

Rapport final, 3 juillet 2017

Programme réseaux thermiques

Économie et fondements de la rentabilité

Auteurs

Nicole Calame, CSD Ingénieurs SA

Philippe Favarger, Conseil immobilier

Fabrice Rognon, CSD Ingénieurs SA

La présente étude a été élaborée sur mandat de SuisseEnergie.

La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.

Adresse

SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale : 3003 Berne

Infoline 0848 444 444, www.suisseenergie.ch/conseil

energieschweiz@bfe.admin.ch, www.suisseenergie.ch

Contenu

1	Introduction	9
2	Analyse économique selon la littérature	9
2.1	La méthode	10
2.2	Normes et directives	13
2.2.1	La norme SIA 480	13
2.2.2	La norme SIA 384.110	13
2.2.3	La norme VDI 2067	14
2.2.4	Planungshandbuch Fernwärme	14
2.2.5	Analyse und optimierung von Fernwärmennetzen	15
2.2.6	Umsetzung Optimierungsmaßnahmen Fernwärme	15
2.2.7	Synthèse	15
2.3	L'outil opérationnel	17
2.4	Valeurs de référence	17
2.4.1	Coûts des immobilisations / du capital	18
2.4.2	Coûts de réalisation	18
2.4.3	Coûts des pertes de chaleur	19
2.4.4	Coût des pertes de charges	19
2.4.5	Durée de vie	20
2.4.6	Coûts de l'énergie	21
2.4.7	Coûts d'exploitation et de maintenance	21
2.4.8	2.4.8 Analyses de sensibilité	22
2.4.9	Influence du coût de production de la chaleur	28
2.4.10	Synthèse	34
2.5	Indicateurs	34
2.5.1	Coûts de distribution	34
2.5.2	Densité thermique	36
2.6	Phases d'un projet de thermoréseau	37
3	Analyse économique dans la pratique	38

3.1	Modèle de calcul	38
3.1.1	Structure de financement	40
3.1.2	Valeur résiduelle	40
3.1.3	Externalités	41
3.2	Outil opérationnel	42
3.3	Valeurs de référence	42
3.3.1	Prix de l'énergie	42
3.3.2	Coût de la technique	42
3.3.3	Coût des fonds propres	43
3.3.4	Coût des fonds étrangers	43
3.3.5	Coûts d'exploitation, gestion, entretien et maintenance	43
3.3.6	Prix de la concession	43
3.3.7	Durée d'amortissement	44
3.3.8	Tarification de la chaleur	44
3.3.9	Subventions	44
3.3.10	Investisseurs	44
3.3.11	Synthèse	45
3.4	Indicateurs	45
3.5	Définition des phases d'un projet	46
3.6	Besoins identifiés	47
4	Conclusion et recommandations	47
1	Introduction	51
1.1	Informations contextuelles	51
2	Phases d'un projet	52
3	Indicateurs financiers	52
3.1	Modèle de calcul	52
3.2	Valeurs de référence	54
4	Autres indicateurs	57
4.1	Degré d'importance des indicateurs	57

5	Démarche d'évaluation de la faisabilité économique	58
6	Besoins	58
1	Introduction	59
1.1	Informations contextuelles	59
2	Phases d'un projet	60
3	Indicateurs financiers	61
3.1	Modèle de calcul	61
3.2	Valeurs de référence.....	63
4	Autres indicateurs.....	66
4.1	Degré d'importance des indicateurs	66
5	Démarche d'évaluation de la faisabilité économique	67
6	Besoins	67
	Références	49
	ANNEXES	51

Liste des abréviations

CAPEX Capital expenditure (dépenses d'investissement)

CHP Combined heat and power (cogénération)

DCF Discounted Cash Flows (flux de liquidités actualisés)

DN Diamètre nominal

NPV Net present value (= VAN)

TRI Taux de rendement interne

RHI Renewable heat incentive (incitation à la chaleur renouvelable)

VAN Valeur actuelle nette

WACC Weighted average cost of capital (coût moyen pondéré du capital CMPC)

Résumé

L'objectif est multiple: établir la liste des indicateurs pertinents, esquisser une vue d'ensemble des méthodes employées dans les études de faisabilité économique en vue de la réalisation de réseaux thermiques, connaître les différentes sources de données pour les valeurs de référence utilisées dans ces études, et évaluer les besoins des entreprises dans ces différents domaines.

L'analyse bibliographique montre qu'il n'y a pas d'outil financier prévu spécialement pour les réseaux. Les entrevues démontrent que les acteurs utilisent leurs propres outils, adaptés à leurs besoins et expériences. Tous les modèles sont dynamiques et s'inspirent des méthodes de base de la finance.

La clé de la prise de décision réside dans l'évaluation du risque. À cette fin, deux calculs sont effectués en itération : les coûts et les recettes prévisionnels déterminent une rentabilité. Et/ou les coûts et un taux de rentabilité fixé déterminent le prix de vente de la chaleur. Il n'y a pas de valeurs de référence ou de seuil absolues. Chacun fixe la rentabilité visée et/ou le prix maximal de vente de la chaleur selon chaque projet.

Pour le futur, l'étude révèle les besoins suivants :

- a) formation continue des acteurs en matière de finances, d'économie et d'appréciation du risque ;
- b) mise à disposition d'informations pour les calculs de rentabilité économique ;
- c) la stabilité des conditions-cadres, plus particulièrement des aides financières (subventions, loi sur le CO₂) et des exigences légales (Mopec) constitue un facteur crucial pour des investissements sur de longues durées ;
- d) réduction du risque de financement ou de pré-financement. Les réseaux sont des infrastructures qui doivent se déployer – et donc mobiliser du capital – avant de générer des rentrées d'argent.

Zusammenfassung

Das Ziel ist vielfältig: Erstellen einer Liste der relevanten Indikatoren, Schaffen eines Überblicks über die Methoden, die in Wirtschaftlichkeitsstudien für thermische Netze verwendet werden, Kenntnisse der verschiedenen Datenquellen, die in dieser Studie als Referenzwerte verwendet wurden und Bewertung der Bedürfnisse der Unternehmen in diesen verschiedenen Bereichen.

Die Literaturrecherche zeigt, dass es kein spezifisches Wirtschaftlichkeitstool für thermische Netze gibt. Die Interviews zeigen, dass die Akteure ihre eigenen Werkzeuge einsetzen, die an ihre Bedürfnisse und Erfahrungen angepasst sind. Alle Modelle sind dynamisch und inspirieren sich von den grundlegenden Finanzierungsmethoden.

Der Schlüssel zur Entscheidungsfindung ist die Risikobewertung. Zu diesem Zweck werden zwei Berechnungen iterativ durchgeführt: Die geschätzten Kosten und Erlöse bestimmen eine Rentabilität, und/oder die Kosten und eine feste Rendite bestimmen den Verkaufspreis der Wärme. Es gibt keine absoluten Referenzwerte oder Schwellenwerte. Jeder legt für jedes Projekt die angestrebte Rentabilität und/oder den maximalen Verkaufspreis für Wärme fest.

Für die Zukunft zeigt die Studie folgende Bedürfnisse auf:

- a) Kontinuierliche Weiterbildung der Akteure im Bereich der Finanz-, Wirtschafts- und Risikobewertung;
- b) Bereitstellung von Informationen für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit;
- c) Die Stabilität der Rahmenbedingungen, insbesondere der Finanzhilfen (Subventionen, CO₂-Gesetz) und der rechtlichen Anforderungen (MuKEN), ist ein entscheidender Faktor für langfristige Investitionen;
- d) Verringerung des Finanzierungs- oder Vorfinanzierungsrisikos. Netzwerke sind Infrastrukturen, die eingesetzt werden müssen - und damit Kapital mobilisieren -, bevor sie Einnahmen generieren.

1 Introduction

Dans le cadre du programme réseaux thermiques, l'OFEN a pour objectif de fédérer les acteurs et de stimuler le marché des réseaux thermiques. La présente étude se concentre sur les aspects économiques et la rentabilité des réseaux thermiques. Elle s'articule en deux volets. Le premier est théorique (sections 1 et 2) et le second, pratique (section 3). L'attention est portée plus particulièrement sur les modèles économiques utilisés et sur l'évaluation de la rentabilité et du risque encouru par les entreprises qui réalisent et exploitent de tels réseaux.

Le champ d'investigation comprend l'ensemble du réseau thermique à savoir le captage et la valorisation de l'énergie à la source respectivement la production d'énergie thermique, la distribution par le réseau jusqu'aux preneurs d'énergie y compris la sous-station de remise de chaleur au preneur.

L'objectif est multiple : établir la liste des indicateurs pertinents, esquisser une vue d'ensemble des méthodes employées dans les études de faisabilité économique en vue de la réalisation de réseaux thermiques, connaître les différentes sources de données pour les valeurs de référence utilisées dans ces études, et évaluer les besoins des entreprises dans ces différents domaines.

Les auteurs tiennent à remercier toutes les personnes consultées pour leur disponibilité et leur précieuse collaboration. Toutes les données recueillies sont documentées dans les annexes de manière parfaitement anonyme. Les auteurs appliqueront strictement leur devoir de réserve par rapport aux données, aux entreprises et aux personnes.

2 Analyse économique selon la littérature

La littérature relative à la performance énergétique des systèmes de production et de distribution de chaleur / froid est abondante. Celle relative à leur performance économique l'est beaucoup moins.

L'analyse économique d'un investissement dans un réseau thermique n'est pas fondamentalement différente de l'analyse économique de tout autre type d'investissement. La méthode *DCF* (*discounted cash flows*, flux de liquidités actualisés) est la méthode reconnue pour une telle analyse. Elle se décline sous différentes formes (section 2.1). Au niveau européen, elle est préconisée dans une directive du Parlement européen et du Conseil relative à l'efficacité énergétique (Journal officiel de l'Union européenne, 14.11.2012).

Pour appliquer cette méthode aux réseaux thermiques, il faut disposer d'un outil opérationnel (de calcul, section 2.2) et de valeurs de références pour différentes variables (section 2.3).

2.1 La méthode

La méthode *DCF* se résume en une formule :

$$V_0 = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - D_t}{\prod_{t=1}^T (1 + r_t)} \quad [1]$$

où V_0 = Valeur actuelle des *cash flows* espérés

R_t = Recette à l'année t (y compris valeur résiduelle à l'année T)

D_t = Dépense à l'année t

r_t = taux de rendement demandé pour l'année t

T = horizon-temps du calcul

π = opérateur produit

Cette équation à une inconnue peut être utilisée de différentes façons. Sous la forme ci-dessus, elle permet d'estimer, en fonction des recettes et des dépenses prévisibles, le montant de l'investissement initial permettant d'obtenir les taux de rendement demandés par l'investisseur (qui servent de taux d'actualisation). C'est le **valeur actuelle de l'investissement**.

Habituellement, le rendement demandé est supposé constant et la formule peut alors être simplifiée :

$$V_0 = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - D_t}{(1 + r)^t} \quad [2]$$

où r = taux de rendement demandé

Si le montant de l'investissement initial est connu (par exemple une estimation du coût des installations de production et de transport d'énergie thermique), on peut utiliser la formule d'une autre façon, en changeant l'inconnue de l'équation.

On peut estimer le taux de rendement que l'investissement devrait procurer, en fonction de l'investissement initial et des recettes et dépenses annuelles prévisibles. C'est le **taux de rendement interne** (TRI).

$$I_0 = \sum_{t=1}^T \frac{R_t - D_t}{(1 + \text{TRI})^t} \quad [3]$$

où I_0 = investissement initial

TRI = taux de rendement interne

On peut également estimer les recettes nécessaires pour obtenir le rendement demandé, en fonction de l'investissement initial et des dépenses prévisibles. Dans le domaine des réseaux thermiques, l'inconnue de l'équation peut être le **prix de vente de la chaleur ou du froid**, en fonction du volume prévisible des ventes :

$$I_0 = \sum_{t=1}^T \frac{p Q_t - D_t}{(1 + TRI)^t} \quad [4]$$

où p = prix de l'énergie vendue

Q_t = quantité d'énergie vendue à l'année t

Si toutes les variables sont connues ou prévues, la somme des flux futurs actualisés (partie droite de l'équation) sera certainement différente de l'investissement initial. On peut alors calculer un autre indicateur de rentabilité, la **valeur actuelle nette** (VAN) :

$$VAN = \sum_{t=1}^T \left(\frac{R_t - D_t}{(1 + r)^t} \right) - I_0 \quad [5]$$

Si la valeur actuelle nette est inférieure à 0, cela signifie que les flux futurs ne permettent pas d'atteindre le taux de rendement demandé. Si elle est supérieure à 0, elle constitue un revenu (actualisé) supplémentaire par rapport au minimum requis pour atteindre le taux de rendement demandé. La valeur actuelle nette n'est pas en soi un indicateur clair de rentabilité, mais il permet de comparer différents investissements, par exemple différentes variantes pour un réseau thermique (moyennant ajustement si l'investissement initial n'est pas le même).

Un autre indicateur parfois employé est le **délai de récupération** (de remboursement), ou temps de retour (*payback period*), soit le temps nécessaire pour récupérer l'investissement initial. Si on ne tient pas compte du rendement demandé, le délai de récupération est donné par :

$$\sum_{t=1}^{T_R} (R_t - D_t) - I_0 = 0 \quad [6]$$

où T_R = délai de récupération

Si on tient compte du rendement demandé, le délai de récupération est donné par :

$$\sum_{t=1}^{T_R} \left(\frac{R_t - D_t}{(1+r)^t} \right) - I_0 = 0 \quad [7]$$

Dans certains cas, il n'y a pas de recettes (si l'investisseur et l'utilisateur sont la même personne). On ne peut donc pas calculer de rendement. En revanche, on peut calculer un coût, soit un coût global, soit un coût annuel (annuité).

Le **coût global** (G_0) correspond à la VAN lorsqu'il n'y a pas de recettes. Il est donné par :

$$G_0 = I_0 + \sum_{t=1}^T \left(\frac{D_t}{(1+r)^t} \right) - \frac{V_T}{(1+r)^T} \quad [8]$$

où V_T = Valeur résiduelle à l'année T

Souvent, ce coût global est transformé en **coût annuel**, qualifié habituellement d'annuité. Celle-ci est un coût annuel moyen. C'est le montant (constant) qu'il faudrait payer chaque année pour couvrir l'ensemble des dépenses sous déduction de la valeur résiduelle (c'est donc la recette annuelle nécessaire pour couvrir les coûts).

L'annuité (A) est donnée par :

$$\sum_{t=1}^T \frac{A}{(1+r)^t} = I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{D_t}{(1+r)^t} - \frac{V_T}{(1+r)^T} \quad [9]$$

Toutes les formules peuvent être utilisées en francs courants ou en francs constants. Si les flux sont en francs courants, le taux de rendement (coût du capital) doit être un taux nominal. Si les flux sont en francs constants, le taux de rendement doit être un taux réel.

Si r est un taux nominal, le taux réel r^* est donné par :

$$r^* = \frac{r - f}{1 + f} \quad [10]$$

où f = taux d'inflation

2.2 Normes et directives

Il n'existe pas de normes spécifiques pour l'analyse économique des réseaux thermiques. Mais dans le domaine de l'immobilier, de la construction et de l'énergie, il existe différentes normes qui formalisent et précisent le modèle financier d'analyse d'un investissement.

En Suisse, la norme SIA 480 traite du calcul de rentabilité pour les investissements dans le bâtiment (Hochbau), y compris les équipements de production et de distribution d'énergie thermique (section 2.2.1). La norme SIA 384.110 (qui est une reprise de la norme européenne EN 15459) traite plus spécifiquement de la performance énergétique des bâtiments (section 2.2.2).

En Allemagne, il existe une norme spécifique aux installations techniques dans les bâtiments (VDI 2067, section 2.2.3), qui concerne la chaleur, le froid, l'électricité et l'eau.

En Suisse, on peut encore citer le projet de *Planungshandbuch Fernwärme* de (Thalmann S. et al. 2017), qui s'adresse aux bureaux d'étude / planificateurs (section 2.2.4).

En France, la méthode *DCF* est mentionnée comme référence dans le cadre des demandes de subvention pour un réseau de chaleur (ADEME, 2016, § 6.7.9). Les bureaux d'étude emploient notamment des méthodes en coût global (par ex. AMORCE, mai 2011, fiche de cas no 2).

2.2.1 La norme SIA 480

Norme suisse SN 506-480 / Calcul de rentabilité pour les investissements dans le bâtiment

La norme présente divers indicateurs de rentabilité : **VAN**, **TRI**, **délai de récupération**, **revenu annuel net** (qui est l'annuité de la VAN) et **coût par unité produite** (qui correspond au prix de vente nécessaire pour obtenir le taux de rendement demandé). La norme recense en détail les recettes et les dépenses et est accompagnée d'un outil mathématique de calcul de rentabilité (voir ci-après). Le modèle est en francs constants.

Cette norme peut parfaitement être utilisée pour le calcul de rentabilité d'un investissement dans un réseau thermique, moyennant quelques ajustements ou compléments (sur les durées de vie des réseaux et sur la tarification des ventes de chaleur ou de froid par exemple). Son seul défaut (qui apparaît lorsque les taux d'intérêt sont particulièrement élevés ou bas) est de considérer un taux de rendement demandé constant. Mais cela peut facilement être corrigé.

2.2.2 La norme SIA 384.110

Norme européenne EN 15459 / Performance énergétique des bâtiments - Procédure d'évaluation économique des systèmes énergétiques des bâtiments

La norme SIA est une reprise de la norme européenne. Celle-ci ne traite (explicitement) que des coûts. Elle propose deux indicateurs, le **coût global** et le **coût annuel** (annuité). Le coût global

correspond à la valeur actuelle des dépenses, y compris l'investissement initial. Le coût annuel est l'annuité du coût global. Le modèle est en francs constants.

La norme suggère non seulement d'appliquer un taux de rendement constant (comme la SIA 480), mais en plus d'appliquer des taux de croissance constants pour les recettes et les dépenses annuelles. Ceci empêche par exemple de considérer une croissance autre que nulle ou exponentielle des prix de l'énergie.

La norme peut être utilisée pour le calcul de rentabilité d'un réseau thermique. Il suffit d'ajouter les recettes pour pouvoir calculer un taux de rendement interne par exemple. Comme dans la norme SIA 480, le taux de rendement est constant ; mais on peut facilement le supposer variable au besoin.

2.2.3 La norme VDI 2067

Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung

La norme allemande évoque de façon générale la valeur actuelle nette, le taux de rendement interne et le coût annuel comme indicateurs économiques pour un investissement. Mais dans le domaine des installations techniques (chauffage, ventilation, eau chaude sanitaire), elle préconise la méthode par annuité, en considérant le **coût annuel** comme une recette. Le modèle est en francs courants.

Comme la norme européenne, la norme allemande suppose que les divers éléments de coût ont des taux de variation (réels) constants.

2.2.4 Planungshandbuch Fernwärme

(Thalmann S. et al. 2017)

L'objectif du modèle est de déterminer le coût de mise à disposition d'une unité de chaleur (cts / kWh). Le manuel mentionne trois méthodes : la valeur actuelle nette, l'annuité et le taux de rendement interne.

En se référant à la norme VDI 2067, le manuel préconise la méthode par annuité, tout en reconnaissant qu'elle n'est en général pas suffisante pour apprécier la rentabilité d'un projet (renvoi au programme RAVEL).

Le manuel propose une simplification du modèle VDI 2067 pour le calcul du coût, en supposant qu'il n'y a qu'un investissement initial et que la période de calcul correspond à l'espérance de vie de l'investissement.

Le **coût de mise à disposition d'une unité de chaleur** est le rapport entre l'annuité du coût et la quantité de chaleur fournie.

Le manuel propose un modèle un peu plus détaillé pour un investissement dans la seule distribution de chaleur (sans production).

2.2.5 Analyse und Optimierung von Fernwärmennetzen

(Thalmann S. et al., 2013)

Le rapport présente un outil d'évaluation permettant d'optimiser la partie distribution d'un réseau de chauffage à distance (écart de température, niveau de température, diamètre des conduites, isolation).

L'optimisation consiste à minimiser le **coût par unité d'énergie fournie**. Pour chaque élément de coût (investissement, énergie pour les pompes, pertes thermiques), le coût par unité d'énergie est égal au coût annuel (annuité) divisé par la quantité d'énergie fournie. Le coût global par unité d'énergie est la somme de ces différents coûts annuels.

Le modèle ne permet pas de faire évoluer les variables dans le temps (le prix de l'énergie pour les pompes, par exemple, est constant). C'est donc implicitement un modèle en francs constants (avec un prix de l'énergie constant en termes réels).

2.2.6 Umsetzung Optimierungsmassnahmen Fernwärme

(Thalmann S. et al., 2016)

Le rapport utilise la méthode par annuité (Thalmann S. et al., 2013) pour optimiser la distribution d'énergie thermique à travers un réseau. L'optimisation consiste à minimiser le **coût par unité d'énergie fournie** en jouant sur les températures et en gérant le "plus mauvais client".

Dans l'analyse d'optimisation effectuée sur des réseaux existants, le rapport donne également le rendement sur le capital, soit le rapport entre le résultat d'exploitation (recette moyenne - coût moyen) et le capital investi, ainsi que la période de récupération de l'investissement d'optimisation.

2.2.7 Synthèse

Toutes les normes et études partent (implicitement) de la même formule financière d'actualisation [1], mais elles l'utilisent et la simplifient de différentes façons.

La norme SIA 480 préconise l'usage de l'ensemble des indicateurs économiques habituels à l'exception du coût global. Les autres normes se concentrent sur le coût, global, annuel ou par unité de produit fournie.

Dans toutes les formules, les normes et études utilisent un taux d'actualisation constant, qui est un coût du capital "moyen" sur la période de calcul. Or, la détermination de ce taux "moyen", nécessaire pour tous les indicateurs sauf le TRI, comporte certains risques. Si l'on prend comme référence des taux d'intérêt moyens observés sur le long terme, on omettra les conditions de

financement sur le marché au moment de l'analyse, ce qui pose problème si elles sont particulièrement favorables (risque de surestimation du coût du capital) ou défavorables. Si ce sont des taux d'intérêt "du jour" qui servent de référence, le risque est de sous-estimer le coût du capital lorsqu'ils sont bas, et inversement. De plus, un taux moyen ne permet pas de faire des simulations sur la durée des emprunts par exemple.

Cela ne disqualifie pas pour autant ces normes, car il est facile de revenir à la formule [1], donc avec un coût du capital variable. Cela pose en revanche problème si les outils opérationnels proposés avec les normes ne permettent pas de faire varier le coût du capital dans le temps.

L'autre problématique est le traitement du numérateur des équations, à savoir les dépenses et éventuellement les recettes. À l'exception de la SIA 480, toutes les normes proposent des équations avec des taux de variation constants pour les recettes et les dépenses, ce qui pose deux problèmes. D'une part, cela suppose que les phénomènes économiques sont exponentiels, ce qui n'est pas démontré à long terme. D'autre part, c'est un manque de souplesse qui a le même genre d'implications que l'hypothèse d'un taux d'actualisation constant. Par exemple, les normes suggèrent généralement d'appliquer des taux de croissance constants pour l'évolution des prix de l'énergie. En procédant de la sorte, il est très difficile de tenir compte des prix du jour, des prévisions à court - moyen terme et des ajustements sur une éventuelle tendance à long terme (comme pour le coût du capital).

Cela ne disqualifie pas non plus ces normes, car il est facile d'avoir plus de souplesse dans les prévisions.

À l'exception de la norme VDI 2067, tous les modèles sont en francs constants. Cela permet en général de simplifier les calculs. Il suffit d'être cohérent et attentif en déterminant le coût du capital (les taux d'intérêt de référence sont généralement des taux nominaux) ou l'évolution (réelle) des recettes et des dépenses.

Le calcul par annuité (coût annuel), lorsqu'il est utilisé pour déterminer les recettes nécessaires, a un défaut de souplesse (comme l'hypothèse des taux de variation constants pour différentes variables). L'annuité est par hypothèse constante (en francs courants ou en francs constants). Elle ne peut donc pas tenir compte d'une éventuelle variation des quantités vendues dans le temps (augmentation progressive du nombre de raccordés à un réseau par exemple).

Le coût par unité fournie n'a pas ce défaut. Mais il est supposé constant dans le temps, donc le modèle ne permet pas de simuler une certaine évolution du prix dans le temps (par exemple un prix fixe pendant une certaine période puis indexé aux prix de l'énergie). Mais là encore, le défaut peut facilement être éliminé.

Les modèles peuvent servir à apprécier la faisabilité économique d'un projet et / ou à comparer le coût ou la rentabilité de différents projets ou variantes. Lorsqu'on estime le coût ou la rentabilité, il faut être très attentif aux défauts mentionnés ci-avant. Lorsqu'on se contente de comparer des projets, leurs conséquences sont moins importantes.

Finalement, le modèle de la norme SIA 480 s'avère le plus complet et le plus souple. Elle pourrait servir de "norme" sur l'analyse économique des réseaux thermiques moyennant quelques compléments sur des éléments spécifiques, notamment la tarification multiple (avec des parts fixes et des parts variables).

2.3 L'outil opérationnel

Aujourd'hui, les outils de calcul économique sont informatiques. Cela peut être un logiciel spécifiquement dédié ou un modèle élaboré dans un programme de type tableur.

La norme SIA 480 est accompagnée d'un outil de calcul sous la forme d'un classeur Excel. Il a les mêmes défauts que les modèles des autres normes, ne permettant ni de faire varier le taux de rendement / d'actualisation dans le temps ni de prévoir une évolution des facteurs autre qu'un taux de variation constant. C'est le prix de la simplicité de l'outil.

D'autres outils de ce type ont été produits et diffusés, par exemple en Suisse Ecosan pour l'analyse de rentabilité des investissements destinés à économiser l'énergie. Ils sont en général peu utilisés par les praticiens. Ecosan a disparu de la circulation, et rares sont les architectes ou ingénieurs qui utilisent l'outil de la SIA 480, peut-être par manque de formation, mais surtout parce que ces outils sont en général trop rigides.

Un outil permettant de calculer tous les indicateurs de rentabilité, de faire varier tous les facteurs autrement qu'avec une variation constante et de comparer des variantes d'investissement risque fort d'être une "usine à gaz". Le principal défi dans l'élaboration d'un outil opérationnel d'analyse économique est de conjuguer souplesse et simplicité.

Les normes SIA 384.110 et VDI 2067 comprennent chacune un exemple, vraisemblablement calculé avec un tableur (avec un taux d'actualisation constant et des taux de variations constants pour les différentes variables).

Face à cette situation, chacun a développé un outil propre, en général sous Excel, afin d'intégrer des exigences particulières. Au gré des évolutions, la transparence des outils s'est plus ou moins perdue. Selon nos discussions, le problème n'est pas tellement l'outil mais plutôt l'interprétation des résultats obtenus dans le processus de prise de décision.

2.4 Valeurs de référence

L'autre difficulté de l'analyse économique des investissements est la nécessité de "prévoir" l'avenir, par exemple l'évolution des prix de l'énergie ou les frais d'entretien du réseau. Des valeurs de référence peuvent être utiles pour celui qui procède à l'analyse. Ces valeurs peuvent être relativement fiables (frais d'entretien), d'autres beaucoup plus aléatoires (prix de l'énergie).

Divers organismes publient des valeurs de référence.

2.4.1 Coûts des immobilisations / du capital

EN 15459-2 (illustration) : 2.5% réel

EN 16627 (Nachhaltigkeit von Bauwerken) : 3% réel

Thalmann S. et al. 2013 : 3% réel

KBOB / Stadt Zürich (Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau) : 3% réel (pour un investisseur privé avec un bon *rating*)

Ecoconcept 2013 : 2% réel

Dans l'économie privée, il y a donc consensus pour un coût réel de 3%. On relèvera que cela correspond aux rendements réels obtenus dans l'immobilier en Suisse sur le long terme, rendements situés entre ceux des obligations d'entreprises cotées en Suisse (2%) et ceux des actions d'entreprises cotées en Suisse (4%).

2.4.2 Coûts de réalisation

Les coûts des constructions et des équipements comme par exemple le coût des conduites illustré dans le tableau 1, sont disponibles à titre indicatif dans diverses sources comme (ADEME 9 avril 2009, Henri Prévot 29 mars 2006, Department of Energy & Climate Change 2015, Ahlgren 2013). Il est utile d'obtenir ces prix auprès de fournisseurs pour que la base de calcul soit actuelle et applicable localement au cas du projet.

Pipe dia (DN, mm)	Heat capacity ^{a)} (MW)	Total cost for inner-city area (€/m)	Total cost for outer-city area (€/m)
25	0.114	300	200
32	0.22	330	250
40	0.293	380	300
50	0.52	400	350
65	1.0	480	380
80	1.5	500	400
100	3.2	550	430
125	5.5	610	500
150	9.0	700	550
200	19.0	780	600
250	30.0	840	700
300	45.0	1000	800
400	75.0	1200	1000
500	125.0	1380	1150
600	190.0	1580	1300

a) With 55°C feed/return temperature difference

Tableau 1 : Coût des conduites pour diverses puissances avec un écart de température entre l'aller et le retour de 55°C selon le diamètre nominal (DN). Coûts en euro par mètre de conduite en zone urbaine et extra-urbaine (Ahlgren 2013)

Chaque contractant possède son propre tableau avec des coûts optimisés au fil des projets et selon le type de réseau (basse, moyenne ou haute température).

2.4.3 Coûts des pertes de chaleur

Les pertes thermiques ayant lieu sur le réseau dépendent entre autres du niveau de température, du type d'isolation, de la puissance ainsi que du diamètre des conduites. Leur importance typique est de moins de 20% selon (Thalmann S. et al. 2016) comme illustré à la Figure 1. Une étude de l'IEA (Ahlgren 2013) indique des valeurs de 20% à 25% des coûts de distribution qui peuvent s'avérer plus élevées dans le cas de réseaux plus anciens et moins isolés. L'étude menée par (Department of Energy & Climate Change UK 2015) indique des pertes thermiques de distribution de 28% en moyenne (de 12% à 43%) de la chaleur produite.

En général, les acteurs du marché admettent la valeur de 15% dans les études de faisabilité.

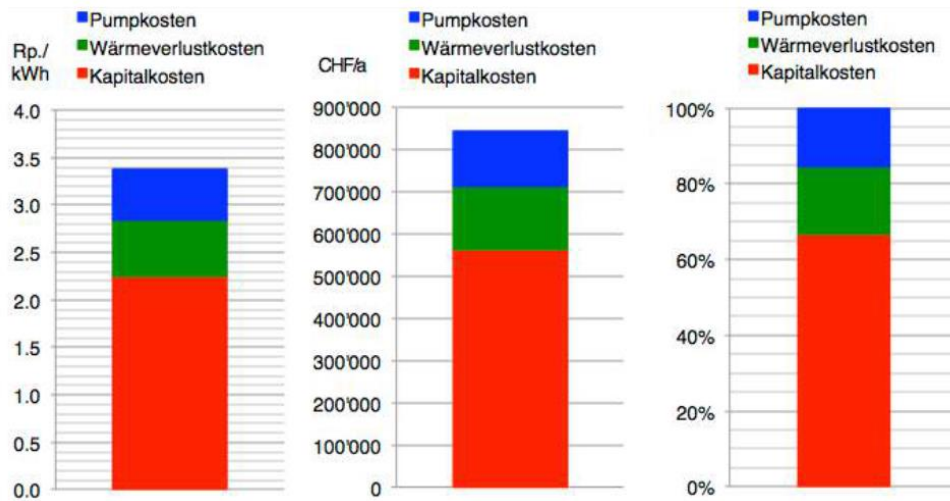


Figure 1 : Importance des coûts de pompage en bleu, des pertes thermiques en vert et des coûts du capital en rouge dans les coûts de distribution de la chaleur dans les réseaux thermiques. À gauche, les coûts de production de la chaleur en ct/kWh, au milieu les coûts annuels et à droite la répartition en pourcentage (Thalmann S. et al. 2016)

2.4.4 Coût des pertes de charges

L'importance de l'énergie nécessaire au pompage dans un réseau dépend de la taille des conduites ainsi que de la complexité de la configuration. Selon la Figure 1, les coûts de pompage s'élèvent à environ 15% des coûts de distribution de chaleur. Une valeur typique de 5-10 kWh d'électricité nécessaire au pompage par MWh de chaleur délivrée est donnée par (Ahlgren 2013) comme ordre de grandeur. Cependant, à part les pertes liées à l'efficacité des pompes, les pertes de charges induites par le frottement dans les conduites sont converties en chaleur utile pour le réseau.

La plupart des exploitants les négligent au stade des études de faisabilité. Il est admis que les pertes de charges seront minimisées par des mesures techniques lors de l'élaboration du projet.

2.4.5 Durée de vie

Les durées de vie des composants indiqués dans la norme VDI 2067 sont très détaillées selon le type d'équipement, permettant ainsi de trouver ce qui correspond le mieux aux différents éléments du réseau projeté. Cette norme indique également des valeurs standards en pourcentage de l'investissement total par année et par composant pour les réparations et la maintenance. Le nombre d'heures par année correspondant à l'effort nécessaire sur le temps d'opération est également indiqué.

Le document (Planungshandbuch Fernwärme 2017) indique des valeurs plus générales par catégorie de composant basées sur la norme VDI 2067. Le Tableau 2 résume certaines valeurs typiques.

Type de composant	Durée de vie utile en années	Coûts de réparation en % investissement initial par an et par composant
Élément de l'installation pour la production de chaleur (incl. régulation et commande)	20	2-3
Hydraulique	20	2
Installations électriques et techniques	20	2
Installations structurelles et aménagements	50	1
Réseau de distribution de chaleur (incl. conduites et travaux de fouille)	40	1

Tableau 2 : Valeurs de référence pour les durées de vie et coûts de réparation des équipements (Planungshandbuch Fernwärme 2017)

Les normes SIA 480 et EN 15459 ainsi que le site internet de l'Union européenne pour des perspectives à long terme (http://ec.europa.eu/energy/observatory/trends_2030/index_en.htm) indiquent aussi des valeurs de références pour la durée de vie des équipements. D'autres données sont disponibles dans (Econcept 2013, CRB 2012).

2.4.6 Coûts de l'énergie

Les coûts des divers vecteurs énergétiques sont variables dans le temps. Le prix du marché actuel doit être pris en compte. Les prix sont à obtenir auprès des fournisseurs potentiels.

Le coût lié aux externalités qui reflète l'impact environnemental et sur la santé des diverses sources d'énergie est illustré dans le (Planungshandbuch Fernwärme 2017) qui indique les valeurs reprises dans le Tableau 3. Ce tableau fait référence aux données de 1997 de l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) et de l'Environnement (OFEV) pour illustrer la démarche. Entre-temps, une part des coûts externes s'est concrétisée au travers de l'application de la taxe CO₂.

Vecteur énergétique	Exemple du prix de l'énergie [ct./kWh]	Supplément au prix de l'énergie [ct./kWh]	Exemple de majoration du prix de l'énergie avec coût des externalités [ct./kWh]
Mazout	5.5	4.5	10.0
Gaz naturel	6.0	3.0	9.0
Bois	4.0	1.5	5.5
Électricité	15.0	5.0	20.0

Tableau 3 : Valeurs de référence pour les coûts de l'énergie et la prise en compte des externalités (Planungshandbuch Fernwärme 2017 basé sur OFEN et OFEV 1997)

Le coût de l'énergie auxiliaire (électricité) par exemple pour le fonctionnement de la production et de la distribution de chaleur se trouve indiqué dans les sources : (KBOB /Stadt Zürich, EN 15603, Econcept 2013).

2.4.7 Coûts d'exploitation et de maintenance

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont considérés représenter environ 1% du coût total des investissements ou environ 10 à 15% des coûts annuels de distribution du réseau thermique selon (Ahlgren 2013).

Une table des coûts d'opération donnée par le (Department of Energy & Climate Change 2015) est illustrée dans le Tableau 4. Le dernier ensemble de colonnes intitulé « Non Bulk Scheme » fait référence aux cas de réseaux pour lesquels les exploitants ou contracteurs sont responsables de la livraison finale de la chaleur auprès de chaque client individuel. Le HIU (Hydraulic Interface Unit) fait référence à l'échangeur de chaleur situé chez le client.

D'autres données sont disponibles dans les sources suivantes : (EN 15459, CRB 2012, ADEME 2010).

		OVERALL	BULK SCHEMES				NON BULK SCHEMES			
OPERATION COSTS		AVERAGE	AVERAGE	MAX	MIN	Number	AVERAGE	MAX	MIN	Number
Heat network maintenance cost	£ / MWh	£0.6	£0.4	£0.4	£0.4	1	£0.6	£0.9	£0.3	3
Heat network management cost	£ / MWh	no data								
Substation maintenance cost	£ / MWh	no data								
HIUs maintenance cost	£ / MWh	£9				0	£9	£16	£2	3
HIUs maintenance cost	£/MW	£820				0	£820	£1,039	£658	3
Heat meter maintenance cost	£ / MWh	£3.4				0	£3.4	£9.0	£0.1	3
Avg annual staff cost for metering, billing and revenue collection	£ / MWh	£11.1	£2.5	£4.6	£0.4	2	£16.9	£34.8	£0.1	3
Annual business rates	£ / MWh	£6	£7	£8	£5	2	£6	£8	£2	3

Tableau 4 : Coûts d'opération typiques normalisés par demande annuelle de chaleur (Department of Energy & Climate Change 2015)

La somme des moyennes des coûts d'exploitation et de maintenance (colonne « average ») s'établit à £30,1/MWh soit CHF 45/MWh ou 4.5 cts/kWh.

2.4.8 2.4.8 Analyses de sensibilité

Une étude anglaise (Parsons Brinckerhoff 2010) présente une analyse de sensibilité sur des réseaux de chauffage urbains fournis par du bois, de la récupération de chaleur industrielle et de la cogénération à gaz. L'impact des dix facteurs ayant la plus grande importance sur le NPV (discount factor 3.5% sur 25 ans) est illustré pour chaque cas de figure avec une variation des paramètres de +/-20% par rapport à la référence.

Les divers scénarios étudiés dans leur étude pour la Tees Valley révèlent des analyses de sensibilité quasi identiques pour chaque technologie spécifique de production de chaleur.

En ce qui concerne les réseaux à bois, la Figure 2 illustre l'influence prépondérante des subsides indiqués comme RHI (Renewable Heat Incentive) disponibles dans la région étudiée. Les ventes de chaleur montrent un impact presque aussi important (Heat sales). Les autres facteurs clés sont les frais de maintenance des installations (*capital expenditure*, CAPEX) ainsi que le coût du combustible (Biomass fuel) dont les lignes se superposent. Le coût d'achat du gaz naturel servant à alimenter les chaudières d'appoint et de backup est également d'importance.

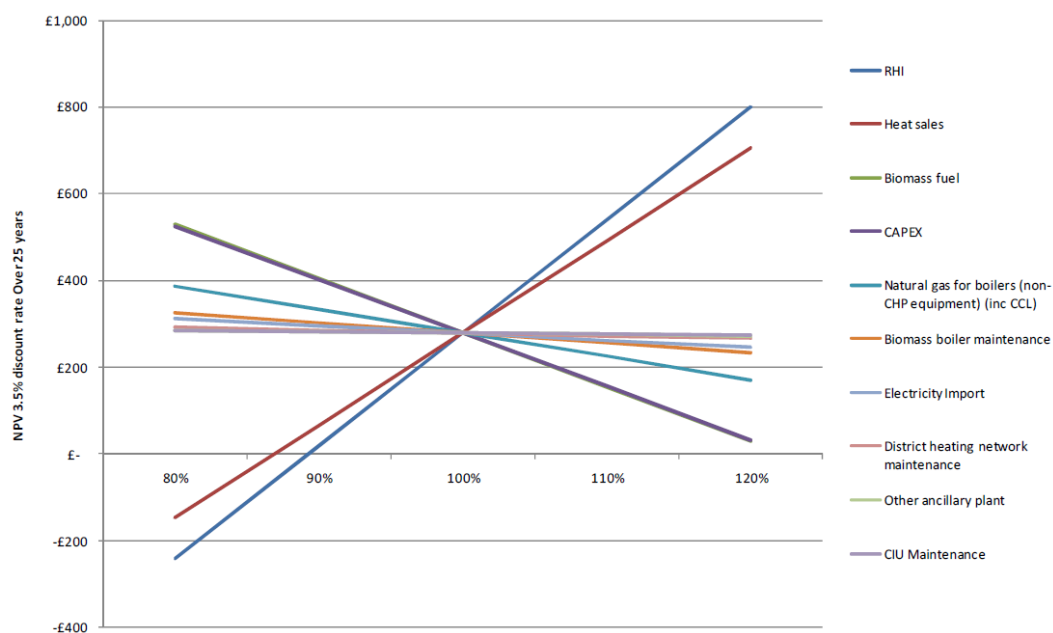


Figure 2 : Dix facteurs ayant le plus d'influence sur le NPV pour un réseau de chauffage à distance à bois à Tees Valley, Darlington Angleterre (Parsons Brinckerhoff 2010)

L'analyse de sensibilité liée aux réseaux basés sur un système de cogénération de chaleur et d'électricité (CHP) à gaz naturel est illustrée dans la Figure 3. Pour cette technologie, quatre facteurs se dégagent de façon marquée avec un impact du même ordre : les ventes de chaleur, le prix de vente de l'électricité, le coût du capital ainsi que le prix d'achat du gaz naturel. Il est à noter que l'électricité est principalement produite dans des centrales à gaz en Angleterre, liant de ce fait les valeurs du prix du gaz à celui de l'électricité. Les leviers principaux permettant d'augmenter la rentabilité dans ce cas de figure résident dans l'abaissement des coûts des installations et l'augmentation du résultat des ventes de chaleur.

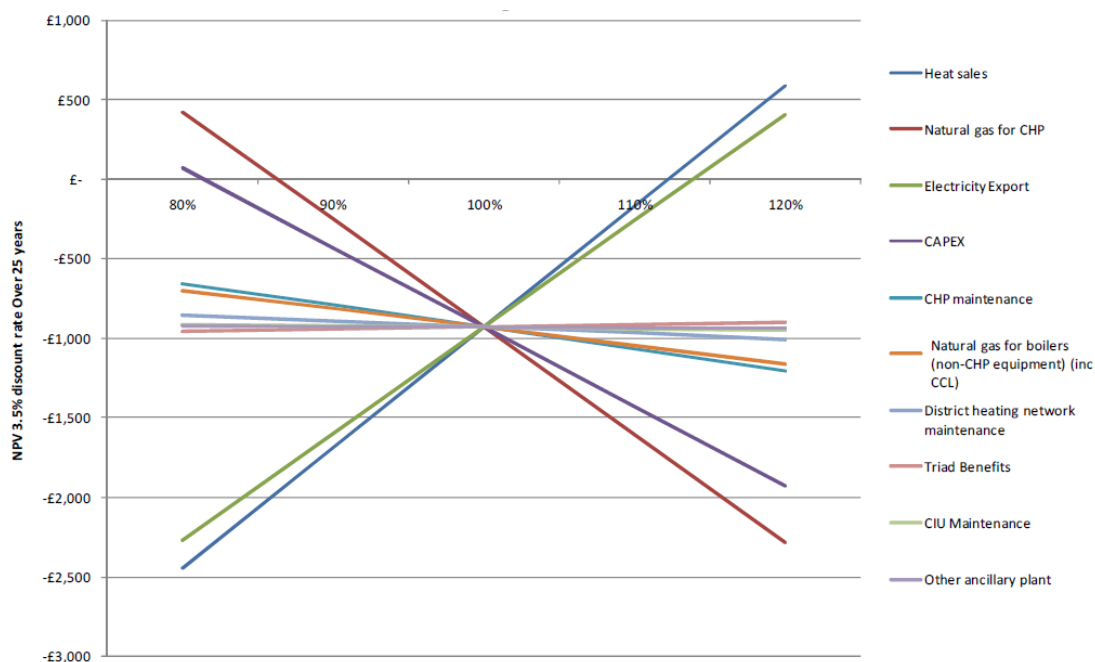


Figure 3 : Dix facteurs ayant le plus d'influence sur le NPV pour un réseau de chauffage à distance basé sur un système de cogénération à gaz à Tees Valley, Darlington Angleterre (Parsons Brinckerhoff 2010)

Le cas de la récupération de rejets de chaleur dans l'industrie présente deux facteurs qui se distinguent fortement comme illustré dans la Figure 4. L'impact des ventes de chaleur est le plus marqué, résultant soit d'une variation de volume ou de prix. L'autre paramètre clé est le coût du capital. Toutefois, l'hypothèse d'un prix de production de chaleur nul est faite pour cette option technologique. Dans le cas où une valeur lui serait attribuée, l'impact de ce coût sera identique à celui de la vente de chaleur.

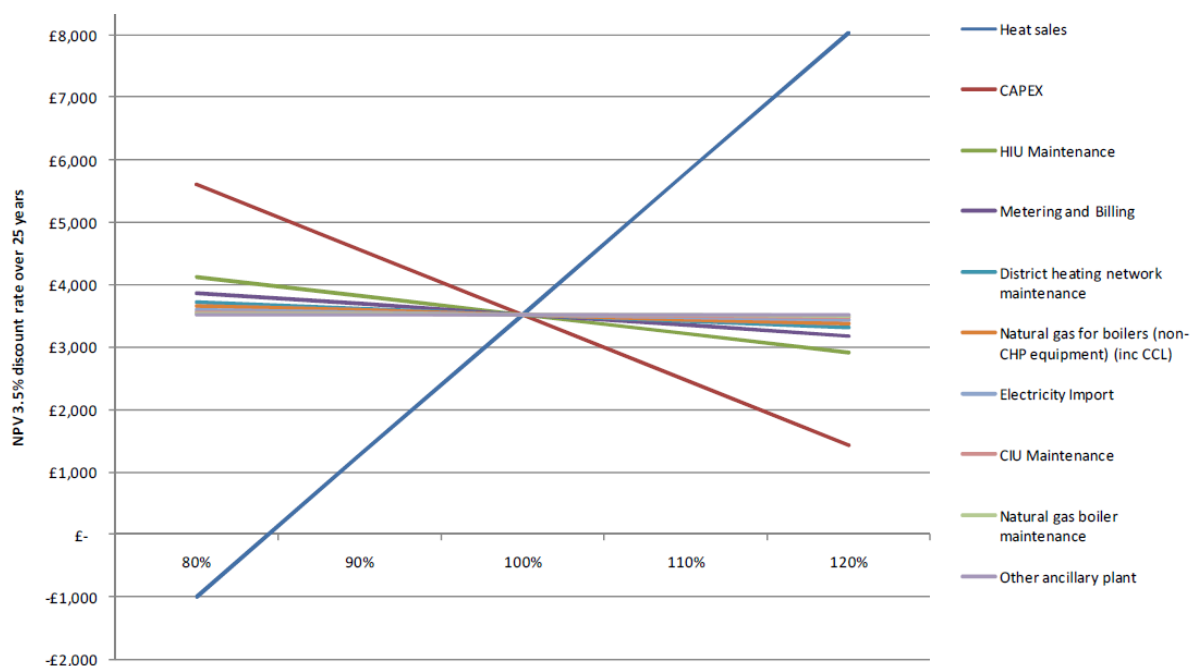


Figure 4 : Dix facteurs ayant le plus d'influence sur le NPV pour un réseau de chauffage à distance basé sur la récupération de rejets de chaleur industrielle à Tees Valley, Darlington Angleterre (Parsons Brinckerhoff 2010)

En conclusion, les facteurs communs à toutes les options technologiques et ayant un impact significatif sur la rentabilité résident dans le coût du capital et le prix de vente de la chaleur. Ce dernier est aussi le paramètre permettant le plus de liberté. Il est toutefois borné par ce que le client est prêt à payer comparé au coût des technologies alternatives. Une communication efficace avec le client est centrale pour convaincre des avantages qu'apporte la fourniture de chaleur au travers d'un réseau thermique. Le coût du capital des infrastructures est également crucial dans la viabilité économique d'un projet. L'élément ayant le plus d'impact dans le coût des installations est le prix des conduites (Parsons Brinckerhoff 2010).

Une étude élaborée par le bureau Verenum (Nussbaumer et al. 2014) présente l'analyse de sensibilité sur les coûts de distribution dans les réseaux thermiques liée à divers choix de conception. Les résultats obtenus, basés sur le cas de référence utilisant les paramètres et facteurs résumés dans le Tableau 5, sont présentés ci-dessous. Le système de production de chaleur est présumé donné avec un prix de production de la chaleur fixé à 4.15 c/kWh.

Input parameters	Symbol	Unit	Reference				
			-	0.5	1	2	-
Connection load	\dot{Q}	MW	-	0.5	1	2	-
Pipeline length	L	m	-	500	1000	2000	-
Full-load hours	τ	h/a	-	1000	2000	4000	-
Network operation hours	τ_N	h/a	-	2000	8760	4000	-
Network supply temp.	T_S	°C	40	60	80	100	-
Temperature difference	ΔT	K	-	15	30	45	60
Insulation Class	Series	-	-	1	2	3	-
Electricity price	p_e	c/kWh	-	8.25	16.5	33	-
Fuel price	p_F	c/kWh	0	2.5	4	10	-
Calculation duration	n	a	-	-	30	-	-
Capital interest rate	i	% / a	-	0	3.0	6.0	-

Derived factors	Symbol	Unit	Reference				
			-	-	2.0	-	-
Linear heat density	-	MWh/(a m)	-	-	2.0	-	-
Average network temp.	T_m	°C	-	-	65	-	-
Annuity factor	a	% / a	-	3.33	5.10	7.26	-
Heat production price*	p_B	c/kWh	0	2.5	5	10	-
Electricity price Fuel price	$\frac{p_e}{p_B}$	-	-	-	3.3	-	-

Tableau 5 : Paramètres de référence utilisés dans l'étude de (Nussbaumer et al. 2014)

La Figure 5 illustre la structure des coûts de distribution de la chaleur en fonction du diamètre des conduites. Les coûts de l'électricité diminuent avec l'augmentation du diamètre du fait de l'abaissement des pertes de charge. Au contraire, les coûts du capital ainsi que les coûts nécessaires à couvrir les pertes thermiques augmentent avec le diamètre de par la hausse des coûts d'investissements et des pertes thermiques respectivement. La courbe du coût total lié à la distribution (en bleu dans la Figure 5) montre un minimum situé au diamètre optimal pour le cas de référence choisi (ici 2.16 c/kWh avec un DN 80). Les diamètres admissibles du point de vue des vitesses vont du DN 80 au DN 150. L'optimum économique se situe donc au point du plus petit diamètre techniquement faisable avant d'atteindre des vitesses de flux inacceptables.

Selon les paramètres choisis (prix de l'électricité, annuité par ex.), l'optimum économique peut se situer à des vitesses inadmissibles, entraînant donc le choix du plus petit diamètre acceptable techniquement dans ce cas également. Si les prix de l'électricité sont très élevés et les taux d'intérêts très favorables, le point optimal peut se décaler vers de plus gros diamètres nominaux. En pratique, ces deux cas de figure n'apparaissent pas ou de façon très marginale dans l'étude.

L'influence qu'a la variation de divers paramètres sur la courbe du prix de distribution de la chaleur est illustrée dans les prochaines sous-sections.

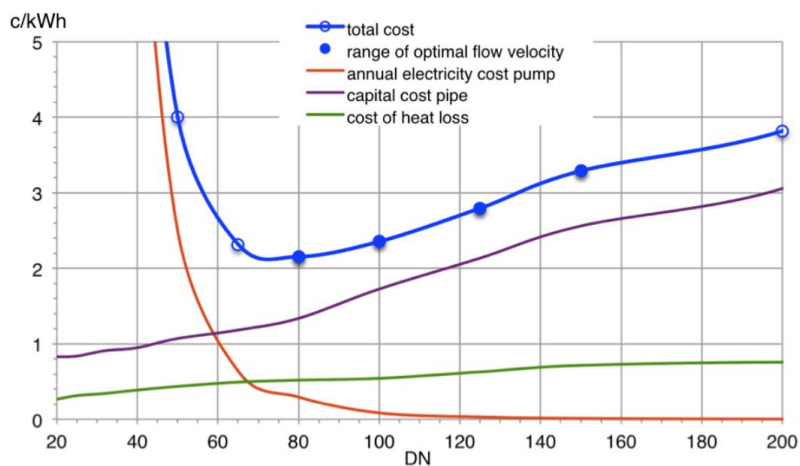


Figure 5 : Contributions des coûts de l'électricité (en rouge), ceux induits par les pertes thermiques (en vert) et le coût du capital (en violet) au coût total de distribution de la chaleur (ligne bleue). Les diamètres admissibles du point de vue des vitesses dans le scénario de référence sont du DN 80 au DN 150 (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.8.1 Influence du taux d'intérêt

Dans l'étude de (Nussbaumer et al. 2014), le coût du capital représente la part prépondérante du coût total de distribution, l'influence du taux d'intérêt est donc très marquée. La Figure 6 illustre la variation induite par rapport à un taux de référence de 3% p. a. sur 30 ans. Pour une conduite de DN 80, un taux doublé implique 26% d'augmentation sur les prix de distribution de la chaleur. L'influence sera moins marquée sur une période de calcul plus courte.

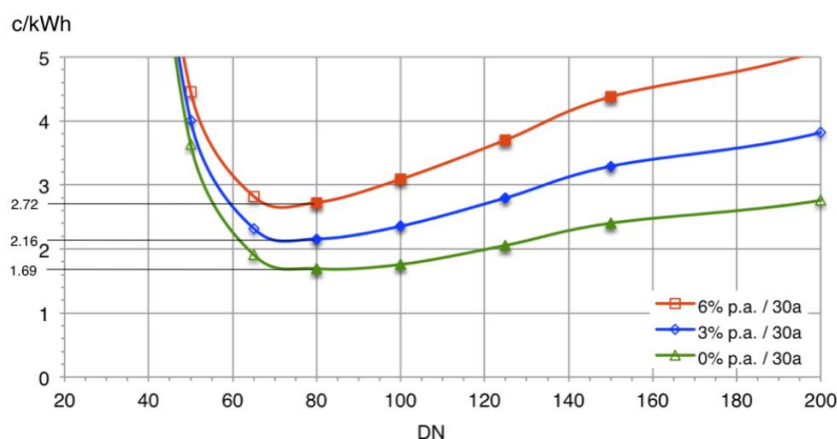


Figure 6 : Influence du taux d'intérêt en fonction du diamètre nominal de conduites (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.9 Influence du coût de production de la chaleur

Le prix de production de la chaleur est fixé à 5 c/kWh dans cette étude. Ceci correspond à un coût du combustible de 4.15 c/kWh. Une variation du prix du combustible au double ou à la moitié de cette valeur entraîne une fluctuation de +/- 13% du coût total de distribution. La Figure 7 illustre la tendance selon le diamètre nominal de conduites.

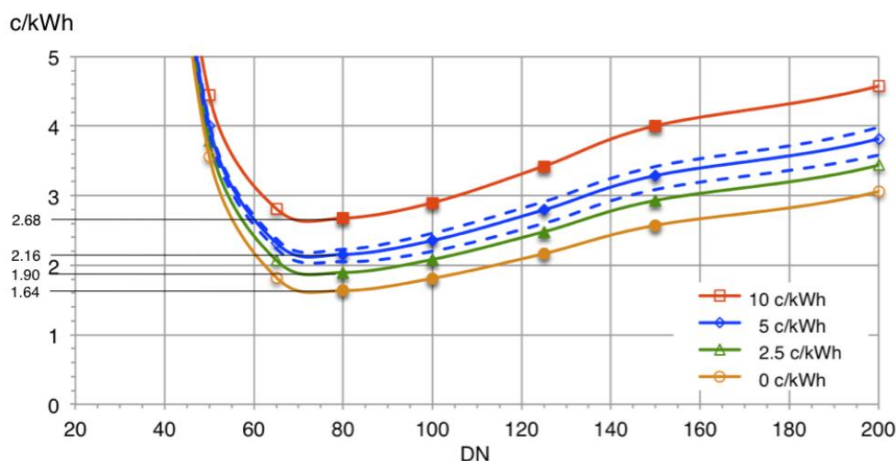


Figure 7 : Influence du coût de production de la chaleur et de la variation de la classe d'isolation (ligne bleue discontinue haute classe 3 et basse classe 1 par rapport au scénario de référence de la ligne bleue continue avec une isolation de classe 2) en fonction du diamètre nominal de conduites (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.9.1 Influence de l'isolation

Les lignes discontinues de la Figure 7 se réfèrent aux variations induites par le choix de la classe d'isolation. Une classe plus élevée verra un coût d'investissement accru alors que les pertes thermiques seront nettement diminuées. Le bilan indique une légère augmentation du prix total avec une meilleure isolation car la limitation de pertes ne contrebalance pas tout à fait l'augmentation de coût. Toutefois, il est recommandé d'utiliser la meilleure isolation possible (classe 3), le choix d'un plus petit diamètre ayant un impact économique beaucoup plus élevé. En effet, une isolation de classe 3 sur un DN 80 génère un coût global de distribution de chaleur égal à l'application d'une isolation de classe 1 sur un DN 100 selon les valeurs de référence de l'étude.

2.4.9.2 Influence du coût de l'électricité

Le coût de l'électricité est lié à l'énergie de pompage dans le réseau, il est impacté de façon marquée pour les petits diamètres seulement car ils ont une plus large influence sur les pertes de charges.

La Figure 8 illustre l'effet d'une variation du prix de l'électricité soit doublée ou divisée par deux. L'effet n'est visible sur les courbes qu'à partir du DN 100. Pour le diamètre DN 80, un coût doublé de l'électricité implique une hausse de 13% sur le coût de distribution de la chaleur.

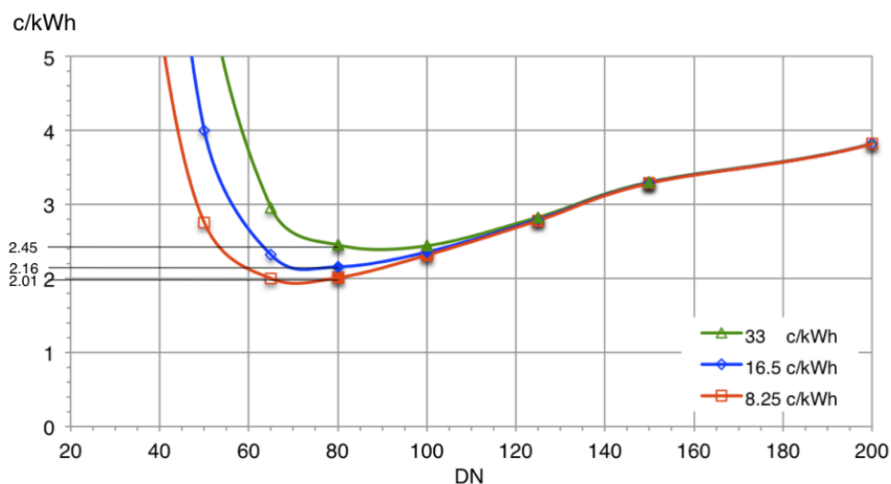


Figure 8 : Coût de distribution de la chaleur en fonction du diamètre nominal pour différents prix de l'électricité par rapport au cas de référence à 16.5 c/kWh (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.9.3 Influence de la température de distribution

Une augmentation de la température de distribution de 80°C à 100°C impacte les pertes thermiques de façon négative avec une augmentation du coût de distribution de la chaleur augmenté de 9% dans le cas du DN 80 du scénario de référence. Au contraire, les coûts diminuent de 9% suite à un abaissement de la température de distribution de 20°C.

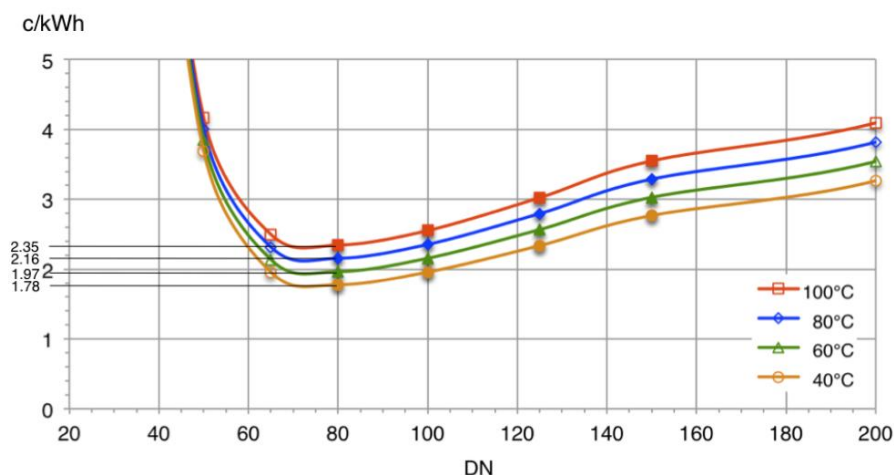


Figure 9 : Coût de distribution de la chaleur en fonction du diamètre nominal pour différentes températures de distribution (Nussbaumer et Thalmann 2014)

Il est important de noter que si le diamètre nominal minimal est modifié suite à une variation de la température de distribution, l'influence de la température pourra être plus marquée. Ce cas de figure n'est pas pris en compte dans l'étude.

2.4.9.4 Influence de la différence de température aller – retour

La Figure 10 illustre la grande influence de la différence de température entre l'aller et le retour dans le réseau. En effet, en doublant l'écart, le diamètre nominal peut être réduit d'une ou même deux tailles selon le cas (marqueurs pleins sur les courbes). Combiné avec une température du réseau basse, l'impact sur les coûts de distribution de la chaleur est important. Au DN optimal, les coûts sont réduits de 2.16 à 1.82 c/kWh (15%) par suite d'une augmentation de l'écart de température à 45K par exemple. Une différence de température abaissée à 15K induit au contraire une augmentation de coût de 2.16 à 2.94 c/kWh (36%).

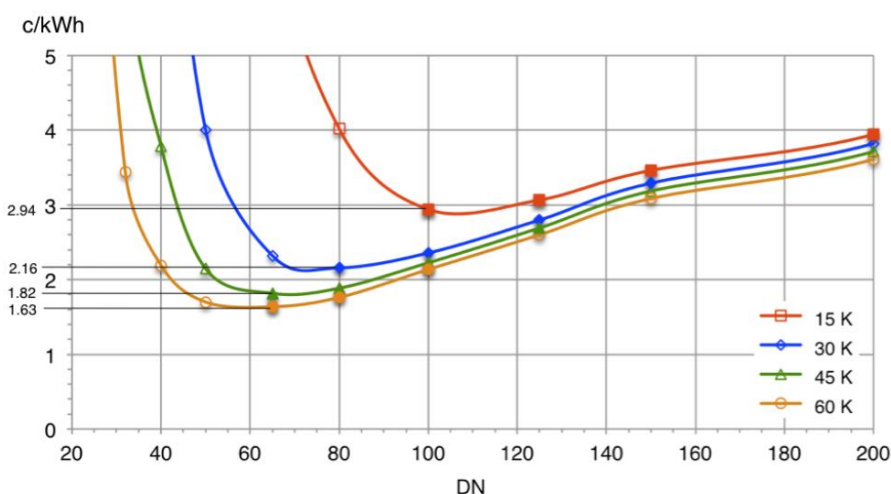


Figure 10 : Coût de distribution de la chaleur en fonction du diamètre nominal selon les différences de température aller-retour du réseau. Cas de référence : 30K (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.9.5 Influence du nombre d'heures à pleine charge et de la densité linéaire

Dans le cas d'un réseau exploité à l'année, doubler la durée d'utilisation à pleine charge revient à diviser par deux les coûts spécifiques de distribution de chaleur comme la fourniture est doublée pour des coûts identiques. Les coûts spécifiques sont inversement proportionnels au nombre d'heures à pleine charge.

L'effet de la densité linéaire thermique du réseau est proportionnel au nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge. Les coûts de distribution de la chaleur sont inversement proportionnels à la densité linéaire. La figure 11 illustre ces faits par un modèle de référence avec 1MW raccordé et une longueur de conduites de 1000m.

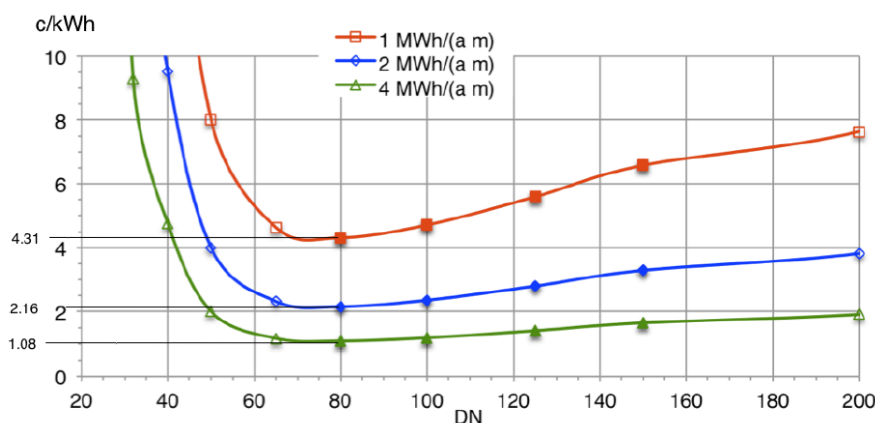


Figure 11 : Coût de distribution de la chaleur en fonction du diamètre nominal pour différentes durées de pleine-charge et donc différentes densités linéaires pour une charge connectée de 1MW et une longueur de conduite de 1000m.

Références : 2000h/a et 2 MWh/(a m) (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.9.6 Influence de la longueur de réseau et de la charge de raccordement

La Figure 12 (en-haut) illustre les coûts de distribution de la chaleur pour un réseau avec une longueur de conduite et une densité linéaire doublées par rapport au cas de référence. La charge connectée est toujours de 2 MWh/(a m) et la durée de pleine charge de 2000 h/a. En doublant la charge connectée, le diamètre doit être augmenté d'une taille (DN100 au lieu de DN80). La comparaison avec le cas de référence illustré dans la Figure 10 montre qu'un réseau thermique d'une longueur de 2000m verra une augmentation de 32% dans ses coûts de distribution de la chaleur en comparaison d'un réseau de 1000m si dans chaque cas le plus petit diamètre admissible est choisi (2.86 c/kWh contre 2.16 c/kWh).

Pour ces deux cas, l'augmentation la plus notable est celle induite par des coûts du capital plus élevés, suivie d'une augmentation significative des coûts de pompage. Les coûts nécessaires à couvrir les pertes thermiques sont de faible importance.

La Figure 12 (en bas) illustre le cas d'un réseau avec une longueur et une charge connectée diminuées de moitié. L'effet inverse est illustré.

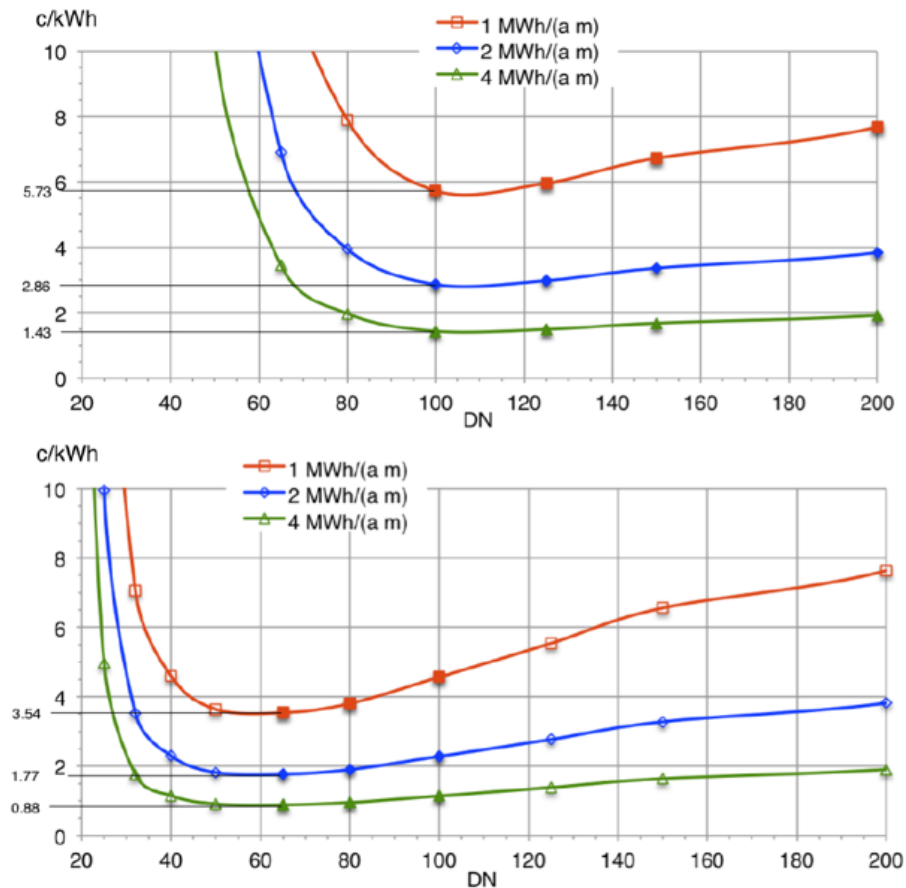


Figure 12 : Coût de distribution de la chaleur en fonction du diamètre nominal pour différentes durées de pleine-charge de la production de chaleur et différentes densités linéaires résultantes pour une charge connectée de 2MW et une longueur de conduite de 2000m (en haut) et 0.5 MW et 500m de conduites (en bas). Cas de référence : 2000h/a et 2 MWh/(a m) (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.9.7 Influence du facteur d'échelle et de la structure du réseau

Les Figures 10 et 11 reflètent l'effet du facteur d'échelle sur un réseau linéaire desservant une densité linéaire constante. De plus, le diamètre est considéré constant sur toute la longueur, ce qui est fortement défavorable et correspond au cas d'un seul utilisateur situé à grande distance de la production de chaleur.

Une comparaison a été faite entre les divers types de structures de réseau possibles (Nussbaumer et Thalmann, 2014), résumée dans les Figures 13 et 14.

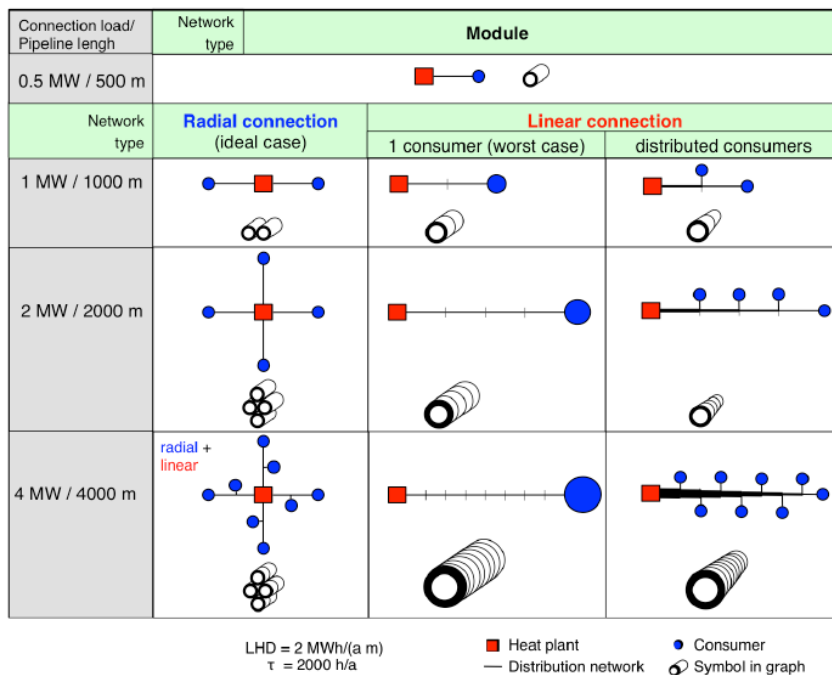


Figure 13 : Définition des divers types d'expansion de réseaux de 0.5 MW à 4 MW (Nussbaumer et Thalmann, 2014)

Le type radial est considéré comme idéal. L'expansion a lieu dans ce cas dans des directions variées partant du site de production de la chaleur qui en est le centre. Il est favorable car les coûts de distribution de la chaleur restent constants avec un nombre de connections qui augmente. Dans ce cas de figure, les coûts de distribution restent constants même pour un déploiement futur du réseau.

Une fois le développement radial maximal atteint, il n'est possible de continuer à densifier le réseau que par l'ajout d'extensions linéaires.

La connexion linéaire n'ayant qu'un seul consommateur est le cas le plus défavorable, qui empire encore avec la distance à la centrale de production. La conduite est de diamètre constant pour amener la puissance nécessaire jusqu'à l'utilisateur.

La structure linéaire avec une distribution de consommateurs est plus favorable et souvent appliquée dans le cas de clients présents le long d'une conduite. Le diamètre de la conduite principale sera dans ce cas diminué progressivement ; les coûts du capital, la consommation électrique ainsi que les pertes thermiques sont légèrement diminués dans ce cas. Les coûts résultant des diverses configurations sont illustrés dans la Figure 14.

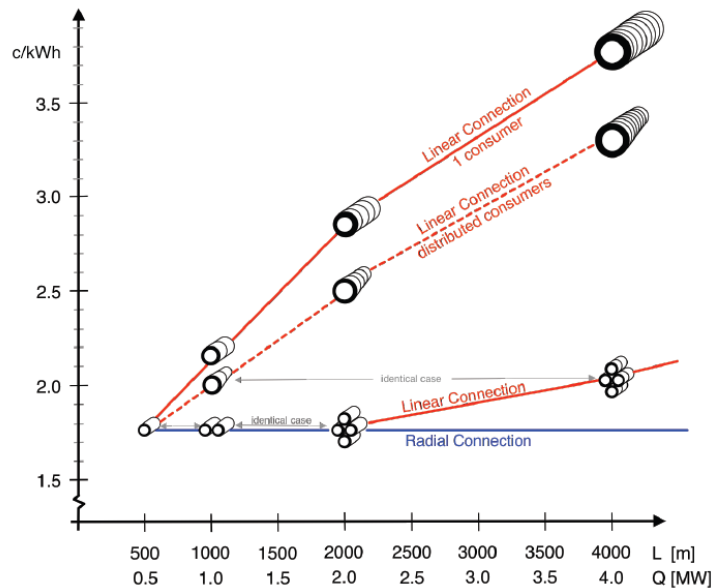


Figure 14 : Coût de distribution de la chaleur en fonction de la charge connectée et de la longueur pour divers types de structures de réseau pour une densité linéaire constante de 2 MWh/8(a m) et pour une durée d'opération à pleine charge de 2000h/a (Nussbaumer et Thalmann 2014)

2.4.10 Synthèse

Les analyses de sensibilités montrent que les facteurs d'influence les plus importants sont, en général, les suivants :

- les ventes de chaleur par rapport à l'objectif fixé dans un scénario de base donc indirectement la densité linéaire d'énergie vendue,
- le prix des énergies achetées pour l'exploitation du réseau,
- le coût du capital immobilisé donc indirectement le montant des subventions obtenues.

2.5 Indicateurs

2.5.1 Coûts de distribution

Les coûts de distribution de la chaleur sont fortement liés à la puissance spécifique de raccordement. Le document de (SuisseEnergie 2013) propose le graphique illustré à la Figure 15 permettant de déduire l'un de ces indicateurs à partir de l'autre. Les courbes correspondent aux divers coûts de distribution par mètre de réseau qui varient selon la zone où se situe le projet et le diamètre des conduites. Elles permettent ainsi de faire le lien entre la puissance de raccordement spécifique en kW/m et les coûts de distribution en CHF/MWh.

Le cheminement de la flèche noire illustre la démarche pour obtenir une exploitation rentable à partir des coûts de distribution. En se basant sur 40 CHF/MWh avec une distribution coûtant 1200 CHF/m de réseau, la puissance spécifique de raccordement doit être de 1.2 kW/m au minimum.

La flèche grise indique le cheminement inverse qui est utile si on part d'une puissance de raccordement donnée pour obtenir les coûts qui en découleront.

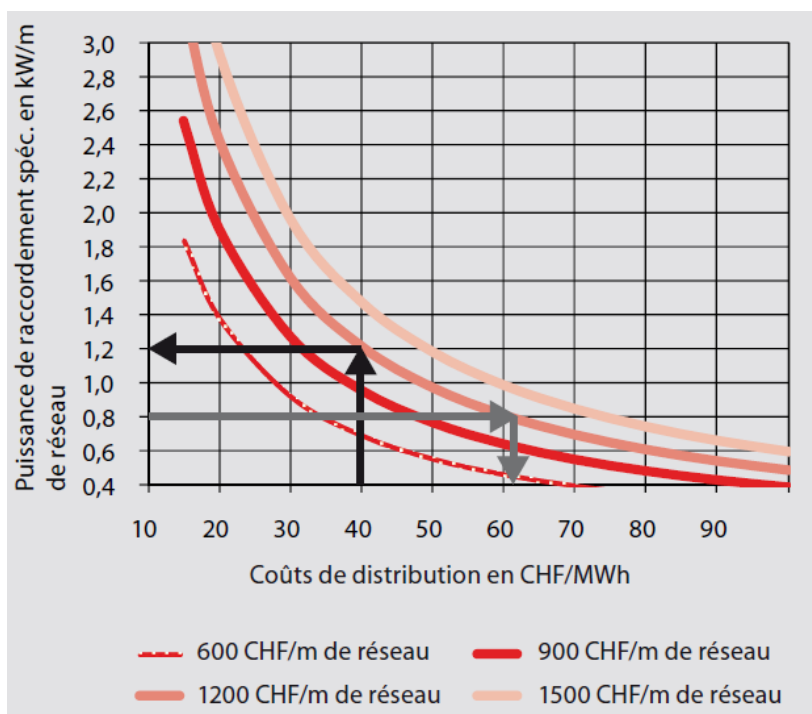


Figure 15 : Puissance de raccordement spécifique par mètre de réseau selon les coûts de distribution (SuisseEnergie 2013)

À partir des coûts de distribution maximum admissibles, l'étude de (Dettli et al. 2006) propose une table permettant de déterminer la puissance de raccordement minimale requise par mètre de réseau ou le coefficient d'utilisation minimal dans les zones construites. Le Tableau 5 donne quelques valeurs de coûts de distribution ainsi que les valeurs correspondantes de puissance spécifique de raccordement minimale et indice de construction correspondant.

Un CAD typique a aujourd'hui des coûts de distribution de chaleur d'environ 40fr/MWh. De ce fait, il faut s'assurer une puissance d'au moins 0.95 kW/mt (à travers champs) ou 1.2 kW/mt (en zone construite). Le coefficient d'utilisation minimal peut être calculé à l'aide de l'indice de construction qui est le produit du coefficient d'utilisation, du degré de saturation et du taux de raccordement.

Par exemple, pour une zone nouvellement construite avec raccordement obligatoire (taux de raccordement de 100%) et un degré de saturation de 80%, il faudra un coefficient d'utilisation d'au

Coûts max. de distribution de chaleur fr./MWh	Puissance spécifique de raccordement minimale		Indice de construction (pour calculer le coefficient d'utilisation)		
	non construit kW/Tm	construit kW/Tm	Bâtiments neufs	Bâtiments existants assainis	Bâtiments existants non assainis
20	1,9	2,4	1,1	1,2	0,8
30	1,25	1,6	0,7	0,75	0,5
40	0,95	1,2	0,5	0,55	0,4
50	0,75	1,0	0,4	0,45	0,3

Indice de construction = coeff. d'utilisation x degré de saturation x taux de raccordement au CAD,

Hypothèses: coûts approx. de construction, zones non construites 900 fr./mt, zones construites 1200 fr./mt

moins 0.6 (0.5 / 100% / 80%). Dans le cas de bâtiments construits sous l'hypothèse d'un taux de raccordement de 50% et d'un degré de saturation de 80%, il faut exiger un coefficient d'utilisation d'au-moins 1.4 (0.55 / 50% / 80%) compte tenu des travaux d'assainissement futurs.

Tableau 5 : Coûts maximaux de distribution de chaleur admissibles. L'indice de construction se base sur le coefficient d'utilisation, le degré de saturation et le taux de raccordement à prévoir dans la région (Dettli et al. 2006)

2.5.2 Densité thermique

Le « Livre blanc sur le chauffage à distance en Suisse » propose des limites inférieures de densité thermique permettant un projet rentable (Sres 2017) :

- Catégorie «Ville»: deux hectares ou plus consécutifs présentant des besoins en chaleur spécifiques supérieurs ou égaux à 800 MWh par hectare et par année.
- Catégorie «Agglomération»: plus de deux hectares consécutifs présentant des besoins en chaleur spécifiques compris entre 400 et 800 MWh par hectare et par année.
- Catégorie «Campagne»: hectares consécutifs présentant des besoins compris entre 150 et 400 MWh par hectare et par année et hectares isolés présentant des besoins de 150 MWh et plus.

D'autres valeurs de référence pour la densité thermique du réseau sont données par (ADEME, mai 2016).

2.6 Phases d'un projet de thermoréseau

Voici un tableau qui présente les phases au sens de la norme SIA 108:

A	B	C
<p>Opportunité, faisabilité 20</p>	<p>Avant-projet 30</p>	<p>Projet, enquête, permis 40</p>

Ce découpage se retrouve souvent dans nos entretiens.

L'étude anglaise de (*Groth 2015*) identifie 7 étapes nécessaires à la construction d'un réseau thermique. Les points sont définis de la façon suivante :

1. Estimation de la demande d'énergie
2. Estimation du nombre de conduites de connexion et de la taille des équipements
3. Estimation des coûts annuels de combustible, discussion de contrats sur le long terme avec des fournisseurs
4. Estimation des coûts globaux de construction et d'investissement
5. Estimation des coûts annuels d'opération et de maintenance
6. Choix du type de tarification
7. Définition du prix de la chaleur de sorte à couvrir les coûts

Ce découpage présuppose que le périmètre de déploiement du réseau est connu et délimité.

Selon le « Livre blanc du chauffage à distance en Suisse » (Sres 2017), le processus suivi est défini comme :

- Phase 1: actualisation du webSIG de l'ASCAD avec des données de consommation actuelles dans les domaines «habitation», «services» et «industrie». Ces travaux ont été réalisés sur ordre de l'ASCAD par Eicher+Pauli à l'automne 2012.
- Phase 2: détermination de zones appropriées (clusters) à l'approvisionnement en chauffage de proximité et à distance basé sur les énergies renouvelables et localisation géographique de ces zones dans le webSIG.
- Phase 3: mise en oeuvre. En collaboration avec des partenaires, l'ASCAD initie des projets de chauffage de proximité et à distance dans des régions identifiées comme appropriées

Ce découpage est plus stratégique au niveau de l'association faîtière qu'opérationnel pour un investisseur sur un projet précis.

3 Analyse économique dans la pratique

Les résultats d'interview de trois acteurs du marché sont présentés dans les chapitres suivants. Ils représentent un échantillonnage restreint et ne sont pas représentatifs, au sens statistique, de l'ensemble du domaine en Suisse.

Les entreprises rencontrées travaillent plutôt avec des réseaux chauds classiques mais aussi froids sur eau de nappe ou de lac. Les entreprises ne sont pas spécialisées dans une seule technique de production de chaleur et utilisent des sources telles que le bois, le gaz naturel et les déchets. Le mazout est unanimement banni. Les énergies renouvelables sont privilégiées mais rarement employées pour couvrir 100% de la production en raison de leur coût plus élevé en mode de couverture des pointes de puissance.

La gamme de puissance des réseaux thermiques réalisés est large puisqu'elle s'étend de 100kW jusqu'à 100MW. Les entreprises interrogées ont réalisé entre 4 et 50 réseaux et leur chiffre d'affaires annuel lié à cette branche d'activité va de 1 à 38 Mio CHF.

Il est apparu qu'en Suisse, l'usage d'indicateurs généraux (densité de consommation par exemple) menant à une prise de décision n'est pas appliqué en pratique. L'évaluation d'un projet passe par une approche financière globale « classique ». La décision d'investir fait suite à une analyse de prise de risque où tous les paramètres techniques et économiques sont introduits dans un modèle de calcul sous forme de coûts ou de bénéfices.

Certes, la densité de consommation, par exemple, intervient indirectement sous forme de coût du réseau et de quantités vendues, mais elle n'est pas considérée pour elle-même. C'est le résultat global de rentabilité qui est évalué et les autres indicateurs ne sont pas considérés séparément. Des différences apparaissent dans la démarche d'évaluation de la rentabilité selon si le réseau concerné est de type centralisé (avec plusieurs lieux de production et potentiellement extensible) ou décentralisé. Dans un réseau centralisé, l'ajout d'une nouvelle boucle avec une centrale de production n'est pas analysé pour lui-même. C'est sur l'ensemble du réseau que se fait le calcul économique.

3.1 Modèle de calcul

Les acteurs du marché interrogés n'emploient pas de modèle théorique normé. D'ailleurs, ils ne connaissent que peu ou pas du tout les normes. Tous ont déclaré se baser sur leur propre modèle qui est de type dynamique (discounted cash flow). Tous les indicateurs économiques sont utilisés, mais l'accent est généralement mis sur le TRI et/ou sur le prix de vente par unité d'énergie fournie.

Deux approches différentes ont été identifiées dans la démarche de calcul de faisabilité économique. La première est basée sur un calcul de TRI comme illustré dans la Figure 16. Les valeurs de références liées aux divers coûts et recettes attendues par la vente de chaleur ainsi que les paramètres du modèle servent à calculer un TRI qui est ensuite confronté à la valeur cible souhaitée (le WACC). Si le projet se révèle rentable, le passage à la prochaine phase du projet est validé. Dans le cas contraire, une itération a lieu avec modification des entrées du modèle pour permettre de faire évoluer favorablement le résultat. Si les contraintes sont telles que les baisses de coûts ou la hausse du prix de vente sont au-delà du raisonnable, le projet sera abandonné.

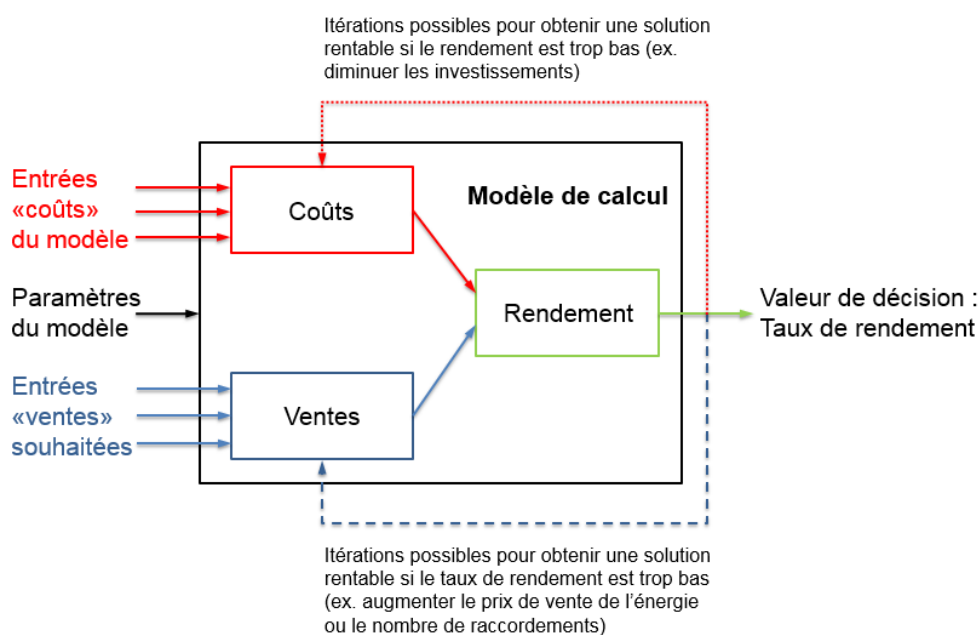


Figure 16 : Schéma de principe du modèle de calcul avec le Rendement pour résultat comme valeur de décision

Il arrive que les opérateurs publics décident de réaliser un projet qui ne répond pas aux critères économiques pour des raisons politiques ou stratégiques.

La deuxième approche illustrée dans la Figure 17 se base sur les divers coûts ainsi que le WACC. Dans ce cas de figure, c'est le prix de vente de l'unité de chaleur qui est calculé. La démarche est très similaire au premier cas et implique des itérations tant que le résultat du calcul n'est pas satisfaisant. Si le prix de vente est trop élevé pour être acceptable par les clients, l'étape de raccordements n'aboutira pas au résultat escompté menant ainsi à un échec financier.

Ces deux manières d'analyser la faisabilité d'un projet sont parfois utilisées en parallèle. Elles permettent ainsi d'identifier quels leviers employer pour obtenir la rentabilité souhaitée. Ces derniers résident souvent dans le besoin d'abaisser les investissements ainsi que de recentrer sur des zones à meilleure densité de besoins.

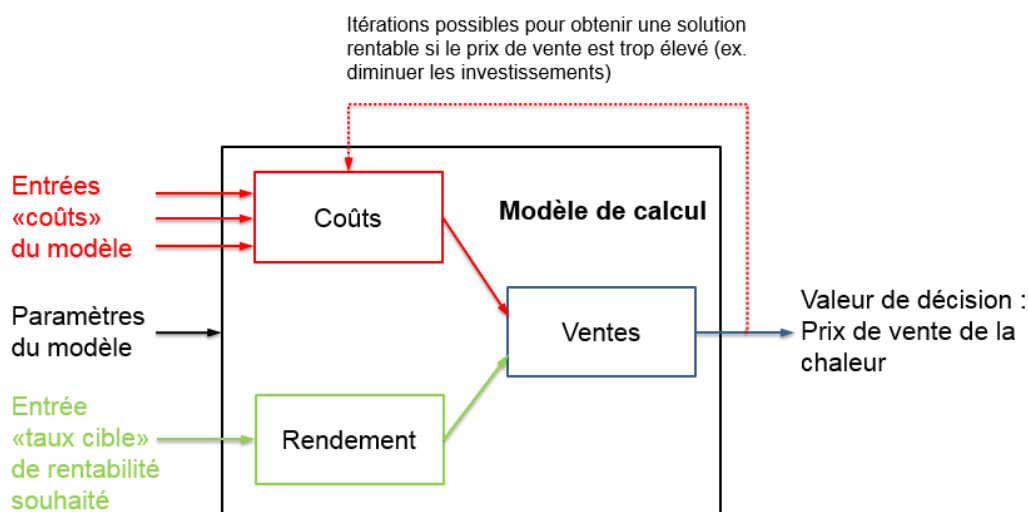


Figure 17 : Schéma de principe du modèle de calcul avec le prix de vente de la chaleur pour résultat comme valeur de décision

Il est intéressant de constater que la rentabilité d'un projet n'est pas toujours évaluée pour un cas particulier mais peut l'être de façon globale. Certaines entreprises requièrent un certain seuil de rentabilité pour le portefeuille de réseaux qu'ils réalisent ou exploitent. Certains projets moins intéressants financièrement verront le jour en bénéficiant de la meilleure rentabilité d'autres réseaux.

3.1.1 Structure de financement

La structure de financement (parts des fonds propres et de fonds étrangers) est parfois théorique (capacité d'endettement par exemple), parfois effective (structure de financement selon bilan de l'entreprise, ou financement envisagé pour le projet considéré). La part de fonds propres prise en compte dans les calculs de rentabilité varie entre 40% et 50%. L'une des entreprises indique se baser sur un tel calcul pour l'analyse de prise de risque tout en finançant les projets à 100% en fonds propres dans la pratique.

3.1.2 Valeur résiduelle

La valeur résiduelle est prise en compte au cas par cas. Les réponses données indiquent que souvent l'horizon-temps est choisi égal à l'espérance de vie des équipements sans faire intervenir de valeur résiduelle. C'est toutefois le cas si des réinvestissements importants doivent être faits ou

si un élément a une durée de vie plus longue que l'horizon-temps du calcul. Dans ce cas de figure, l'une des entreprises considère la valeur résiduelle comme constante jusqu'au tiers de l'espérance de vie technique de l'élément, puis elle diminue linéairement jusqu'à la fin de l'espérance de vie.

Une autre réponse donnée indique qu'une valeur résiduelle est toujours prise en considération mais que, si les parties ne s'entendent pas sur une valeur de rachat en fin de contrat, elle est mise à zéro dans l'outil de calcul.

Les réseaux construits en galerie technique, qui permet un entretien facilité, voient leur durée d'amortissement rallongée (80 ans).

3.1.3 Externalités

Les externalités ne sont pas toujours prises en compte ou le sont parfois suite à une demande émanant des clients. La taxe CO₂ dont s'acquittent certaines entreprises entre dans cette catégorie.

3.2 Outil opérationnel

Tous les acteurs du marché questionnés emploient un outil opérationnel. Celui-ci est généralement développé en interne sous forme d'un tableur de calcul (Excel). Il applique le modèle défini par chaque entreprise et inclut les divers paramètres d'entrées ou valeurs de référence. Il peut servir à simuler divers cas de figure mais aussi tester la sensibilité du modèle à la variation de tel ou tel paramètre.

Le même outil est utilisé tout au long d'un projet pour évaluer le critère de décision choisi (par exemple le TRI). Ce sont les données qui s'affinent au fil des phases du projet. Plus le niveau de définition augmente au niveau du choix et du dimensionnement des divers éléments constituant le réseau thermique, plus le chiffrage devient précis et le critère de décision robuste. Un certain nombre d'hypothèses interviennent toutefois au niveau de l'évolution future des marchés, qui sont difficilement prévisibles.

3.3 Valeurs de référence

3.3.1 Prix de l'énergie

Les références sont basées sur les prix publics officiels du marché. Les fluctuations futures ne sont pas une source d'inquiétude pour l'exploitant puisqu'il indexe généralement la part variable du prix de vente au client sur ces valeurs du marché.

Les prix de sources telles que l'eau du lac ou la récupération de chaleur sont présumés constants.

Les énergies renouvelables s'avérant souvent plus coûteuses, une des entreprises déclare cibler 40% de la puissance pour 75% à 80% de l'énergie couverte par ce biais. Pour certains réseaux fonctionnant par exemple au bois ou avec de l'eau du lac, 100% de l'énergie peut être fournie de façon renouvelable.

3.3.2 Coût de la technique

Les prix liés à la production de chaleur, quelle que soit la technologie appliquée, ou au coût des conduites et du génie civil sont généralement estimés par le chef de projet sur la base de l'expérience propre. Les valeurs tirées de précédents projets réalisés à l'interne ou transmis par des bureaux d'ingénieurs chargés de l'étude servent de référence. La précision de l'estimation initiale est affinée au fil du projet et les offres fixent le prix à la dernière étape avant la réalisation.

3.3.3 Coût des fonds propres

Le mode de détermination du coût des fonds propres n'est pas uniforme. Pour deux entreprises, c'est un taux hors risque additionné de primes de risque. Elles tentent de reproduire le raisonnement d'un investisseur qui achèterait des parts de l'entreprise sur le marché (selon une méthodologie développée par le professeur Damo Daran). Une première prime reflète le risque du marché suisse des actions (SMI). La seconde prime dépend du risque relatif de la branche par rapport à l'ensemble du marché boursier de référence. La troisième dépend de la volatilité relative du cours des actions de l'entreprise par rapport aux autres entreprises de la branche. L'une des deux entreprises y ajoute une prime supplémentaire pour les réseaux thermiques car la prime de branche est calculée sur la base des données du secteur gaz.

Pour une autre entreprise, c'est le rendement obtenu sur les fonds propres d'autres entreprises de la branche qui sert de référence.

Le calcul est habituellement effectué par un consultant externe.

3.3.4 Coût des fonds étrangers

Cette valeur reflète le coût d'un emprunt pour l'entreprise.

La détermination du coût des fonds étrangers varie selon les entreprises et leurs sources de financement. Pour une entreprise, financée par une collectivité publique, le coût des fonds étrangers est la somme d'un taux hors risque, de la prime de risque que la collectivité doit payer sur le marché pour se refinancer, et d'une marge couvrant le risque de non remboursement par l'entreprise à la collectivité. Pour une autre entreprise, c'est le coût prospectif moyen, sur les cinq prochaines années, de l'ensemble de la dette (endettement actuel compris) ; ce qui nécessite une prévision de l'évolution des taux d'intérêt.

3.3.5 Coûts d'exploitation, gestion, entretien et maintenance

Ces coûts sont estimés en interne selon l'expérience propre ou basés sur des chiffres fournis par des bureaux d'ingénieurs.

La structure globale des coûts suit la tendance suivante : un tiers est lié à l'exploitation (variable) et deux tiers sont liés au capital (fixe).

3.3.6 Prix de la concession

Cette valeur peut être obtenue auprès des communes. Il est nécessaire de l'obtenir rapidement en amont du projet.

3.3.7 Durée d'amortissement

Un des acteurs du marché a indiqué un manque de références pour estimer la durée d'amortissement dans le domaine des réseaux thermiques.

Les installations considérées globalement utilisent une durée d'amortissement de 30 ou 40 ans. Pour une des entreprises, les valeurs suivantes sont retenues :

- Conduites enterrées : 40 ans
- Conduites : 50 ans
- Canaux techniques : 80 ans

Dans certains cas, des investissements de remplacement sur la durée de l'exploitation du réseau sont pris en compte.

3.3.8 Tarification de la chaleur

La structure du système de tarification de la chaleur comprend une taxe de raccordement qui finance une partie des investissements. Le montant facturé à la consommation est composé d'une part fixe destinée à couvrir le solde des investissements et les charges de fonctionnement et de maintenance, ainsi que d'une part variable liée à la fourniture d'énergie. Cette dernière est indexée à un indice énergétique de sorte à rester cohérente avec les fluctuations des prix du marché.

Des variations dans le mode de tarification interviennent selon si la chaleur est fournie à haute ou basse température et si le réseau est centralisé ou décentralisé.

3.3.9 Subventions

Les valeurs sont publiques. Les subventions sont intéressantes par leur impact positif sur le budget et prises en considération au cas par cas. Toutefois, elles ne constituent pas une condition dans la démarche de prise de décision pour aller de l'avant avec un projet de réseau thermique.

3.3.10 Investisseurs

Une étude suisse (Schlöpfer et al. 2017) a défini que les garanties de sécurité requises par les investisseurs institutionnels sont les suivantes :

- les coûts totaux du projet doivent être financés par 33% de fonds propres ;
- retour dans les chiffres noirs après 3 à 5 ans.

Le groupe de discussion qui a compilé les résultats de l'étude comprenait des représentants de sociétés d'approvisionnement en énergie, investisseurs institutionnels, entreprises, associations

professionnelles, milieu académique ainsi que le bureau cantonal de l'énergie de St-Gall. Le projet de réseau d'énergie de Anergienetz GSG a servi d'exemple de référence.

3.3.11 Synthèse

La préférence va aux énergies renouvelables qui demandent le moins de capital par unité de puissance installée ou valorisée. Le coût des fonds propres et des fonds étrangers constitue un facteur très sensible dans la prise de décision.

Les subventions pratiquées à ce jour ne semblent pas constituer une condition décisive pour aller de l'avant dans un projet.

3.4 Indicateurs

Comme décrit dans la section 3.1, il est apparu que l'usage d'indicateurs menant à une prise de décision n'est pas appliqué en pratique. Le critère de décision est constitué des contributions conjuguées des divers paramètres qui se reflètent soit dans le prix de vente ou le TRI calculé. Les paramètres entrant dans le calcul ne sont pas évalués individuellement.

La prise en considération d'indicateurs dans une phase préliminaire joue toutefois un rôle substantiel dans la sélection de projets potentiellement prometteurs. Ainsi, la densité de consommation à l'hectare est l'indicateur clé dans le processus initial de recherche d'opportunité.

Les points suivants ont tous été évalués avec une haute importance qui se révèle plus marquée en début de projet :

- densité linéaire des preneurs ;
- distance des preneurs à la conduite principale ;
- distance du site par rapport aux sites opérationnels du contractant ;
- présence d'un autre réseau (synergies et potentiel de couplage) ;
- vitesse ainsi que taux de raccordement au réseau ;
- implantation de gros consommateurs ;
- possibilité de développement par étape ou ultérieure d'un réseau ;
- structure du réseau, compacité et limites d'expansion.

L'aspect stratégique qu'un projet peut représenter sera considéré dans le cas où une entreprise a les moyens financiers de réaliser un réseau qui n'est pas aussi rentable que souhaité. Une structure plus petite ne pourra pas se permettre ce cas de figure risqué. Les réponses obtenues sur ce sujet sont de ce fait très contrastées ; le critère est soit primordial, soit inutile.

Une volonté politique affichée d'encouragement des réseaux (concept énergétique régional, Cité de l'Énergie, Société à 2'000 Watt) peut être intéressante comme ignorée selon les interlocuteurs. Dans tous les cas, elle ne constitue pas un critère suffisant pour influencer la réalisation d'un réseau thermique. Il en va de même pour la présence d'un autre réseau constituant une potentielle concurrence.

Qu'une concession soit nécessaire ou non n'affecte pas a priori sur un projet. Les coûts qui en découlent seront répercutés dans le calcul financier.

3.5 Définition des phases d'un projet

Les phases qui sont suivies lors d'un projet de réseau thermique reflètent le déroulement défini au sens de la norme SIA 108/20/30/40. Une première étape d'évaluation de l'opportunité et d'analyse de la faisabilité (phase A) est suivie par une phase d'avant-projet (phase B). La réalisation du projet y succède, comprenant les demandes de permis et mises à l'enquête (phase C).

Des différences interviennent lors de la phase A au niveau de la définition de l'opportunité. En effet, le déclencheur d'un projet peut se situer lors de l'acquisition de clients qu'il peut être intéressant de fournir au travers d'un réseau thermique. Une autre approche consiste à localiser un potentiel de demande intéressant et définir un réseau cible pour lequel l'acquisition de clients aura lieu dans une étape ultérieure.

Les divers indicateurs cités dans la section 3.4 ne présentent pas le même intérêt à des moments différents. Cet aspect temporel est lié à certains indicateurs de façon plus marquée alors que d'autres présentent un intérêt tout au long d'un projet. Le sondage mené illustre quels indicateurs sont importants et à quel moment selon la pratique en Suisse.

Il est intéressant de noter que la prise en compte d'indicateurs n'intervient réellement dans le processus de décision que lors de la phase d'opportunité. La densité énergétique à l'hectare représente une grandeur essentielle à un stade précoce dans le choix de mener ou non une étude de faisabilité sur un périmètre donné. À partir de ce moment, c'est un calcul de rentabilité élaboré, tel que décrit dans la section 3.1, qui sert à valider le passage d'une phase à la prochaine.

Lors des phases suivantes, les divers indicateurs relèvent plutôt de l'ordre de pistes possibles pour améliorer la rentabilité d'un projet. Durant l'étude de faisabilité comme pour les suivantes, la densité énergétique linéaire, les investissements et coûts d'exploitation ainsi que le prix de vente de la chaleur sont déterminants. Ces derniers sont des leviers permettant d'agir pour faire évoluer une solution jugée trop peu rentable vers un projet qui voit le jour.

3.6 Besoins identifiés

Les pouvoirs publics pourraient contribuer à faciliter les calculs de rentabilité notamment en assurant une visibilité à long terme sur les modes d'encouragement des énergies propres et renouvelables. Un programme de subventions qui varie fréquemment est difficile à prendre en compte dans le calcul de la rentabilité d'un projet qui peut s'étendre sur plusieurs années.

L'accès à des valeurs de références a également été cité comme pouvant améliorer les calculs de rentabilité des entreprises, par exemple au niveau des limites de potentiel de diverses ressources sur le territoire suisse comme le bois.

De façon générale, toutes les démarches favorisant les énergies renouvelables trouveront un impact positif dans leur usage pour la production d'énergie distribuée par les réseaux thermiques.

Il y a un risque inhérent associé au développement des réseaux thermiques. Lorsque commence la prospection des clients potentiels, il n'est pas possible de leur garantir que le projet se réalisera, ce qui complique la commercialisation et risque donc d'aboutir à la non réalisation du projet, même s'il peut être rentable à terme. Le risque implique également que le projet doive être réalisé par étape, au gré de l'acquisition de nouveaux clients, ce qui complique et renchérit la mise en œuvre. La question de la prise en charge de ce risque reste entière, par exemple par un système de cautionnement.

4 Conclusion et recommandations

Chaque acteur du marché calcule et juge la rentabilité à sa manière. Il n'y a pas de méthode universelle commune. Considérant l'usage que font habituellement les professionnels des normes économiques, il ne semble pas utile d'en faire une de plus pour les réseaux thermiques. Nous supposons que la SIA 384.110 serait un peu plus utilisée si sa partie économique était plus conviviale.

Pour l'opérationnel, le développement d'un éventuel outil standardisé n'est pas opportun, pour les mêmes raisons. De plus, l'expérience nous montre que l'éventail des projets possibles, le nombre de variables à considérer et d'équations à utiliser, l'infinité des hypothèses raisonnables quant à l'avenir et la palette des indicateurs pertinents font que l'idée d'un outil standardisé est probablement un vœu pieu. Sauf peut-être si on se limite strictement au réseau de distribution "primaire" (de la sortie du site de production à l'entrée chez les clients).

En revanche, on a pu observer un certain manque de maîtrise des concepts économiques et financiers parmi nos interlocuteurs. Nous avons entendu des déclarations étonnantes, comme par exemple "c'est un consultant qui détermine le coût des fonds propres, on ne sait pas très bien comment". Même si le besoin n'a pas été exprimé, il semble que des formations spécifiques dans le domaine pourraient être utiles.

Le besoin en valeurs de références n'est pas clair. Une enquête spécifique permettrait de clarifier ce point.

Concernant les risques, le souhait exprimé d'un système de cautionnement révèle ou illustre un des principaux obstacles à la création de réseaux thermiques : le raccordement des clients. Il y a deux manières d'agir, qui peuvent d'ailleurs se compléter :

1. Atteindre le taux de raccordement visé par des mesures d'information, de motivation, d'incitation voire de contrainte.
2. Alléger la charge en capital du pré-investissement dans le réseau si le raccordement est plus lent que prévu dans le plan d'affaires.

Les modalités sont à préciser et l'entité qui porterait ou assurerait le risque reste à définir. Mais cet élément est très important pour stimuler le développement de réseaux.

Les mesures qui permettraient de diminuer le coût du capital sont également très importantes. Par exemple, les collectivités publiques pourraient octroyer elle-même des prêts à taux réduits, en assumant au passage tout ou partie des risques, du moins de façon temporaire (jusqu'à ce que le réseau ait atteint sa "vitesse de croisière"). Il s'agit de la notion, parfois utilisée, de « crédit-relais ».

Références

Normes et directives

Journal officiel de l'Union européenne : *Directive 2012/27/UE du Parlement Européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique*, 14 novembre 2012

Journal officiel de l'Union européenne : *Communication from the Commission on the revision of the method for setting the reference and the discount rates (2008/C 14/02)*, 19 janvier 2008

Standard Européen CEN/TC 228 *Energy Efficiency for Buildings - Standard economic evaluation procedure for energy systems in buildings*, août 2006

Norme DIN EN 15459:2008-6 *Energieeffizienz von Gebäuden – Wirtschaftlichkeitsberechnung für Energieanlagen in Gebäuden*

Norme SIA SN 506 480 *Calcul de rentabilité pour les investissements dans le bâtiment*, mars 2016

Norme VDI 2067-01:2012-09 *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung*, septembre 2012

Autres documents

ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) : *Fonds chaleur 2016 - Secteur réseaux de chaleur*, mai 2016

ADEME : *Evaluation des coûts d'exploitation associés aux chaufferies biomasse*, 12 novembre 2010

AMORCE : Réseaux de chaleur & bâtiments basse consommation : l'équation impossible ? Enjeux pour les collectivités et les autres acteurs, ADEME, Série économique RCE 12, mai 2011

ASCAD : *Contracting de chauffage à distance – Questions fréquentes*, fernwaerme-schweiz.ch, 2016

Ahlgren E. : *District Heating*, IEA Energy Technology Network ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program), Technology Brief E16, janvier 2013

CRB : *Life Cycle Cost Handbuch*, 2012

Department of Energy & Climate Change : *Assessment of the Costs, Performance, and Characteristics of UK Heat Networks*, Final Report, 2015

Dettli, Müller, Ott : *Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz*, econcept, mai 2006

Econcept : *Begleitender Bericht zur Empfehlung "Wirtschaftlichkeit von Neubau- und Erneuerungsinvestitionen"*, Schlussbericht, 30. Oktober 2013

Groth T. : *Commercial heat network modelling*, London Economics, présentation à Heat Modelling Unit at the Department of Energy and Climate Change, 2015

Thalmann S. et al. : *Planungshandbuch Fernwärme*, 2017

Nussbaumer T., Thalmann S. : *Sensitivity of System Design on Heat Distribution Cost in District Heating*, International Energy Agency (IEA) Bioenergy Task 32 et l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN), décembre 2014

Parsons Brinckerhoff : *A District Heating Utility for the Tees Valley : Strategic Framework*, Centre for Processes Innovation, novembre 2010

Prévoit H. : *Les réseaux de chaleur*, Conseil général des mines, Ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, mars 2006

Sres A. : *Livre blanc sur le chauffage à distance en Suisse – Stratégie ASCAD*, Association suisse du chauffage à distance (ASCAD), janvier 2017

SuisseEnergie : « *Planification énergétique territoriale – Module 6 : Réseaux de chaleur, réalisation et rentabilité* », 2013

Schläpfer A. Hangartner D. : *Anergienetz : Anforderungen für Investoren und Betreibermodelle*, Energieagentur St.Gallen, janvier 2017

Thalmann S., Nussbaumer T., Jenni A. : *Umsetzung Optimierungsmaßnahmen Fernwärme*, BFE octobre 2016

Thalmann, Nussbaumer, Good, Jenni : *Analyse und Optimierung von Fernwärmenetzen – Ist-Analyse von Fernwärmenetzen und Bewertungs-Tool zur Netz-Optimierung*, BFE, novembre 2013

ANNEXE I : Questionnaire du sondage N°1

1 Introduction

Dans le cadre de son programme « Réseaux Thermiques », l'Office Fédéral de l'Énergie vise à établir un état des lieux des aspects économiques liés aux réseaux sur le territoire suisse. C'est dans ce contexte que vous recevez le présent document que nous vous prions de bien vouloir compléter.

L'enquête a pour but dans un premier temps d'identifier les paramètres déterminants ainsi que leur incidence sur la rentabilité des réseaux. Il n'y est demandé aucune valeur chiffrée de votre part. Une deuxième partie concerne les modèles et méthodes de calcul utilisés pour l'étude de la rentabilité.

1.1 Informations contextuelles

[1] Êtes-vous spécialisés dans une technique de production de chaleur ?

Oui

Non

Si oui laquelle :

[2] Travaillez-vous plutôt avec des réseaux :

Chauds classiques

Froids

Mais aussi quelques projets froids

[3] Dans quelle gamme de puissance travaillez-vous généralement :

100kW à 10MW

[4] Nombre de réseaux thermiques réalisés :

4 en fonction + des projets

[5] Nombre de collaborateurs dans l'entreprise (liés aux réseaux) :

~10 mais grande croissance prévue

[6] Chiffre d'affaires lié aux réseaux thermiques :

~1 Mio CHF

2 Phases d'un projet

[7] Nous souhaitons connaître les étapes qui jalonnent un projet de réseau thermique.

Quelles sont les phases telles que vous les définissez ?

Selon la norme SIA Selon l'expérience propre

Voici un tableau qui présente les phases au sens de la norme SIA 108 /20/30/40 :

A	B	C
Opportunité, faisabilité	Avant-projet	Projet, enquête, permis

Si cette procédure ne correspond pas avec votre approche, veuillez indiquer vos propres phases A, B, C, D dans le tableau ci-dessous.

A	B	C	D

3 Indicateurs financiers

3.1 Modèle de calcul

[8] Si, pour évaluer la rentabilité d'un projet lors de l'analyse économique, vous utilisez un modèle existant (ex: SIA 480), veuillez préciser lequel :

N'utilise pas de modèle théorique normé

[9] Si vous utilisez un modèle existant, y apportez-vous des modifications ?

Oui Non

Si oui, veuillez spécifier :

--

[10] Si vous utilisez votre propre modèle, est-ce un modèle :

- Statique (coût annuel moyen) Dynamique (Discounted Cash Flow)

[11] S'il s'agit d'un modèle dynamique, quels sont les indicateurs que vous employez ?

- Valeur actuelle
 Valeur actuelle nette
 Taux de rendement interne
 Annuité
 Période de remboursement
 Coût de mise à disposition d'une unité de chaleur / froid
 Autre :

[12] Quelle part de fonds propres considérez-vous dans les calculs ?

~50%

En réalité, l'entreprise investit aujourd'hui à 100%.

[13] Prenez-vous en compte une valeur résiduelle ?

- Oui Non

Généralement pas avec calcul sur 30 ans. Prise en considération si réinvestissement important.

[14] Prenez-vous en compte les externalités ?

- Oui Non

Sauf si le client le demande, ce qui est rare.

[15] Utilisez-vous un outil (logiciel spécifique ou logiciel générique genre tableur) basé sur votre modèle de calcul ?

- Oui Non

[16] Si oui, avez-vous développé votre propre outil ou pouvez-vous indiquer sa provenance ?

Oui (reprend aussi les calculs faits par les bureaux d'ingénieurs)

[17] Employez-vous le même modèle pour chaque phase du projet?

Oui

[18] Quel est le mode de tarification que vous employez ?

- Taxe de raccordement
- Part fixe pour les investissements
- Part variable pour l'énergie *(indexée à un indice énergétique)*
- Autre (veuillez spécifier) :

3.2 Valeurs de référence

Vous utilisez des valeurs de référence ou d'expérience pour différents paramètres qui entrent dans les calculs de faisabilité / rentabilité. Par exemple, des prévisions sur l'évolution des prix de l'énergie, les taux d'intérêt du marché pour le coût des fonds étrangers, ou des ouvrages réalisés pour le coût spécifique des conduites.

Pour certains paramètres, vous ajustez les valeurs de référence afin de les adapter au projet considéré. Par exemple, vous ajustez les prévisions sur l'évolution des prix de l'énergie en fonction de votre propre perception des mutations technologiques possibles, vous ajoutez une prime de risque sur le taux hors risque du marché, ou vous ajustez le coût des conduites pour tenir compte de la taille du projet.

Veuillez indiquer dans le tableau suivant le mode de détermination des paramètres que vous utilisez dans les calculs de faisabilité / rentabilité, en précisant le cas échéant si la source de référence et / ou le mode d'ajustement varient selon la phase du projet.

	Paramètres	Source de référence <i>(Où allez-vous chercher l'information ?)</i>	Ajustements, calculs propres <i>(Veuillez spécifier le cas échéant)</i>
[19]	Prix du pétrole	<i>Pas utile</i>	

	Paramètres	Source de référence <i>(Où allez-vous chercher l'information ?)</i>	Ajustements, calculs propres <i>(Veuillez spécifier le cas échéant)</i>
[20]	Prix du gaz	<i>Prix publics officiels</i>	
[21]	Prix de l'électricité		
[22]	Prix d'autres sources d'énergie (par ex. eau du lac, récupération de chaleur)	<i>Prix présumé constant</i>	
[23]	Prix des chaudières	<i>Basé sur l'expérience interne des projets réalisés et sur les bureaux d'ingénieurs avec qui ils travaillent. Ensuite consultation de fournisseurs potentiels dans les phases avancées du projet, demandes d'offres</i>	
[24]	Prix des PAC		
[25]	Coût des sondes géothermiques		
[26]	Prix des panneaux solaires thermiques		
[27]	Prix des panneaux solaires photovoltaïques		
[28]	Coût des conduites		
[29]	Coût du GC		
[30]	Coût des fonds propres	<i>Par comparaison avec les rendements obtenus par d'autres entreprises de la branche par métier</i>	
[31]	Coût des fonds étrangers	<i>Coût probable d'un emprunt pour l'entreprise (environ 2%)</i>	
[32]	Charges d'exploitation (opérations, technique)	<i>Données internes et fournies par les bureaux d'ingénieurs</i>	
[33]	Coûts gestion (administratif, service clientèle)		
[34]	Frais d'entretien, de réparation, de maintenance		
[35]	Durées d'amortissement	<i>30 ans</i>	

	Paramètres	Source de référence <i>(Où allez-vous chercher l'information ?)</i>	Ajustements, calculs propres <i>(Veuillez spécifier le cas échéant)</i>
[36]	Valeurs résiduelles	<i>Pas prise en considération, à moins que des réinvestissements importants soient nécessaires</i>	
[37]	Énergie de pompage	<i>Bureaux d'ingénieurs</i>	
[38]	Subventions (investissement/exploitation)	<i>Intéressant au cas par cas mais pas une condition</i>	
[39]	Prix de la concession	<i>Donnée à obtenir rapidement en amont du projet</i>	

4 Autres indicateurs

4.1 Degré d'importance des indicateurs

Préalablement ou parallèlement au calcul des indicateurs financiers, un certain nombre de critères entrent en ligne de compte pour décider de lancer chacune des phases d'un projet. Il ne vous est demandé ici aucun chiffre, seulement d'indiquer quel est le degré d'importance (de 0 à 2) qui s'y rapporte et lors de quelle phase(s) d'un projet il intervient. Veuillez indiquer pour chaque paramètre la cotation que vous lui attribuez dans vos phases A, B, C (et D) telles que vous les avez définies au point 2.

La notation à utiliser est la suivante :

- 2 : Primordial : indicateur indispensable à la prise de décision
- 1 : Important : prise de décision possible sans, mais plus difficile
- 0 : Inutile : aucune prise en compte de cet indicateur dans le processus

	Indicateurs	Phases d'un projet			
		A	B	C	D
	<i>Techniques</i>				
[40]	Densité linéaire des preneurs				
[41]	Densité à l'hectare des preneurs				
[42]	Présence d'un autre réseau : synergies, potentiel de couplage	1			
[43]	Distance des preneurs à la conduite principale				
[44]	Distance du site par rapport aux sites opérationnels du contractant				
[45]	Structure du réseau, facteur de compacité				
	<i>Économiques et commerciaux</i>				
[46]	Besoin d'une concession				
[47]	Vitesse de raccordement au réseau				
	<i>Stratégiques</i>				
[48]	Importance stratégique du projet	2	2	2	
[49]	Raccordement à du couplage chaleur-force				
[50]	Volonté politique affichée d'encouragement des réseaux (concept énergétique régional, Cité de l'Énergie, Société à 2'000Watt)	2	1	1	
[51]	Implantation de gros consommateurs, clients clés	2	2	2	
[52]	Possibilité de développement par étape et/ou ultérieur	2	2	2	
[53]	Présence d'un autre réseau : concurrence				
[54]	Autre ?				

5 Démarche d'évaluation de la faisabilité économique

Nous vous demandons de décrire pour chaque phase la démarche appliquée pour juger de la rentabilité d'un projet de réseau thermique.

[55] Comment jugez-vous les indicateurs que vous considérez comme décisifs, y a-t-il des limites au-delà desquelles le projet est abandonné (par exemple une densité de preneurs inférieure à x ou un rendement du projet inférieur à y) ?

L'évaluation passe par un calcul économique global.

Une valeur est fixée pour le TRI.

Le prix de vente de l'énergie est le résultat du calcul.

[56] Sur quoi agissez-vous si le résultat n'est pas concluant, dans le but de l'améliorer ?

Si le prix de vente de l'énergie est trop haut, une réévaluation est faite.

Lors de l'itération suivante, les coûts devront être diminués pour permettre un prix de vente acceptable par les clients.

Si cela n'est pas réalisable, le projet est abandonné.

6 Besoins

[61] Pour conclure, nous souhaitons identifier quels sont vos besoins. Avez-vous des suggestions sur des mesures ou tout type de soutien qui pourraient vous aider dans l'analyse de faisabilité économique de vos projets de réseaux thermiques ?

- Moins de volatilité dans les subventions car cela pose problème pour faire des projets à long terme.
- Tout ce qui favorise le renouvelable est bon (orientation de l'entreprise).
- Quel est le potentiel et quelles sont les limites du bois au niveau suisse ?

ANNEXE II : Questionnaire du sondage N°2

1 Introduction

Dans le cadre de son programme « Réseaux Thermiques », l'Office Fédéral de l'Énergie vise à établir un état des lieux des aspects économiques liés aux réseaux sur le territoire suisse. C'est dans ce contexte que vous recevez le présent document que nous vous prions de bien vouloir compléter.

L'enquête a pour but dans un premier temps d'identifier les paramètres déterminants ainsi que leur incidence sur la rentabilité des réseaux. Il n'y est demandé aucune valeur chiffrée de votre part. Une deuxième partie concerne les modèles et méthodes de calcul utilisés pour l'étude de la rentabilité.

1.1 Informations contextuelles

Établissement de droit public (communal)

[3] Êtes-vous spécialisés dans une technique de production de chaleur ?

Oui

Non

Si oui laquelle :

Bois, gaz naturel, déchets

[4] Travaillez-vous plutôt avec des réseaux :

Chauds classiques

Froids

2 projets sur eau de nappe avec PAC décentralisées, réseaux froids en contracting plutôt

[3] Dans quelle gamme de puissance travaillez-vous généralement : (ils essaient de connecter leurs réseaux)

0.5 – 5 MW décentralisé
Jusqu'à 100 MW centralisé

[4] Nombre de réseaux thermiques réalisés :

40 – 50 (un gros et plusieurs réseaux décentralisés)

[5] Nombre de collaborateurs dans l'entreprise (liés aux réseaux) :

~ 50 – 60 personnes
(total de 600 employés)

[6] Chiffre d'affaires lié aux réseaux thermiques :

38 Mio CHF (23 Mio réseaux
+ 15 Mio contracting)

2 Phases d'un projet

[7] Nous souhaitons connaître les étapes qui jalonnent un projet de réseau thermique.

Quelles sont les phases telles que vous les définissez ?

- Selon la norme SIA Selon l'expérience propre

Voici un tableau qui présente les phases au sens de la norme SIA 108 /20/30/40 :

A	B	C
Opportunité, faisabilité	Avant-projet	Projet, enquête, permis

Si cette procédure ne correspond pas avec votre approche, veuillez indiquer vos propres phases A, B, C, D dans le tableau ci-dessous.

A	B	C	D
L'approche peut commencer par l'acquisition de clients ou bien par l'analyse d'un réseau cible puis acquisition de clients plus tard. Suite selon SIA108 depuis phase 31			

3 Indicateurs financiers

3.1 Modèle de calcul

[8] Si, pour évaluer la rentabilité d'un projet lors de l'analyse économique, vous utilisez un modèle existant (ex: SIA 480), veuillez préciser lequel :

Ne connaissent pas SIA 480 ni VDI 2067

[9] Si vous utilisez un modèle existant, y apportez-vous des modifications ?

Oui Non

Si oui, veuillez spécifier :

Projections des prix et des volumes, etc.

[10] Si vous utilisez votre propre modèle, est-ce un modèle :

Statique (coût annuel moyen) Dynamique (Discounted Cash Flow)

Réseaux centralisés (~ 100 MW) : le calcul de rentabilité n'est pas effectué par projet de centrale de production mais pour l'ensemble du réseau. Appliquent les normes Swiss Gap FER.

Réseaux décentralisés : Modèle standard, DCF avec WACC

Deux approches complémentaires :

Coûts annuels + rentabilité souhaitée déterminent le prix de revient de l'énergie

Prix de vente + rentabilité souhaitée déterminent le temps de pay-back

[11] S'il s'agit d'un modèle dynamique, quels sont les indicateurs que vous employez ?

- Valeur actuelle
- Valeur actuelle nette
- Taux de rendement interne : le TRI doit être supérieur à le WACC
- Annuité
- Période de remboursement

- Coût de mise à disposition d'une unité de chaleur / froid
- Autre

[12] Quelle part de fonds propres considérez-vous dans les calculs ?

40%

Le WACC est calculé chaque année.

WACC pour l'activité principale (électricité, eau, chaleur) : 4.8%

Le WACC est plus élevé pour l'acquisition d'installations de production à l'étranger. Références pour les primes de risque pays : prof. Damodaran.

Les fonds étrangers viennent de la commune. Coût de ces fonds = taux hors risque + prime de risque de la commune + marge

Coût des fonds étrangers = taux hors risque + prime de risque

La prime de risque dépend du rating de l'entreprise.

*Coût des fonds propres : $r_h + B * M_p$*

où r_h = taux hors risque, B = facteur de risque de l'entreprise (représente la volatilité du cours des actions de l'entreprise par rapport à la volatilité des cours des actions des autres entreprises de la branche ; si B est plus petit que 1, la volatilité du cours des actions de l'entreprise est plus faible que la moyenne), M_p est la prime de risque de marché (de la branche ; swiss market index).

[13] Prenez-vous en compte une valeur résiduelle ?

- Oui Non

Cela dépend des projets. Ils essaient d'avoir un horizon-temps égal à l'espérance de vie des équipements. Si un équipement a une espérance de vie résiduelle, ils tiennent compte de sa valeur résiduelle.

La valeur résiduelle est constante jusqu'au tiers de l'espérance de vie, puis elle diminue linéairement jusqu'à la fin de l'espérance de vie.

Pour les réseaux centralisés, seulement une valeur résiduelle technique est prise en compte (surtout en cas de litige), mais pas de valeur résiduelle pour le calcul de rentabilité. Les réseaux centralisés sont dans des galeries techniques. Cela facilite l'entretien et permet d'amortir les équipements sur 80 ans.

Pour les réseaux décentralisés, l'amortissement est de 40 ans.

Dans le cas de réseaux décentralisés, une valeur résiduelle est calculée avec la méthode des annuités. Le réseau est amorti à 40 ans, la valeur résiduelle est ensuite calculée avec la méthode des annuités. Le prix moyen de vente de l'énergie est déterminé par ce que le client est prêt à payer. C'est donc déterminé au cas par cas.

[14] Prenez-vous en compte les externalités ?

Oui Non

L'entreprise doit payer la taxe CO₂.

[15] Utilisez-vous un outil (logiciel spécifique ou logiciel générique genre tableur) basé sur votre modèle de calcul ?

Oui Non

[16] Si oui, avez-vous développé votre propre outil ou pouvez-vous indiquer sa provenance ?

Leur propre outil

[17] Employez-vous le même modèle pour chaque phase du projet?

Oui, mais les valeurs d'entrée sont affinées au fil du projet

[18] Quel est le mode de tarification que vous employez ?

Le mode de tarification varie pour la haute/basse température et aussi entre les réseaux centralisés (voir tabelles en annexe) et décentralisés.

- Taxe de raccordement
- Part fixe pour les investissements
- Part variable pour l'énergie
- Autre (veuillez spécifier) :

3.2 Valeurs de référence

Vous utilisez des valeurs de référence ou d'expérience pour différents paramètres qui entrent dans les calculs de faisabilité / rentabilité. Par exemple, des prévisions sur l'évolution des prix de l'énergie, les taux d'intérêt du marché pour le coût des fonds étrangers, ou des ouvrages réalisés pour le coût spécifique des conduites.

Pour certains paramètres, vous ajustez les valeurs de référence afin de les adapter au projet considéré. Par exemple, vous ajustez les prévisions sur l'évolution des prix de l'énergie en fonction de votre propre perception des mutations technologiques possibles, vous ajoutez une prime de risque sur le taux hors risque du marché, ou vous ajustez le coût des conduites pour tenir compte de la taille du projet.

Veillez indiquer dans le tableau suivant le mode de détermination des paramètres que vous utilisez dans les calculs de faisabilité / rentabilité, en précisant le cas échéant si la source de référence et / ou le mode d'ajustement varient selon la phase du projet.

	Paramètres	Source de référence <i>(Où allez-vous chercher l'information ?)</i>	Ajustements, calculs propres <i>(Veillez spécifier le cas échéant)</i>	
[19]	Prix du pétrole	Selon les prix du marché		
[20]	Prix du gaz			
[21]	Prix de l'électricité		Reportés sur le client au travers de la part variable du prix de l'énergie indexée sur ces valeurs.	
[22]	Prix d'autres sources d'énergie (par ex. eau du lac, récupération de chaleur)			
[23]	Prix des chaudières	Estimation du chef de projet qui sera affinée au fil du projet et pour finir avec des appels d'offres.		
[24]	Prix des PAC			
[25]	Coût des sondes géothermiques			
[26]	Prix des panneaux solaires thermiques			
[27]	Prix des panneaux solaires photovoltaïques			
[28]	Coût des conduites			
[29]	Coût du GC			

	Paramètres	Source de référence <i>(Où allez-vous chercher l'information ?)</i>	Ajustements, calculs propres <i>(Veuillez spécifier le cas échéant)</i>
[30]	Coût des fonds propres	Taux hors-risque + formule qui tient compte de l'état du domaine sur le marché selon la bourse par rapport aux autres entreprises (entre 0.5 et 1.5) et multiplié par la prime du marché additionnée d'un taux hors risque	
[31]	Coût des fonds étrangers	Taux hors risque plus une prime de risque selon Damo Daran et le rating de la Ville de Berne plus une marge	
[32]	Charges d'exploitation (opérations, technique)	Estimé en interne	
[33]	Coûts gestion (administratif, service clientèle)	Estimé en interne	
[34]	Frais d'entretien, de réparation, de maintenance		
[35]	Durées d'amortissement	Conduites enterrées 40 ans Conduites 50 ans Canaux techniques 80 ans Peu de références pour les réseaux thermiques. Pour les réseaux décentralisés, ils ne vont pas dans le détail pour chaque élément mais estiment globalement l'espérance de vie et prévoient des investissements de remplacement si nécessaire.	
[36]	Valeurs résiduelles		
[37]	Énergie de pompage		
[38]	Subventions (investissement/exploitation)	Valeurs publiques	
[39]	Prix de la concession	Communal	

4 Autres indicateurs

4.1 Degré d'importance des indicateurs

Préalablement ou parallèlement au calcul des indicateurs financiers, un certain nombre de critères entrent en ligne de compte pour décider de lancer chacune des phases d'un projet. Il ne vous est demandé ici aucun chiffre, seulement d'indiquer quel est le degré d'importance (de 0 à 2) qui s'y rapporte et lors de quelle phase(s) d'un projet il intervient. Veuillez indiquer pour chaque paramètre la cotation que vous lui attribuez dans vos phases A, B, C (et D) telles que vous les avez définies au point 2.

La notation à utiliser est la suivante:

- 2 : Primordial : indicateur indispensable à la prise de décision
- 1 : Important : prise de décision possible sans, mais plus difficile
- 0 : Inutile : aucune prise en compte de cet indicateur dans le processus

	Indicateurs	Phases d'un projet			
		A	B	C	D
	<i>Techniques</i>				
[40]	Densité linéaire des preneurs (<i>par section</i>)	2	2	2	
[41]	Densité à l'hectare des preneurs	2	2	2	
[42]	Présence d'un autre réseau : synergies, potentiel de couplage	2			
[43]	Distance des preneurs à la conduite principale	2			
[44]	Distance du site par rapport aux sites opérationnels du contractant	2			
[45]	Structure du réseau, facteur de compacité (& limites d'expansion)	2			
	<i>Économiques et commerciaux</i>				
[46]	Besoin d'une concession (<i>plutôt pour réseaux décentralisés</i>)	0-1			
[47]	Vitesse de raccordement au réseau	2			
	<i>Stratégiques</i>				
[48]	Importance stratégique du projet	0			
[49]	Raccordement à du couplage chaleur-force	0-1			
[50]	Volonté politique affichée d'encouragement des réseaux (concept énergétique régional, Cité de l'Énergie, Société à 2'000Watt)	0			
[51]	Implantation de gros consommateurs, clients clés	2			
[52]	Possibilité de développement par étape et/ou ultérieur	2			
[53]	Présence d'un autre réseau : concurrence	1			
[54]	Autre ?				

5 Démarche d'évaluation de la faisabilité économique

Nous vous demandons de décrire pour chaque phase la démarche appliquée pour juger de la rentabilité d'un projet de réseau thermique.

[55] Comment jugez-vous les indicateurs que vous considérez comme décisifs, y a-t-il des limites au-delà desquelles le projet est abandonné (par exemple une densité de preneurs inférieure à x ou un rendement du projet inférieur à y) ?

Pour leurs grands réseaux centralisés : l'ajout de quartiers fait l'objet d'un calcul de rentabilité globale du réseau complet comprenant l'extension étudiée. Évaluations selon $TRI > WACC$ (4.8%), le résultat est le prix de la chaleur.

[56] Sur quoi agissez-vous si le résultat n'est pas concluant, dans le but de l'améliorer ?

6 Besoins

[61] Pour conclure, nous souhaitons identifier quels sont vos besoins. Avez-vous des suggestions sur des mesures ou tout type de soutien qui pourraient vous aider dans l'analyse de faisabilité économique de vos projets de réseaux thermiques ?

Les pouvoirs publics pourraient contribuer à faciliter leurs calculs de rentabilité en fournissant des valeurs de référence.

ANNEXE III : Notes de la discussion avec M. X, directeur des réseaux thermiques

Phases de projet :

- opportunité : calcul sur un coin de table, règles de 3. Indicateur clé : densité de consommation à l'hectare ;
- faisabilité : c'est-à-dire 80% de l'avant-projet selon SIA 108 (schéma de principe, pré-dimensionnement, avant-métré, investissements à +/-25%) ;
- projet, appel d'offres, investissements à +/-10% après retour des offres ;
- réalisation.

Méthode de calcul de la rentabilité

Outil interne sur Excel, calcule un TRI avec pour inputs tous les flux financiers (donc investissements, coûts annuels d'exploitation, recettes de vente de la chaleur, sponsoring de la crèche de quartier, ...). L'outil inclut les réinvestissements et la valeur résiduelle. Si le client ne s'entend pas sur une valeur de rachat en fin de contrat, la valeur résiduelle est mise à zéro dans l'outil.

Un WACC minimum est fixé pour chaque projet. Le coût du capital est déterminé selon une méthode classique, avec l'aide d'un consultant externe. Le prix de vente de la chaleur est négocié le plus haut possible d'après le principe de vendre une prestation au maximum que le client est prêt à payer et pas par rapport à la concurrence.

Si le TRI du projet est trop bas :

1. Si beaucoup trop bas : le projet est abandonné.
2. Autrement, l'entreprise peut considérer le projet comme stratégique.
3. Ou améliorer le TRI. Deux leviers principaux : recentrer sur des zones à meilleure densité de besoins et abaisser les investissements.

WACC minimum = couvrir les frais de la dette.

Structure des coûts annuels d'un réseau : 2/3 sont liés au capital (donc fixes), 1/3 à l'exploitation (variables).

Grandeurs essentielles dans toutes les phases :

1. Densité énergétique à l'hectare et encombrement du domaine public (phase d'opportunité).
2. Densité énergétique linéaire, investissements, coûts d'exploitation annuels (phase de faisabilité).
3. Limiter investissements et coûts annuels (phase projet, appel d'offres).
4. Jamais 100% de renouvelable car trop cher. Principe d'environ 40% de la puissance pour 75 à 80% de l'énergie.

Besoins :

1. Cautionnement de risque dans la phase projet, surtout pour les grands réseaux, lors de l'acquisition de clients. S'il faut attendre d'avoir des clients, cela retarde le projet et peut contraindre l'entreprise à le réaliser par étapes, ce qui complique les choses et renchérit le réseau. La commercialisation est difficile car l'entreprise ne peut pas garantir au client que le projet se réalisera.
2. Création d'un fonds d'encouragement qui permet d'octroyer des crédits à des taux favorables. Le coût du capital est une variable dans le coût final de l'énergie.