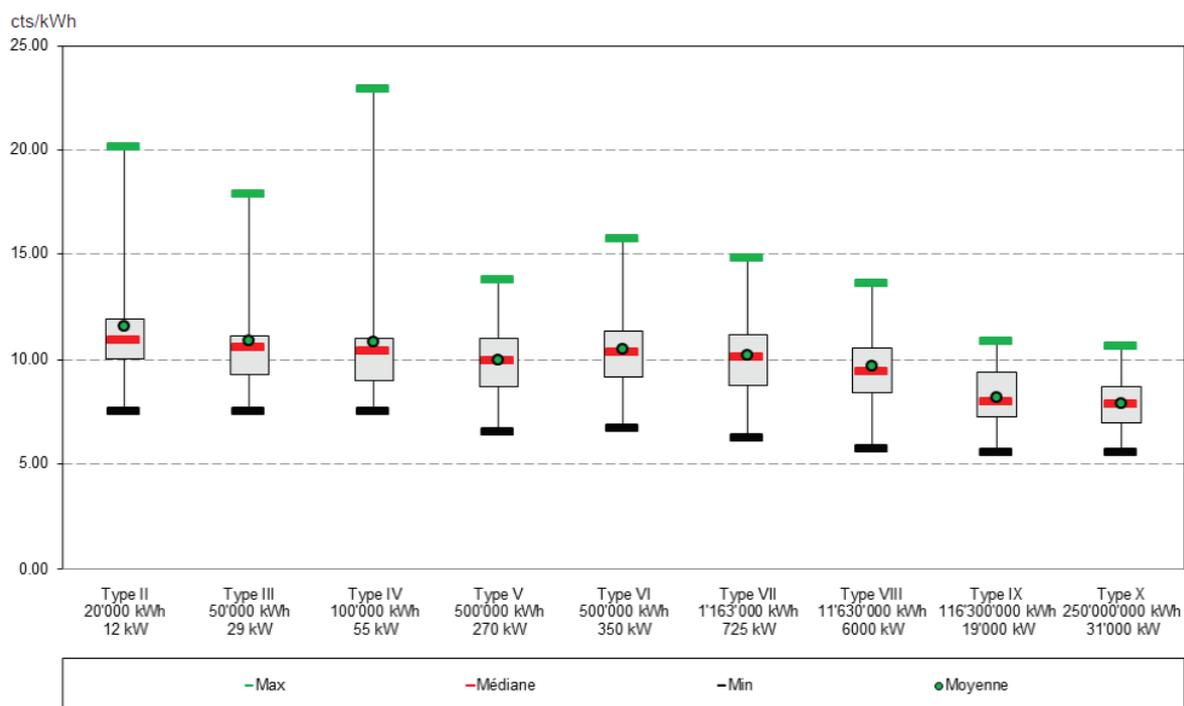


Figure 22 : Prix de la chaleur à distance en cts/kWh sur 29 réseaux de chaleur suisses en 2014 – Suisse
(Source : Surveillant des prix, 2014)

Le surveillant des prix a observé que les modèles de tarification sont souvent formés de trois composantes : le prix de la puissance, un prix de l'énergie et une taxe de raccordement. Il a également constaté une grande variété des modèles d'adaptation des prix de la puissance ou de l'énergie. A titre d'exemple, le prix de l'énergie est fréquemment couplé au prix du mazout ou à l'indice national des prix à la consommation, et ne repose pas sur les coûts réels.

En ce qui concerne le niveau des prix, il a constaté que le CADSIG est relativement cher pour les ménages importants (Surveillance des prix 2014). Il souligne que si les écarts entre les niveaux de prix sont relativement importants entre les différents réseaux de chaleur, les différences peuvent s'expliquer en partie par des facteurs exogènes, mais les divergences sont également considérables en matière de coûts.

8.7 Synthèse sur la régulation des réseaux de chaleur en Europe

Le tableau suivant résume le cadre réglementaire qui entoure les réseaux de chaleur dans les pays étudiés. Les différents angles de la régulation y sont retranscrits.

Si les marchés thermiques danois et suédois présentent une forte pénétration des réseaux de chaleur, ils se différencient par le cadre réglementaire qui entoure ces réseaux. Sur le marché danois, la production est en concurrence. Dès lors la régulation des coûts se limite aux activités de transport, distribution, et fourniture. Cette régulation est mise en application par un régulateur dédié. A l'inverse, le marché Suédois fait l'objet d'une surveillance allégée, malgré une augmentation des tarifs de fourniture de chaleur lors de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. Cette surveillance allégée est possible en raison de prix de la chaleur fournie par les réseaux inférieurs à ceux des autres pays.

Aux Pays-Bas, les réseaux de chaleur font face à la concurrence des énergies fossiles (gaz naturel). La régulation impose un prix de fourniture de chaleur par les réseaux plus avantageux que celui de l'énergie alternative (gaz naturel). Le marché du gaz naturel est ouvert à la concurrence, et induit une pression sur les tarifs des réseaux de gaz naturel. Les deux marchés se différencient par les acteurs présents. Seuls deux d'entre eux sont présents à la fois sur le marché du gaz, et des réseaux de chaleur.

En France, la tarification de la fourniture de chaleur par les réseaux fait l'objet d'une réglementation spécifique. Les réseaux de chaleur assurent le plus souvent deux fonctions de production et de distribution. Les achats de combustibles s'effectuent selon le principe de l'acheteur unique.

L'ensemble de ces pays européens ont transposé, ou devront transposer d'ici les prochaines années dans les législations nationales, la directive européenne (Directive EU 2018/2001), qui prévoit notamment l'accès de producteurs tiers aux réseaux de chaleur (obligation de reprise de la chaleur résiduelle et renouvelable).

En Suisse, les réseaux de chaleur ne sont pas régis par une réglementation fédérale. Les droits de concession sur les réseaux de chauffage à distance utilisant le domaine public sont usuellement détenus par les communes. La planification énergétique territoriale reste une compétence des cantons et des communes.

Structure du marché de la thermique

Planification énergétique territoriale

	DANEMARK	SUEDE	PAYS-BAS	FRANCE	SUISSE
Structure du marché de la thermique	Les CAD fournissent 64% des besoins de chaleur. Le taux d'EnR&R atteint 61% dans les CAD.	Les CAD fournissent 58% des besoins de chaleur. Le taux d'EnR&R atteint 78% dans les CAD	93% des ménages sont raccordés au réseau de gaz naturel. Les CAD fournissent 5% des besoins de chaleur. Le taux d'EnR&R est de 100%.	Les CAD fournissent 5% des besoins de chaleur, la majorité étant couverte par le gaz et l'électricité. 77% des réseaux ont un taux EnR&R supérieur à 50%.	Les CAD fournissent 5% des besoins de chaleur. Le taux d'EnR&R atteint 70% dans les CAD.
Planification énergétique territoriale	<p>Des zones territoriales sont dédiées exclusivement au CAD, et le raccordement au réseau est obligatoire pour les bâtiments neufs.</p> <p>Réseau de chaleur doit être moins cher que les alternatives.</p> <p>Taxe CO2 élevée dès 1992 Chaudières Mazout interdites dès 2016 Centrales électriques > 1 MW doivent cogénérer de la chaleur</p>	<p>Pas de politique spécifique en matière de réseau thermique. Le développement de celui-ci repose sur un programme énergétique global :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Taxe CO2 élevée • Subventions à l'investissement pour la cogénération issue de biomasse • Interdiction de mettre en décharge des déchets combustibles / biodégradables • Subventions aux ménages pour passer du mazout à systèmes alternatifs 	<p>Pas d'obligation de raccordement aux réseaux de chaleur . Des outils ont été développés pour motiver et faciliter l'implication des utilisateurs finaux pour un changement vers le CAD.</p>	<p>Le raccordement des consommateurs au réseau de chaleur peut être imposé lorsqu'un réseau de chaleur fait l'objet d'un classement (si EnR&R > 50%).</p> <p>Développement d'un fond chaleur</p> <p>TVA réduite (de 20% à 5.5%) pour les réseaux avec taux EnR&R > 50%</p>	<p>Aucune loi fédérale n'encadre le développement des réseaux de chaleur, de compétence communale ou cantonale. Les collectivités publiques peuvent avoir recours à une obligation de raccordement, sous réserve du principe de proportionnalité.</p>

Structure organisationnelle

20% de la chaleur est fournie par 80% des CAD, détenus par des coopératives de consommateurs. Les grandes entreprises énergétiques et les municipalités fournissent 80% de la chaleur.

Les activités de production, de transport, et de distribution sont soumises à la séparation juridique.

La propriété des CAD regroupe désormais des sociétés municipales à responsabilité limitée, des sociétés privées, des sociétés d'État et des sociétés publiques. La séparation juridique n'a pas été adoptée au motif que les avantages liés à une concurrence sur les marchés était limité et que les coûts de cette mise en place excèderaient les bénéfices.

La séparation des activités de la chaîne de valeur n'est pas obligatoire pour l'industrie des réseaux de chaleur, car ceux-ci n'ont pas encore atteint la maturité des marchés du gaz et électricité. Le ministère a toutefois l'intention de déterminer si cela pourrait être différent pour les réseaux de transport régionaux (réseaux structurants).

La distribution publique de chaleur relève de la compétence des collectivités territoriales. Elles peuvent en déléguer cette gestion à un opérateur public ou privé dans le cadre d'une délégation de service public. Aucune régulation n'impose une séparation entre des activités. Selon Amorçé, l'intégration verticale est le système le plus standard.

Les droits de concession sur les CAD utilisant le domaine public sont usuellement détenus par les communes. Les concessions sont généralement attribuées aux Services Industriels, responsable de l'approvisionnement en énergie de la collectivité concédante. Des exceptions existent pour les plus petits réseaux. Dans ce cas, la concession est octroyée à une entreprise privée, ou à une entité publique qui n'est pas responsable de l'approvisionnement en énergie dans la zone de déserte.

	DANEMARK	SUEDE	PAYS-BAS	FRANCE	SUISSE
Accès des tiers au réseau de chaleur	<p>Accès des tiers ouvert dans les activités de production et fourniture.</p> <p>Les fournisseurs de chaleur achètent la chaleur à des sociétés tierces (services publics ou municipalités) sur un marché.</p>	<p>Accès des tiers ouvert aux producteurs.</p> <p>Le modèle d'acheteur unique est actuellement appliqué dans le pays.</p> <p>Les producteurs négocient avec l'opérateur de réseau sur les conditions d'accès au réseau selon une base volontaire et bilatérale.</p>	<p>Conformément à la directive EU 2018/2001, l'accès des tiers est possible mais le développement des réseaux thermiques reste faible aujourd'hui.</p>	<p>L'accès des tiers au réseau existe, et reste négociable entre le détenteur du réseau et le producteur d'énergie.</p> <p>Les conditions de reprises sont négociées entre les acteurs.</p>	<p>Aucune législation fédérale particulière ne régit l'accès au tiers, notamment au regard de la reprise de la chaleur industrielle.</p> <p>L'accès des tiers est à la discrétion du réseau. Les conditions de reprises sont négociées entre les acteurs.</p>
Régulation des coûts	<p>Le prix de la chaleur payé par le consommateur devrait couvrir tous les coûts nécessaires liés à cette fourniture.</p> <p>Les entreprises de réseau de chaleur restent des organisations à but non lucratif.</p>	<p>Pas de réglementation des coûts; celle-ci n'était pas incluse dans la loi sur les réseaux de chaleur de 2008.</p>	<p>Pas de régulation spécifique des coûts</p>	<p>La régulation des coûts se limite à l'édition d'un prix de cession, qui correspond au concept d'un tarif de reprise</p>	<p>Mise à disposition des propriétaires et des consommateurs d'outils de comparaisons des coûts de revient de chaleur pour différents systèmes de fourniture de chaleur.</p>
Régulation des tarifs	<p>Les pratiques de benchmark ont été introduites par le régulateur sectoriel (DERA) afin de favoriser la transparence</p>	<p>Un accord de prix volontaire «Prisdialogen» entre les entreprises de chauffage urbain et les clients a été lancé en 2013. Ce programme exige des prévisions de prix pour les deux années à venir et fournit aux clients des informations transparentes sur les prix.</p>	<p>Le prix du CAD est plafonné par le prix de la chaleur fournie par la source d'énergie alternative (gaz naturel). Le plafond protège, les consommateurs captifs de la position de monopole des entreprises de réseau thermique</p>	<p>L'autorité concédante fixe les termes du contrat de délégation, qui regroupe ;</p> <ul style="list-style-type: none"> - les règles de tarification ; - le règlement de service ; - les modalités de gouvernance ; les redevances de concession <p>L'autorité concédante valide les tarifs du délégataire</p>	<p>Pas de régulateur sectoriel. La compétence de la surveillance sont soumises aux autorités fédérales de la concurrence (Comco) et à la Surveillance des prix. La dernière enquête date de 2014.</p>

Tableau 4 : Régulation des réseaux de chaleur dans différents pays européens.

Bibliographie

ADEME (2019). from <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-l'action/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref>.

AMORCE (2019). "Enquête sur le prix de vente de la chaleur et du froid en 2018."

Aronsson, B. and S. Hellmer (2009). "An international comparison of district heating markets."

ASIG (2015). "Grundsatzdokument für die Berechnung der Entgelte für die regionalen und überregionalen Zonen des Gastransports in der Schweiz."

Athias, L., et al. (2018). Réseaux de chauffage à distance, obligation de raccordement et principe de proportionnalité: synthèse et optimisation, Chaire EPPP, IAE Panthéon-Sorbonne.

Averch, H. and L. L. Johnson (1962). "Behavior of the firm under regulatory constraint." The American Economic Review **52**(5): 1052-1069.

Averfalk, H., et al. (2017). "Transformation Roadmap from High to Low Temperature District Heating Systems: Annex XI final report."

Bailey, E. E. and W. J. Baumol (1984). "Deregulation and the theory of contestable markets." Yale Journal on Regulation **1**(2): 2.

Baranes, E. (1998). "Réglementation et ouverture à la concurrence des activités en réseaux: le cas des télécommunications." Revue française d'économie **13**(4): 161-186.

Baumol, W. J. (1964). "External economies and second-order optimality conditions." The American Economic Review **54**(4): 358-372.

Berenschot (2015). "Verduurzaming gebouwde omgeving door open warmtenetten. Berenschot Energy & Sustainability."

BFE (2019). "Explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé conformément à l'art. 13, al. 3, let. b, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEl) pour l'année tarifaire 2020."

Brandes Consulting (2018). "La stratégie gaz dans la planification énergétique communale."

Bürger, V., et al. (2019). "Third party access to district heating systems - Challenges for the practical implementation." Energy Policy **132**: 881-892.

CEREMA (2019). "Prix de chaleur et tarification." from <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/prix-de-la-chaleur-et-facturation>.

Chambre régionale des comptes - Ile de France (2018). RAPPORT D'OBSERVATIONS DÉFINITIVES ET SA RÉPONSE - COMPAGNIE PARISIENNE DE CHAUFFAGE URBAIN - Économie de la concession parisienne de distribution de chaleur.

Cholley, F. D., F (2014). Changer la régulation sectorielle : d'un objectif de prix bas à court terme à un objectif d'investissement de long terme. Paris, MINISTÈRE DE L'ECONOMIE, DU REDRESSEMENT PRODUCTIF ET DU NUMERIQUE.

Cornelis, V. G. m. O. a. E. (2015). District Heating market roles and structures. Stratego : Enhanced heating and cooling plans.

Curien, N. (2005). Économie des réseaux, Paris: La Découverte, Coll, Repères.

Danish Energy Agency (2015). Regulation and planning of district heating in Denmark, Danish Energy Agency.

De Streel, A., et al. (2011). "La régulation des industries de réseau en Belgique." Reflets et perspectives de la vie économique **50**(3): 73-92.

den Ouden, B., et al. (2018). Elektronen en/of Moleculen Twee transitiepaden voor een CO2-neutrale toekomst, Berenschot.

Donnellan, S., et al. (2018). Lessons from European regulation and practice for Scottish district heating regulation, Climate Change.

Ecofys (2015). "Een evaluatie van open warmtenetten."

Economides, N. (1996). "The economics of networks." International journal of industrial organization **14**(6): 673-699.

Eicher+Pauly (2014). "Livre blanc Chauffage à distance Suisse—Stratégie ASCAD, sur mandat de l'Association suisse du chauffage à distance (2014): Livre blanc Chauffage à distance Suisse—Stratégie ASCAD."

ENS (2018). Energy Statistics. Danmarks Statistik. Copenhagen, Denmark, Danish Energy Agency.

EU Directive EC/2003/54 (2003). Directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive. Directive 2003/54. EU. Brussels, European Commission.

EU Directive EC/2018/2001 (2018). Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources. Official Journal of the European Union. **5**: 82-209.

European Commission (2016). "Clean energy for all Europeans." COM (2016) 860.

Faessler, J. (2011). Valorisation intensive des énergies renouvelables dans l'agglomération franco-valdo-genevoise (VIRAGE) dans une perspective de société à 2'000W, University of Geneva.

Faessler, J. (2016). Retours d'expérience sur la valorisation des géothermies: éléments-clés et enseignements. Cycle de formation Energie-Environnement 2016-2017.

Fahlén, E. and E. Ahlgren (2010). "Accounting for external costs in a study of a Swedish district-heating system—An assessment of environmental policies." Energy Policy **38**(9): 4909-4920.

Frederiksen, S. and S. Werner (2013). District Heating and Cooling, Studentlitteratur AB.

- Gagnepain, P. (2001). "La nouvelle théorie de la régulation des monopoles naturels: fondements et tests."
- Genoud, C. (2004). "Libéralisation et régulation des industries de réseau: diversité dans la convergence?" Revue internationale de politique comparée **11**(2): 187-204.
- Genoud, C., et al. (2004). Energy regulation: convergence through multilevel technocracy. Reshaping European Gas and Electricity Industries, Elsevier: 111-128.
- Green, R. (2005). "Electricity and Markets." Oxford Review of Economic Policy **21**(1): 67-87.
- Grohnheit, P. E. and B. O. Gram Mortensen (2003). "Competition in the market for space heating. District heating as the infrastructure for competition among fuels and technologies." Energy Policy **31**(9): 817-826.
- Hawkey, D. and J. Webb (2014). "District Energy Development in Liberalised Markets: situating UK heat network development in comparison with Dutch and Norwegian case studies."
- Joskow, P. and J. Tirole (2006). "Retail electricity competition." The Rand Journal of Economics **37**(4): 799-815.
- Khoury, J. (2014). Rénovation énergétique des bâtiments résidentiels collectifs: état des lieux, retours d'expérience et potentiels du parc genevois, University of Geneva.
- Korhonen, H. (2014). "Regulated third-party access in heat markets: How to organise access conditions." Oxera Agenda.
- Lachal and Nägeli (2018). "Réflexions sur le rôle d'un « merit order » dans le Plan Directeur des Energies de Réseaux (PDER Genève)."
- Lampietti, J. A. and A. S. Meyer (2002). Coping with the cold: heating strategies for Eastern Europe and Central Asia's urban poor, World Bank Publications.
- Littlechild, S. C. (1983). Regulation of British Telecommunications' profitability: report to the Secretary of State, February 1983, Department of Industry.
- Lukosevicius, V. and L. Werring (2011). Inogate Textbook : Regulatory Implication of district heating, Energy Regulators Regional Association.
- Michaud, C. (1983). "Théorie et pratique de la réglementation: l'exemple des Etats-Unis." Politiques et management public **1**(2): 3-25.
- Nussbaumer, T. and S. Thalmann (2014). "Status report on district heating systems in IEA countries." Swiss Federal Office of Energy, and Verenum, Zürich.
- OCDE (2001). Concurrence et restructuration des services publics, OECD Publishing.
- OECD (2001). Structural Separation in Regulated Industries, OECD Paris Cedex.
- Oñate, V. G. (2014). "STEP-UP: Trajectory 4 Market model heating networks: Market models for District Heating."

OXERA (2014). Regulated third-party access in heat markets: how to organise access conditions.

Patronen, J., et al. (2017). Nordic heating and cooling: Nordic approach to EU's Heating and Cooling Strategy, Nordic Council of Ministers.

Perrot, A. (1994). "La régulation des activités en réseaux(problèmes informationnels et formes de la concurrence)."

Persson, U. and S. Werner (2011). "Heat distribution and the future competitiveness of district heating." Applied Energy **88**(3): 568-576.

Pöyry (2018). Third-party access to district heating networks - A report to Finnish Energy. Vantaa, Finland.

Prognos, A. (2012). "Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050." Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 2050.

PWC (2015). "De mogelijkheden voor TPA op warmtenetten."

Quiquerez, L. (2017). Décarboner le système énergétique à l'aide des réseaux de chaleur: état des lieux et scénarios prospectifs pour le canton de Genève, University of Geneva.

Quiquerez, L., et al. (2017). "The role of district heating in achieving sustainable cities: comparative analysis of different heat scenarios for Geneva." **116**: 78-90.

Schneider, S., et al. (2017). "Spatial-temporal analysis of the heat and electricity demand of the Swiss building stock." Frontiers in Built Environment **3**: 53.

Scottish Future Thrust (2018). Guidance on the development of Heat Supply Agreements for District Heating schemes, Heat Network Partnership for Scotland.

SiRM (2019). "Tariff regulation of district heating for small users."

Söderholm, P. and L. Wårell (2011). "Market opening and third party access in district heating networks." Energy Policy **39**(2): 742-752.

Surveillance des prix (2014). "Rapport annuel du Surveillant des prix."

Tieben, B. and M. v. Benthem (2018). Belang bij splitsing in de warmtemarkt Effecten van splitsing op publieke belangen in de warmtemarkt, SEO Economisch Onderzoek.

Tirole, J. (1988). The theory of industrial organization, MIT press.

Van der Linden, J. (2005). "Réforme de marché dans les industries de réseau en Belgique." Bureau fédéral du Plan, mai.

Werner, S. (2017). "District heating and cooling in Sweden." Energy **126**: 419-429.

Westin, P. and F. Lagergren (2002). "Re-regulating district heating in Sweden." Energy Policy **30**(7): 583-596.

Wissner, M. (2014). "Regulation of district-heating systems." Utilities Policy **31**: 63-73.

Zanzi, A. (2008). "Le marché suisse du gaz et la rétribution de l'utilisation du réseau."

Zinko, H., et al. (2008). "District heating distribution in areas with low heat demand density." International Energy Agency.