



Thermische Netze Schweiz
Réseaux Thermiques Suisse
Reti Termiche Svizzera

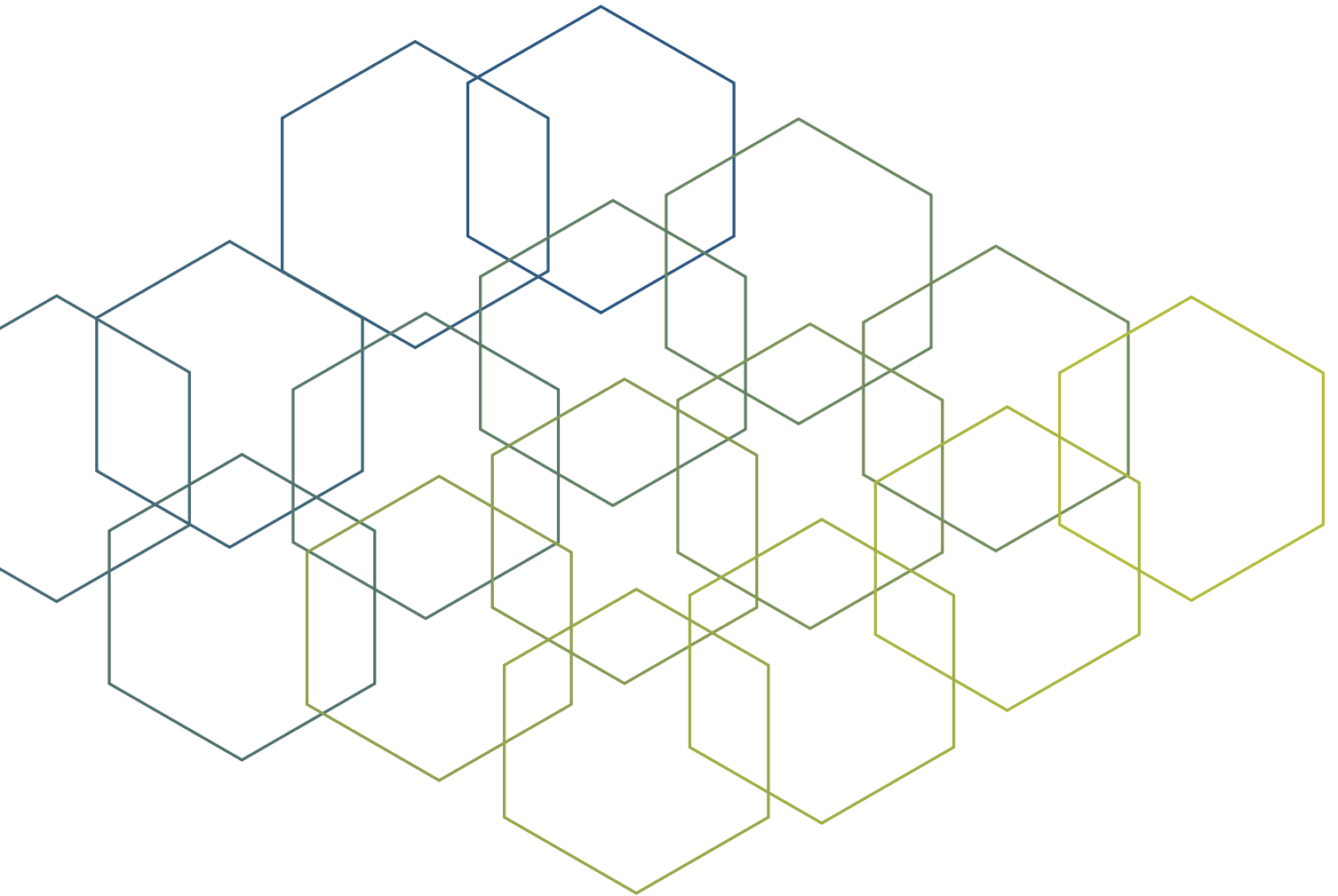
Avec le soutien de



Version 1.0 du 25 juin 2026

Coûts et tarifs des réseaux thermiques

Guide pour les exploitants



Auteurs



Baslerstrasse 44, 4600 Olten | polynomics.ch

Andreas Hauck

Dr Heike Worm



Alte Bahnhofstrasse 5, 3110 Münsingen | rytec.ch

Urban Frei

Malenka Schmutz

Les auteurs remercient Andreas Hurni (Réseaux Thermiques Suisse) et le Dr Matthias Bendig (Office fédéral de l'énergie) pour leur accompagnement technique.

Version

Version - Description modification	Date	Auteur
0.1 - Version pour consultation	26.02.2026	Polynomics/Rytec
0.2 - Modification à la suite des retours de la consultation	19.05.2026	Polynomics/Rytec
1.0 - Version de base	25.06.2026	Polynomics/Rytec

Référence bibliographique recommandée : Polynomics AG et Rytec AG (2026) : *Coûts et tarifs des réseaux thermiques. Guide pour les exploitants*. Version 1.0 du 25 juin 2026, Olten/Münsingen.

Ce guide pratique a été élaboré avec le soutien de SuisseEnergie.

Les auteurs sont seuls responsables de son contenu.

Table des matières

1.	Principes de la comptabilité analytique et de la tarification	7
1.1	Contexte et cadre légal et réglementaire	7
1.2	Principes de base.....	7
1.2.1	Viabilité économique.....	8
1.2.2	Compétitivité.....	8
1.2.3	Orientation sur les coûts et justification.....	8
1.2.4	Traçabilité et transparence	8
2.	Planification et calcul de rentabilité	9
2.1	Business plan	10
2.1.1	Pourquoi établir un business plan ?	10
2.1.2	Contenu d'un business plan.....	11
2.2	Calcul de rentabilité	13
2.2.1	Calcul de rentabilité pour le réseau thermique	14
2.2.2	Processus de controlling.....	14
2.2.3	Calcul de rentabilité des raccordements individuels	16
2.3	Prospection du marché et vente.....	17
3.	Délimitation du système	20
3.1	Délimitation par rapport aux autres secteurs d'activité.....	20
3.2	Délimitation à l'intérieur du réseau thermique.....	21
3.3	Délimitation par rapport au consommateur final	22
4.	Comptabilité analytique.....	23
4.1	La comptabilité d'exploitation comme base du calcul des tarifs	24
4.2	Délimitation de la base des coûts du réseau thermique	24
4.3	Principes de comptabilité analytique.....	26
4.4	Comptabilité des immobilisations et coûts calculés.....	27
4.4.1	Comptabilité des immobilisations	27
4.4.2	Évaluation des immobilisations	27
4.4.3	Bases des amortissements calculés	28
4.4.4	Base des intérêts calculés.....	28
4.5	Schéma de comptabilité analytique pour les réseaux thermiques	29
4.6	Comptabilité des flux de valeurs	30
4.6.1	Comptabilité par centres de coûts.....	30
4.6.2	Comptabilité par objet des coûts.....	33

4.7	Calcul prévisionnel et rétrospectif comme outil de controlling.....	35
5.	Calcul des tarifs	36
5.1	Principes de calcul des tarifs.....	36
5.2	Éléments tarifaires	37
5.2.1	Éléments tarifaires pour coûts non récurrents	37
5.2.2	Éléments tarifaires pour coûts récurrents.....	37
5.2.3	Avantages et inconvénients de différents modèles tarifaires	38
5.3	Tarification avec ou sans indexation.....	39
5.3.1	Tarification avec indexation.....	39
5.3.2	Tarification sans indexation (tarifs révisés de manière périodique)	41
5.4	Différenciation des prix et incitations	42
5.5	Compétitivité des tarifs	42
6.	Annexe	45
6.1	Cas dans lesquels des réseaux thermiques ont été considérés comme disposant d'un pouvoir de marché	45
6.2	Annuités	45
6.3	WACC.....	46
6.4	Schéma détaillé de comptabilité analytique	48
6.5	Explications détaillées relatives aux postes de coûts	50
6.6	Prise en compte et documentation des différences de couverture	57
6.6.1	Gestion des différences de couverture dans la phase établie.....	58
6.6.2	Gestion des différences de couverture en phase de développement.....	58
6.7	Différenciation des prix et incitations : autres idées.....	59
6.7.1	Différenciation temporelle.....	59
6.7.2	Incitations relatives aux quantités et à la puissance	60
6.7.3	Segmentation des clients	61
6.7.4	Échelonnement des prix	62
6.7.5	Différenciation des prix selon les qualités écologiques	62

Introduction

Situation initiale et motivation

En Suisse, les réseaux thermiques sont en pleine phase de développement dynamique et d'évolution structurale. Dans le contexte de la décarbonation du secteur du bâtiment, de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables et du recours accru au couplage des secteurs, ces réseaux gagnent en importance.

Tandis que certaines communes et entreprises bénéficient déjà d'une longue expérience dans les réseaux thermiques, de nombreux réseaux sont encore en cours de création ou débutent tout juste l'exploitation. Parallèlement, le nombre de nouveaux projets augmente. Cette croissance accroît les besoins en connaissances de gestion structurées et en modèles de tarification robustes. Le développement des réseaux existants, l'intégration de nouvelles sources de chaleur ou encore le regroupement de réseaux auparavant séparés imposent également des exigences accrues aux bases économiques des réseaux thermiques.

Un partage systématique de ces connaissances et une professionnalisation des outils de gestion économique sont donc essentiels pour construire des structures pérennes et rentables économiquement.

Objectif du guide

L'objectif de ce guide est d'aider les exploitants de réseaux thermiques à mettre en place une comptabilité analytique et une tarification économiquement fondées.

Il a pour but de contribuer à

- améliorer la rentabilité des réseaux thermiques à long terme,
- garantir une gestion durable des infrastructures,
- éviter les évolutions indésirables et les déficits systématiques,
- identifier au plus tôt les risques financiers et y remédier,
- diminuer les risques pour les finances communales, en particulier lorsque les porteurs du projet sont des communes,
- éviter les insolvabilités ou les lacunes structurelles de financement.

Le guide s'adresse expressément aussi aux petits exploitants de réseaux thermiques, qui ne disposent souvent pas de ressources importantes. Il doit servir d'aide pratique pour maîtriser les risques économiques et établir des bases décisionnelles solides.

Le présent guide a un caractère de recommandation et ne constitue pas une norme contraignante. Les contenus se basent sur des principes de gestion et réglementaires et tiennent compte des expériences tirées d'autres secteurs infrastructurels. Ils visent à offrir une orientation pratique sans se substituer à la responsabilité entrepreneuriale des exploitants.

Le guide propose aux exploitants de réseaux thermiques des modèles de coûts et de tarification, qui peuvent être ajustés en fonction des objectifs et du contexte local, par exemple sur la base de stratégies ou de planifications décidées par des pouvoirs législatifs ou exécutifs. Ces conditions-cadres sont souvent très différentes et individuelles à chaque commune ou canton. Le guide a donc pour vocation de couvrir un large éventail de situations et de contextes locaux différents. Comme il n'est pas possible d'illustrer les conditions spécifiques de tous les réseaux thermiques, il est tout à fait possible de s'écarter des recommandations, en particulier si le cas concret l'exige.

Limites et champ d'application

Le guide fait référence aux réseaux thermiques dans le sens large du terme. En font notamment partie les systèmes de fourniture et de distribution de :

- chaleur (chauffage à distance, chauffage de proximité),
- froid (froid à distance),
- vapeur,
- anergie ou autres sources d'énergie thermique.

Le guide traite principalement des aspects économiques, tout en tenant compte des bases techniques pertinentes pour la comptabilité analytique et la tarification.

Rapport entre comptabilité analytique et tarification

Une tarification appropriée présuppose une comptabilité analytique compréhensible et cohérente. La méthodologie fondamentale peut se décrire comme suit :

1. **Planification rigoureuse et contrôle périodique de la rentabilité** (cf. section 2)
Un business plan est établi pour le réseau thermique. La rentabilité est en permanence contrôlée, les mesures nécessaires pour la garantir sont prises.
2. **Délimitation du réseau thermique comme secteur économique à part entière** (cf. section 3)
Dans un premier temps, il faut clairement séparer le réseau thermique des autres activités afin de garantir une prise en compte économique dédiée.
3. **Enregistrement de tous les coûts pertinents à l'intérieur des limites du système** (cf. sections 3 et 4)
Toutes les positions pertinentes pour les coûts doivent être saisies dans leur intégralité, de manière systématique.
4. **Détermination des amortissements calculés et des intérêts calculés** (cf. section 4.4)
Le capital économique immobilisé est pris en compte par les amortissements calculés et des intérêts adaptés aux risques du capital mobilisé.
5. **Affectation des coûts aux centres de coûts et aux unités d'imputation** (cf. section 4.6)
Les coûts sont affectés de manière objective.
6. **Déduction d'une structure tarifaire basée sur la structure des coûts** (cf. section 5)
Sur cette base, on développe une structure tarifaire qui illustre correctement les coûts et tient compte des incitations économiques.

Sans une base des coûts solide, il n'est pas possible de mettre en place une tarification économiquement durable.

Participation active et développement

Les réseaux thermiques ainsi que leur environnement technologique, réglementaire et économique évoluent en permanence. La première version du guide doit donc se comprendre comme une base qui peut être mise à jour et évoluer au fur à mesure grâce aux contributions des exploitants de réseaux thermiques dans de futures versions révisées.

Les exploitants sont conviés à partager les améliorations potentielles identifiées, leurs expériences pratiques ou des ajouts en termes de méthodologie. Les retours d'ordre général ainsi que les suggestions sont à envoyer à Réseaux thermiques Suisse (tns@thermische-netze.ch). Les auteurs se tiennent volontiers à disposition pour les débats techniques.

1. Principes de la comptabilité analytique et de la tarification

La planification, la détermination des coûts et le calcul des tarifs des réseaux thermiques s'appuient sur les conditions-cadres et principes fondamentaux suivants.

1.1 Contexte et cadre légal et réglementaire

Contrairement à la fourniture d'électricité, le marché des réseaux thermiques n'est régi par aucune loi spéciale. Le cadre économique général s'applique donc à ces réseaux. Sur le marché de la chaleur et du froid, c'est donc le **principe de libre concurrence qui s'applique** et qui est garanti par le droit sur les cartels. Les réseaux thermiques sont donc en compétition en termes de clientèle, de prix et de prestations tant qu'il n'existe pas de pouvoir de marché particulier.

Lorsqu'un approvisionnement thermique occupe une position dominante ou dispose d'un pouvoir de marché relatif (voir les exemples correspondants en annexe, section 6.1), la **loi sur les cartels** (LCart) interdit certains comportements. Parmi ces comportements interdits, il y a par exemple le refus d'entretenir des relations commerciales et la discrimination de partenaires commerciaux en matière de prix (cf. LCart, 2023, art. 7).

En cas de pouvoir de marché, la **loi concernant la surveillance des prix** (LSPr) s'applique également. La Surveillance des prix peut intervenir lorsque les prix paraissent abusifs ou lorsqu'une charge de coûts excessive pour la clientèle est présumée. Au demeurant, la LSPr prévoit une obligation de consultation de la Surveillance des prix pour les prix fixés par une autorité législative ou exécutive (p. ex. conseil municipal) (cf. LSPr, 2013, art. 14).

La **loi sur la protection de l'environnement** (LPE) et la **loi sur le CO₂** ainsi que les ordonnances associées ont, quant à elles, un impact indirect sur les coûts et les tarifs des réseaux thermiques. D'une part parce que les valeurs limites strictes d'émissions (p. ex. prescriptions légales concernant les fumées des centrales de chauffage au bois) et l'objectif de zéro émission nette d'ici 2050 augmentent les coûts de la production d'énergie¹ et d'autre part parce que les prescriptions relatives à l'utilisation des rejets thermiques des usines d'incinération des ordures ménagères ouvrent de nouvelles perspectives pour la production de chaleur. Sans oublier que les programmes de subventionnement réduisent le coût des investissements pour les exploitants de ces réseaux thermiques.

En complément, la loi sur l'aménagement du territoire (LAT), ainsi que la loi sur la protection des eaux (LEaux) exercent une influence sur le développement et la conception des réseaux thermiques. Par le biais des plans directeurs et d'affectation communaux et cantonaux, la LAT agit notamment sur la coordination géographique des infrastructures d'approvisionnement en chaleur et peut favoriser des densifications ou des zones de desserte. La LEaux intervient principalement dans l'usage des eaux souterraines, de l'eau des lacs ou des eaux usées comme source de chaleur et peut avoir un impact sur la conception technique, les procédures d'autorisation et les coûts des installations.

Par ailleurs, d'éventuelles **prescriptions cantonales ou communales** (p. ex. législation sur l'énergie, plans directeurs et d'affectation, prescriptions relatives à la décarbonation) sont importantes pour la planification, le développement et l'exploitation des réseaux thermiques.

1.2 Principes de base

La planification, la comptabilité analytique et la tarification des réseaux thermiques doivent reposer sur les principes de base suivants. Il convient de trouver un équilibre entre ces principes. La pondération de chacun de ces principes dépend de la situation individuelle du réseau thermique. La situation individuelle, quant à elle, dépend notamment de l'environnement de marché, des objectifs économiques, de l'acceptation visée de la

¹ Le terme « production d'énergie » est utilisé ici dans le sens courant pour la branche et désigne la transformation, la fourniture ou la valorisation de l'énergie et/ou la production de chaleur ou de froid. D'un point de vue physique, l'énergie n'est pas produite, mais transformée.

part de la clientèle, des prescriptions des propriétaires, de l'orientation stratégique de l'exploitant ainsi que des prescriptions en matière de politique énergétique et environnementale.

1.2.1 Viabilité économique

Les prix du chauffage et du froid sont fixés de manière à permettre une exploitation économiquement viable et le développement à long terme du réseau thermique. Les tarifs doivent tenir compte des frais courants, du renouvellement de l'infrastructure, des coûts de financement ainsi que d'un bénéfice adapté au risque. Les exigences posées en matière de viabilité, en particulier de rentabilité, peuvent être différentes selon la structure porteuse, la structure de propriété et la forme d'organisation.

Pour garantir la rentabilité et identifier les risques, il faut au préalable élaborer un business plan avec des hypothèses réalistes et tenir compte des sensibilités (vision prospective). Par ailleurs, il faut sans cesse contrôler cette rentabilité (vision rétrospective).

1.2.2 Compétitivité

Comme les réseaux thermiques sont généralement en concurrence avec d'autres solutions énergétiques, il faut fixer les prix pour qu'ils soient et restent compétitifs à long terme. Il est donc judicieux de comparer, du point de vue de la clientèle, les prix avec ceux de solutions de chaleur ou de froid disponibles et comparables (p. ex. pompes à chaleur).

Dans le contexte des réseaux thermiques, la compétitivité ne signifie pas obligatoirement qu'il faut toujours être le moins cher. À long terme, les tarifs et les prestations doivent toutefois rester attractifs par rapport aux autres offres. En effet, sans tarifs adaptés au marché, la viabilité économique ne pourra pas être garantie à long terme.

1.2.3 Orientation sur les coûts et justification

Les tarifs doivent reposer sur une base de coûts compréhensible. La structure tarifaire choisie doit pouvoir être justifiée objectivement et refléter les principaux facteurs de coûts. Il est possible d'appliquer des conditions et prix différents en fonction des groupes de clients, des modèles contractuels ou des clients si ces différences reposent sur des critères objectifs, comme la puissance de raccordement, le profil de consommation, les coûts de raccordement, la durée contractuelle, la flexibilité ou encore les exigences techniques.

Les éléments tarifaires et leur niveau sont choisis de manière à correspondre autant que possible aux coûts occasionnés dans le réseau thermique. Les coûts variables en fonction de la quantité sont généralement facturés au moyen du prix de l'énergie et les coûts fixes, tels que l'entretien du réseau de conduites, le sont au moyen du prix de base ou du prix de la puissance.

1.2.4 Traçabilité et transparence

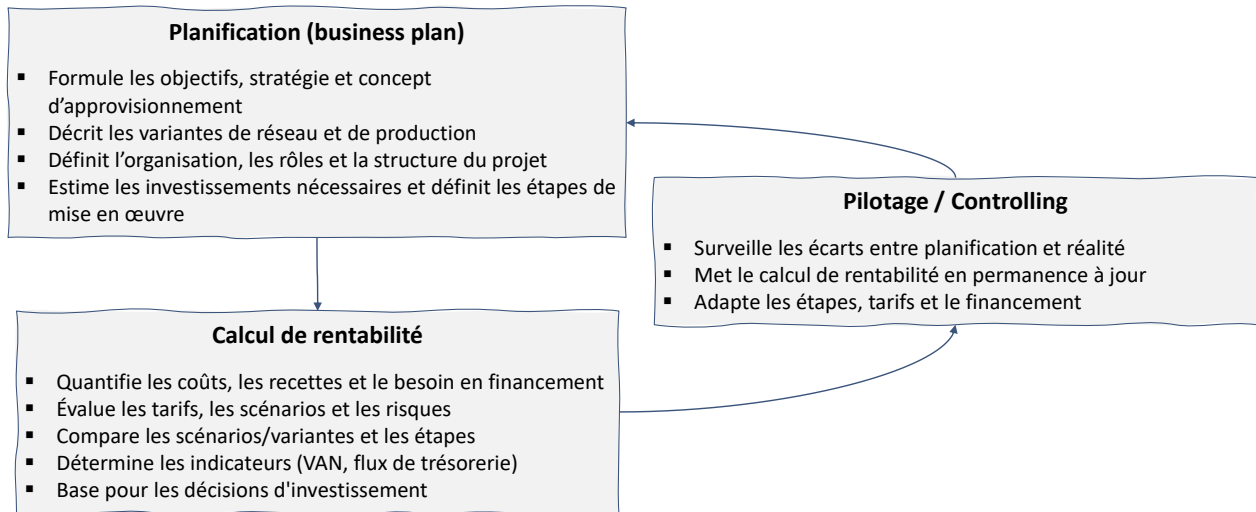
Le calcul des coûts et des tarifs doit être conçu de manière à être compréhensible. Cela signifie que la procédure de tarification et les différents éléments du calcul des coûts et de la tarification sont justifiés et documentés. Une bonne documentation contient une description de la procédure appliquée et de la méthode et/ou variante choisies, ainsi que le calcul ou la méthode de détermination des valeurs utilisées.

Pour que les décideurs (direction ou conseil d'administration) disposent d'une base solide d'informations, il faut une bonne documentation. Cette dernière accroît aussi l'efficacité des procédures internes, garantit le transfert de connaissances en interne et constitue une condition essentielle au suivi de la viabilité économique. Une documentation compréhensible est également utile lorsqu'il s'agit de répondre à des demandes venant de l'extérieur.

2. Planification et calcul de rentabilité

La planification d'un réseau thermique exige une préparation systématique des bases techniques, organisationnelles et économiques pertinentes. Alors que le business plan définit l'orientation stratégique et les étapes de mise en œuvre, le calcul de rentabilité permet de vérifier si le projet reste financièrement viable sur l'ensemble de son cycle de vie.

Figure 1 Planification, calcul de rentabilité et contrôle sous forme de cycle



Source : schéma interne.

Recommandation

1. Élaborer un business plan

Élaborer un business plan pour les nouveaux réseaux, les grandes extensions ou des investissements importants.

2. S'appuyer sur des hypothèses réalistes

Faire une évaluation prudente et compréhensible du taux de raccordement, des quantités vendues, de l'investissement, des coûts d'exploitation, des prix de l'énergie et des subventions.

3. Vérifier la rentabilité

Vérifier si le réseau ou l'investissement est viable sur la période concernée.

4. Présenter le financement

Présenter les besoins en capitaux, les fonds propres, la dette, les subventions et la trésorerie.

5. Calculer les sensibilités

Vérifier les principaux risques, en particulier le taux de raccordement, les coûts de la construction, les prix de l'énergie, l'évolution des ventes et le taux d'intérêts.

6. Assurer le suivi et le pilotage

Comparer régulièrement les valeurs planifiées avec les valeurs réelles et les actualiser si nécessaire.

7. Piloter la prospection du marché et la densification des raccordements

Contrôler systématiquement l'acquisition de clients, le taux de raccordement et les possibilités de densification et en tenir compte dans le business plan, le calcul de rentabilité et la planification du développement.

8. Vérifier la rentabilité des raccordements au réseau

Avant de nouveaux raccordements au réseau importants ou spéciaux, évaluer leur rentabilité et leur contribution à la rentabilité globale.

9. Documenter

Consigner les hypothèses, les variantes, les décisions et les ajustements

2.1 Business plan

Avant de réaliser un réseau thermique ou avant de prendre des décisions importantes d'extension ou d'investissement, il faut une planification technique et économique minutieuse. Le manuel « Guide de planification du chauffage à distance » (groupe de travail QM réseaux thermiques, 2025) et le « Guide pour les communes : organisation et financement des réseaux thermiques » (econcept AG and Ramboll Schweiz AG, 2025) représentent une aide utile à cet égard.

L'élaboration d'un business plan est indispensable à la planification économique. Il s'agit du fondement de la planification, de l'évaluation et de la mise en œuvre de réseaux thermiques. En raison des investissements initiaux élevés, des longues durées des projets et du grand nombre d'acteurs impliqués, il faut une documentation structurée.

Un business plan décrit la manière dont un réseau thermique doit être mis en place, agrandi ou développé et selon quelles hypothèses son exploitation sera économiquement viable. Il regroupe les principales bases techniques, organisationnelles, financières et relatives au marché et sert à prendre des décisions pour l'exploitant, les propriétaires, les partenaires de financement, les communes et les autres acteurs.

Un business plan s'avère judicieux, en particulier dans le cas de nouveaux réseaux, de grandes extensions, d'investissements de remplacement importants, de nouvelles sources de chauffage ou de froid, de modification du modèle d'exploitation ou lors du recours à des fonds de tiers. Pour les petits et moyens exploitants, le business plan ne doit pas être inutilement détaillé. Le plus important est que les principales hypothèses soient documentées, choisies de manière réaliste et puissent être vérifiées régulièrement.

2.1.1 Pourquoi établir un business plan ?

Orientation stratégique : clarté des objectifs

Le business plan décrit les objectifs en matière de politique énergétique, le rôle du réseau thermique dans le système d'approvisionnement local ainsi que la stratégie de développement à long terme. Il aide les parties prenantes comme les communes et les partenaires du projet à définir les priorités et voies de développement communes.

Vérification de la faisabilité : estimation réaliste des opportunités et des défis

Le business plan analyse les sources de chaleur, les configurations de réseau, les densités de raccordement, les concepts d'approvisionnement et les conditions-cadres réglementaires. Il permet ainsi de vérifier au plus tôt si le projet est réalisable techniquement et les conditions à remplir aux niveaux communal, technique de construction et organisationnel.

Évaluation économique : planification financière

Le business plan comprend l'investissement nécessaire, les coûts d'exploitation, les modèles de recettes et les indicateurs clés de rentabilité. Il sert de base au développement des modèles de financement (p. ex. fonds propres, fonds de tiers, contracting) et à la planification des besoins en capitaux pendant la durée du projet.

Il facilite ainsi la budgétisation et le pilotage ultérieur du projet.

Base décisionnelle pour les tiers : transparence pour les banques, les autorités et les organes politiques

Un business plan réunit toutes les informations requises afin que les conseils municipaux, les parlements ou les organes administratifs puissent prendre des décisions relatives aux concessions, aux modèles de participation ou aux autorisations d'investissement sur une base transparente.

Il regroupe aussi toutes les informations pertinentes dans un format transparent et vérifiable pour les banques et autres établissements de financement, ou pour les partenaires du projet. Il permet ainsi de prendre des décisions de financement avisées.

Base pour l'organisation et la mise en œuvre : clarification des rôles et des responsabilités

Le business plan définit les compétences de la commune, des fournisseurs, des entreprises partenaires ou d'une éventuelle société de projet (p. ex. SA, SàRL). Il règle donc très tôt l'organisation du projet et facilite la collaboration ensuite.

En outre, il décrit les missions, les processus et les calendriers, ce qui facilite la concertation interne et garantit des responsabilités bien réglées.

Évaluation et gestion des risques

Le business plan identifie les risques techniques, économiques, réglementaires et ceux survenant au niveau de la demande (p. ex. taux de raccordement, coûts de la construction, retards), évalue leurs éventuelles conséquences et décrit des mesures adaptées pour réduire ces risques. Il s'agit donc d'un outil central, en particulier pour les communes et investisseurs qui doivent estimer les risques de responsabilité et de budget.

Outil de communication

Un business plan facilite la concertation entre les organes impliqués, comme la commune, le fournisseur d'énergie, les différents domaines d'expertise, les bureaux de planification et les établissements de financement. Il crée de la transparence et fait base commune pour les discussions, les accords et les négociations.

2.1.2 Contenu d'un business plan

Un business plan est composé de plusieurs éléments importants qui, ensemble, illustrent l'idée, la mise en œuvre et la rentabilité d'un projet ou d'une entreprise. Ci-après une structure classique utilisée pour d'autres projets relatifs à l'énergie et l'infrastructure :

- **Synthèse**
 - Synthèse des principaux éléments : idée et objectifs, potentiel du marché et besoin financier
- **Description de l'entreprise**
 - Contexte, structure juridique, rapports de propriété, site, vision et mission
- **Situation initiale et objectifs**
 - Description du besoin actuel en chaleur dans la zone de desserte
 - Objectifs en matière de politique énergétique de la Confédération, du canton et de la commune
 - Rôle du réseau thermique dans l'approvisionnement local de chaleur
 - Contribution prévue à la décarbonation, à la sécurité d'approvisionnement et à l'efficacité énergétique
- **Zone de desserte, marché et demande**
 - Délimitation de la zone de desserte potentielle
 - Structure des bâtiments, densité de raccordement, état de rénovation
 - Détermination du besoin en énergie et en puissance (chauffage, eau chaude, chaleur de procédé, froid)
 - Prévisions quant au développement de la demande, notamment en tenant compte de la densification, de nouvelles constructions, de rénovations ainsi que de modifications liées au changement climatique des besoins en chauffage et froid

- Y a-t-il une obligation de raccordement ? Une obligation de raccordement peut par exemple aider à atteindre la densité énergétique nécessaire (environnement de marché). Une telle obligation de raccordement peut aussi avoir un impact sur l'évaluation du pouvoir de marché d'une entreprise d'approvisionnement (cadre réglementaire).
- **Sources de chaleur et concept d'approvisionnement**
 - Identification et évaluation de sources de chaleur adaptées et de leur disponibilité sur l'horizon de planification (rejets thermiques, STEP, UIOM, bois, géothermie, eau des lacs, etc.)
 - Concept de production, y compris redondance et pics de charge
 - Évaluation de la disponibilité saisonnière et intégration dans des systèmes à plusieurs sources
 - Prise en compte de la stratégie de température (réseau haute/moyenne/basse température)
- **Concept de réseau et conception technique**
 - Variantes de configuration et planification des tracés
 - Concept hydraulique, dimensionnement, pression
 - Exigences posées aux stations de transfert
 - Solutions de stockage (courte durée et/ou saisonnier)
 - Interfaces avec les infrastructures existantes
 - Flexibilisation et couplage des secteurs pour optimiser les coûts
- **Modèle d'organisation et d'exploitation**
 - Variantes concernant les porteurs de projet (commune, fournisseurs d'énergie, SA, contracting)
 - Rôles, responsabilités et direction/gestion
 - Concept d'exploitation (suivi, maintenance, gestion des dysfonctionnements)
 - Exigences posées au personnel, au savoir-faire et aux prestataires
- **Base réglementaire et légale**
 - Exigences en matière de droit de la construction et procédures d'autorisation
 - Concessions, servitudes et questions de propriété
 - Prescriptions de la législation cantonale sur l'énergie et de l'aménagement du territoire
 - Exigences posées aux obligations ou incitations au raccordement
 - Loi sur les cartels et loi sur la surveillance des prix : en fonction de l'évaluation du pouvoir sur le marché par rapport aux consommateurs finaux
- **Investissements, rentabilité (cf. aussi section 2.2) et financement**
 - Planification à long terme des coûts : dans l'idéal dans la forme avec laquelle les coûts seront saisis pendant l'exploitation (cf. section 4.5)
 - Coûts d'investissement (production, réseau, stockage, sous-stations)
 - Coûts d'exploitation et entretien
 - Commercialisation et administration
 - Planification à long terme des revenus : modèles de recettes et structure tarifaire (part fixe et part variable, p. ex. les composantes de facturation consommation/énergie, puissance ou abonnement)
 - Financement : capital nécessaire, capital propre et étranger, subventions et garanties pour les risques
 - Analyses de sensibilités concernant le taux de raccordement, les prix de l'énergie et l'évolution des coûts
- **Opportunités, risques, mesures**
 - Risques techniques (disponibilité de sources de chaleur, terrain, pertes de réseau)
 - Risques économiques et du marché (taux de raccordement, évolution de la demande)
 - Risques organisationnels (ressources, compétences, coordination du projet)
 - Mesures de réduction des risques
- **Planification du calendrier et de la mise en œuvre**
 - Étapes de construction du réseau et des installations de production d'énergie

- Prévoir des étapes de décision en cas de retard ou de survenance de risques
- Planification des autorisations, des phases de construction et de la mise en service
- Planification du raccordement progressif des clients
- **Concept de communication en général et avec des parties prenantes**
 - Concertation avec les propriétaires de biens-fonds, la population, les milieux économiques et les pouvoirs politiques
 - Démarche de prospection de clients
 - Communication transparente sur la structure tarifaire et l'avancement du projet aux groupes cibles pertinents

L'étendue et l'approfondissement du business plan doivent correspondre à la taille et à la complexité du réseau. Dans le cas de petits réseaux, il suffit souvent d'opter pour une représentation succincte comprenant les principales hypothèses, les coûts, les recettes et les risques. Pour les grands réseaux, si l'organe responsable est une commune, si les partenaires de financement sont externes ou s'il y a plusieurs étapes d'extension, il faudra plutôt un document détaillé.

Du point de vue de l'investisseur et également pour les décisions internes, il est essentiel que le business plan et les hypothèses sur lesquelles il se fonde soient les plus réalistes possible. Des hypothèses trop optimistes peuvent entraîner la réalisation d'un réseau thermique sur des mauvaises bases décisionnelles. Dans certains cas, cela peut être à l'origine de pertes pour les investisseurs ou mettre en danger l'exploitation. Les hypothèses ne doivent en aucun cas correspondre à un scénario idéal, mais être réalistes et être documentées/justifiées de manière transparente.

Parce qu'il est difficile de savoir quelles hypothèses sont « réalistes » par avance, il faut bien sûr aussi toujours intégrer des scénarios défavorables et des analyses de sensibilités et/ou montrer leurs conséquences sur la rentabilité. Voici quelques exemples :

- un retard critique pour le permis de construire
- une forte hausse des prix d'achat (bois, gaz ou électricité)
- l'absence d'une source d'énergie essentielle
- un taux de raccordement plus bas que prévu (p. ex. 20 % inférieur à celui prévu) ou le désistement d'un client clé
- une diminution des besoins de chauffage plus rapide que prévu (p. ex. taux de rénovation double, baisse des degrés-jours de chauffage)
- des investissements supérieurs (p. ex. 20 % supérieurs à ceux prévus)
- des coûts de financement supérieurs (p. ex. taux d'intérêt sur capital étranger ou WACC supérieur)
- une collaboratrice importante quitte l'entreprise

Il faut ensuite classer les répercussions de ces scénarios : quelle est la probabilité pour que ce scénario se produise et quelles sont les répercussions sur l'exploitation technique et la rentabilité ? Pour finir, il faut aussi définir des mesures permettant d'atténuer au mieux les principaux risques (gestion des risques : planification de « points de rupture théoriques » dans le projet, disponibilité de sources d'énergie redondantes, conclusion d'assurances, approvisionnement structuré, documentation interne à l'entreprise, éventuels zones d'approvisionnement/clients supplémentaires).

2.2 Calcul de rentabilité

Le calcul de rentabilité fait partie intégrante du business plan. Alors que le business plan est souvent établi une seule fois par anticipation et qu'il décrit aussi l'orientation stratégique, l'organisation du projet et la mise en œuvre prévue, le calcul de rentabilité vérifie si un réseau thermique peut être exploité de manière économiquement viable dans différentes situations ou s'il l'a été rétrospectivement.

Il sert donc d'outil pour évaluer les coûts d'investissement et d'exploitation, vérifier la tarification et décider des étapes et modèles de financement. À la différence du business plan, le calcul de rentabilité est régulièrement mis à jour tout au long du projet.

2.2.1 Calcul de rentabilité pour le réseau thermique

Le calcul de rentabilité contient l'analyse des coûts (comme p. ex. avec la structure décrite dans la section 4.5), des recettes ainsi que des principaux indicateurs financiers par anticipation (pour le business plan ou une planification à moyen terme) ou en rétrospective.

- **Analyse des coûts et des recettes à partir de la mise en service et sur l'ensemble de l'horizon de planification**
 - Coûts réels pour le passé, coûts prévus pour le futur
 - Vérifier régulièrement la prévision des coûts de production et d'approvisionnement d'énergie en tenant compte des prescriptions légales, comme la décarbonation, le prix du CO₂, etc.
 - Structure et calcul judicieux des coûts : clôture annuelle et comptabilité d'exploitation pour les valeurs réelles, valeurs de planification calculées de manière transparente (cf. groupe de travail QM réseaux thermiques, 2025).
 - Recettes réelles pour le passé, recettes prévues pour l'avenir (en tenant compte de la concurrence)
- **Présentation de l'évolution des quantités**
 - Développement des ventes d'énergie, puissance abonnée/installée, du nombre de raccordements et du taux de raccordement; comparaison des valeurs effectives avec les valeurs prévues.
 - Développement des achats et de la production d'énergie
 - Développement des degrés-jours de chauffage
- **Développement d'indicateurs clés de rentabilité**
 - Valeur actuelle nette (VAN; Net Present Value, NPV) : bénéfices futurs actualisés
 - Développement du cash-flow : flux de trésorerie sur la durée du projet, indicateurs précoces de tensions de liquidité
 - Rendement du capital investi
 - Indicateurs clés sur les valeurs immobilisées : valeur d'achat et résiduelle moyenne des conduites, durée de vie résiduelle approximative (valeur résiduelle divisée par amortissements)
 - Coût total par an par raccordement et par quantité d'énergie livrée
 - Coûts moyens de fourniture d'énergie
- **Scénarios/analyses de sensibilités**
 - Comparaison entre plusieurs scénarios ou par variante de développement sur la base des indicateurs de rentabilité

2.2.2 Processus de controlling

Le calcul de rentabilité ne doit pas seulement être réalisé au début d'un projet. Il doit aussi être actualisé régulièrement. Dans le cadre du suivi, les évolutions réelles sont comparées aux valeurs planifiées. Parmi les indicateurs pris en compte, il y a notamment le coût de réalisation, le taux de raccordement, les quantités d'énergie vendues par an, les prix de l'énergie, les coûts d'exploitation, les recettes, la trésorerie et les conditions de financement.

En analysant chaque année les écarts entre réalité et planification, on peut détecter rapidement une évolution défavorable et prendre des mesures appropriées. Ces mesures sont par exemple un ajustement des étapes, un contrôle de la structure tarifaire, l'acquisition de clients supplémentaires, des optimisations techniques, l'ajustement de la production d'énergie ou encore la vérification du concept de financement.

Le controlling relie ainsi le business plan, la comptabilité analytique, le calcul des tarifs et le calcul de rentabilité. Il fait en sorte que l'exploitant ne considère pas uniquement sa planification, mais qu'il pilote continuellement le développement économique de son réseau thermique.

En plus de la rentabilité à long terme, il faut aussi surveiller la trésorerie séparément. Dans les phases de construction et d'extension surtout, les investissements sont en effet bien antérieurs aux recettes correspondantes. Sur toute la durée d'exploitation, un projet peut sembler rentable, mais il peut souffrir temporairement d'un

financement insuffisant. Il faut donc régulièrement surveiller le cash-flow, la trésorerie disponible, la ligne de crédit et le service de la dette.

Tableau 1 Controlling (pilotage)

Critère à contrôler	Question	Indicateurs possibles	Mesure possible
Rentabilité globale	Est-ce que, économiquement, le réseau se développe comme prévu ?	Rendement du capital utilisé, évolution du résultat	Actualiser le business plan, vérifier les étapes d'extension, donner la priorité aux investissements
Investissements	Les coûts de la construction sont-ils dans la fourchette prévue ?	Écart entre coûts de la construction et budget, coûts de l'investissement par raccordement, coûts de l'investissement par mètre de tracé	Contrôler les étapes, l'étendue du projet ou le financement
Couverture des coûts	Les tarifs couvrent-ils les coûts ?	Comparatif coûts/recettes	Contrôler la structure tarifaire/le montant ou le mécanisme d'ajustement, analyser la base des coûts
Ventes et taux de raccordement	Le taux de raccordement, la puissance et les ventes se développent-ils comme prévu ?	Nombre de raccordements, puissance raccordée, ventes de MWh, densité énergétique, charge	Renforcer l'acquisition de clients, adapter la zone d'extension, s'assurer des clients clés, contrôler les étapes
Compétitivité des tarifs	Les tarifs sont-ils compétitifs du point de vue des clients ?	Comparaison du coût total avec alternatives, retour des clients, taux de raccordement, résiliations, niveau de prix par segment de clients	Ajuster la structure tarifaire, revoir les frais de raccordement, améliorer la communication, réduire les coûts
Approvisionnement d'énergie et production thermique	Les coûts d'acquisition et de production évoluent-ils comme prévu ?	Coûts par MWh de chauffage/froid, part de pics de charge, prix du combustible/électricité, disponibilité des sources de chaleur	Optimiser le mix de production, ajuster la stratégie d'acquisition, vérifier de nouvelles sources de chaleur
Exploitation et entretien	Les coûts d'exploitation et l'efficacité technique sont-ils conformes aux prévisions ?	Coûts d'exploitation au MWh ou au km, pertes de réseau, températures de retour, perturbations, frais d'entretien	Optimiser l'exploitation du réseau, faire appliquer les CTR, réduire les températures de retour, ajuster la planification de l'entretien
Coûts du financement	Les coûts du capital et le financement évoluent-ils comme prévu ?	Taux d'intérêts sur les fonds des tiers, part des fonds de tiers, service de la dette	Vérifier le refinancement, adapter les durées de financement, vérifier la structure du capital
Trésorerie (liquidités)	Les moyens disponibles sont-ils à tout moment suffisants pour financer l'exploitation, le remboursement des dettes et les investissements ?	Cashflow, trésorerie disponible, ligne de crédit disponible, besoin de financement à court terme, degré de couverture du remboursement des dettes	Contrôler le besoin en capital, les durées de validité, les subventions ou les lignes de crédit
Risques	Des risques majeurs ont-ils évolué ?	Écarts par rapport aux analyses de sensibilité, nouvelles prescriptions réglementaires, perte de clients clés, retards	Actualiser la gestion des risques, contrôler les réserves, activer les points de décision prévus, recalculer les scénarios, actualiser le WACC

2.2.3 Calcul de rentabilité des raccordements individuels

En plus du calcul de rentabilité du réseau thermique dans son ensemble, il peut être judicieux d'effectuer un calcul de rentabilité des raccordements individuels. Ce calcul montre si, du point de vue de l'exploitant, un raccordement concret est économiquement viable et comment il contribue à la rentabilité globale du réseau.

Un tel calcul est particulièrement recommandé pour les grands clients, les longues conduites de raccordement, des investissements élevés spécifiques pour un client, des exigences techniques particulières ou en cas de contributions de raccordement et tarifs négociés individuellement.

Le calcul de rentabilité d'un raccordement individuel comprend notamment les éléments suivants :

▪ **Coûts du raccordement**

- Coûts de l'investissement pour la conduite de raccordement au bâtiment, les travaux de génie civil, la station de transfert, la technique de mesure et de régulation
- Coûts au prorata des amplifications de réseau ou d'une réserve de puissance supplémentaire de l'infrastructure en amont
- Coûts de planification, de conception, d'acquisition et de contractualisation
- Frais courants d'exploitation, de mesure, de facturation et d'entretien
- Coûts supplémentaires spécifiques au client, p. ex. pour des exigences de température spéciales ou la redondance

▪ **Recettes du raccordement**

- Contributions uniques de raccordement ou contributions aux coûts
- Recettes récurrentes provenant du prix de l'énergie, du prix de puissance, du prix de base et du prix de mesure
- Ventes d'énergie prévues, puissance de raccordement et durée contractuelle
- Évolution attendue des prix, indexation ou ajustement périodique des tarifs

▪ **Bases techniques et quantitatives**

- Ventes annuelles d'énergie
- Puissance de raccordement
- Profil de charge et durée d'utilisation
- Répartition saisonnière de la consommation
- Température de retour et qualité technique du raccordement
- Impacts sur les pertes de réseau, l'énergie de pompage et la capacité du réseau

▪ **Évaluation économique**

- Valeur comptant nette ou durée d'amortissement du raccordement
- Marge contributive après coûts variables
- Contribution à la couverture des coûts fixes du réseau et administratifs
- Coûts par puissance raccordée et par quantité d'énergie livrée
- Éventuellement sensibilités aux coûts de raccordement, ventes, date de raccordement et durée contractuelle

Un raccordement isolé ne doit pas obligatoirement entièrement couvrir les coûts à chaque fois. Mais il peut être économiquement judicieux s'il contribue à couvrir les frais fixes du réseau thermique, p. ex. par une densification du réseau ou une amélioration de la charge. Une sous-couverture provisoire peut aussi se justifier sur le plan stratégique si d'autres raccordements sont prévus sur le même tracé de conduites.

Si un raccordement ne couvre pas les coûts sur le long terme, il faut connaître les répercussions sur l'ensemble du réseau et les autres clients et il faut les accepter sciemment. Pour ne pas mettre en danger la rentabilité du réseau thermique dans son ensemble, l'objectif est que les différents raccordements couvrent au moins leurs coûts variables directs et les coûts de raccordement individuels et qu'ils ne soient pas financés par les autres clients.

2.3 Prospection du marché et vente

La prospection du marché et la vente ne constituent pas une tâche commerciale en aval, mais une base essentielle. Le taux de raccordement, les dates de raccordement et les quantités vendues sont déterminants pour la viabilité économique d'un réseau.

Les réseaux thermiques nécessitent des investissements importants au début. L'extension ne doit donc avoir lieu que quand il y a une demande suffisante de la part des clients et qu'il est possible de justifier de manière plausible l'étape d'extension prévue. La prospection du marché et la distribution ne sont donc pas seulement des éléments de communication, mais elles font aussi partie intégrante du développement économique d'un projet.

Dès la phase de planification, il faut clarifier les clients qui sont décisifs pour la mise en place ou l'extension du réseau. Les clients clés avec des besoins élevés ou stables à long terme en chauffage ou en froid sont particulièrement importants parce qu'ils améliorent la charge de base et peuvent exercer une influence importante sur la rentabilité d'une première étape d'extension. Simultanément, il faut procéder à une vérification minutieuse des possibilités de densification dans la zone de desserte existante ou prévue, parce que les raccordements supplémentaires dans des zones déjà desservies sont souvent largement plus rentables que les extensions de réseau dans de nouvelles zones.

La prospection du marché doit être largement reliée au calcul de la rentabilité. Le taux de raccordement, la date de raccordement, les ventes d'énergie prévues, la puissance de raccordement et la disposition des clients à investir ne sont pas seulement des informations commerciales, mais aussi des éléments importants pour le business plan, l'élaboration des étapes, le financement et la tarification.

Les étapes suivantes sont particulièrement recommandées pour la prospection du marché et la distribution :

▪ Identifier les clients cibles

- Définir les groupes de clients pertinents dans la zone d'approvisionnement, p. ex. immeubles, bâtiments publics, PME/artisanat, industrie, zones industrielles ou grands consommateurs
- S'adresser au plus tôt aux clients clés avec une puissance de raccordement élevée ou un potentiel de vente stable
- Tenir compte des cycles de rénovation, du remplacement des chauffages, de la structure des propriétaires et des procédures décisionnelles
- Évaluer séparément les clients avec des exigences particulières, comme le chauffage de processus, des besoins en réfrigération ou de redondance

▪ Vérifier systématiquement les potentiels de raccordement et de densification

- Analyser les zones de desserte existantes et prévues à la recherche de raccordements économiques supplémentaires
- Vérifier en priorité les possibilités de densification dans le réseau existant avant d'ouvrir de nouvelles zones d'extension
- Donner la priorité aux bâtiments avec des besoins en chauffage élevés, une distance de raccordement courte et une situation technique initiale appropriée
- Exploiter les synergies avec les rénovations de tracés, la construction de canalisations, le développement de zones ou la rénovation de bâtiments
- Contrôler la mise en place d'incitations de raccordement limitées dans le temps après la réalisation de nouvelles sections de conduites, p. ex. contributions de raccordement réduites ou supprimées en cas de raccordement anticipé ou contributions de raccordement supérieures en cas de raccordement ultérieur²

² Il est par exemple possible, pendant les deux à cinq premières années après la réalisation d'un tronçon de conduites, de facturer une contribution de raccordement à prix réduit. Les raccordements ayant lieu ensuite pourraient être facturés avec des contributions de raccordement plus élevées selon le principe de causalité. Ceci encourage le raccordement anticipé et réduit les coûts de génie civil et de raccordement ultérieurs.

- **Sécuriser la rentabilité des étapes d'extension**
 - N'autoriser les étapes d'extension que quand il y a un nombre suffisant de raccordements ou s'il y a des déclarations d'intention contraignantes
 - Définir le taux de raccordement minimum, les ventes minimum ou la puissance minimum par étape
 - Contrôler la rentabilité de l'étape en se basant sur des dates de raccordement et des quantités vendues réalistes
 - Prévoir des points de rupture théoriques, si des accords de raccordement, autorisations ou subventions n'arrivent pas comme prévu
- **Tenir compte de l'avis des clients et de la compétitivité**
 - Comparer le coût total du réseau thermique du point de vue du client avec les alternatives pertinentes
 - Observer les systèmes de chauffage/réfrigération renouvelables déjà existants dans la zone d'extension
 - Illustrer les contributions de raccordement, les tarifs en cours, les investissements côté client et les risques d'exploitation de manière transparente
 - Communiquer sur les avantages comme le confort, la sécurité d'approvisionnement, les faibles charges d'exploitation propres, le gain de place et la décarbonation
 - Consigner les retours glanés lors d'entretiens avec les clients concernant la tarification, le modèle de raccordement et la communication
- **Planifier suffisamment tôt la communication et la piloter activement³**
 - Déterminer les groupes cibles pertinents, p. ex. propriétaires de bâtiments, administrations, locataires, artisanat, industrie, décideurs politiques, administration, médias et population
 - Expliquer de manière compréhensible l'utilité du réseau thermique, en particulier la sécurité d'approvisionnement, la décarbonation, le confort, des charges d'exploitation propres réduites et la planification à long terme
 - Communiquer de manière transparente sur l'avancement du projet, le calendrier, les phases de construction, les possibilités de raccordement et les délais décisionnels
 - Expliquer clairement la structure tarifaire, les investissements à réaliser par les clients et les conditions contractuelles
 - Annoncer les restrictions pendant les phases de construction, comme les routes barrées, le bruit ou les restrictions d'accès, au plus tôt
 - Utiliser des outils de communication adaptés, p. ex. réunions d'informations, entretiens en personne avec les clients, courriers adressés aux propriétaires, site web, FAQ, communiqués de presse ou informations sur les chantiers
 - Enregistrer systématiquement les retours et en tenir compte dans la prospection du marché, la planification de l'extension, la tarification et la communication sur le projet
- **Ancrer la distribution sur le plan organisationnel**
 - Définir les responsabilités pour l'acquisition des clients, l'élaboration d'offres, la conclusion de contrats et le suivi des clients
 - Concerter les activités de distribution avec la planification technique, le calcul de rentabilité et les étapes de construction
 - Gérer une liste de raccordements potentiels et la mettre à jour régulièrement, informer les clients avec transparence
 - Tenir compte de l'avancement de l'acquisition de clients dans le contrôle
- **Augmenter progressivement l'engagement**
 - Documenter les premières manifestations d'intérêt
 - Obtenir des déclarations d'intention ou des contrats préliminaires, lorsque cela est judicieux
 - Régler clairement les conditions des contrats de raccordement définitifs

³ En juin 2026, EnergieSuisse a publié la liste de contrôle « Communication sur les réseaux thermiques – Recommandations pour les communes » (EnergieSuisse, 2026) à ce sujet.

- Clarifier au plus tôt les dates de raccordement, les quantités attendues, les contributions de raccordement et les exigences techniques

Les résultats de la prospection du marché doivent être intégrés en continu dans le business plan et le calcul de rentabilité. Si le taux de raccordement, les dates de raccordement, les quantités vendues ou les segments de clients changent de manière essentielle, il faut vérifier les étapes d'extension, la planification des investissements, le financement et les tarifs.

Un développement dans des zones avec une demande incertaine ou une densité énergétique faible ne doit avoir lieu que si les répercussions économiques sont connues et qu'elles sont acceptées sciemment. Si ce développement est d'origine politique, les décideurs doivent être informés à temps des conséquences financières, également pour les autres clients. Souvent, il est plus judicieux économiquement de densifier les zones de déserte existantes dans un premier temps ou de reporter les extensions plutôt que d'investir trop tôt dans des zones peu sécurisées.

3. Délimitation du système

Les limites du système constituent les bases selon lesquelles les installations, les activités, les coûts et les recettes sont attribués au réseau thermique. Elles permettent une comptabilité analytique, un calcul des tarifs et une évaluation de la rentabilité cohérents et liés à chaque secteur.

Recommandation

1. Documenter les limites par rapport au consommateur final

Définir les tâches et les responsabilités de l'exploitant et du consommateur final à l'interface entre le système « réseau thermique » et les installations appartenant au client.

2. Documenter les limites par rapport aux autres secteurs d'activité

Délimiter les activités relevant du système « réseau thermique » par rapport aux activités d'autres secteurs d'activité, en particulier pour les prestations qui sont fournies par l'ERT lui-même.

L'exploitant du réseau thermique (ERT) est responsable de la fourniture de chauffage ou de froid à ses clients par le biais d'une infrastructure de réseau. Les coûts d'un réseau thermique et les tarifs associés ne doivent contenir que des éléments qui appartiennent au système « réseau thermique ». Il faut donc définir la limite du système entre le réseau thermique et les autres secteurs d'activité (voir section 3.1).

En fonction de la forme d'organisation et du niveau de collaboration avec ses partenaires, un ERT peut p. ex. agir comme simple entité de distribution (par exemple comme infrastructure dorsale pour l'approvisionnement de sous-réseaux ou de clients industriels) ou comme fournisseur de chaleur intégré, de l'achat de combustibles jusqu'au décompte individualisé des coûts du chauffage dans des immeubles. En fonction de l'endroit dans la chaîne de création de valeur où sont tirées les limites d'un réseau thermique, les coûts sont supportés par l'entreprise elle-même ou les prestations sont fournies par des partenaires et rémunérées en conséquence. Le fait que la prestation soit fournie par l'ERT ou des partenaires n'a pas d'impact sur la limite du système. La fourniture d'énergie appartient toujours au système du réseau thermique, même si elle n'est pas fournie par l'ERT.

Pour augmenter la transparence, pour les calculs de rentabilité notamment, il est recommandé d'avoir une délimitation claire entre les différents niveaux de création de valeur (voir section 3.2).

3.1 Délimitation par rapport aux autres secteurs d'activité

Dans le cadre de ce guide, le système « Réseau thermique » correspond à la zone en bleu dans la Figure 2 ci-après :

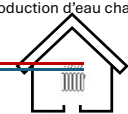
- Assurance de l'approvisionnement des énergies (structuration par production et/ou achats à terme, diversification), y compris les systèmes de redondance et de secours nécessaires, que ce soit par des installations internes ou des solutions contractuelles
- Mise en place et exploitation de l'infrastructure du réseau, y compris construction du réseau, conduites, organes de régulation et pompes, ainsi que surveillance des fuites
- Mise en place, exploitation et étalonnage régulier de l'infrastructure de mesure
- Dépannage de l'infrastructure de distribution (réseau) et mise à disposition de solutions transitoires
- Optimisation permanente de l'exploitation du réseau, le cas échéant, y compris la participation à des investissements côté client, le suivi de la puissance chez les clients finaux et le suivi des températures de retour
- Gestion des contrats et de la facturation pour les clients existants et futurs
- Activités de vente et de marketing sur le marché de la chaleur

Ne font pas partie du cœur de métier (zone grise dans la Figure 2) :

- Maintenance et entretien de l'infrastructure en dehors des limites définies du système
- Autres prestations réseau, par exemple dans les domaines de l'électricité, de l'eau, du gaz ou des télécommunications (en cas de renouvellement simultané de ces domaines, pour les travaux de génie civil par exemple, il faut définir la ventilation des coûts au plus tôt)
- Production d'énergie en dehors du système « réseau thermique », y compris production et commercialisation d'électricité
- Prestations générales ou complémentaires, telles que le conseil en énergie, les modèles de financement ou la location de locaux

De manière générale, toutes les activités et tous les investissements ayant un lien direct avec les activités de chaleur et de froid peuvent être considérés comme « cœur de métier ».

Figure 2 Délimitations du réseau thermique

		Approvisionnement d'énergie		Distribution d'énergie		Consommateur final
Énergie et technique : construction, acquisition et exploitation	Installations	Approvisionnement d'énergie – Énergie primaire : bois, gaz, électricité ... – Chaleur	Transformation de l'énergie – Ballon – Pompe à chaleur – Accumulateur – ...	Distribution de chaleur/froid – Pompes du réseau – Réseau de conduites – Accumulateurs centralisés – Stations de transfert de chaleur	Mesures et régulation – Part côté réseau des stations de transfert : Compteurs de chaleur – Systèmes de régulation dans le réseau – Échangeur de chaleur	Installation du bâtiment – Circuit de chaleur – Systèmes de régulation côté consommateur – Conduites dans le bâtiment – Radiateurs – Production d'eau chaude
	Activités	– Achat énergie primaire – Acquisition chaleur	– Planification, construction, exploitation, entretien – Production chaleur	– Planification et construction – Exploitation et entretien	– Achat, installation – Gestion intelligente	 <i>Différentes variantes sont possibles pour la délimitation entre réseau thermique et consommateur final</i>
Vente, administration	Activités	– Embauches, ressources humaines – Administration	– Vente/décompte énergie – Embauches, ressources humaines – Administration	– Acquisition de clients, calcul des tarifs, décompte – Recrutement, gestion du personnel – Administration	– Mesure chez le client, traitement et transmission des données	
	Autres secteurs d'activités	– Acquisition pour d'autres activités en dehors du réseau thermique	– Production pour d'autres consommateurs d'énergie (électricité, vapeur, ...) – Vente	– Autres infrastructures et prestations (conseils en énergie, alimentation en eau, ...)	– Autres infrastructures	

Source : schéma interne.

3.2 Délimitation à l'intérieur du réseau thermique

Un réseau thermique se compose de plusieurs unités fonctionnelles. En fonction des responsabilités, toutes ces unités fonctionnelles ou seulement une partie sont de la responsabilité directe de l'ERT.

De manière générale, on distingue entre les **niveaux de création de valeur** suivants :

Approvisionnement d'énergie

- Acquisition d'énergie : achat de l'énergie primaire requise
- Transformation de l'énergie : production et fourniture de chaleur ou de froid, sous forme d'énergie livrée (MWh) et de puissance (MW)

Distribution d'énergie

- Distribution de chaleur ou de froid, y compris construction et extension de l'infrastructure, exploitation, administration, vente, facturation et gestion de la clientèle
- Systèmes de mesure et de régulation de l'infrastructure de distribution

S'il y a d'autres niveaux de création de valeur dans un réseau (p. ex. traitement de l'eau d'appoint dans les réseaux avec consommateurs directs de vapeur), ces niveaux peuvent être ajoutés. Nous recommandons d'utiliser les différences entre les niveaux de création de valeur comme base pour la détermination des coûts afin de comprendre l'origine des coûts en interne et pouvoir la justifier.

Distinction entre réseau thermique et exploitant : prestations réalisées en propre ou achetées à des tiers

Les niveaux de création de valeur d'un réseau thermique peuvent être fournis soit par l'exploitant lui-même, soit être achetés auprès de tiers sous forme de prestations (préalables). La limite entre fourniture d'énergie et distribution d'énergie existe, que l'énergie soit fournie par l'ERT lui-même ou non. Cette limite se situe au niveau de la limite de facturation ou de délimitation entre la fourniture d'énergie et la distribution d'énergie.

Si de l'eau chaude issue de rejets thermiques industriels est achetée, la limite avec la distribution d'énergie du réseau thermique se trouvera au niveau du point de mesure du point de transfert. Si, en revanche, du combustible bois est livré pour une chaufferie bois propre à l'exploitant, la chaufferie bois fait alors partie du réseau thermique. Dans ce cas, le réseau thermique commence au niveau de l'arête de déversement du silo de combustible de la chaufferie bois, alors que les installations en amont et les activités de mise à disposition de l'énergie primaire, en particulier l'achat, le transport et le stockage du combustible bois, sont imputées à la fourniture d'énergie. Si un ERT gère lui-même les ressources énergétiques (p. ex. centrales de production d'électricité, gestion de ses propres forêts) pour produire l'énergie primaire, cette énergie est aussi imputée à la fourniture d'énergie du réseau thermique.

La question de l'achat interne ou de l'achat d'une prestation se pose aussi quand il s'agit de garantir la fourniture de chaleur. Ainsi, les chaudières de réserve permettant de garantir la puissance à tout moment peuvent être exploitées et intégrées dans le prix par le fournisseur d'énergie ou être financées et exploitées en complément par l'ERT. On observe aussi des formes mixtes (p. ex. le fournisseur d'énergie possède et entretient la chaudière, l'ERT payant le combustible). Indépendamment de l'acteur qui fournit la puissance, la sécurisation de la fourniture de chaleur fait partie du niveau de création de valeur de la fourniture d'énergie.

En raison de structures techniques et contractuelles historiques, la délimitation des niveaux de création de valeur n'est pas la même pour tous les réseaux thermiques, et parfois même à l'intérieur d'un même réseau thermique. Pour son propre réseau thermique, l'ERT doit clairement documenter les limites techniques et contractuelles. Il augmente ainsi la transparence, facilite les calculs de rentabilité et permet d'interpréter correctement les comparaisons, par exemple des prix d'achat.

3.3 Délimitation par rapport au consommateur final

Le réseau thermique s'arrête en principe au niveau de l'interface avec le consommateur final (zone blanche dans la Figure 2).

Les délimitations applicables dans son propre réseau thermique concernant la propriété et le financement par rapport au consommateur final doivent être clairement documentées. La limite de financement est pertinente pour la comptabilité analytique. Elle ne correspond pas obligatoirement à la limite de propriété. La propriété est surtout importante pour les questions de responsabilité en matière d'entretien et de maintenance. Les différents modèles sont décrits dans le manuel de planification Réseaux thermiques (groupe de travail QM réseaux thermiques, 2025). La délimitation nette entre la distribution d'énergie et le consommateur final crée de la transparence et sépare clairement les devoirs et les responsabilités de l'ERT de ceux du consommateur final. Par ailleurs, les conditions techniques de raccordement (CTR) constituent une base contraignante afin d'assurer un standard technique minimum et de garantir les exigences posées au moment de la planification, de la mise en œuvre et de l'exploitation du réseau thermique (cf. section 7.6.3 Guide de planification Réseaux thermiques (groupe de travail QM réseaux thermiques, 2025)).

4. Comptabilité analytique

La comptabilité analytique à l'intérieur des limites du système « réseau thermique » constitue la base de la tarification et du calcul de rentabilité. La comptabilité analytique permet également de prouver qu'il n'y a pas de subventions croisées entre les différentes activités et que les coûts sont ventilés selon le principe de causalité.

Il faut gérer une comptabilité analytique spécifique (p. ex. centres de coûts spécifiques ou secteur d'activité dédié) pour le réseau thermique, qui sert de base à la tarification et au calcul de la rentabilité. Tous les coûts et recettes du réseau thermique sont saisis dans ce secteur. Cette démarche accroît la transparence, facilite la traçabilité et garantit la prise en compte de tous les types de coûts pertinents à l'intérieur de la limite définie pour le système.

Pour les petits et moyens exploitants, la priorité ne va pas à une comptabilité analytique très précise. Il faut surtout que les principaux coûts et recettes soient saisis, délimités correctement, documentés et traités de manière cohérente au fil du temps. Le niveau de détail doit correspondre à la taille, à la complexité et à la forme d'organisation du réseau thermique.

Une comptabilité analytique bien conçue facilite la communication vis-à-vis des propriétaires, des partenaires de financement, des communes et des clients. S'il faut justifier des prix devant des autorités ou la Surveillance des prix, cette documentation sera très utile.

Recommandation

1. Déterminer les coûts à l'intérieur des limites du système

Créer de la clarté par rapport à la base de coûts pertinente : délimiter les coûts du réseau thermique.

2. Saisir séparément les coûts et les recettes

Garder un œil sur la rentabilité : gérer un centre de coûts, un secteur d'activité ou une analyse spécifique au réseau thermique.

3. Saisir les principaux types de coûts

Garantir l'exhaustivité : saisir l'achat d'énergie, l'exploitation, l'entretien, les coûts du capital, l'administration et la vente.

4. Documenter les investissements

Rendre les coûts du capital traçables : gérer une liste des immobilisations avec valeur d'acquisition, date de mise en service, durée d'utilisation et valeur résiduelle.

5. Saisir les contributions de tiers

Documenter avec transparence les contributions de raccordement, les subventions perçues et les autres contributions.

6. Affecter les coûts correctement

Assurer une imputation conforme au principe de causalité : imputer directement les coûts directs et répartir les coûts communs au moyen de clés de répartition objectivement justifiées.

7. Comparer les coûts et les recettes

Autoriser le contrôle : vérifier au moins une fois par an si les coûts sont couverts par les recettes.

4.1 La comptabilité d'exploitation comme base du calcul des tarifs

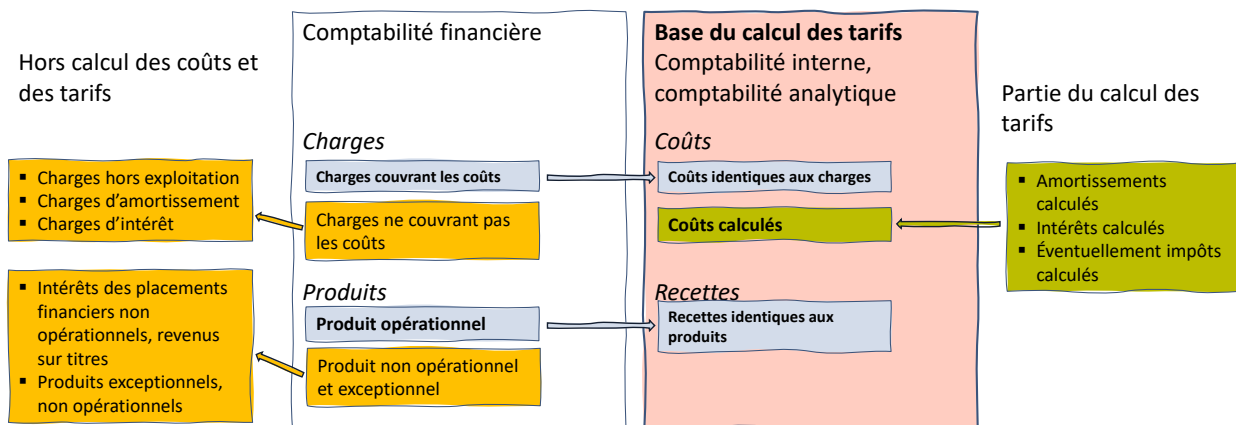
Les **charges et les produits** sont des grandeurs de calcul de la **comptabilité financière** qui relèvent de la comptabilité externe. Ils servent à déterminer le résultat de l'entreprise sur une période définie conformément au référentiel comptable applicable (p. ex. IFRS, Swiss GAAP RPC, MCH2, CO). Les charges et les produits comprennent aussi les flux de valeurs, qui n'ont rien à voir avec le but effectif de l'entreprise (p. ex. charges d'intérêts ou produits issus de la vente de titres).

La comptabilité financière représente les charges et les produits conformément au référentiel comptable appliqué. Pour une gestion économique d'un réseau thermique, cet aperçu n'est souvent pas suffisant parce qu'il peut aussi contenir des postes qui n'ont pas de rapport direct avec l'exploitation du réseau et parce qu'il ne tient pas compte des coûts calculés.

Les coûts et recettes applicables au réseau thermique sont délimités de manière logique dans la **comptabilité analytique ou comptabilité d'exploitation**. La **comptabilité d'exploitation calcule les coûts et les recettes** et ne contient factuellement que les positions qui ont un lien direct avec la fourniture effective des prestations, c'est-à-dire avec le but de l'exploitation. En outre, les coûts calculés sont pris en compte : les amortissements de la comptabilité financière sont remplacés par des amortissements calculés, et les intérêts effectifs sur les fonds de tiers par des intérêts calculés. Les intérêts calculés incluent une rémunération du capital adaptée au risque. La comptabilité d'exploitation (comptabilité des coûts) fait partie de la facturation interne et constitue la base du calcul des tarifs. Elle est déduite de la comptabilité financière conformément à la Figure 3.

La comptabilité analytique peut être plus ou moins détaillée. Pour les petits et moyens exploitants, il suffit souvent de créer un centre de coûts séparé ou de gérer une comptabilité par secteur d'activité si les principaux types de coûts sont tous saisis et que leur affectation au réseau thermique est documentée.

Figure 3 Comptabilité d'exploitation comme base au calcul des tarifs



Source : schéma interne.

4.2 Délimitation de la base des coûts du réseau thermique

Délimitation de la base des coûts du réseau thermique par rapport à d'autres secteurs d'activité

La base des coûts du réseau thermique ne contient que les coûts qui sont dus à l'intérieur des limites documentées du système ou qui peuvent factuellement être attribués à l'exploitation du réseau thermique. Les coûts d'autres activités, comme les prestations d'électricité, d'eau, de gaz ou de télécommunications ne doivent pas être imputés au réseau thermique.

Les coûts et recettes du réseau thermique doivent être délimités au sein des limites définies pour le système (cf. section 3) conformément à la délimitation des activités en respectant le principe de causalité et de manière traçable.

L'une des principales finalités de cette délimitation est de garantir qu'il n'y a pas de subventions croisées entre le réseau thermique et d'autres secteurs d'activité, dans le sens de la vérité des coûts. Chaque secteur doit avoir une indépendance financière pour que le réseau thermique ne soit pas financé par d'autres activités, ni inversement que d'autres activités soient exploitées aux frais du réseau thermique. Cela garantit des structures de coûts et de recettes transparentes et équitables, servant de base au calcul de rentabilité. Les coûts des autres activités (secteurs d'activités) ne sont pas imputables au réseau thermique. Si dans certains cas isolés, une délimitation n'est pas possible ou serait trop compliquée, les recettes de l'activité concernée doivent être prises en compte en déduction des coûts (p. ex. recettes issues de l'utilisation commune d'un bâtiment, location de gaines vides pour l'infrastructure des télécommunications).

Les coûts sont dans la mesure du possible imputés directement aux différentes activités ou secteurs d'activité. Si une imputation directe n'est pas possible, comme c'est le cas pour les ressources utilisées en commun, ces coûts sont ventilés ou distribués selon des critères logiques ou facturés comme prestation.

- Voici quelques exemples de frais généraux et de clés de ventilation : frais immobiliers selon la surface utilisée par chaque activité, frais administratifs selon le nombre de personnes ou la part du temps de travail des collaborateurs et coûts informatiques en fonction du nombre d'utilisateurs ou de la consommation. Il faut surtout que la clé de ventilation choisie soit justifiée et traçable.
- Exemples de facturation interne de prestations : si un secteur d'activité fournit des prestations pour le réseau thermique (ou inversement), il faut définir des taux de facturation internes correspondants. Ces prix ou estimatifs doivent être conformes à ce qui se fait sur le marché ou du moins être basés sur les coûts pour que chaque activité ne supporte que les coûts correspondant à l'utilisation de la prestation. Ainsi, l'utilisation de services communs comme la comptabilité ou le service clientèle peut être facturée au réseau thermique selon les coûts usuels sur le marché ou selon un taux basé sur les coûts prédéfini.

Délimitation de la base des coûts des niveaux de création de valeur à l'intérieur d'un réseau thermique

Les coûts et recettes à l'intérieur du réseau thermique peuvent être séparés en fonction des niveaux de création de valeur afin d'accroître la transparence et garantir un calcul de rentabilité judicieux. Dans ce cas, il est recommandé de distinguer entre la fourniture et la distribution de l'énergie (cf. section 3.2). Les coûts sont imputés aux niveaux concernés dans la mesure du possible. Les coûts qui peuvent être attribués clairement à une fonction ou un niveau de création de valeur comme l'exploitation d'une station de pompage ou la maintenance d'une centrale de chauffage, sont immédiatement saisis. Dans le cadre de la fourniture d'énergie, il est possible de créer un autre niveau de différenciation selon le type de production d'énergie afin de garder un œil sur la rentabilité pour l'achat d'énergie et l'énergie fournie en interne. Si la production d'énergie n'est pas utilisée pour fournir du chauffage, il faut dans tous les cas une saisie séparée des coûts pour délimiter le secteur d'activité.

Les frais généraux qui portent sur plusieurs niveaux de création de valeur doivent quant à eux être ventilés selon des clés de répartition logiques en cas de différenciation dans la comptabilité analytique.

Délimitation par rapport au consommateur final

Au-delà de la limite respectivement documentée du système (cf. section 3.3), tous les coûts et recettes doivent être imputés au côté consommateur final. Il s'agit généralement des investissements, de l'exploitation et de l'entretien des installations domestiques, comme l'échangeur de chaleur, les conduites dans le bâtiment, les radiateurs ou encore la production d'eau chaude. Ces coûts ne doivent en aucun cas être imputés au réseau thermique.⁴

Les recettes des prestations allant au-delà de la simple fourniture de chaleur ou de froid, par exemple pour des prestations de service dans des bâtiments ou pour la maintenance des stations domestiques, doivent être imputées au côté consommateur final en fonction de la limite du système. Si ces prestations sont fournies par

⁴ Exception : si des investissements sont subventionnés par le réseau thermique pour améliorer l'exploitation des capacités du réseau, p. ex. du côté secondaire et ainsi atteindre une température de retour plus basse, des coûts peuvent être générés au-delà de la limite de fourniture pour l'exploitant du réseau. Si l'avantage est justifiable pour le réseau thermique, ces coûts peuvent être pris en compte dans le réseau.

l'exploitant du réseau, les recettes correspondantes doivent être prises en compte en déduction des coûts pour éviter tout subventionnement croisé entre l'infrastructure de distribution et le consommateur final.

Gestion des contributions de tiers

Les subventions perçues par l'ERT font partie des contributions de tiers à prendre en compte pour la délimitation des coûts. Elles peuvent prendre la forme soit d'un versement unique au moment de l'investissement, soit de plusieurs versements échelonnés. En plus des subventions, on peut aussi s'imaginer d'autres contributions de tiers : comme les cotisations de raccordement des clients ou encore des dédommagements.

Les contributions que l'ERT perçoit une seule fois ou de manière limitée dans le temps sont prises en compte dans la comptabilité des immobilisations (cf. section 4.4.2). Les contributions récurrentes peuvent être imputées dans le compte de résultat (effet en déduction des coûts).

Documentation et cohérence

Toutes les méthodes d'attribution et clés de répartition doivent être documentées et être appliquées de manière homogène au fil de temps (en permanence). La documentation fait en sorte que la procédure reste compréhensible pour le personnel (avec à l'esprit le transfert du savoir-faire, l'intégration de nouveaux collaborateurs, la garantie des connaissances empiriques et l'efficacité des opérations) et pour les commissions de l'ERT tout en servant de base pour informer les organes de surveillance ainsi que des parties prenantes internes et externes.

Il faut autant que possible éviter de modifier la méthodologie appliquée. Si une telle modification s'avère malgré tout indispensable (p. ex. pour des changements d'organisation), elle doit être justifiée et également documentée. La stabilité facilite la comparaison au fil des années et augmente la crédibilité de la comptabilité analytique, y compris pour les procédures d'examen ou de vérification.

En parallèle, il faut régulièrement vérifier les clés de répartition appliquées, en particulier quand la structure commerciale ou la charge varie largement. Ainsi, les clés restent logiques et respectent le principe de causalité. Au fil du temps, il faut donc viser un rapport équilibré entre stabilité des méthodes et logique accrue.

4.3 Principes de comptabilité analytique

Exhaustivité

Les principaux coûts et recettes du réseau thermique sont pris en compte. Les tarifs des réseaux thermiques se basent sur les coûts générés à l'intérieur des limites du système, c'est-à-dire la comptabilité d'exploitation (cf. section 4.1). Les tarifs doivent être fixés de manière à couvrir les coûts, y compris les intérêts calculés, et à inclure un bénéfice adapté au risque.

Imputation logique

Les coûts doivent être imputés le plus directement possible. Les frais communs sont ventilés selon une clé logique ou facturés en interne.

Cohérence

Les méthodes et clés ne changent pas si possible.

Traçabilité

Les hypothèses, clés et calculs sont documentés.

Adéquation

Le niveau de détail correspond à la taille et à la complexité du réseau.

4.4 Comptabilité des immobilisations et coûts calculés

4.4.1 Comptabilité des immobilisations

Une grande partie des coûts des réseaux thermiques est due aux investissements réalisés dans les installations (conduites, installations de production de chaleur, stations de transfert, accumulateurs et technique de mesure et de régulation). Chaque ERT doit donc gérer une comptabilité des immobilisations. Il est recommandé d'effectuer une saisie différenciée pour les différentes installations de la manière dont cela est nécessaire pour déterminer les coûts calculés du capital. Pour y arriver, il faut par exemple configurer des catégories d'immobilisations avec des durées d'amortissement différentes et les attribuer aux installations. La comptabilité des immobilisations contient au minimum les informations suivantes pour chaque installation ou installation partielle :

- Début de l'amortissement (généralement la date de mise en service)
- Valeur d'acquisition
- Durée d'amortissement prévue (durée d'utilité)
- Valeur résiduelle actuelle

Les contributions de raccordement, subventions ou autres contributions de tiers reçues qui sont comptabilisées au passif (cf. 4.4.2) doivent également être saisies dans la comptabilité des immobilisations.

La comptabilité des immobilisations ne doit pas obligatoirement être un système séparé complexe. Les petits exploitants peuvent se contenter d'une liste d'immobilisations numérique, actualisée chaque année.

4.4.2 Évaluation des immobilisations

Coûts d'acquisition et de fabrication (valeur d'acquisition)

L'évaluation des immobilisations forme la base pour la détermination des coûts d'amortissement et d'intérêts. La comptabilité des immobilisations doit refléter la perspective de la comptabilité d'exploitation. Sont déterminants pour l'évaluation des immobilisations les coûts historiques d'acquisition et de fabrication (y compris les coûts de planification et d'étude de projet, ainsi que les coûts en rapport avec les servitudes).

Documentation

À titre de documentation des coûts d'acquisition et de fabrication, il faut conserver les décomptes de chantier et les justificatifs originaux dans une forme appropriée. Ceci permet de documenter et de justifier de manière irréprochable les coûts associés.

Principes d'activation

Les règles selon lesquelles les investissements sont activés doivent être documentées et appliquées de manière cohérente. Généralement, on active des objets et des investissements matériels qui ont une utilité économique, qui sont utilisés pendant plus d'un exercice et qui dépassent une valeur à définir (limite d'activation). Les investissements qui ne répondent pas à ces critères ne sont pas activés et peuvent être pris en compte comme coûts équivalents aux charges, par exemple comme coûts d'exploitation.

Si les principes d'activation de la comptabilité financière (du référentiel comptable appliqué) sont judicieux pour la comptabilité d'exploitation (« true and fair view »), nous recommandons de les utiliser et de ne pas introduire de définitions supplémentaires.

Comptabilisation passive des contributions

Si des immobilisations sont financées, en tout ou partie, par des tiers, par le biais de contributions de raccordement ou de subventions par exemple, ces montants doivent également être saisis dans la comptabilité des immobilisations.

Ces contributions doivent être comptabilisées séparément au passif selon le principe brut et être dissoutes sur la durée correspondante. Si elles ont un lien direct avec une installation, leur dissolution s'effectue sur la même durée que l'amortissement de l'installation concernée. Pour les contributions qui n'ont pas de lien direct avec une installation, il faut définir une durée d'amortissement judicieuse pour l'exploitation.

Une alternative moins transparente est le principe net : ici, les contributions sont déduites directement de la valeur d'acquisition activée, de sorte que seule la valeur réduite est amortie. Cette méthode est moins transparente car elle masque le montant réel de la contribution.

Indépendamment de la méthode choisie, les contributions de tiers font baisser l'actif immobilisé.

4.4.3 Bases des amortissements calculés

Les amortissements calculés reflètent la diminution de valeur économique et sont obtenus à l'aide de la base de valeur et des principes d'amortissement. Ils peuvent être différents des amortissements de la comptabilité financière, en particulier quand dans la comptabilité financière, un référentiel comptable n'exigeant pas de « true and fair view » est appliqué.

Base de valeur

L'amortissement se base sur les coûts d'acquisition ou de fabrication activés.

Durées d'amortissement

Les durées d'amortissement à appliquer dépendent des fourchettes usuelles dans la branche (cf. par exemple le manuel de planification Réseaux thermiques, groupe de travail QM réseaux thermiques, 2025, p. 226) ainsi que de la durée d'utilisation économique prévue ou de la durée de vie technique de l'installation concernée. La durée la plus courte s'applique dans tous les cas.

Dans les installations de production surtout, la durée d'utilisation économique peut être inférieure à la durée de vie technique. Des prescriptions de décarbonation contraignantes peuvent ainsi faire en sorte que les installations doivent être mises hors service avant la fin de leur durée d'utilisation technique.

Méthode d'amortissement

Il faut déterminer si l'amortissement sera linéaire ou dégressif. Pour les réseaux thermiques, il vaut généralement mieux opter pour l'amortissement linéaire, car la prestation est fournie à long terme et en continu même si les ventes annuelles peuvent varier en fonction de la météo. Selon les estimations usuelles pour la branche, la méthode linéaire est celle qui reflète le mieux l'utilisation régulière de l'infrastructure dans le temps.

Amortissements extraordinaires et modification de la durée d'amortissement

On parle d'amortissements extraordinaires ou spéciaux quand une installation est mise hors service plus tôt que prévu. Par exemple parce qu'on la remplace plus tôt que prévu à cause de défaillances. Quand les prescriptions de sécurité changent, si celles applicables à la décarbonation se renforcent ou si une partie de l'infrastructure de distribution est mise à l'arrêt, il faut décider d'ajuster la durée d'amortissement à la durée d'utilisation économique raccourcie et/ou de réduire la valeur résiduelle par le biais d'un amortissement extraordinaire.

4.4.4 Base des intérêts calculés

Les intérêts calculés sont déterminés en multipliant le capital nécessaire à l'exploitation par le taux d'intérêt calculatoire (WACC). Les intérêts calculés peuvent être déterminés forfaitairement pour l'ensemble du réseau thermique ou, plus précisément, pour les différents niveaux de création de valeur du réseau thermique. Dans le cas d'un calcul des intérêts calculés par niveau de création de valeur, il faut distinguer le capital nécessaire à l'exploitation de chaque niveau de création de valeur et dans le cas de risques différents, au niveau de la distribution de chaleur par exemple et de différents types de production de chaleur, également appliquer un taux d'intérêt différent (WACC).

Capital nécessaire à l'exploitation

Le capital nécessaire à l'exploitation se compose des investissements nécessaires à l'exploitation et du fonds de roulement nécessaire à l'exploitation (capital immobilisé). Les investissements nécessaires à l'exploitation correspondent à la valeur résiduelle, qui se calcule en déduisant les amortissements cumulés au moment pris en considération des coûts d'acquisition et de fabrication et en y ajoutant les installations en construction. Les

valeurs sont disponibles dans le compte d'immobilisation de sorte que seules les installations ou parties d'installation qui sont nécessaires à l'exploitation du réseau thermique sont prises en compte. La détermination du fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation est décrite à la section 6.5.

Les valeurs doivent être déterminées à la fin de chaque exercice.

Taux d'intérêt calculé (WACC)

Le WACC est le coût moyen pondéré du capital. Il est pondéré en fonction de la structure de financement, c'est-à-dire du rapport entre fonds de tiers et fonds propres. Il correspond donc à l'exigence de rendement des investisseurs pour la mise à disposition du capital. En plus des conditions générales du marché, le risque d'investissement est donc aussi déterminant pour le montant du WACC. Il est important de compenser le risque via le WACC, car les investissements dans les réseaux thermiques ne seront réalisés que si le rendement attendu est adapté au risque.

Dans les branches ou sous-marchés caractérisés par un pouvoir de marché et réglementé par une loi spéciale comme c'est le cas des réseaux d'électricité (monopole naturel) ou des aéroports, le WACC est généralement fixé par une autorité.⁵ Dans les branches sans loi spéciale, chaque entreprise doit déterminer son WACC. Chaque ERT doit donc déterminer ou faire déterminer son WACC adapté aux risques en tenant compte de sa propre situation face aux risques. La section 6.3 en annexe explique ce sujet plus en détail.

4.5 Schéma de comptabilité analytique pour les réseaux thermiques

L'utilisation d'un schéma de comptabilité analytique est judicieuse pour enregistrer et documenter systématiquement les coûts. Les coûts doivent être saisis en fonction des limites du système pour les différents niveaux de création de valeur afin d'autoriser une analyse de la structure des coûts (cf. section 3.2).

Tableau 2 Schéma de comptabilité analytique simple pour les réseaux thermiques

Catégorie de coûts	Contenus typiques
Achat d'énergie	Achat de chaleur/de froid, énergie primaire (bois, électricité, gaz, etc.), y compris les redevances, électricité de pompage
Production de chaleur/de froid	Exploitation, amortissements et coûts d'intérêts des installations de production
Coûts du capital liés à la distribution	Amortissements et coûts d'intérêts de la distribution d'énergie
Coûts d'exploitation	Exploitation de l'installation, entretien de la distribution, pertes de réseau et différences de mesure
Coûts administratifs et commerciaux	Gestion et administration, vente, communication, service clientèle, gestion des contrats, facturation
Systèmes de mesure / Métrologie	Achat de compteurs, étalonnage, traitement et transmission des données
Impôts directs	Impôts sur le bénéfice et le capital
Redevances	Droits de concession (p. ex. utilisation du domaine public, redevances de prélèvement d'eau)
Autres recettes	Subventions et contributions aux coûts, contributions de raccordement

Pour les grands réseaux thermiques et les entreprises multiservices (en particulier avec une fourniture d'électricité), il vaut mieux opter pour une saisie plus détaillée des coûts. Un schéma de comptabilité plus détaillé est décrit en annexe (cf. section 6.4). L'annexe contient également une liste plus détaillée des coûts (cf. section 6.5).

⁵ Pour les réseaux d'électricité, le DETEC fixe chaque année le WACC : <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/loi-sur-approvisionnement-en-electricite-lapel/wacc.html/>

4.6 Comptabilité des flux de valeurs

La comptabilité des flux de valeur représente le cheminement des coûts dans le réseau thermique, de la consommation des ressources jusqu'à la fourniture de chaleur ou de froid au client. Elle indique **où** (comptabilité par centre de coûts) et **pour quelles prestations** (comptabilité par unité d'imputation) des coûts se produisent. Elle rend ainsi les prestations internes transparentes et fait en sorte que les coûts communs soient ventilés en respectant le principe de causalité. La comptabilité des flux de valeurs sert de base à la fixation des prix, aux analyses de rentabilité et au controlling.

4.6.1 Comptabilité par centres de coûts

La comptabilité par centres de coûts indique **où** les coûts sont générés. La comptabilité par centre de coûts sert à saisir et à ventiler en interne les coûts communs saisis dans le compte des types de coûts sur les secteurs qui les ont effectivement produits. L'objectif est de créer de la transparence sur la structure des coûts.

Il est possible de saisir les coûts séparément pour les centres de coûts « **Acquisition d'énergie** », « **Production d'énergie** », « **Réseau de distribution** » et « **Infrastructure de mesure et de régulation** ». Si du froid est produit et distribué en plus de la chaleur, il est possible de gérer des centres de coûts distincts pour la chaleur et le froid.

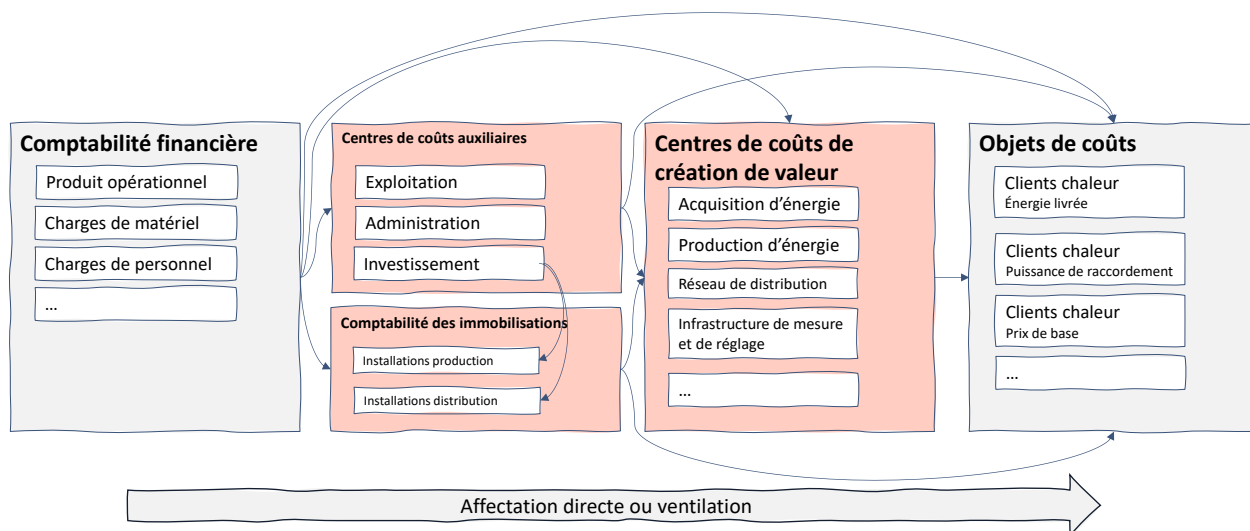
En complément à ces secteurs, on peut également choisir d'intégrer des centres de coûts en amont ou auxiliaires, par exemple « Administration » ou « Exploitation » : on saisit sur ces centres de coûts les charges salariales ou matérielles associées, qui ne peuvent pas être imputées directement à un objet des coûts ou un centre de coûts principal.

Pour les petits et moyens exploitants, une structure simple avec quelques centres de coûts et objets des coûts suffit souvent. Pour pouvoir vérifier si les coûts variables en fonction de la quantité (p. ex. coûts d'acquisition de l'énergie) sont couverts par les éléments tarifaires liés aux quantités, notamment le prix de l'énergie, il faut les enregistrer séparément. Il faut donc également traiter séparément les coûts fixes ou liés à la puissance.

Pour une saisie précise des coûts, il faut une **imputation** claire : si on saisit le numéro de centre de coûts ou d'objet des coûts correspondant au moment de la réception de la facture, on attribue correctement les charges.

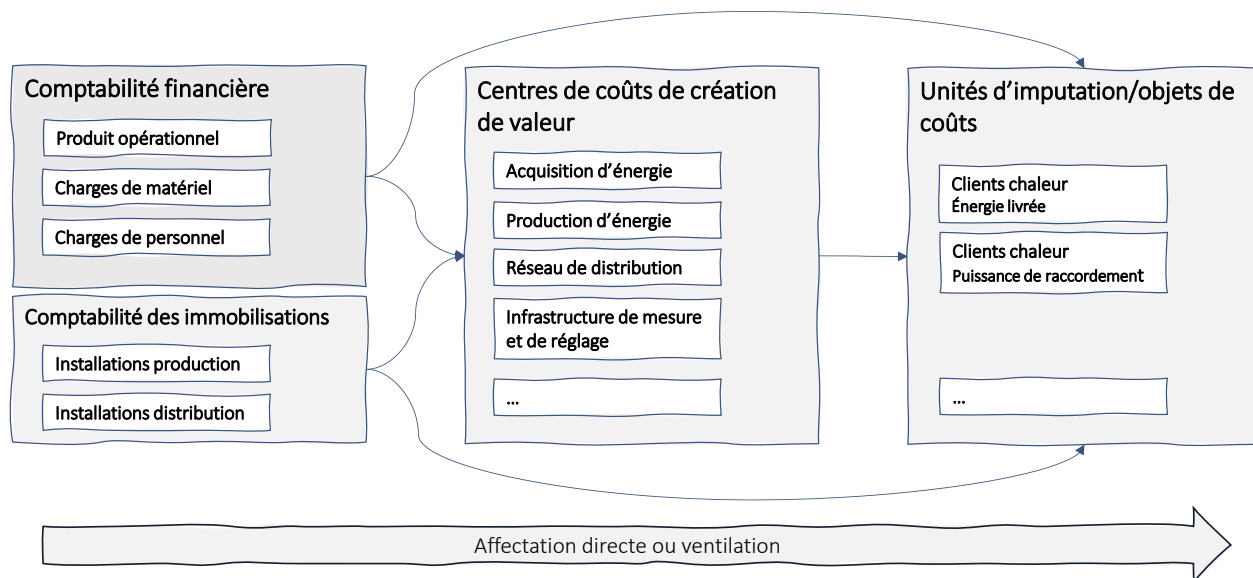
Les coûts sont cumulés pour chaque centre de coûts, puis sont refacturés le cas échéant ou ventilés en utilisant des clés de répartition adaptées (p. ex. heures de travail du personnel, nombre de compteurs). Cette imputation conforme au principe de causalité permet un calcul plus précis des tarifs de chaleur et de froid et améliore l'analyse de rentabilité. Elle vient également en soutien au contrôle des coûts (cf. Figure 4).

Figure 4 Exemple de flux de valeurs pour un réseau thermique : centres de coûts



Les ERT choisissent librement les centres de coûts qu'ils souhaitent gérer. En fonction de la taille de l'entreprise et des prestations proposées, des différences sont possibles et judicieuses. S'il n'y a pas d'autre activité que celle de réseau thermique, il sera possible d'appliquer un schéma de flux de valeurs simple (cf. Figure 5 ou affectation Tableau 3).

Figure 5 Schéma de flux de valeurs simple pour réseaux thermiques



Source : schéma interne.

Tableau 3 Schéma de flux de valeurs simple pour réseaux thermiques : affectation

Catégorie de coûts	Contenus typiques	Affectation aux unités d'imputation
Acquisition d'énergie	Achat de chaleur/froid, énergie primaire (bois, électricité, gaz, ...), électricité de pompe	Clients chaleur, énergie livrée
Production de chaleur/froid	Exploitation, amortissements et coûts des intérêts installations de production	Clients chaleur : énergie et/ou de puissance livrées
Répartition des coûts du capital	Amortissements et coûts des intérêts distribution d'énergie	Clients chaleur : puissance et/ou raccordements
Coûts d'exploitation	Exploitation de l'installation, entretien distribution, pertes de réseau et différences de mesure	Clients chaleur : puissance et/ou raccordements
Coûts de gestion et de distribution	Gestion et administration, distribution, communication, service clientèle, contrats, facturation	Clients chaleur : énergie et/ou raccordements livrés
Mesures	Achat de compteurs, étalonnage, traitement et transmission des données	Clients chaleur : points de mesure et/ou raccordements
Impôts directs	Impôts sur le bénéfice et le capital	Clients chaleur : puissance et/ou raccordements
Redevances	Droits de concession	En fonction du principe de mesure
Autres recettes	Subventions et contributions aux coûts, contributions de raccordement	En fonction du type, en déduction des coûts

Le résultat de la comptabilité des coûts : des coûts saisis selon une structure bien pensée, par exemple comme proposée dans la section 4.5.

Une imputation directe est toujours possible quand la cause des coûts est clairement identifiable et mesurable, par exemple grâce à une facture, des données de consommation, un contrat ou un point de comptage.

Plus la part de coûts imputables directement est élevée, plus la comptabilité analytique interne sera précise et moins elle sera arbitraire.

Tableau 4 Exemples d'imputation directe de coûts

Type de coût/centre de coûts auxiliaire	Centre de coût destinataire	Justification
Combustibles (copeaux de bois, électricité pour pompe à chaleur)	Production de chaleur/froid	La consommation est clairement liée à la production de chaleur
Électricité réseau pour le fonctionnement des pompes	Distribution	La consommation d'électricité est clairement pour la distribution de chaleur
Achat et étalonnage de compteurs	Infrastructure de mesure et de régulation	Les charges sont directement imputables aux mesures
Coûts d'élimination des cendres ou résidus de filtres	Production de chaleur/froid	Les déchets émanent directement de la production
Coûts de traitement de l'eau et additifs (protection anticorrosion, etc.)	Distribution	À imputer directement à l'exploitation du réseau

S'il n'est pas possible d'imputer des coûts directement, il faut autant que possible les ventiler en suivant le principe de causalité.

Tableau 5 Exemples d'imputation via une clé de répartition

Type de coût/centre de coûts auxiliaire	Centre de coût destinataire	Clé de répartition possible	Justification
Administration	Tous les domaines : production et acquisition, distribution ainsi qu'infrastructure de mesure et de régulation	Charges salariales directes par centre de coûts	Les charges administratives dépendent généralement de l'effectif
Véhicules	Production, distribution infrastructure de mesure et de régulation	Kilomètres parcourus ou heures de travail	Utilisation en fonction de la durée d'utilisation et la distance
Bâtiments	Exploitation et administration	Surface utilisée ou nombre de personnes	Place nécessaire et frais annexes selon surface ou occupation
Entretien/atelier	Production, distribution infrastructure de mesure et de régulation	Valeur d'investissement ou coûts saisis directement	Les charges de maintenance dépendent de l'étendue et de la complexité de l'infrastructure

Les clés de répartition doivent être régulièrement vérifiées et documentées dans un manuel pour que la facturation reste traçable et contrôlable.

Important : les clés doivent être simples, stables et justifiées. Il vaut mieux qu'elles soient sommaires, mais puissent être appliquées dans tous les cas, plutôt que complexes et variables aléatoirement.

4.6.2 Comptabilité par objet des coûts

La comptabilité analytique par unité finale d'imputation se demande **pour quelles prestations** (produits) des coûts surviennent. La comptabilité par objet des coûts détermine les produits ou prestations qui causent in fine les coûts.

Les ERT sont libres de définir leurs objets des coûts (unités d'imputation). Les objets des coûts peuvent être les clients de chaleur dans leur ensemble ou des segments de clients. Pour les ERT, il vaut mieux avoir deux à trois unités d'imputation, par exemple :

- l'unité d'énergie fournie au client (MWh),
- la puissance raccordée (MW) de chaque client raccordé,
- le raccordement ou le compteur de chaque client.

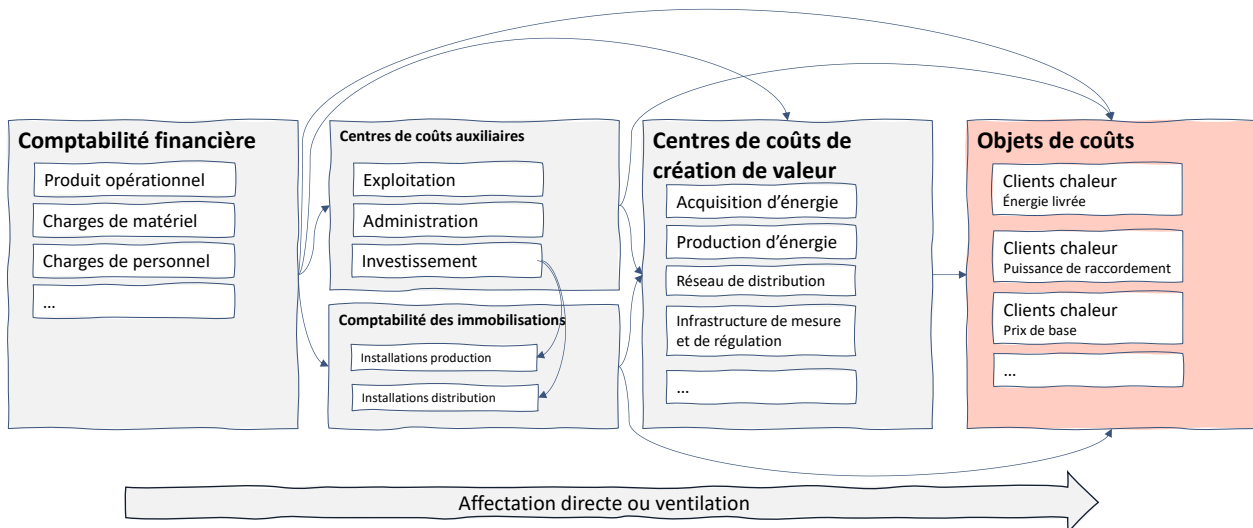
ou

- les clients de chauffage domestique,
- les clients de chauffage industriel,
- les clients de réfrigération.

Sur la base des centres de coûts imputés au préalable, on facture les coûts au prorata sur les différentes unités d'imputation.

Cette méthode permet de déterminer les coûts de revient par quantité d'énergie, puissance ou raccordement et ainsi de constituer la base de la tarification, des négociations tarifaires et des évaluations de rentabilité. Une comptabilité par objet des coûts accroît la transparence des coûts et est une condition indispensable à une tarification aussi équitable que compréhensible.

Figure 6 Exemple de flux de valeurs pour un réseau thermique : objets de coûts



Source : schéma interne.

L'imputation des coûts aux unités d'imputation a lieu soit directement, soit à l'aide d'une ventilation des coûts. Généralement, on impute directement les recettes (produits de la comptabilité financière) et les puissances qui peuvent être attribuées clairement à des unités d'imputation dédiées et pour lesquelles il y a une consommation de puissance mesurable ou définie contractuellement, comme une livraison de chaleur, un projet de construction ou un client individuel.

Ce n'est généralement pas le cas pour les frais généraux (coûts administratifs, etc.), ces derniers étant donc ventilés.

Ce lien direct entre les charges et la puissance améliore la précision des calculs et permet aux clients de mieux comprendre la tarification du chauffage.

Tableau 6 Exemples d'imputation directe de coûts sur des objets de coûts

Centre de coûts	Objet de coûts (unité d'imputation)	Justification
Achat d'énergie : coûts liés à une quantité (rejets thermiques, copeaux de bois)	Clients chaleur, énergie livrée	Rapport net entre les coûts d'acquisition de l'énergie liés à une quantité et l'énergie livrée
Production de chaleur : coûts des combustibles, transport compris	Clients chaleur, énergie livrée	Rapport net entre les coûts de production liés à une quantité et l'énergie livrée
Réseau de distribution : pertes de réseau	Clients chaleur, énergie livrée	Rapport net entre les pertes de réseau liées à un volume et l'énergie livrée
Production de chaleur : coûts du capital pour les installations pour les pics de charge	Clients chaleur, puissance de raccordement	Couverture des pics de charge comme puissance mise en réserve
Réseau de distribution : coûts du capital et d'exploitation	Clients chaleur, puissance de raccordement	Coûts de réseau fixes comme puissance mise en réserve indépendante de la consommation (mais dépendante de la capacité)
Coûts de base mesures	Clients chaleur, prix de base ou prix de compteur	Les coûts sont dus par compteur
Coûts administratifs	Clients chaleur, prix de base	Les coûts sont dus par client
Création d'un nouveau raccordement domestique	Client concerné/bien raccordé	Les charges sont uniquement dues au raccordement individuel au réseau

Si les coûts sont dus à plusieurs générateurs de coûts, que l'imputation n'est pas mesurable directement, mais qu'ils doivent être ventilés selon le principe de causalité, on les impute à l'aide d'une clé de répartition aux unités d'imputation.

Dans la pratique, cette méthode s'applique en particulier lorsque les objets des coûts sont séparées en segments de clients ou groupes de consommateurs.

Tableau 7 Exemples d'imputation des coûts sur des objets des coûts à l'aide d'une clé de répartition

Centre de coûts	Objet de coûts	Clé de répartition possible	Justification
Achat et production d'énergie : coûts liés à une quantité	Divers segments de clients de chauffage	Part d'énergie livrée par segment	Les coûts ne peuvent pas être imputés à un seul objet des coûts, ils doivent être ventilés selon le principe de causalité
Réseau de distribution : coûts du capital et d'exploitation	Divers segments de clients de chauffage	Part de puissance raccordée par segment	Les coûts ne peuvent pas être imputés à un seul objet des coûts, ils doivent être ventilés selon le principe de causalité
Frais administratifs (service clientèle, facturation)	Divers segments de clients de chauffage	Part par segment de clients	Les coûts ne peuvent pas être imputés à un seul objet des coûts, ils doivent être ventilés selon le principe de causalité

Entretien des installations de production de chaleur	Clients de chauffage, énergie livrée et puissance raccordée	50 % pour l'énergie livrée, 50 % pour la puissance raccordée	L'entretien peut dépendre d'une quantité d'une part, mais la présence de l'installation est aussi une prestation de mise en réserve
--	---	---	---

4.7 Calcul prévisionnel et rétrospectif comme outil de controlling

Pour le calcul des tarifs, on se place généralement d'un point de vue prospectif : on calcule des tarifs en se basant sur les coûts et les quantités prévus (calcul prévisionnel). Pour le calcul de rentabilité, c'est le point de vue rétrospectif qui compte : il s'intéresse au rapport effectif entre recettes et coûts (calcul rétrospectif).

Calcul prévisionnel

Le calcul prévisionnel consiste à déterminer les coûts et les quantités planifiés comme base pour calculer les tarifs. Les coûts planifiés sont par exemple les valeurs budgétisées pour l'année suivante, tout comme les quantités planifiées.

Le calcul prévisionnel a pour résultat les tarifs facturés aux clients.

Calcul rétrospectif

Pour savoir si les tarifs actuels garantissent une exploitation économique et pour pouvoir prendre d'éventuelles mesures comme des ajustements tarifaires, il faut, à la fin de chaque exercice, procéder à un calcul rétrospectif en se basant sur les coûts et recettes réels.

Le calcul rétrospectif consiste à comparer les coûts effectivement encourus aux recettes effectivement réalisées. La différence peut être documentée comme différence de couverture. La documentation de différences de couverture ne signifie pas obligatoirement que chaque écart doit être compensé immédiatement en ajustant les tarifs. Elle sert plutôt de base à la gestion économique et à l'évaluation pour savoir si et quand ajuster les tarifs, la structure des coûts ou la planification des investissements.

D'autres explications sur le calcul et une possibilité de gestion des différences de couverture sont disponibles en annexe (section 6.6).

5. Calcul des tarifs

5.1 Principes de calcul des tarifs

En principe, chaque ERT est libre de concevoir ses tarifs⁶ selon sa propre appréciation. L'objectif de la tarification doit être de générer des recettes suffisantes pour assurer la viabilité économique globale. Les tarifs facturés doivent au minimum couvrir les coûts, y compris les intérêts calculés. La comptabilité par objet des coûts constitue un fondement important pour le calcul des tarifs (cf. section 4.6).

Généralement, les réseaux thermiques sont en concurrence avec d'autres solutions d'approvisionnement en chaleur et en froid. Il ne suffit donc pas de déduire les tarifs uniquement de sa propre structure des coûts. Il faut que du point de vue des clients, ces tarifs soient compréhensibles, intéressants et compétitifs par rapport aux alternatives disponibles.

Pour le calcul des tarifs, il faut tenir compte des principes expliqués au chapitre 1.2, chaque ERT devant pondérer les différents principes en fonction de sa propre situation. Si l'autorité législative ou exécutive (p. ex. la commune) est responsable de la fixation ou de l'approbation des tarifs dans le cas d'un réseau thermique disposant d'un pouvoir de marché, il est nécessaire de consulter la Surveillance des prix avant de faire évoluer les tarifs, (cf. LSP, 2013, art. 14, al. 1).

Recommandation

1. Veiller à la compréhensibilité pour les clients

Simplifier la structure tarifaire de manière à pouvoir l'expliquer aux clients.

2. Définir le modèle de base

Utiliser un modèle tarifaire à deux ou trois niveaux avec le prix de l'énergie, ainsi que le prix de base et/ou le prix de puissance.

3. Définir une logique d'ajustement des tarifs dans le temps

Régler et documenter clairement l'indexation ou le réexamen périodique des tarifs.

4. Définir la gestion des coûts de raccordement

Tenir compte des obstacles à l'entrée liés aux coûts de raccordement et examiner, si nécessaire, des modèles de paiement ou de financement adaptés.

5. Proposer des incitations aux clients

Éventuellement combiner les conditions techniques de raccordement à des éléments de bonus/malus : ne les utiliser que s'ils sont mesurables, compréhensibles et administrativement gérables.

6. Assurer sa compétitivité

Comparer les tarifs aux solutions de chauffage ou de froid alternatives disponibles en se plaçant du point de vue du client.

7. Documentation

Documenter la base de coûts, les hypothèses relatives aux quantités et à la puissance, la logique tarifaire et les mécanismes d'ajustement.

⁶ Dans ce guide, nous utilisons le terme de « tarifs ». Ici, le mot « tarifs » signifie généralement la logique de prix structurée (p. ex. prix de base, prix d'énergie, prix de puissance), alors que les prix correspondent au montant concrètement demandé pour une puissance ou une unité en particulier.

5.2 Éléments tarifaires

Les sections 5.2.1 et 5.2.2 décrivent les éléments tarifaires les plus courants qu'un ERT peut utiliser pour construire son modèle tarifaire. Les avantages et inconvénients des différents modèles tarifaires sont expliqués dans la section 5.2.3.

5.2.1 Éléments tarifaires pour coûts non récurrents

On peut facturer au titre des contributions de raccordement (ou **tarif de raccordement** unique) au réseau thermique soit les coûts non récurrents effectifs, soit un montant forfaitaire pour la création, le renouvellement ou la modification d'un raccordement. Si la facturation se fait au forfait, ces forfaits peuvent être différenciés (p. ex. en fonction de la distance à la conduite principale et/ou de la puissance raccordée). Les forfaits facturés doivent se baser sur les coûts relatifs à la réalisation des raccordements : les forfaits facturés doivent ainsi, sur la moyenne de tous les raccordements, correspondre au coût total de la réalisation de ces raccordements. Il faut vérifier la nécessité de définir des exceptions à ces forfaits dans des cas particuliers, pour les clients industriels par exemple.

Des contributions uniques de raccordement peuvent également être perçues sous la forme de contributions aux coûts du réseau. Elles permettent de financer des investissements dans des éléments de réseau en amont ou dans des centrales.

Il est possible de ventiler les coûts uniques sur une certaine durée contractuelle si un client veut maintenir les contributions uniques au plus bas. Inversement, il peut arriver que des propriétaires de biens considèrent que l'exonération fiscale accordée pour les investissements accroissant la valeur compte plus et privilégient dans ce cas des tarifs de raccordement uniques plus élevés. L'ERT peut décider de proposer ou non un tel « leasing de raccordement ». Si ce leasing est octroyé sur une longue période surtout, il faut tenir compte des risques associés et les intégrer dans le prix.⁷

Si aucune provision courante n'est constituée pour le renouvellement, la modification ou l'arrêt des raccordements, ces coûts peuvent aussi être facturés aux clients en une seule fois. Dans ce cas, il faut veiller à bien le prévoir dans le contrat. Dans le cas de contrats individuels, cette clause ne pose pas de problème (y compris en cas d'éventuel amendement du contrat). Si des conditions générales de vente ou des règlements s'appliquent, il faut que ces clauses soient déjà comprises dedans au moment de la conclusion du contrat.

5.2.2 Éléments tarifaires pour coûts récurrents

Cette position comprend tous les coûts qui ne sont pas uniques. Ces coûts sont généralement convertis en plusieurs éléments tarifaires (liste non exhaustive) :

- **Prix de l'énergie** en CHF/MWh ou centime/kWh : il couvre les éléments de coûts variables en fonction de la consommation (liés à la consommation), comme les coûts d'acquisition de l'énergie. La facturation se base ici sur la consommation mesurée.
- **Prix de base dépendant de la puissance (prix de puissance)** en CHF/kW : il couvre les coûts fixes (indépendants de la consommation), c'est-à-dire les coûts de distribution de l'énergie qui ont un rapport avec le dimensionnement du réseau ou la réserve de puissance chez la personne raccordée.
- **Prix de base fixe** (ou prix de base général) en CHF/raccordement par an ou par mois : en plus ou à la place du prix de puissance, on peut facturer un prix de base qui couvre les coûts fixes généraux, p. ex. une partie des coûts du capital et d'exploitation et/ou une partie des coûts administratifs.
- **Prix mesuré** en CHF/point de mesure par an ou par mois : il couvre les prix d'exploitation, d'entretien et de maintenance de l'infrastructure de mesure (installation du compteur, étalonnage, logiciel d'évaluation, etc.).

La conversion la plus logique possible des coûts en tarifs est essentielle pour des raisons économiques. Si tous les coûts ne sont par exemple que facturés par un prix de l'énergie, les coûts indépendants de la consommation ne pourront pas être couverts (p. ex. coûts d'exploitation) si les ventes de chaleur baissent à cause de la

⁷ P. ex. en cas de changement de propriétaire, de faillites d'entreprises, de déménagement de clients, etc.

température. Inversement, si la part du prix de base est trop importante (prix de l'énergie trop bas), on court le risque qu'en cas de ventes de chaleur élevées, les coûts variables (p. ex. achat de copeaux de bois) ne puissent pas être couverts.

Pour l'ERT, la logique de calcul pour obtenir des tarifs est importante pour garantir la rentabilité. Du point de vue des clients, la simplicité et la compréhensibilité des tarifs constituent également des critères importants : un système tarifaire trop compliqué peut faire peur au client, parce qu'il est difficile à comprendre. Tout comme la logique, la simplicité joue aussi un rôle important pour les clients. S'il y a des dispositions des autorités pour la tarification, il faudra les respecter.

5.2.3 Avantages et inconvénients de différents modèles tarifaires

L'aperçu dans le Tableau 8 montre la structure, ainsi que les avantages et les inconvénients des modèles tarifaires d'un à trois niveaux. Un modèle tarifaire à deux niveaux, avec un prix de l'énergie et un prix de la puissance, représente souvent un bon compromis entre logique et compétitivité, car il est simple et facile à comprendre. En fonction des prescriptions de l'exploitant, des propriétaires ou des autorités compétentes et en fonction des conditions-cadres locales, d'autres modèles tarifaires peuvent toutefois être judicieux. Normalement, les coûts de raccordement uniques (cf. section 5.2.1) sont facturés séparément.

Tableau 8 Avantages et inconvénients des différents modèles tarifaires

Modèle tarifaire	Description	Avantages	Inconvénients
Modèle tarifaire à trois composantes : Prix de l'énergie Prix de puissance Prix de base (prix mesuré)	Toutes les positions des coûts sont attribuées à des éléments tarifaires de structure similaire : les coûts de l'énergie dans le prix de l'énergie, ceux de la puissance dans le prix de puissance et les coûts généraux dans le prix de base.	Les coûts peuvent être imputés en fonction de la cause des coûts. Modèles d'incitation différenciés possibles : l'ERT peut mettre en place des incitations ciblées, pour la réduction des pics de charge ou l'augmentation de l'efficacité énergétique par exemple. La répercussion solide des coûts réduit le risque pour l'ERT parce que les coûts sont couverts par les prix de base et de la puissance.	Certaine complexité dans le calcul des prix ! la ventilation en plusieurs composantes de prix augmente les efforts administratifs.
Modèle tarifaire à deux composantes : Prix de l'énergie Prix de puissance ou de base (prix mesuré)	Différence entre coûts fixes et variables en fonction de la consommation et donc transfert correspondant par le biais des prix de puissance ou de base d'une part et les prix de l'énergie d'autre part.	La faible quantité d'éléments tarifaires facilite la communication et l'administration. Le principe de causalité est assez facile à respecter : coûts fixes peuvent en principe être couverts par le prix de puissance ou le prix de base ; les coûts variables dépendant des quantités peuvent être couverts par le prix de l'énergie.	Le principe de causalité des coûts est moins flexible à mettre en œuvre, p. ex. parce qu'on n'encourage pas à l'optimisation de la puissance si le prix de la puissance n'est pas facturé ou parce qu'il y a un risque de déficit de couverture des coûts fixes si on ne facture pas de prix de base fixe et en cas de baisse de la charge thermique.
Modèle tarifaire à une composante : Prix de l'énergie	Dans le modèle à un niveau, tous les coûts sont couverts par le prix de l'énergie.	Système tarifaire simple : un seul élément de prix – facile à communiquer, compréhensible et charge administrative minimale Incitation à l'efficacité énergétique : comme le client ne paie que la quantité d'énergie consommée, il est clairement incité à réduire sa consommation.	La prestation de mise à disposition n'est pas tarifée séparément : les coûts fixes du réseau et de la production ne sont pas couverts en fonction de la puissance. Risque lié aux hivers doux : les hivers doux réduisent la consommation et

Modèle tarifaire	Description	Avantages	Inconvénients
			<p>donc les recettes. Ceci met en péril la couverture des coûts (fixes).</p> <p>Risque pour les recettes à cause de l'efficacité énergétique : les rénovations de bâtiments ou les clients qui installent une production d'eau chaude sanitaire locale réduisent les quantités vendues et augmentent donc le risque pour les recettes.</p>

D'autres modèles d'incitation (cf. section 5.4) peuvent venir compléter les modèles de base décrits ici afin d'exercer une influence sur le comportement de demande.

5.3 Tarification avec ou sans indexation

Les tarifs indexés se sont largement établis pour les réseaux thermiques. Cette méthode consiste à adapter un ou plusieurs éléments tarifaires à un indice, généralement une fois par an, parfois chaque mois. Mais il existe aussi des ERT qui déterminent chaque année leurs éléments tarifaires sur la base des coûts effectifs ou prévus pour la période concernée. Chaque ERT doit réfléchir individuellement à la pertinence d'utiliser les tarifs indexés ou non. Les principaux avantages et inconvénients des variantes de tarification sont présentés ci-dessous pour l'aider à prendre cette décision.

5.3.1 Tarification avec indexation

Pour garantir aux clients une certaine stabilité des prix et une sécurité de planification, il est possible de fixer une base tarifaire au moment de la conclusion du contrat. Pour tenir compte des évolutions de prix sur le marché ou au niveau des intrants, le tarif est lié à un ou plusieurs indices de prix.

Mise en œuvre

- Les indices doivent refléter non seulement la composition des sources d'énergie, mais aussi la structure des coûts d'acquisition. Pour la mise en œuvre, il faut tenir compte du cadre réglementaire ainsi que du marché d'acquisition.
- Les indices doivent donc être choisis de manière à représenter le mieux possible les changements des coûts fondamentaux (coûts spécifiques et effets de quantité).
- Si la chaleur est acquise auprès d'UIOM, d'entreprises industrielles ou de centres de calcul, il faut tenir compte des évolutions possibles chez les fournisseurs (rénovations, construction de nouveaux bâtiments). Le système de prix et/ou la facturation des coûts entre le fournisseur et l'ERT doivent être judicieux (généralement en suivant les principes de la section 1.2).
- Un couplage avec des produits de chauffage alternatifs du point de vue du client (p. ex. granulés de bois, coût total pompe à chaleur) pose des problèmes, car il pourra totalement se détacher de la structure interne des coûts.
- Le montant des éléments tarifaires doit être le même pour tous les clients (d'un même segment) qui ont conclu leur contrat au même moment. Le montant des éléments tarifaires peut être différent pour des clients dans un segment si ces clients ont conclu leur contrat à des moments différents ou s'il y a d'autres différences objectives entre les clients.
- Les indices de prix ne doivent être modifiés dans les nouveaux contrats que si on prévoit que les anciens indices n'illustreraient plus correctement l'évolution des coûts à l'avenir (p. ex. parce que la pondération des sources d'énergie change).
- Il faut autant que possible utiliser des indices de prix disponibles publiquement pour garantir la traçabilité.
- Le moment et les modalités de changement de tarif doivent être définis contractuellement.

- Les durées de validité des contrats ainsi que les possibilités de changement de tarif doivent être choisies pour que le risque reste maîtrisable pour l'ERT malgré l'indexation. Les risques importants liés à l'approvisionnement doivent être évités ou limités.
- Pour vérifier si les indices de prix sont adéquats, il faut procéder à un calcul rétrospectif chaque année (cf. section 4.7). Si des déséquilibres surviennent, il faut vérifier la possibilité de corriger les tarifs dans les nouveaux contrats et éventuellement d'adapter les indices de prix.

Exemples d'indices tarifaires

- Coûts du gaz pour la production de pointe (en cas d'acquisition proche du marché à court terme) : éléments tarifaires qui sont indexés sur le prix du marché gazier (p. ex. EEX THE ou PEG Month-Ahead⁸) et pondérés en fonction de la quantité de gaz réellement nécessaire
- Coûts de l'électricité pour l'exploitation de pompes de réseau (en cas d'acquisition proche du marché à long terme) : indice de prix de l'électricité (p. ex. EEX CH Year-Ahead⁹)
- Mazout : indice des prix de l'association des propriétaires immobiliers¹⁰ (axé sur le passé, c'est-à-dire avec du retard)
- Coûts du combustible dans la chaufferie bois (avec bois de forêt) : indice des plaquettes de bois¹¹ ou indice des prix producteur du bois brut, sous-indice bois d'énergie¹²
- Pour le prix de puissance ou de base : indice suisse des prix à la consommation¹³, indice des prix de la construction¹⁴, indice suisse des salaires¹⁵ (ou combinaison pondérée des indices)

Exemple chiffré

Un réseau thermique dispose d'un système tarifaire à deux composantes (prix de l'énergie et prix de base dépendant de la puissance). Le prix de l'énergie couvre les coûts d'acquisition de l'énergie (production de chaleur) et le prix de puissance la distribution de chaleur (réseau).

La production de chaleur se compose de rejets thermiques industriels facturés par le producteur à un prix fixe défini à long terme et de l'énergie produite par une chaufferie bois. Les parts des coûts dans la production de chaleur sont de respectivement 50 %. Seul l'élément de prix (part de coûts) de la centrale à bois est indexé.

Dans la distribution de chaleur, les composantes de coûts qui sont soumises à renchérissement (exploitation et entretien, administration et vente) représentent 40 % du coût total.

Le prix pourrait alors être indexé comme suit :

$$\text{Prix du travail}_{\text{année tarif}} = (0.5 + 0.5 \times \frac{\text{indice copeaux de bois}_{\text{année tarif}}}{\text{indice copeaux de bois}_{\text{année base}}}) \times \text{prix du travail}_{\text{année base}}$$

$$\text{Prix de la puissance}_{\text{année tarif}} = (0.6 + 0.4 \times \frac{\text{indice coûts travail}_{\text{année tarif}}}{\text{indice coûts travail}_{\text{année base}}}) \times \text{prix puissance}_{\text{année base}}$$

Avantages des tarifs indexés

- Sécurité et stabilité du système tarifaire du point de vue du client : pas de variations incompréhensibles des prix, protection contre des variations tarifaires difficilement compréhensibles liées à l'évolution économique de l'ERT, sécurité de planification à long terme pour les contrats.

⁸ Disponible chez EEX (<https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>) : Natural Gas, Futures, THE ou PEG, Physical, Month, pour le mois suivant)

⁹ Disponible chez EEX (<https://www.eex.com/en/market-data/market-data-hub>) : Power, Futures, CH, Base, Year, pour l'année suivante

¹⁰ Disponible chez HEV (<https://www.hev-schweiz.ch/vermieten/statistiken/energiepreise/>)

¹¹ Disponible chez Energie-bois Suisse (<https://www.energie-bois.ch/themes-specialises/indice-des-prix-des-plaquettes-et-des-pellets>)

¹² <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/prix/prix-production-prix-importation/prix-production.html>

¹³ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/prix/indice-prix-consommation/resultats-detailles.html>

¹⁴ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/prix/prix-construction/indice-prix-construction.html>

¹⁵ <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/travail-remuneration/salaires-revenus-cout-travail/indice-salaires.html>

- Réduction des risques de marché du point de vue de l'ERT : les tarifs peuvent être ajustés automatiquement dès que les indices choisis varient. S'ils illustrent correctement l'évolution des coûts, ils permettent d'atténuer les risques généraux du marché (p. ex. coûts d'acquisition de l'énergie, coûts de la construction, prise en compte du renchérissement général).

Inconvénients des tarifs indexés

- Le montant des éléments tarifaires est fixé initialement au moment de la conclusion du contrat : du point de vue de l'ERT, des évolutions inattendues ne peuvent pas être prises en compte (p. ex. coûts supplémentaires pour la construction du réseau, changement de source d'énergie).
- Complexité accrue si les tarifs ne sont pas les mêmes pour tous les clients (d'un segment) (p. ex. en cas de tarifs de départ différents).
- Le choix d'un indice de prix exige d'anticiper les évolutions futures, en ce qui concerne les sources de chaleur aussi.
- De par leur nature, les tarifs indexés ne peuvent pas être modifiés en fonction de la marche des affaires de l'ERT. Ceci peut rendre le pilotage de la rentabilité ou la garantie du principe de couverture des coûts plus difficile.
- Souvent, les indices de prix du marché de l'électricité et du gaz n'illustrent pas les coûts effectifs d'acquisition de l'énergie (coûts d'utilisation du réseau et autres composantes de l'acquisition d'énergie, contrats pas proches du marché).

5.3.2 Tarification sans indexation (tarifs révisés de manière périodique)

Dans ce modèle, les tarifs ne sont pas automatiquement adaptés au moyen d'indices. Ils sont réexaminés périodiquement sur la base des coûts, des quantités et des recettes attendus.

Mise en œuvre

- Logique de calcul claire des éléments tarifaires
- Calcul et ajustement des tarifs à un rythme compréhensible par le client (p. ex. tous les trimestres ou une fois par an).
- Calcul rétrospectif annuel pour contrôler la rentabilité.
- Les écarts entre coûts/recettes peuvent être gérés en fonction de la phase dans laquelle se trouve le réseau thermique (établi ou en cours d'établissement) et être pris en compte dans le calcul des tarifs.
- Communication claire et précoce des ajustements de tarif, justification comprise.
- Éviter les grands bonds tarifaires : calcul optimal pour les clients.
- Notification des augmentations de prix à la Surveillance des prix (obligatoire pour les ERT dont les prix sont fixés par une autorité législative ou exécutive).

Avantages des tarifs non indexés

- Communication simple : les tarifs non indexés sont faciles à communiquer. Il n'est pas nécessaire de convenir et d'expliquer des formules de calcul.
- Les tarifs peuvent être définis pour s'appliquer à l'identique à tous les clients, ce qui peut instaurer de la confiance.
- Décompte facile : les systèmes de décompte restent relativement simples, parce qu'il n'est pas nécessaire de saisir un tarif spécial pour chaque client le cas échéant.
- Adaptabilité : les tarifs non indexés peuvent être ajustés de manière flexible si nécessaire. Les risques liés au prix sont faibles pour l'ERT en cas d'ajustement rapide.
- Flexibilité sur le marché : les tarifs peuvent être ajustés directement en fonction des exigences économiques effectives (p. ex. une augmentation des tarifs quand la densité énergétique est plus faible qu'initialement prévue ou une baisse des tarifs si la chaleur peut être fournie à des prix plus abordables que prévus).

Inconvénients des tarifs non indexés

- Caractère moins prévisible du point de vue des clients : le client est dans une certaine mesure « pieds et mains liés » et supporte une partie du risque économique, mais profite aussi de baisses de tarif plus rapides si tout va bien.

- Les augmentations de prix (p. ex. après une hausse des coûts à cause du renchérissement général) doivent être justifiées. Il n’y a plus besoin du mécanisme d’adaptation des prix sur base d’indices de prix.
- Efforts supplémentaires pour la communication : les ajustements de tarif (en particulier les hausses) doivent être publiés et communiqués.

5.4 Différenciation des prix et incitations

Généralement on utilise les réseaux thermiques pour couvrir les besoins de chauffage et de réfrigération à des fins de confort. Les températures relativement basses dans ce champ d’utilisation permettent l’utilisation de la chaleur ambiante et des rejets thermiques. Il est donc ainsi possible de ménager les énergies primaires, plus favorables au niveau exergétique. Certains réseaux thermiques fonctionnent déjà avec des systèmes d’incitation adaptés.

L’important est de faire attention à la mise en œuvre technique et administrative de la facturation, pour que des éléments tarifaires intéressants n’impliquent pas des efforts supplémentaires trop importants. Il faut également tenir compte du fait qu’une incitation tarifaire ne garantit en aucun cas un changement de comportement des clients. En cas de doute, il faut exiger et garantir les exigences qui garantissent une exploitation efficace via les conditions de raccordement techniques.

Une incitation tarifaire pour la température de retour (bonus ou malus) peut s’avérer judicieuse pour les réseaux thermiques. Il faut veiller à ce que les clients puissent réagir de manière opportune au bonus/malus. La facturation répétée d’un malus alors que la mise en œuvre technique est simplement impossible ou déraisonnable réduira l’impact de l’incitation et grèvera la fidélité de la clientèle. On peut prescrire des températures de retour ambitieuses dans les conditions techniques de raccordement. Si ces valeurs sont atteintes ou, au contraire, dépassées, un bonus ou un malus est appliqué. Le bonus/malus indiqué de manière bien visible sur la facture du client doit l’inciter à optimiser le réglage de la station de transfert.

Pour y arriver, les dispositifs de mesure doivent pouvoir enregistrer et transmettre les températures de retour. Par ailleurs, il faut également fixer contractuellement les fenêtres de tolérance (p. ex. durée de dépassement de 10 minutes, 1 heure, 1 jour, 1 semaine). Il peut être judicieux d’envoyer des notifications en cas de dépassement, même en dehors du cycle de facturation.

Un inconvénient de ces incitations relatives à la température de retour réside dans le fait que cette température de retour dépend en partie de la technique du bâtiment et du comportement des usagers. Le client ne peut donc pas toujours l’influencer entièrement. Cela peut créer des problèmes d’acceptation. Sans oublier que les malus peuvent être perçus négativement par les clients. Les éléments de bonus en revanche peuvent être plus judicieux/conviviaux pour les clients avec un effet comparable.

D’autres éléments d’incitation et différences de tarif sont également imaginables. Ils sont décrits en annexe (cf. section 6.7).

5.5 Compétitivité des tarifs

Les tarifs des réseaux thermiques ne doivent pas seulement découler de la structure interne des coûts, mais ils doivent aussi être régulièrement vérifiés quant à leur compétitivité. Cette étape est particulièrement importante parce que les réseaux thermiques sont généralement en concurrence avec d’autres solutions en chaleur ou en froid. Un tarif bien calculé sur le plan économique est certes nécessaire pour l’exploitant, mais il ne suffit pas s’il n’est pas intéressant par rapport aux alternatives disponibles pour le client.

Pour vérifier la compétitivité, on procède en plusieurs étapes :

Définir la concurrence pertinente

Il faut d’abord clarifier les alternatives avec lesquelles le réseau thermique est réellement en concurrence du point de vue des clients. Sont concernées les solutions réellement disponibles sur les plans technique, juridique et économique. En font notamment partie, en fonction du territoire et du segment de clients :

- Pompes à chaleur air/eau

- Pompes à chaleur géothermiques ou hydrothermiques
- Chauffages au bois ou systèmes à pellets
- Chauffages au mazout ou au gaz à condition que leur exploitation soit autorisée et réaliste
- Installations frigorifiques décentralisées
- Autres solutions de chauffage de proximité ou de chauffage à distance

La concurrence pertinente peut être différente en fonction des groupes de clients. En effet, ce ne sont pas les mêmes alternatives qui s'appliquent pour une maison individuelle, un immeuble collectif, un bâtiment commercial ou artisanal, ou encore un client industriel. Il faut donc procéder à la comparaison en fonction des segments typiques de clients.

Comparer le coût total du point de vue des clients

La comparaison ne doit pas seulement se baser sur le prix de l'énergie. C'est le coût total sur la période considérée du point de vue des clients qui est décisif. En font notamment partie :

- Contributions de raccordement uniques ou frais de raccordement
- Coûts pour ajustements du client, comme station de transfert côté client, adaptations hydrauliques ou démantèlement d'installations existantes
- Prix annuels de base, de puissance, de mesure et de l'énergie
- Évolution prévisionnelle des prix ou indexation
- Coûts d'entretien et d'exploitation du côté client
- Investissements de remplacement sur la période concernée
- Subventions ou effets fiscaux, le cas échéant
- Valeurs résiduelles ou coûts de démantèlement des installations existantes
- Risques, comme les risques liés au prix de l'énergie, au CO₂ ou à l'exploitation
- Avantages en termes de confort, d'encombrement et de service s'ils sont applicables aux clients

A minima, la comparaison doit tenir compte des contributions ou coûts de raccordement uniques ainsi que des prix récurrents (prix de base, de puissance, de mesure et de l'énergie).

En général, on utilise comme période de référence la durée d'utilisation économique de l'installation de chauffage ou de refroidissement côté client, par exemple 15 à 25 ans. La comparaison devrait, dans la mesure du possible, être effectuée sous la forme d'une comparaison des coûts complets, par exemple via les coûts annuels moyens ou les valeurs actuelles.

Examiner les mesures possibles en cas de compétitivité insuffisante

Si les tarifs ou le coût total du réseau thermique sont nettement supérieurs aux alternatives applicables, l'exploitant doit en analyser les causes et vérifier les éventuelles mesures à prendre. L'objectif n'est pas obligatoirement de toujours proposer la solution la plus économique. Mais l'offre doit rester compréhensible par le client et être intéressante à long terme.

Les mesures possibles sont :

- **Coûts d'investissement** : vérifier le phasage, optimiser le dimensionnement du réseau, adapter le tracé des conduites, vérifier la possibilité de standardiser les raccordements de bâtiments et les stations de transfert
- **Coûts de raccordement** : lisser les contributions de raccordement, établir un forfait ou les financer en partie par les prix courants, utiliser les subventions de manière ciblée
- **Coûts d'exploitation** : optimiser le fonctionnement des pompes, les températures du réseau, les températures de retour, les pertes de chaleur et les procédures d'entretien
- **Production d'énergie** : vérifier la possibilité d'avoir des sources de chaleur plus économiques ou stables, augmenter la part de rejets thermiques ou chaleur ambiante, optimiser la stratégie de charge de pointe
- **Structure tarifaire** : vérifier le rapport entre prix de l'énergie, prix de la puissance et prix de base ; différencier les segments de clients de manière objective
- **Ventes et densité de raccordement** : renforcer l'acquisition de clients, ajuster les étapes aux taux de raccordement réalistes, garantir la présence de clients clés

- **Financement** : contrôler la structure du capital, durées de financement / durées contractuelles, les subventions, les garanties ou le partage de risques avec des partenaires
- **Modèle contractuel** : vérifier la possibilité de rallonger les durées contractuelles, de stabiliser les prix, de procéder à un modèle de leasing du raccordement ou d'établir des modèles de paiement favorables aux clients
- **Communication** : présenter la comparaison du coût total de manière transparente, expliquer les avantages comme le confort, la sécurité d'approvisionnement, le gain de place, les faibles charges d'exploitation et la décarbonation
- **Portée du projet** : reporter les secteurs de territoire avec une densité énergétique insuffisante ou les desservir autrement

Si malgré ces optimisations, il n'est pas possible d'être compétitif, il faut vérifier s'il faut ajuster la zone de desserte, l'étape d'extension, la structure tarifaire ou le concept d'approvisionnement. Dans certains cas, le fait de renoncer à un nouveau territoire ou de reporter sa réalisation peut aussi être économiquement plus judicieux qu'une offre non compétitive à long terme.

Documentation

Le contrôle de la compétitivité doit être documenté. La documentation doit comprendre les segments de clients ou objets de référence pris en considération, les solutions alternatives examinées, les hypothèses en termes de coûts, la période de référence, les résultats de la comparaison du coût total, ainsi que les mesures et décisions qui en découlent. Cette documentation facilite la prise de décision interne et la communication vis-à-vis des clients, des propriétaires, des communes et des partenaires de financement.

6. Annexe

6.1 Cas dans lesquels des réseaux thermiques ont été considérés comme disposant d'un pouvoir de marché

Suisse - canton de Genève (SIG, Réseaux thermiques structurants) :

La Surveillance des prix qualifie expressément les Services Industriels de Genève (SIG) comme dominants sur le marché en lien avec les réseaux thermiques stratégiques. Dans la recommandation relative aux tarifs, elle consigne que les SIG sont considérés comme dominants sur le marché et qu'ils disposent, à partir de 2025, d'un droit de monopole pour le développement et l'exploitation des réseaux thermiques stratégiques dans le cadre du droit cantonal. Les tarifs sont donc soumis à supervision selon la loi concernant la surveillance des prix (LSPR) (cf. Surveillance des prix, 2024).

Suisse - ville de Berne (ewb Fernwärme) :

Dans la recommandation relative aux tarifs de chauffage distant d'Energie Wasser Bern (ewb), la Surveillance des prix note qu'ewb dispose d'un *monopole public local* dans sa zone de desserte. Pour les clients existants, il n'y a de manière générale pas d'autre choix raisonnable, raison pour laquelle ewb doit être classée comme entreprise dominante sur le marché dans le sens de la loi concernant la surveillance des prix (cf. Surveillance des prix, 2023).

Allemagne – commission des monopoles :

La commission des monopoles classe structurellement le secteur du chauffage à distance comme un domaine dans lequel la concurrence ne s'applique généralement pas. Les réseaux de chauffage à distance sont pour la plupart décrits comme des monopoles naturels dans lesquels la réglementation relative aux prix et à l'accès doit prendre le pas sur les mécanismes de marché (cf. commission des monopoles, 2024).

6.2 Annuités

Les réseaux thermiques sont des infrastructures qui mobilisent beaucoup de capital sur de longues durées d'utilisation. Une grande partie des coûts est générée au début, par des investissements importants réalisés dans les installations de production, les réseaux de conduites, les stations de transfert et les autres infrastructures techniques. Les recettes quant à elles n'augmentent que progressivement, la base de clients et les quantités d'énergie vendues n'évoluant qu'avec le temps.

Si les coûts de l'amortissement et des intérêts sont pris en compte de manière linéaire ou selon les principes de la comptabilité financière, cela peut entraîner de fortes variations dans la base de coûts calculée. Dans les premières années, les coûts du capital sont souvent élevés, pour ensuite nettement diminuer au fil du temps. Simultanément, des déficits peuvent survenir pendant la phase d'établissement d'un réseau alors que vers la fin, il y a aura un excédent de couverture. Pour la tarification, cette évolution des coûts est souvent difficile à répercuter et peut entraîner des courbes de tarifs instables ou bondissant d'un seul coup.

La méthode des annuités sert à **répartir de manière plus homogène les coûts dépendants du capital sur la durée d'utilisation d'une installation**. Elle permet une prise en compte à long terme des coûts d'investissement et contribue à lisser la base des coûts sur le temps.

Dans le cas de la méthode des annuités, les coûts d'investissement sont convertis sur la durée d'utilisation de l'installation en montants identiques chaque année. L'annuité comprend aussi bien les amortissements calculés que les intérêts calculés sur le capital immobilisé.

Les avantages sont multiples :

Premièrement, cette méthode implique des courbes de coûts et de tarifs plus stables. Cela est particulièrement important pour les réseaux thermiques car leurs investissements sont à long terme et l'utilisation du réseau évolue sur de nombreuses années.

Deuxièmement, la méthode des annuités améliore l'affectation conforme au principe de causalité des coûts du capital sur la durée d'utilisation. Les coûts ne sont pas répercutés unilatéralement aux premières années de fonctionnement, mais sont distribués de manière plus uniforme sur les années pendant lesquelles l'infrastructure est utilisée.

Troisièmement, cette méthode facilite la comparaison de plusieurs projets ou variantes d'extension. Il est plus facile de comparer des investissements avec des moments, des durées d'utilisation ou des immobilisations de capital différents parce qu'ils sont convertis en coûts annuels.

Quatrièmement, le lissage des coûts du capital peut améliorer l'**acceptation des tarifs**. En évitant les grands écarts tarifaires, les clients comprendront mieux les prix et pourront les utiliser pour planifier.

Le calcul des annuités convient donc particulièrement bien aux comptabilités analytiques, aux modèles tarifaires et aux analyses de rentabilité avec un horizon de planification à long terme. Elle est particulièrement utile lorsque les investissements sont réalisés par cycles, par exemple lors d'extensions du réseau, d'investissements de remplacement ou du développement par étapes d'installations de production.

L'annuité comprend aussi bien les amortissements calculés que les intérêts calculés sur le capital immobilisé. L'annuité A est obtenue à partir des coûts d'investissement I , du taux d'intérêt calculé i (p. ex. WACC) et de la durée d'utilisation n en utilisant l'équation usuelle pour les annuités.

$$A = I \times \frac{i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

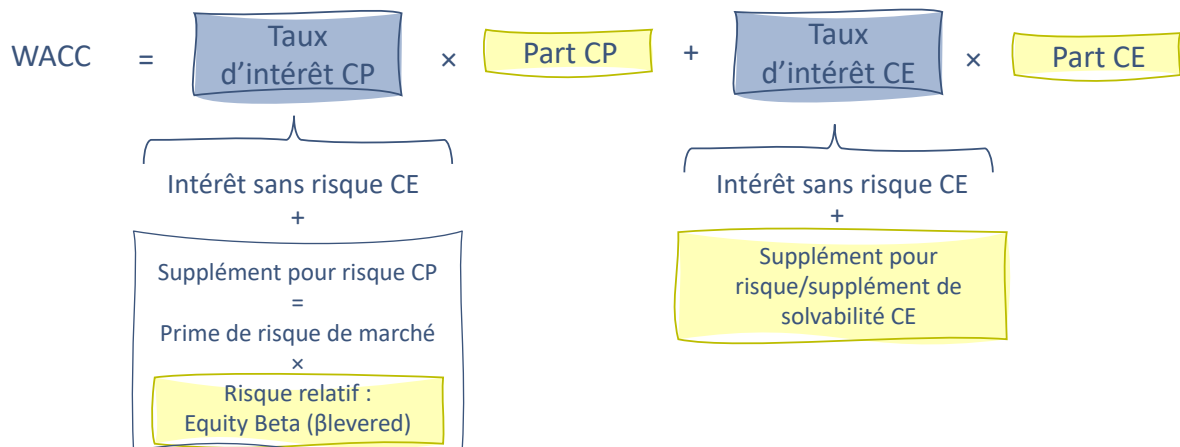
L'annuité représente le montant annuel constant qui couvre aussi bien les intérêts calculés du capital immobilisé que l'amortissement calculé pendant la durée d'utilisation. Ce calcul permet de lisser la somme des amortissements et des intérêts, indépendamment de l'âge de l'installation.

Le calcul des annuités est en premier lieu un outil de calcul des coûts et des tarifs et non de la comptabilité externe. Un inconvénient important de la méthode des annuités réside dans le fait que les amortissements calculés et les valeurs résiduelles ne coïncident pas avec ceux de la comptabilité financière. Les valeurs résiduelles inscrites au bilan en particulier ne sont pas les mêmes que les valeurs résiduelles calculées de la comptabilité d'exploitation. Cela exige donc une séparation claire entre les observations de la comptabilité financière et de la comptabilité analytique. Une documentation des hypothèses formulées pour les annuités est indispensable à cet égard.

6.3 WACC

La méthode de calcul du WACC doit se baser sur des méthodes scientifiques et la procédure usuelle dans la pratique. La méthodologie utilisée dans d'autres secteurs d'infrastructure peut notamment aider les ERT. En plus du rapport de financement (rapport entre capital étranger et capital propre), il faut déterminer les paramètres de définition du taux d'intérêt CE et du taux d'intérêt CP. La Figure 7 montre un schéma de la logique de calcul. Les éléments en jaune doivent être déterminés individuellement pour chaque réseau thermique en fonction du risque associé et/ou de la part CE et CP. Les autres paramètres peuvent être repris dans les calculs d'autres branches étant donné qu'il s'agit d'estimations sur le marché suisse et pas de paramètres spécifiques à une entreprise. Le calcul du WACC doit être mis à jour périodiquement. Il convient notamment de tenir compte des évolutions des taux d'intérêt sans risque. Les paramètres reflétant le risque individuel ne sont adaptés que lorsque la situation de risque évolue de manière significative.

Figure 7 Paramètres du calcul WACC



Source : la figure se base sur les explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité pour l'année de tarification 2026 (cf. Bundesamt für Energie (BFE), 2025).

Une vue d'ensemble de la méthode de détermination des paramètres WACC est disponible p. ex. pour les réseaux électriques¹⁶ et pour les outils de subvention des énergies renouvelables¹⁷ sur le site de l'OFEN ou pour les aéroports en annexe à l'ordonnance sur les redevances aéroportuaires¹⁸. On y trouve également les valeurs actualisées chaque année des paramètres. La logique de calcul des paramètres indépendants d'une branche peut par principe être reprise des calculs WACC d'autres branches. Pour des raisons de cohérence, cette méthodologie doit toutefois être conservée sur une longue période (pas de changement annuel de méthode).

Pour déterminer les paramètres spécifiques à l'entreprise pour le taux d'intérêt du capital propre et étranger, chaque ERT doit lui-même évaluer le risque de son réseau.

Pour estimer ce risque, il doit tenir compte des thématiques qui ont un impact sur les coûts et/ou les recettes. En font notamment partie les éléments suivants :

- Quels sont les risques existants du côté du réseau thermique ?
Les risques technologiques, les risques issus de réglementations et les consignes applicables à la construction et à l'exploitation sont par exemple des risques pertinents.
- Quelles technologies ou sources de production de chaleur sont disponibles ou peuvent être utilisées et quels sont les risques inhérents ?
Le risque technique, le risque de hausse des prix d'achat, l'intensité des émissions de CO₂ pour l'approvisionnement en chaleur en lien avec les coûts de la décarbonation sont pertinents dans ce cas.
- Quelles sont les risques côté vente ? Quelle est la certitude des quantités de vente visées/prévisionnelles, quelle partie est assurée ? Quelle est la densité énergétique escomptée ?
Les éléments pertinents sont p. ex. la concurrence avec les autres sources de chaleur, l'existence ou non d'une obligation de raccordement, les conditions cadres en matière de politique environnementale.

Les ERT peuvent appliquer la logique de calcul de Figure 7 selon le schéma de calcul de Tableau 9. Les paramètres sur fond bleu clair sont indépendants des branches. Les paramètres en jaune clair sont en revanche spécifiques aux risques. Ils dépendent de l'entreprise ou du projet concret et doivent donc être déterminés individuellement pour chaque réseau thermique. Il faut partir du principe que l'asset beta de certains réseaux thermiques ne pourra pas être déterminé de manière empirique en se basant sur les données d'entreprises comparables cotées en bourse, car ces réseaux ne sont pas cotés en bourse. Dans ce contexte, il est recommandé d'adopter une approche analogue à celle utilisée pour la détermination du beta d'actif dans le cas d'installations de production d'électricité bénéficiant de subventions : un bêta de référence sert de point de départ,

¹⁶ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/loi-sur-approvisionnement-en-electricite-lapel/wacc.html>

¹⁷ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/wacc-taux-d-interet-calcul.html>

¹⁸ <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2012/328/fr>

auquel sont appliqués des ajustements à la hausse ou à la baisse. Concrètement, une valeur de base correspondant à l'hydroélectricité cotée en bourse est retenue, et les bêtas sont ensuite déterminés par application de majorations ou de minorations appropriées à ce beta de l'hydroélectricité.¹⁹

Tableau 9 Schéma de calcul du WACC

Paramètres indépendants de la branche			
Structure du capital	Abrégé	Formule	
Structure du capital	<i>K</i>		
Part de capital étranger	<i>K1</i>	Saisie	Sur la base de la structure de capital (visée)
Part de capital propre	<i>K2</i>	$1 - K1$	
Facteur de pondération corrigé	<i>L</i>	$1 + K1 \div K2 \times (1 - 0.1 \div B1)$	
Taux d'intérêts CP, taux sur le capital propre			
Rendements de marché	<i>R</i>	$R1 + R2$	Rendements sur le marché + inflation prévue
Taux d'intérêt sans risque CP	<i>R1</i>	Saisie	p. ex. obligation fédérale moyenne à long terme
Prime de risque de marché	<i>R2</i>	Saisie	Optique du marché, p. ex. toute la Suisse
Asset Beta (βunlevered)	<i>B1</i>	Saisie	Sur la base du risque individuel
Equity Beta (βlevered)	<i>B</i>	$B1 \times L$	
Coût capital propre (taux)	<i>D</i>	$R1 + R2 \times B$	Taux d'intérêt sur la part de capital propre
Taux d'intérêt CE, taux des coûts du capital étranger			
Taux d'intérêt sans risque CE	<i>F1</i>	Saisie	p. ex. obligation fédérale moyenne à long terme
Prime de risque du capital étranger	<i>F2</i>	Saisie	Sur la base du risque individuel
Coût capital emprunté	<i>F</i>	$F1 + F2$	Taux d'intérêt sur la part de capital étranger
WACC			
« Vanilla » WACC	<i>I</i>	$F \times K1 + E \times K2$	

Source : la figure se base sur les explications relatives au calcul du taux d'intérêt calculé pour les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité pour l'année de tarification 2026 (cf. Office fédéral de l'énergie (OFEN), 2025).

6.4 Schéma détaillé de comptabilité analytique

Pour les grands réseaux thermiques et les entreprises multiservices (avec un approvisionnement en électricité), il vaut mieux opter pour un relevé plus détaillé des coûts que celui décrit dans la section 4.5.

La structure de la méthode d'enregistrement se base sur le schéma de comptabilité analytique applicable aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité (Association des entreprises électriques suisses (AES), 2025a, 2025b). Cette méthodologie a fait ses preuves et est également répandue chez les gestionnaires de réseau gazier (cf. Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG), 2021). Elle facilite la mise en œuvre des réseaux thermiques aux entreprises multiservices.

¹⁹ La procédure est décrite dans IFCB AG (2022), Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien (en allemand uniquement).

Tableau 10 Schéma de comptabilité analytique détaillé pour les réseaux thermiques

Numéro	Catégorie de coûts	Niveau de création de valeur :		Distribution et fourniture d'énergie	
		Approvisionnement de l'énergie		Distribution de chaleur/froid	Mesure et régulation
		Achat d'énergie	Production d'énergie		
100	Coûts calculés du capital des installations				
100.1	Amortissements calculés		x	x	x
100.2	Intérêts calculés		x	x	x
100.3	Intérêts calculés des installations en construction		x	x	x
200	Coûts d'exploitation				
200.1	Exploitation des installations		x	x	x
200.2	Entretien		x	x	x
200.3	Pertes de réseau et écarts de mesure			x	
200.4	Autres coûts	x	x	x	x
300	Coûts d'acquisition				
310.1	Achat énergie primaire	x	x	x	
320.1	Achat de chaleur/de froid	x			
400	Rémunérations aux consommateurs finaux, aux producteurs et aux exploitants de stockage pour augmenter l'efficacité dans le réseau				
500	Constitution/dissolution de provisions		x	x	
600	Coûts administratifs et commerciaux				
600.1	Gestion et administration	x	x	x	x
600.2	Vente			x	
600.3	Intérêts calculés sur le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation	x	x	x	x
600.4	Autres coûts	x	x	x	x
700	Impôts directs				
700.1	Impôt sur les bénéfices		x	x	x
700.2	Impôt sur le capital		x	x	x
800	Redevances				
800.1	Redevances de concession			x	
800.2	Autres redevances			x	
900	Autres recettes				
900.1	Subventions et contributions aux coûts		x	x	x
900.2	Autres recettes	x	x	x	x
	Coût total				
1000	Dissolution des différences de couverture	x	x	x	x
	Base de coûts totale pour les tarifs				

6.5 Explications détaillées relatives aux postes de coûts

100 Coûts calculés du capital liés aux installations

100.1 Amortissements calculés

On saisit ici les amortissements ordinaires et extraordinaires (voir section 4.4.3).

100.2 Intérêts calculés

Les coûts d'intérêts calculés sont obtenus en multipliant le taux d'intérêt calculé par la valeur résiduelle (voir section 4.4.4).

Pour lisser les coûts, on peut procéder au calcul avec des annuités (voir annexe, section 6.2). Dans ce cas, il faut documenter cette méthode et l'appliquer de manière unifiée.

100.3 Intérêts calculés des installations en construction

Les coûts cumulés des investissements pas encore activés sont rémunérés. Les coûts d'intérêts des installations en construction ne sont pas activés ultérieurement avec l'installation.

200 Coûts d'exploitation

200.1 Exploitation des installations

Les coûts d'exploitation des installations se composent principalement du projet, de la planification et de l'exploitation des installations de réseau, de production et de mesure.

Si des coûts sont activés avec une installation, ils n'appartiennent pas aux coûts courants d'exploitation (pas d'imputation en double aux clients).

Projet et planification

- Coûts des études de faisabilité
- Analyses des variantes et sites
- Calculs de réseau et calculs hydrauliques
- Planification de la mise en œuvre (réseau de conduites, stations, producteurs)
- Accompagnement des travaux et de mise en service
- Charges liées aux autorisations et approbations
- Gestion de projet et assurance qualité
- Coûts périodiques pour la gestion des servitudes existantes

Exploitation des installations de réseau

- Gestion et exploitation d'un système d'information géographique
- Traitement de l'eau et moyens de production eau de réseau
- Rinçage, purge et gestion de la pression
- Réparations sur les conduites, vannes et conduites de raccordement domestiques
- Exploitation des pompes (consommation d'électricité) et maintenance des pompes
- Systèmes de contrôle-commande
- Service d'intervention/dépannage

Exploitation d'installations de production (fourniture d'énergie)

- Exploitation et surveillance des pompes à chaleur
- Fluides d'exploitation (huiles, produits chimiques)
- Nettoyage des chaudières et entretien des installations de combustion
- Mesure des émissions et contrôles réglementaires
- Mesures d'efficacité du réseau

Exploitation de l'infrastructure de mesure et de compteur

- Étalonnage régulier des instruments de mesure

- Remplacement des instruments de mesure à étalonnage régulier
- Transmission des données de mesure (télérelève, communication)
- Coûts de licence de la gestion des données de mesure
- Télérelève des compteurs, préparation des données et plausibilisation

Prestations transversales

- Formation du personnel d'exploitation
- Service de piquet et sécurité d'exploitation
- Coûts de communication pour la technique de réseau et de mesure (p. ex. surveillance des fuites)
- Coûts au prorata pour l'exploitation et le stockage (stocks de pièces de rechange ou de combustible)
- Coûts de l'informatique interne
- Coûts des véhicules de service
- Assurance responsabilité professionnelle
- Logistique et achat de compteurs internes et de compteurs clients
- Coûts d'exploitation pour le relevé et la transmission des données des installations de mesure
- Coûts d'élimination
- Documentation et manuels de gestion d'entreprise

200.2 Entretien

Les coûts d'entretien comprennent le matériel et les pièces de rechange, les prestations externes et internes pour les inspections, la maintenance, la réparation, les dépannages, la remise en état, les modifications, les solutions transitoires, les travaux de démolition et le remplacement.

200.3 Pertes de réseau et écarts de mesure

Les pertes de réseau correspondent à la différence entre l'énergie thermique injectée et l'énergie thermique consommée. Les pertes de réseau doivent être évaluées dans les coûts moyens de la fourniture d'énergie, c'est-à-dire avec une part appropriée des coûts de gestion et de distribution.

Les pertes d'eau de réseau dues à des fuites/défauts d'étanchéité dans le réseau doivent être compensées. Les coûts associés peuvent être faibles si on les compare aux efforts à mettre en œuvre pour chercher la fuite, mais il ne faut pas les tolérer sur le long terme.

200.4 Autres coûts

Les autres coûts d'exploitation comprennent par exemple les coûts pour

- les assurances responsabilité civile et de choses
- les loyers, les indemnités pour les droits d'utilisation et le leasing
- les rentes du droit de superficie, les dommages causés aux cultures, les rétributions versées à des tiers pour des servitudes, les dédommagements pour les droits de passage (s'ils ne sont pas passifs)

300 Coûts d'achat

Cette position comprend les coûts de l'énergie injectée dans le réseau, puis distribuée. Si l'ERT exploite ses propres centrales de chauffage, il s'agit de l'énergie primaire achetée (position 310). Si (en plus) il achète de la chaleur directement, les coûts sont saisis dans la position 320.

310.1 Achat d'énergie primaire

Les coûts d'achat d'énergie primaire surviennent principalement dans la fourniture d'énergie pour la production de chaleur. Il s'agit par exemple de l'achat de bois pour une centrale de chauffage à bois, de l'électricité (y compris l'utilisation du réseau et les redevances) pour une pompe à chaleur, une installation power-to-heat ou le fioul ou le gaz (y compris l'utilisation du réseau et les redevances) pour le ballon de pics de charge.

Dans certains cas particuliers, on peut également y saisir des coûts d'énergie primaire supplémentaires pour la distribution d'énergie, comme pour les pompes à chaleur afin de réduire la température de retour dans le réseau (optimisation du réseau) et pour les sources de chaleur provisoires en cas d'interruptions du réseau.

310.2 Achat d'énergie primaire - redevance CO₂

Pour autoriser une fixation des prix conforme au principe de causalité et justifier séparément la redevance CO₂, il faut dans l'idéal saisir le surcôt réglementaire (comme c'est le cas de la redevance CO₂ actuellement) séparément.

310.3 Achat d'énergie primaire - certificats de valeur ajoutée écologique

Pour autoriser une fixation des prix conforme au principe de causalité et justifier séparément les certificats pour la fourniture de valeur ajoutée écologique achetés volontairement (certificats de biogaz suisses, naturemade star p. ex.), les coûts des certificats achetés doivent être saisis séparément. Ceci vaut en particulier si plusieurs qualités écologiques sont proposées à la clientèle.

320.1 Achat de chaleur/de froid

Les coûts pour l'achat de chaleur/froid sont imputables à la fourniture d'énergie si la chaleur ou le froid ne sont pas produits en interne, mais achetés en externe. Cette position comprend par exemple la rémunération de la chaleur dégagée par les usines d'incinération d'ordures ménagères, les stations d'épuration ou de la chaleur dégagée par l'industrie, les coûts d'achat de l'énergie bois ou encore ceux de la chaleur produite par du gaz.

320.2 Achat de chaleur/de froid – redevance CO₂

Pour autoriser une fixation des prix conforme au principe de causalité et justifier séparément la redevance CO₂, il faut dans l'idéal saisir la redevance CO₂ séparément.

320.3 Achat de chaleur/de froid – certificats de valeur ajoutée écologique

Pour autoriser une fixation des prix conforme au principe de causalité et justifier séparément les certificats de valeur ajoutée écologique (certificats de biogaz, naturemade star), les coûts des certificats achetés doivent être saisis séparément. Ceci vaut en particulier si plusieurs qualités écologiques sont proposées à la clientèle.

400 Rémunérations aux consommateurs finaux, producteurs et exploitants de stockage pour augmenter l'efficacité dans le réseau

Le cas échéant, l'efficacité d'exploitation du réseau thermique peut être améliorée si un consommateur final, un producteur d'énergie ou un exploitant d'accumulateurs prend des mesures en ce sens. Dans certains cas, cet acteur n'a pas d'intérêt propre à mettre en œuvre de telles mesures. Si une rémunération ou une participation aux coûts versée à l'un de ces acteurs conduit à la réalisation d'une mesure, cette démarche peut être imputée dans les coûts. Les effets d'aubaine doivent impérativement être évités dans ce cadre.

Exemple : une rénovation énergétique chez le client pour réduire la température de retour ou le montage d'un ballon journalier n'ont pas d'intérêt pour le client (absence d'incitation tarifaire). Ici, il serait plus judicieux de d'abord créer des incitations tarifaires en faveur de la baisse de la température de retour ou de mettre en place un prix adéquat de la puissance. Si les incitations tarifaires ne suffisent pas, mais que la mesure chez le client reste dans l'intérêt général, une contribution aux coûts versée au client serait efficace.

500 Constitution /dissolution des provisions

On peut activer des provisions d'une part pour des risques d'exploitation importants mais non assurables (avaries, perte de grands clients, coûts supplémentaires prévus à cause de nouvelles réglementations) et d'autre part pour les futurs coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement. Ces provisions doivent pouvoir être justifiées et correspondre aux coûts. Le risque de variation des prix du marché est

considéré comme un risque de marché et ne justifie aucune provision. Ce risque est résolu p. ex. en constituant des différences de couverture (voir la position 1000 à ce sujet).

Le référentiel comptable définit les conditions dans lesquelles on peut constituer des provisions dans la comptabilité financière. Cette démarche est pertinente si les provisions sont égales aux charges (comme dans la comptabilité financière).

La constitution de provisions augmente les coûts, leur dissolution les fait baisser. Les provisions existantes sont toujours liées à une cause et ne produisent pas d'intérêts.

600 Coûts administratifs et commerciaux

600.1 Gestion et administration

Les coûts de gestion et d'administration sont le résultat des activités suivantes :

- Direction
- Ressources humaines (offres d'emploi, procédure d'embauche, gestion du personnel, ...)
- Facturation (comptabilité, calcul des coûts, fiducie, rapport d'activités, contrôle, gestion des crédi-
teurs et débiteurs, rappels, planification de la trésorerie, ...)
- Service juridique (assistance juridique, contrats, ...)
- Secrétariat
- Informatique
- Cotisations aux associations
- Loyers au prorata pour l'administration

600.2 Vente

Les coûts de vente sont principalement dus aux activités suivantes :

- Publicité et communication
- Relations publiques et accompagnement des démarches politiques
- Informations à la clientèle (envoi, site web, portail réservé à la clientèle, ...)
- Calcul des prix
- Décompte et facturation (frais de port, impressions, informatique)
- Gestion des contrats
- Loyers au prorata pour la vente

600.3 Intérêts calculés sur le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation

L'exploitation du réseau thermique immobilise du capital (réserves, créances moins passifs). Ce fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation est rémunéré avec un taux d'intérêt calculé (WACC).

Pour calculer le coût des intérêts sur le fonds de roulement net nécessaire à l'exploitation (FRN), on peut utiliser la formule suivante :

$$\begin{aligned} & \text{Coûts d'intérêts FRN nécessaire à l'exploitation} \\ &= ((\text{coûts (sans 600.3, 800, 1000) + réserves}) \\ & \times \text{fréquence de facturation moyenne pondérée sur le CA en mois} \div 12 \text{ mois}) \times \text{WACC} \end{aligned}$$

La fréquence de facturation en mois correspond à un si tous les clients sont facturés à échéance mensuelle et à trois en cas de facturation trimestrielle. La fréquence de facturation moyenne pondérée par le chiffre d'affaires est calculée comme suit :

$$\begin{aligned} & \text{Fréquence de facturation moyenne pondérée sur le CA} \\ &= (\text{CA des clients avec facturation mensuelle} \times 1 \\ & + \text{CA des clients avec facturation trimestrielle} \times 3 \\ & + \text{CA des clients avec facturation semestrielle} \times 6 \\ & + \text{CA des clients avec facturation annuelle} \times 12) \div \text{CA total} \end{aligned}$$

Exemple chiffré :

CA client avec facturation mensuelle : CHF 243 000

CA client avec facturation trimestrielle : CHF 297 000

CA total : CHF 540 000 :

$$\begin{aligned} & \text{Fréquence de facturation moyenne pondérée sur le CA} \\ & = (\text{CHF } 243'000 \times 1 \text{ mois} + \text{CHF } 297'000 \times 3 \text{ mois}) \div \text{CHF } 540'000 = 2,1 \text{ mois} \end{aligned}$$

Coûts = CHF 500 000

Réserves = CHF 10 000

Fréquence de facturation moyenne = 2,1 mois

WACC = 4 % :

$$\begin{aligned} \text{Coûts d'intérêt FRN nécessaire à l'exploitation} & = ((\text{CHF } 500'000 + \text{CHF } 10'000) \times 2,1 \text{ mois} \div 12 \text{ mois}) \times 4 \% \\ & = \text{CHF } 3'570 \end{aligned}$$

Ces 3570 CHF par an (dans cet exemple) peuvent être intégrés comme coûts dans cette position.

600.4 Autres coûts

Si d'autres coûts sont produits dans le domaine de la vente et de l'administration, mais qu'ils ne sont pas compris dans les positions citées plus haut, on peut les saisir dans les « autres coûts ».

700 Impôts directs

Dans le cas des fournisseurs d'énergie et donc aussi des ERT, les impôts directs sont les redevances que l'entreprise doit payer sur son bénéfice et son capital, qui peuvent être intégrés comme frais d'exploitation dans le calcul.

700.1 Impôts sur le bénéfice

Les impôts sur le bénéfice peuvent être déterminés soit pour être égaux aux charges (c'est-à-dire comme ils apparaissent dans la comptabilité financière à la fin de l'année) soit par le calcul. Les impôts sur le bénéfice identiques aux charges sont généralement plus faciles à calculer si une comptabilité par secteur d'activité est gérée pour le réseau thermique ou si, à part le réseau thermique, aucun autre secteur d'activité n'est géré. Mais ces impôts peuvent présenter une distorsion si les amortissements de la comptabilité financière ne correspondent par exemple pas à ceux de la comptabilité d'exploitation (principe de précaution) ou s'il y a eu des effets spéciaux qui n'ont rien à voir avec la véritable fourniture de prestations (p. ex. gains ou pertes en capital pour le patrimoine financier et les participations).

Il est donc souvent judicieux, et aussi plus précis au niveau de la comptabilité d'exploitation, de privilégier une solution calculée pour les impôts sur le bénéfice.

1. Détermination de la rémunération du capital après impôts au niveau du capital total (EBI) :

Le bénéfice calculé avant intérêts et après impôts (EBI) correspond à la rémunération du capital nécessaire à l'exploitation avec un taux de coût de capital après impôts (WACC).²⁰ Le WACC après impôts utilisé représente le montant prévu après les impôts sur le capital total utilisé en tenant compte de la structure du capital ciblé.

$$\text{EBI} = \text{capital nécessaire à l'exploitation (cf. 4.4.4)} \times \text{WACC}$$

2. Détermination du bénéfice après intérêts sur le CE (E) :

Les coûts du capital étranger sont déduits de l'EBI. Le résultat E correspond au bénéfice calculé après impôts et après intérêts sur le capital étranger.

$$E = \text{EBI} - \text{capital étranger} \times \text{taux d'intérêt sur capital étranger}$$

²⁰ Le WACC après impôts se calcule comme suit : WACC « vanilla » - (taux d'intérêt de la dette × part de dette × taux d'imposition). Lorsque le taux d'imposition est de 0 %, le WACC après impôts est identique au WACC « vanilla ».

3. Détermination du bénéfice avant impôts après intérêts (EBT) :

pour la justification explicite des impôts sur le bénéfice calculé, on ajoute le résultat après impôts E à un résultat fictif avant impôts (EBT) par le calcul. On utilise dans ce cas un taux d'imposition moyen déterminant (p. ex. celui de l'année précédente).

$$EBT = \frac{E}{(1 - \text{taux d'imposition})}$$

4. Détermination des impôts calculés :

Les impôts sur le bénéfice calculés sont le produit du résultat fictif avant impôts (EBT) et du taux d'imposition :

$$\text{Impôts sur le bénéfice calculatoire} = EBT \times \text{taux d'imposition}$$

Exemple chiffré :

Capital nécessaire à l'exploitation : CHF 5 000 000

WACC après impôts : 4 %²¹

Capital étranger CHF 3 000 000 (pourcentage de capital étranger 60 %)

Taux d'intérêt sur capital étranger : 2 %

Taux de l'impôt sur le bénéfice : 15 %

1. Détermination du bénéfice calculé avant intérêts et après impôts (EBI) :

$$EBI = \text{CHF } 5'000'000 \times 4 \% = \text{CHF } 200'000$$

2. Détermination du bénéfice après intérêts sur le CE (E) : EBI moins coûts du capital étranger

$$E = \text{CHF } 200'000 - 3'000'000 \times 2 \% = \text{CHF } 140'000$$

3. Détermination du bénéfice avant impôts après intérêts (EBT) : E divisé par 1 moins taux d'imposition moyen déterminant pour l'entreprise (p. ex. de l'année précédente)

$$EBT = \frac{140'000}{(1 - 15 \%)} = \text{CHF } 164'705.88$$

4. Détermination des impôts calculés : EBT multiplié par le taux d'imposition.

$$\text{Impôts sur le bénéfice calculés} = \text{CHF } 164'705.88 \times 15 \% = \text{CHF } 24'705.88$$

Ces 24 705.88 CHF par an (dans cet exemple) peuvent être intégrés comme coûts dans cette position.

Les impôts sur le bénéfice déterminés sur cette base sont des impôts calculés. Ils servent exclusivement à des fins de transparence et de comparaison dans la comptabilité analytique, ainsi que de comparaison avec les comptabilités analytiques dans lesquelles les impôts sur le bénéfice sont explicitement saisis comme charges.

Les impôts sur le bénéfice comptabilisés ne correspondent pas aux impôts effectifs de l'entreprise, n'ont pas de validité fiscale et ne font pas partie de la comptabilité financière. Ils ne justifient notamment aucune obligation fiscale et n'ont pas de pertinence pour l'assujettissement fiscal. La comptabilité financière et la déclaration fiscale associée sont seules déterminantes à des fins fiscales.

700.2 Impôts sur le capital

Les impôts sur le capital propre d'une entreprise, qui peuvent être collectés par les cantons et les communes, sont pris en compte comme coûts d'exploitation par les réseaux thermiques.

²¹ Le WACC utilisé ainsi que les autres valeurs (chiffrées) servent uniquement à visualiser la méthode de calcul. Ils ne sauraient s'appliquer à d'autres cas ni laisser déduire d'affirmations concernant des rendements usuels sur le marché.

800 Redevances

Les redevances aux collectivités publiques requièrent une base de droit public cantonale ou communale. Les redevances aux collectivités publiques peuvent être comptabilisées comme coûts.

800.1 Redevances de concession

Les droits de concession dédommagent la construction et l'exploitation du domaine public par les conduites, les équipements de réseau et de production installés (rétribution pour un usage accru de l'espace public).

800.2 Autres redevances

Les autres redevances sont par exemple les bénéfices reversés à des entreprises de droit public-privé ou les cotisations obligatoires à des fonds de subventionnement et des programmes d'économies d'énergie publics.

900 Autres recettes

Les Autres recettes sont déduites des coûts (revenus diminuant les coûts).

900.1 Subventions et contributions aux coûts

Les subventions et contributions aux coûts récurrentes doivent également être déduites des coûts.

Les contributions uniques aux coûts d'investissement, les contributions à fonds perdu ou les rémunérations uniques en revanche doivent être passivées et dissolues en fonction de la durée d'amortissement des installations ayant ouvert le droit à la subvention.

Les éventuels revenus issus de la couverture des risques pour les réseaux thermiques tels que décrits dans l'art. 7 de la loi sur le climat et l'innovation (KIG, 2022) sont également saisis avec effet réducteur sur les coûts.

Concernant les subventions touchées, il faut se demander si l'association avec d'autres outils de subventionnement et de protection du climat est autorisée. Une entreprise avec une convention d'objectifs CO₂ n'a notamment pas le droit de participer au programme des bâtiments. Les montants ainsi reçus ne doivent donc pas être intégrés comme subventions venant en déduction des coûts si le réseau thermique ou l'exploitant est concerné par une telle convention d'objectifs CO₂. Les subventions d'autres programmes ne doivent être prises en compte que si elles sont autorisées par la loi et qu'elles n'entraînent pas de double imputation ou de subventionnement double. La directive de l'OFEN/OFEV indique également que les subventions perçues ou à percevoir doivent être prises en compte dans le calcul de la rentabilité (Sektion Industrie und Dienstleistungen, BFE, 2024).

900.2 Autres recettes

Si des prestations sont facturées sans pouvoir les imputer à un compte séparé ou si les coûts de fourniture de la prestation sont compris plus haut, ces revenus sont déduits des coûts en tant qu'autres recettes. Quelques exemples :

- Conseils en énergie facturés individuellement
- Prestations pour d'autres secteurs d'activité ou d'autres réseaux thermiques (direction d'entreprise, service de piquet ou planification)
- Location de matériel ou de véhicules de service
- Revenus issus de la revente de sources d'énergie (revente de bois de récupération, etc.)

1000 Dissolution des différences de couverture

Pour garantir que les recettes correspondent aux coûts, on peut chaque année procéder à un calcul rétrospectif (cf. section 4.7). Les différences constatées entre les coûts et les recettes peuvent être documentées et gérées avec un impact sur les tarifs.

6.6 Prise en compte et documentation des différences de couverture

L'exploitant décide à sa libre appréciation de gérer ou non un bilan de différence de couverture. Dans le cas de réseaux thermiques qui sont en concurrence avec d'autres solutions d'approvisionnement en chaleur et en froid, les différences entre coûts et recettes font en principe partie des opportunités et risques de l'entreprise. Ces différences ne doivent donc pas obligatoirement être documentées séparément ou être compensées par des tarifs en aval.

Une documentation systématique des différences entre coûts et recettes (différences de couverture) peut toutefois être utile, notamment pour le contrôle interne, l'évaluation de la rentabilité sur plusieurs années ou encore pour prendre des décisions concernant des investissements. Pour les exploitants qui sont considérés comme dominants sur le marché ou dont les prix sont fixés ou approuvés par un pouvoir législatif ou exécutif, il est particulièrement recommandé d'effectuer une documentation compréhensible des différences entre coûts et recettes. Cette documentation facilite la justification factuelle des évolutions de tarif et permet de répondre aux éventuelles questions des propriétaires, communes, clients ou autorités.

Pour les réseaux de distribution d'électricité, les prescriptions exigent une dissolution sur une période de trois ans pour les différences de couverture. Pour les réseaux thermiques, ce délai est relativement court, même pour une phase établie (différences de couverture possibles à cause de variations de température, pas de possibilité d'adapter rapidement les tarifs dans le cas de tarifs indexés).

Les différences de couverture peuvent donc aussi être dissolues sur une période de cinq ou six ans. Par souci de simplification, les explications et exemples plus bas partent du principe d'une dissolution sur trois ans.

La différence de couverture d'une année t prédéfinie est déterminée et gérée comme suit.

1. Détermination de la différence de couverture pour l'année t :

$$\text{Différence de couverture}_t = \text{recettes}_t - \text{coûts}_t$$

2. Gestion de la différence de couverture (p. ex. sur trois ans) :

$$\text{Différence de couverture imputée}_{t+2} = -\frac{\text{Différence de couverture}_t}{3} \times (1+i)^2$$

$$\text{Différence de couverture imputée}_{t+3} = -\frac{\text{Différence de couverture}_t}{3} \times (1+i)^3$$

$$\text{Différence de couverture imputée}_{t+4} = -\frac{\text{Différence de couverture}_t}{3} \times (1+i)^4$$

$$i = \text{taux d'intérêt sur capital étranger}$$

Exemple chiffré :

Recettes en 2025 = CHF 515 000, coûts en 2025 = CHF 500 000, taux d'intérêt sur capital étranger = 2 %

$$\text{Différence de couverture}_{2025} = \text{CHF } 515'000 - \text{CHF } 500'000 = 15'000 \text{ (excédent de couverture)}$$

Le réseau thermique présente un excédent de couverture de CHF 15 000. Dans cet exemple, ce montant doit être remboursé aux clients sur une période de trois ans. L'« avoir » des clients est rémunéré par des intérêts.

$$\text{Différence de couverture imputée}_{2027} = -\frac{\text{CHF } 15'000}{3} \times (1 + 0.02)^2 = \text{CHF } -5'202$$

$$\text{Différence de couverture imputée}_{2028} = -\frac{\text{CHF } 15'000}{3} \times (1 + 0.02)^3 = \text{CHF } -5'306.04$$

$$\text{Différence de couverture imputée}_{2029} = -\frac{\text{CHF } 15'000}{3} \times (1 + 0.02)^4 = \text{CHF } -5'412.16$$

Pendant la première année de dissolution de la différence de couverture (2027), on impute CHF -5202 avec effet sur le tarif dans la position 1000 Dissolution des différences de couverture, pendant la deuxième année

(2028) CHF -5306.04 et pendant la troisième année (2029) CHF -5412.16. L'excédent de couverture de 2025 est alors dissolu.

La gestion des différences de couverture doit être documentée, sous la forme d'un bilan de différence de couverture comme dans la Figure 8 par exemple.

Figure 8 Exemple de bilan de différence de couverture

Schéma des différences de couverture									
pour l'année de tarification :		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Différence de couverture en CHF									
Année de tarification	Imputation avec effet sur le tarif pendant l'année de tarification :	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
2026	CHF +15 000			CHF -5 202	CHF -5 306	CHF -5 412			
2027	CHF +20 000				CHF -6 936	CHF -7 075	CHF -7 216		
2028	CHF -30 000					CHF +10 404	CHF +10 612	CHF +10 824	
2029	CHF -10 000						CHF +3 468	CHF +3 537	CHF +3 608
	Total dissolution DC pendant l'année de tarification :	0	0	-5 202	-12 242	-2 083	6 864	14 362	3 608
Différence de couverture réelle fin de la période en CHF									
Réelle pendant l'année de tarification	Année de tarification	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
2026			15 606	10 612	5 412	0			
2027				20 808	14 149	7 216	0		
2028					-31 212	-21 224	-10 824	0	
2029						-10 404	-7 075	-3 608	0
	Total solde DC à la fin de l'année de tarification :	0	15 606	31 420	-11 650	-24 412	-17 899	-3 608	0
rémunération différences de couverture en CHF									
Rémunération de l'année de tarification en CHF	Année de tarification	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
2026			606	208	106	0			
2027				808	277	141	0		
2028					-1 212	-416	-212	0	
2029						-404	-139	-71	0
	Total rémunération de la DC pendant l'année de tarification :	0	606	1 016	-828	-679	-351	-71	0

6.6.1 Gestion des différences de couverture dans la phase établie

La différence de couverture est imputée à la base de coûts à la tarification des années suivantes (position 1000 Dissolution des différences de couverture). La période utilisée pour dissoudre les différences de couverture dépend notamment de la flexibilité avec laquelle les tarifs peuvent être ajustés, c'est-à-dire si des éléments tarifaires sont ou non liés à des indices de prix.

Le solde de la différence de couverture est rémunéré. Ici, on utilise par exemple le taux d'intérêt des fonds de tiers comme taux d'intérêt (par analogie avec les prescriptions applicables aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité). Généralement, on rémunère les déficits et excédents de couverture de manière symétrique, c'est-à-dire avec le même taux d'intérêt.

La dissolution de la différence de couverture imputée à la position 1000 fait partie de la base des coûts pour les tarifs. Cela signifie qu'elle est intégrée dans le calcul rétrospectif pour le même montant qu'elle a été prévue dans le calcul prévisionnel de l'année concernée.

6.6.2 Gestion des différences de couverture en phase de développement

Dans la phase d'établissement, on effectue aussi un calcul rétrospectif pour chaque année. Mais souvent, il n'est pas possible d'imputer directement les déficits de couverture (la forte hausse des tarifs ne serait pas réalisable sur le marché, l'acquisition de clients serait plus difficile) ou ce ne serait pas judicieux (l'imputation de la différence de couverture sans ajuster les tarifs recrée une nouvelle différence de couverture).

Dans la phase d'établissement, la prise en compte des différences de couverture peut être différée et leur dissolution étalée sur un horizon plus long. Cela permet une exploitation économiquement viable à long terme, couvrant les coûts, tout en maintenant des prix acceptables sur le marché.

Ainsi, on peut par exemple dissoudre les déficits de couverture générés pendant les cinq premières années d'activité pendant dix ans à partir de la sixième année. Comme les intérêts jouent un rôle important dans le

cas d'une dissolution sur une période aussi longue (effet des intérêts composés), il faut choisir un taux d'intérêt bien pensé.

Déficit ou excédent provisoire de couverture

En fonction de la situation, il peut être de l'intérêt de tous les clients de lisser les tarifs sur une certaine période et d'accepter consciemment des déficits de couverture (au moment de la construction ou de l'agrandissement) ou des excédents de couverture (en cas de recul ou de démantèlement du réseau).

Dans la phase de mise en place de réseaux thermiques en particulier, il peut arriver que les recettes soient inférieures aux coûts (ou du moins que les tarifs pour couvrir les coûts seraient si élevés qu'ils ne seraient plus réalistes sur le marché). Pour garantir qu'à long terme, les recettes correspondent quand même aux coûts, il est possible de lisser les coûts et/ou les recettes.

Côté recettes, le lissage a lieu par la création de différences de couverture, qui seront ensuite de nouveau éliminées. Dans une première phase (phase de mise en place), les tarifs (recettes) sont inférieurs aux coûts et un déficit de couverture se met en place et est documenté. Dans une deuxième phase, les tarifs sont fixés de manière à couvrir les coûts, y compris pour éliminer le déficit de couverture.

Côté coûts, le lissage peut avoir lieu par les coûts du capital. Généralement, pendant la phase de début, les coûts du capital sont très élevés, parce que les amortissements sont encore bas et que le capital immobilisé (valeur résiduelle) et donc les intérêts calculés sont très élevés. Pour lisser les coûts du capital, on peut comptabiliser des annuités (cf. annexe, section 6.2).

Dans les phases de déficit de couverture aussi, il faut veiller à couvrir au moins les coûts variables en quantité.

6.7 Différenciation des prix et incitations : autres idées

En plus d'un bonus/malus pour la température de retour, on peut s'imaginer d'autres différenciations des prix. Les différents éléments d'incitation sont en partie combinés entre eux. Pour cette combinaison, il faut toutefois veiller à ce que le client comprenne toujours le système de prix. Si les éléments d'incitation sont trop complexes, s'ils sont contradictoires ou incompréhensibles, leur effet d'incitation peut ne pas se déployer.

6.7.1 Différenciation temporelle

Différenciation saisonnière

Un tarif qui ne varie pas dans l'année pour la livraison de chaleur/froid n'est possible qu'en faisant la moyenne annuelle des coûts de production et d'opportunité différents en fonction des saisons. Une différenciation saisonnière peut contribuer à une hausse de l'efficacité générale et à une utilisation plus efficace des ressources rares (en particulier les ressources renouvelables). Ceci permet par exemple une affectation plus en respect du principe de causalité de l'intensité en CO₂ qui aura un impact de plus en plus important sur le prix à l'avenir.

Une différenciation selon le temps des tarifs peut être utilisée de manière ciblée pour lisser les pics de charge, venir à bout des goulets d'étranglement de capacités et encourager des comportements favorables au réseau. Des signaux de prix correspondants permettent de décaler les charges de chauffage dans le temps, par exemple en utilisant des masses de stockage locales ou en assurant un fonctionnement adapté des producteurs d'eau chaude et des processus. Ceci réduit la nécessité de mettre en réserve des capacités pour les pics de charge et contribue à éviter les investissements dans la production de l'énergie et le développement du réseau.

La conception concrète de la différenciation selon le temps doit dans ce cas tenir compte des caractéristiques des sources d'énergie utilisées. Ainsi, des tarifs de chauffage moins chers en été peuvent être utiles pour les usines d'incinération d'ordures ménagères. À l'inverse, des tarifs de réfrigération moins chers en hiver peuvent aider à avoir une charge plus efficace du système.

Concernant la différenciation saisonnière, deux périodes (hiver/été) ou trois périodes (hiver [décembre à mars] / été [juin à septembre] / période de transition [avril/mai et octobre/novembre]) sont judicieuses.

La différenciation saisonnière présente des inconvénients dans la détermination complexe des quantités à facturer et de leur décompte, parce que les tarifs changent plusieurs fois par an et exigent donc des efforts de communication et des explications aux clients. Si en plus de l'été et l'hiver, on fait aussi une différence pour les périodes de transition, il y a en plus un risque d'incitation erronée si la météo n'est pas typique.

Signaux de prix horaires

Pour le chauffage surtout, on observe des variations et des simultanités importantes en cours de journée (p. ex. pics du matin). Il peut donc aussi être judicieux de proposer des tarifs différents en fonction de l'heure de la journée (prix de l'énergie et/ou de puissance). Cela favoriserait l'utilisation de capacités de stockage thermique locales ou récompenserait un comportement qui lisse la charge et sert le réseau. Dans le cas de générateurs de chaleur fonctionnant à l'électricité (p. ex. pompes à chaleur), il est possible de tenir compte de signaux de prix de l'électricité horaires, en proposant par exemple des tarifs plus abordables pour la disponibilité de l'électricité la nuit ou à l'heure de midi pour les excédents d'électricité solaire.

Si les clients de chaleur sont des entreprises industrielles, des tarifs différents en fonction de l'heure peuvent créer des incitations supplémentaires afin de décaler la consommation de chaleur à des heures où le réseau supporte une faible charge, par exemple le week-end ou aux heures creuses. Inversement, des horaires différenciés peuvent inciter les clients industriels qui fournissent de la chaleur à fournir de préférence de la chaleur fatale quand elle est particulièrement précieuse pour le système.

Par ailleurs, les tarifs différenciés en fonction du temps encouragent une gestion intelligente de la charge pour l'eau chaude sanitaire et les accumulateurs thermiques.

Pour obtenir des signaux de prix horaires, on peut proposer une différenciation à l'aide d'heures pleines et d'heures creuses ou proposer un échelonnement plus précis, avec des fourchettes de quatre heures à des niveaux tarifaires différents p. ex. :

- 0–4h (très bas)
- 4–8h (très élevé)
- 8–12h (élevé)
- 12–16h (bas)
- 16–20h (élevé)
- 20–24h (bas)

De manière générale, une différenciation selon le temps des tarifs permet de récompenser explicitement les comportements propices au réseau et d'attribuer les ressources rares de manière plus conforme au principe de causalité.

Les signaux de prix horaires posent des exigences supplémentaires aux dispositifs de mesure : les dispositifs de mesure doivent pouvoir enregistrer les consommations selon les périodes tarifaires, par exemple heures pleines et heures creuses, voire transmettre des données de mesure via un module de communication lorsque les différenciations sont encore plus précises. Cela engendre aussi des exigences strictes pour la qualité des données, la sécurité informatique et la protection des données. Par ailleurs, la différenciation des prix selon le temps rend le calcul des tarifs plus complexe.

Aujourd'hui, les différences en fonction du temps sont souvent plutôt adaptées aux grands consommateurs qui ont un comportement de consommation flexible. Leur acceptation pourrait toutefois fortement augmenter avec le lancement sur tout le territoire de compteurs intelligents.

6.7.2 Incitations relatives aux quantités et à la puissance

Comme pour les incitations en fonction du temps, les incitations liées aux quantités et à la puissance peuvent aussi contribuer à une utilisation plus efficace des sources d'énergie et au dimensionnement économique du réseau.

Malus de puissance

Si un client consomme plus que la puissance contractuellement convenue, il devra payer un prix de puissance (supérieur) pour la période de facturation correspondante. Cela doit inciter les clients à respecter la puissance

qu'ils ont souscrite. L'élément d'incitation doit être communiqué clairement au client pour qu'il puisse prendre l'abonnement dont il a besoin (surtout dans le cas de systèmes tarifaires avec une part importante pour le prix de puissance).

Pour qu'il y ait une incitation à respecter la puissance souscrite, il faut des dispositifs de mesure qui mesurent la puissance effective et puissent sans cesse la transmettre (module de communication).

Si des pics de puissance surviennent involontairement en cas de défaut ou de mauvaise manipulation, le malus peut ne pas être bien accepté.

Malus de consommation

Pour mieux sécuriser les coûts fixes, en particulier avec les systèmes tarifaires avec une part importante du prix de l'énergie (p. ex. pour se protéger contre une chute de la demande pendant les hivers chauds), il est possible de facturer un malus de consommation en cas de non-respect d'une consommation minimale fixée dans le contrat : si la quantité d'énergie minimale convenue contractuellement n'est pas consommée, elle est malgré tout facturée (en partie).

Un malus de consommation ne sera en particulier pas compris par les clients si les coûts de production de l'énergie sont majoritairement variables (p. ex. pas d'achat de gaz, pas de consommation de bois). Le plus souvent, il vaut donc mieux privilégier des prix de puissance ou de base respectant le principe de causalité au malus de consommation.

Décompte du volume consommé

En plus de la quantité d'énergie en kWh, on facture aussi la quantité d'eau (mètres cubes) qui passe dans les échangeurs de chaleur. Ceci incite à réduire le débit par kWh de chaleur, entraînant par la même un écart plus important entre les températures d'alimentation et de retour.

Il faut dans ce cas des compteurs qui peuvent aussi collecter et transmettre des débits.

Les inconvénients d'une facturation supplémentaire du volume consommé résident dans la complexité accrue (mélange entre tarif de l'énergie et du volume) ainsi qu'une traçabilité éventuellement insuffisante du point de vue du client : contrairement à la quantité de chaleur, le volume n'a pas de rapport direct avec la chaleur.

6.7.3 Segmentation des clients

Il est possible de définir des segments de clients pour différents profils de consommation. La segmentation ne doit pas être aléatoire ou uniquement fonction de l'utilisation, mais reposer sur des différences claires dans les caractéristiques de consommation, notamment concernant la courbe de charge, les simultanés, la flexibilité et la contribution aux charges de point.

Les caractéristiques de différenciation possibles sont notamment la distribution dans le temps de la consommation de chaleur ou de froid (en cours de journée ou de saison), la hauteur et la durée des charges de pointe ou encore la capacité de décalage existante des stockages ou de la charge. Ces critères peuvent permettre de constituer des segments de clients qui causent des effets systémiques sur les coûts.

Des structures tarifaires différenciées peuvent être appliquées à ces segments de clients, sous la forme de signaux de prix horaires, de parts de puissance ou de mécanismes avec bonus/malus par exemple. L'objectif est d'imputer les coûts selon le principe de causalité tout en créant des incitations en faveur de comportements utiles au réseau sans défavoriser certains groupes de clients sans justification. Il est également possible de recalibrer la complexité du système tarifaire ou d'incitation pour chaque segment de clients. Dans ce cas, il faut veiller à ce que la segmentation et la structure tarifaire soient claires pour le client, qu'elles ne soient pas trop complexes et puissent être communiquées.

L'interaction entre segmentation des clients et structure tarifaire est à respecter : plus les tarifs appliquent le principe de causalité, p. ex. via un système tarifaire à trois niveaux avec des prix de puissance différents en fonction de l'heure, moins une différenciation entre plusieurs segments de clients sera pertinente.

Tableau 11 Segments de clients (exemples)

Segment de clients	Caractéristique	Différenciation tarifaire
Immeubles avec production centralisée d'eau chaude (p. ex. consommation/puissance de Q_1 à Q_2 MWh/MW)	Simultanités élevées le matin (eau chaude), faible flexibilité Contribution aux pics de puissance en hiver	Système plutôt simple (combinant prix de l'énergie et prix de puissance) Part de puissance supérieure, incitation à l'utilisation de ballons d'eau chaude
Bâtiments publics, écoles, bureaux (p. ex. durée d'utilisation MWh/MW > X heures)	Charge journalière, utilisation réduite de nuit et le week-end Délestage des pics du matin, bonne répartition sur la journée	Combinaison entre prix de l'énergie, de puissance et de base Tarifs de jour plus avantageux, composante de puissance réduite
Clients industriels (industrie alimentaire, laveries, entreprises de production, p. ex. consommation > Q MWh/durée d'utilisation MWh/MW > X heures)	Besoin en chaleur homogène ou en fonction des horaires d'équipe, souvent aussi le week-end Charge de base élevée, simultanités faibles avec utilisation résidentielle	Combinaison entre prix de l'énergie, de puissance et de base Part du prix de l'énergie plus avantageuse, bonus en cas de consommation à des heures de faible charge
Consommateurs de froid avec profil contraire aux saisons (hôpitaux, centres de calcul, centres commerciaux, de plus en plus de bâtiments résidentiels et de bureaux à l'avenir, p. ex. part de consommation d'énergie en été > 40 %)	Besoin élevé en froid en été, en partie associé à la récupération de chaleur, amélioration de la charge annuelle	Tarifs saisonniers, couplage des tarifs de chaleur et de froid
...		

6.7.4 Échelonnement des prix

L'échelonnement des prix est une possibilité pour différencier les prix. Il est possible de définir plusieurs zones avec des prix différents : Pour 0 à Q_1 MWh, le prix A s'applique, pour Q_1 à Q_2 MWh, c'est le prix B qui s'applique, etc.

Tableau 12 Prix échelonnés (exemple)

Zone	Prix de l'énergie pour chaque MWh supplémentaire	Prix de base	MWh compris dans le prix de base
0 à Q_1 MWh	A CHF/MWh	X CHF	0
Q_1 à Q_2 MWh	B CHF/MWh	X CHF + Q_1 MWh \times A CHF/MWh	Q_1 MWh
Q_2 à Q_3 MWh	C CHF/MWh	X CHF + Q_1 MWh \times A CHF/MWh + Q_2 MWh \times B CHF/MWh	Q_2 MWh
...			

6.7.5 Différenciation des prix selon les qualités écologiques

S'il y a des qualités écologiques différentes pour certaines sources de chaleur, ce choix peut être répercuté sur le client.

Si l'électricité des pompes à chaleur qui injectent de la chaleur dans le réseau thermique existe par exemple avec plusieurs qualités écologiques, il est possible de donner le choix aux clients de payer plus pour profiter pour la valeur ajoutée écologique.

Une différenciation des prix pour les qualités écologiques doit toujours pouvoir être justifiée avec les coûts associés. Le caractère judicieux d'une telle différenciation dépend aussi de la manière dont l'ERT veut se positionner sur le marché.

Listes de vérification

Liste de contrôle Business plan, calcul de rentabilité et contrôle

- Établir un business plan : élaborer un business plan pour les nouveaux réseaux, les grands agrandissements ou des investissements importants.
- Faire des suppositions réalistes : faire une évaluation prudente et compréhensible du taux de raccordement, des quantités vendues, de l'investissement, des coûts d'exploitation, des prix de l'énergie et des subventions.
- Vérifier la rentabilité : vérifier si le réseau ou l'investissement est viable sur la période concernée.
- Illustrer le financement : représenter le capital nécessaire, le capital propre et étranger, les subventions et la trésorerie.
- Calculer les sensibilités : vérifier les principaux risques, en particulier le taux de raccordement, les coûts de la construction, les prix de l'énergie, l'évolution des ventes et le taux d'intérêts.
- Procéder au contrôle : comparer régulièrement la planification avec les valeurs réelles et actualiser le cas échéant.
- Gérer la prospection de marché et la densification de raccordement : contrôler systématiquement l'acquisition de clients, le taux de raccordement et les possibilités de densification et en tenir compte dans le business plan, le calcul de rentabilité et la planification du développement.
- Contrôler la rentabilité pour les raccordements au réseau : avant de nouveaux raccordements au réseau importants ou spéciaux, évaluer leur rentabilité et leur contribution à la rentabilité globale.
- Documenter : consigner les hypothèses, les variantes, les décisions et les ajustements.

Liste de contrôle Limites du système

- Documentation des installations et activités qui appartiennent au réseau thermique
- Définition de la limite par rapport aux installations des clients
- Documentation des prestations fournies en interne et de celles fournies par des tiers
- Documentation de la répartition des coûts communs avec d'autres secteurs d'activité et de la prise en compte des contributions de raccordement, des subventions et des autres contributions de tiers

Liste de contrôle Comptabilité analytique

- Saisir les coûts et les recettes séparément : gérer un centre de coûts, une division ou une évaluation dédiés au réseau thermique.
- Saisir les principaux types de coûts : saisir l'achat d'énergie, l'exploitation, l'entretien, les coûts du capital, l'administration et la distribution.
- Documenter les investissements : gérer une liste de placement avec valeur d'achat, date de mise en service, durée d'utilisation et valeur résiduelle.
- Saisir les contributions de tiers : documenter les contributions de raccordement, les subventions et les autres contributions.
- Affecter les coûts de manière logique : affecter les coûts directs directement, répartir les coûts communs avec des clés simples et plausibles sur les segments de clients ou les éléments tarifaires
- Comparer les coûts et les recettes : contrôler au moins une fois par an si les coûts, les recettes et les hypothèses sont encore corrects.

Liste de contrôle Calcul des tarifs

- Définir le modèle de base : utiliser un modèle tarifaire à deux ou trois niveaux avec le prix de l'énergie, ainsi que le prix de base et/ou le prix de la puissance
- Coûts de raccordement : consigner les contributions de raccordement séparément et les justifier de manière factuelle.

- Coûts variables : illustrer les coûts dépendant d'une quantité, en particulier l'achat d'énergie et les combustibles, par le biais du prix de l'énergie.
- Coûts fixes et dépendants d'une capacité : tenir compte des coûts fixes et des coûts liés au réseau par le biais du prix de base et/ou du prix de puissance.
- Garantir la compréhensibilité : simplifier la structure tarifaire de manière à pouvoir l'expliquer aux clients.
- Contrôler la compétitivité : comparer les tarifs aux solutions de chauffage ou de réfrigération alternatives disponibles en se plaçant du point de vue du client.
- Logique d'adaptation : régler et documenter clairement l'indexage ou le contrôle régulier des tarifs.
- Exigences techniques : définir les conditions techniques de raccordement, en particulier les prescriptions sur la température de retour.
- Contrôler les incitations : n'utiliser des éléments de bonus/malus supplémentaires que s'ils sont mesurables, compréhensibles et n'impliquent pas de charge administrative importante
- Documenter : documenter la base de coûts, les quantités et puissances supposées, la logique tarifaire et les mécanismes d'ajustement.

Glossaire

A

- **Achat d'énergie/acquisition d'énergie** : acquisition d'énergie primaire ou de chaleur/froid consommé. En font par exemple partie : le bois, l'électricité, rejets thermiques ou la chaleur achetée.
- **Amortissement dégressif** : méthode d'amortissement avec un amortissement supérieur au début et inférieur ensuite. Cette méthode peut être judicieuse si l'utilité économique d'une installation est particulièrement élevée au début ou s'il y a des risques de dévalorisation anticipée.
- **Amortissement linéaire** : Méthode d'amortissement dans laquelle les coûts d'acquisition et de fabrication sont répartis de manière uniforme sur la durée d'utilisation. Pour les réseaux thermiques, elle est généralement appropriée parce que les lignes, installations de production et autres infrastructures sont utilisées sur le long terme et souvent en continu.
- **Anergie** : énergie thermique à un bas niveau de température, qui est en particulier utilisée dans les réseaux basse température et d'anergie. En fonction du système, l'anergie peut être utilisée pour les applications de chauffage, mais aussi de réfrigération.

C

- **Calcul prévisionnel** : détermination prévisionnelle des coûts, quantités et recettes attendus comme base pour le calcul des tarifs.
- **Calcul rétrospectif** : comparaison rétrospective des coûts et recettes réels à la fin d'une période.
- **Centre de coûts** : endroit où les coûts apparaissent (p. ex. mise à disposition, distribution, mesures).
- **Clé de répartition** : règles de ventilation des coûts généraux (justification factuelle, documentation, application permanente).
- **Comptabilité des flux de valeurs** : « chemin » compréhensible des coûts du centre de coûts aux unités d'imputation comme base pour les tarifs.
- **Comptabilité des immobilisations** : registre des investissements nécessaires au fonctionnement avec indications sur la valeur d'acquisition, la date de mise en service, la durée d'utilisation, les amortissements, les valeurs résiduelles et les contributions de tiers.
- **Comptabilité d'exploitation** : facturation interne pour la saisie et l'affectation conformes des coûts et des recettes du réseau thermique. Elle constitue la base pour la comptabilité analytique, le calcul de rentabilité et la tarification.
- **Comptabilité par centre de coûts** : partie de la comptabilité analytique qui montre où dans l'entreprise ou le réseau thermique les coûts sont générés.
- **Comptabilité par secteur d'activité** : Gestion séparée des coûts/recettes du réseau thermique pour d'autres secteurs d'activité.
- **Comptabilité par unité d'imputation** : partie de la comptabilité analytique qui montre les prestations, groupes de clients ou produits qui génèrent des coûts.
- **Contribution à fonds perdu** : investissement non restituable. Il est généralement passivé dans le cadre de la comptabilité analytique et dissous en déduction des coûts sur la durée d'amortissement de l'installation subventionnée.
- **Contribution de raccordement** : contribution payée une fois par le client aux coûts du raccordement ou aux coûts de réseau en amont. Les contributions de raccordement peuvent être facturées au forfait ou selon les coûts réels.
- **Convention d'objectifs de CO₂** : convention servant à augmenter l'efficacité énergétique et à réduire les émissions de CO₂. Elle peut avoir un impact sur l'admissibilité de certaines subventions.
- **Coûts calculés** : coûts pris en compte dans la comptabilité d'exploitation, mais qui n'apparaissent pas obligatoirement sous la même forme dans la comptabilité financière. Les amortissements calculés et les intérêts calculés en font notamment partie.
- **Coûts généraux** : coûts que l'on ne peut pas imputer directement ; ventilation à l'aide d'une clé adaptée.
- **Coûts/quantités planifiés** : valeurs de base prospectives pour le calcul préliminaire.

D

- **Déficit de couverture / excédent de couverture** : différence entre coûts et recettes générées. Les déficits et excédents de couverture peuvent être documentés et gérés via des périodes tarifaires ultérieures.
- **Différence de couverture** : excédent ou déficit de couverture obtenu avec la différence entre les coûts et les recettes générées.
- **Différenciation de prix** : conception différenciée de prix ou éléments tarifaires selon des critères objectifs comme la puissance, le profil de consommation, le segment de clients, le moment de consommation ou encore la qualité écologique.
- **Distribution d'énergie** : niveau de création de valeur qui comprend la construction, l'exploitation et l'entretien de l'infrastructure réseau, la distribution de la chaleur ou du froid, les systèmes de mesure et de régulation, la facturation, la vente et la gestion de la clientèle.
- **Droit de concession** : rétribution pour l'utilisation du domaine public (conduites/installations).

E

- **Énergie primaire** : forme d'énergie utilisée avant la transformation en chaleur ou en froid, p. ex. bois, gaz, électricité, chaleur ambiante ou rejets thermiques.

F

- **Fonds de roulement net (FRN)** : fonds de roulement nécessaire à l'exploitation, en particulier réserves et créances, moins les passifs à court terme. Il peut être pris en compte pour déterminer les intérêts calculés.
- **Fourniture d'énergie** : niveau de création de valeur qui comprend l'acquisition d'énergie, la transformation d'énergie, la production de chaleur ou de froid ainsi que les systèmes redondants et de sauvegarde.
- **Frais fixes** : coûts indépendants de la consommation, doivent être représentés avec le prix de base/de la puissance en suivant le principe de causalité.

I

- **Indexation** : adaptation de tarifs ou éléments tarifaires sur la base d'un ou plusieurs indices de prix.
- **Installation pour pics de charge** : installation servant à couvrir les grands besoins de puissance, utilisée uniquement brièvement ou en cas de demande particulièrement élevée. Dans les réseaux thermiques, les installations pour pics de charge servent souvent à sécuriser l'approvisionnement et à couvrir les pics de charge, par exemple quand il fait très froid.
- **Intérêts calculés** : rémunération du capital nécessaire à l'exploitation avec WACC.

L

- **Limite du système** : limite entre le réseau thermique et les autres secteurs d'activité, activités en amont ou installations des clients.

P

- **Pouvoir sur le marché** : situation dans laquelle une entreprise peut structurer ses prix ou ses conditions commerciales de manière indépendante de la concurrence dans l'étendue pertinente par rapport aux clients. Dans le cas des réseaux thermiques, il peut y avoir un pouvoir sur le marché si les clients n'ont pas d'alternatives raisonnables à disposition.
- **Principe de causalité** : affectation des coûts/tarifs en fonction du responsable des coûts.
- **Principe net/principe brut (contributions)** : gestion des montants investis dans la comptabilité des immobilisations (brut = passiver/dissoudre, net = réduire la valeur investie).
- **Prix de base (fixe)** : élément tarifaire indépendant de la consommation généralement facturé pour chaque raccordement, compteur ou période de facturation.
- **Prix de la puissance (prix de base en fonction de la puissance)** : composante de prix qui dépend de la puissance abonnée, installée ou mesurée, généralement en CHF/kW par an.
- **Prix de l'énergie** : composante de prix dépendante de la consommation, qui est généralement facturée par quantité d'énergie livrée, p. ex. en CHF/MWh ou ct/kWh.
- **Production d'énergie** : transformation, fourniture ou utilisabilité de l'énergie, en particulier pour la production de chaleur ou de froid. Physiquement, l'énergie n'est pas produite, mais transformée.
- **Puissance mise en réserve** : capacité de puissance fournie, mise en réserve pour sécuriser l'approvisionnement ou couvrir des pics de charge, indépendamment du fait qu'elle soit réellement utilisée ou non. Les

coûts de la puissance mise en réserve ne dépendent généralement pas de la quantité d'énergie livrée et peuvent être pris en compte dans les prix de la puissance ou de base.

S

- **Segmentation des clients** : répartition des clients en groupes avec des profils de consommation, des besoins de puissance ou des effets systématiques sur les coûts similaires. Elle peut servir de base à des structures tarifaires différenciées.
- **Subventionnement croisé** : cofinancement (indésirable) entre plusieurs activités, il faut les éviter par des limites du système/une comptabilité par secteur d'activité/une clé de répartition.

T

- **Tarif** : logique tarifaire structurée pour la facturation de la chaleur ou du froid fourni, par exemple composée du prix de l'énergie, de la puissance, de base et de mesure.

U

- **Unité d'imputation** : objet/prestation auquel ou à laquelle des coûts sont imputés (p. ex. MWh, kW, raccordement/compteur).

Liste des abréviations

C

- **CTR** : conditions techniques de raccordement (prescriptions techniques au niveau de l'interface avec le consommateur final).

E

- **ERT** : exploitant d'un réseau thermique. Dans le guide, ce terme désigne l'entreprise ou l'organisation responsable de la planification, de l'exploitation, de la comptabilité analytique, de la tarification et des relations avec la clientèle d'un réseau thermique.

L

- **LAT** : loi sur l'aménagement du territoire. Influence indirectement les réseaux thermiques en fixant des prescriptions sur le développement des zones bâties vers l'intérieur, le dimensionnement des zones constructibles et la planification directrice cantonale. La mise en œuvre concrète pour les zones de desserte ou les prescriptions énergétiques a principalement lieu sur le plan communal (p. ex. planification directrice pour l'énergie, affectation des zones et des constructions).
- **LCart** : loi sur les cartels (s'applique en cas de dominance/pouvoir sur le marché).
- **LCI** : Loi sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et sur le renforcement de la sécurité énergétique.
- **LEaux** : loi sur la protection des eaux (s'applique p. ex. si les sources sont des eaux souterraines/lacs/eaux usées).
- **LPE** : loi sur la protection de l'environnement (influence sur les conditions cadres/exigences).
- **LSPr** : loi concernant la surveillance des prix (s'applique en cas de pouvoir sur le marché, possibilités d'intervention/obligations de procédure).

O

- **OFEV** : Office fédéral de l'environnement
- **OFEN** : Office fédéral de l'énergie

W

- **WACC** (*Weighted Average Cost of Capital*) : taux de coût du capital pondéré composé des coûts du capital propre et étranger. Il sert à déterminer les intérêts calculés du capital nécessaire à l'exploitation.

Bibliographie

- Groupe de travail QM réseaux thermiques, 2025. Guide de planification des réseaux thermiques, version 2.0. sur mandat de SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN, Ittigen.
- Office fédéral de l'énergie (OFEN), 2025. Explications relatives au 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 2026. Berne.
- econcept AG, Ramboll Schweiz AG, 2025. Guide pour les communes : organisation et financement des réseaux thermiques. Sur mandat de SuisseEnergie, de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Zurich.
- EnergieSuisse, 2026. Communication sur les réseaux thermiques – Recommandations pour les communes. Ittigen.
- IFBC AG, 2022. Kapitalkostensätze bei den Fördersystemen für die Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien (en allemand uniquement). Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne.
- LCart, 2023. RS 251 - Loi fédérale du 6 octobre 1995 sur les cartels et autres restrictions à la concurrence (loi sur les cartels, LCart).
- CI, 2022. BBl 2022 2403 - Loi fédérale sur les objectifs en matière de protection du climat, sur l'innovation et le renforcement de la sécurité énergétique (LCI).
- Monopolkommission, 2024. Expertise principale XXV: Wettbewerb 2024 (chapitre V) (en allemand uniquement). Berlin/Bonn.
- Surveillance des prix, 2024. Nouveaux tarifs des réseaux thermiques structurants (RTS) à Genève.
- Surveillance des prix, 2023. Geplante Erhöhung der Leistungskomponente der Fernwärmearifre von Energie Wasser Bern (ewb) per 1. Januar 2024; recommandation du surveillant des prix (en allemand).
- LSPr, 2013. RS 942.20 - Loi fédérale concernant la surveillance des prix du 20 décembre 1985 (LSPr).
- Section Industrie et services, OFEN, 2024. Conventions d'objectifs conclues avec la Confédération et visant l'amélioration de l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO₂.
- Association Suisse de l'Industrie Gazière (ASIG), 2021. Document de base NEMO Standard de la branche régissant le calcul de la rétribution pour l'utilisation des réseaux de gaz locaux.
- Association des entreprises électriques suisses (AES), 2025a. Schéma de calcul des coûts pour les gestionnaires de réseau de distribution CH Systématique de la branche pour la détermination des coûts dans le contexte de l'utilisation du réseau (Recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité). Aarau.
- Association des entreprises électriques suisses (AES), 2025b. Schéma de calcul pour les coûts d'approvisionnement dès 2026 Systématique de la branche pour la détermination des coûts de fourniture d'énergie aux consommateurs finaux avec approvisionnement de base (recommandation de la branche pour le marché suisse de l'électricité). Aarau.

Documents de référence complémentaires

- Dr. Eicher + Pauli AG, 2014. Weissbuch Fernwärme Schweiz – VFS-Strategie: Langfristperspektiven für erneuerbare und energieeffiziente Nah- und Fernwärme in der Schweiz. Rapport final phase 2 : Analyse GIS et étude de potentiels. 3. Version du 12 mars 2014, sur mandat de l'Association suisse du chauffage à distance (ASCAD), cofinancée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN). Berne.
- Département fédéral de l'économie, de la formation et de la recherche (DEFR), 2024. Rapport à l'intention de la CER-E, révision partielle de la loi sur les cartels : Principe de fonction d'aspects choisis de la Lcart et prise de position concernant différentes demandes.
- Faktor Architektur Technik Energie, 2023. Faktor thermische Netze. Livret thématique n° 60 Faktor Verlag AG, Zurich.
- Hurni, Andreas, 2025. Définition, sens et bases des réseaux techniques. Présentation dans le cadre de l'échange d'expériences pour communes « Réseaux thermiques et manque d'argent », fondation PUSCH et Réseaux Thermiques Suisse (RETS), 6 mars 2025, Zurich.
- QM Holzheizwerke, 2025. Outil Excel business plan / calcul de rentabilité pour réseaux thermiques. <https://www.qmholzheizwerke.ch/downloads.html> (accès le 18.02.2026)
- VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V., o. J. série de directives 2067 : Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung. Düsseldorf.
- Association suisse du chauffage à distance (ASCAD), 2022. Guide chauffage/réfrigération à distance : rapport final. Version 1.3 du 10 mars 2022, cofinancée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Berne.