



Rapport final 20.12.2024

Risk FREE : Minimisation du risque financier lié aux réseaux thermiques innovants (4^{ème} et 5^{ème} génération)



Source : www.hevs.ch/fr/photos



Date : 20.12.2024

Lieu : Berne

Prestataire de subventions :

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Recherche énergétique et cleantech
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Bénéficiaires de la subvention :

HES-SO Valais-Wallis
Rue de l'industrie 21, CH-1950 Sion
www.hevs.ch

HEPIA
HES-SO Genève
Rue de la Prairie 4, CH-1202 Genève
www.hesge.ch/hepia/

Auteur(s) :

Grégory Houillon, HES-SO Valais, gregory.houillon@hevs.ch
Tristan Rey, HES-SO Valais, tristan.rey@hevs.ch
Florian Desmons, HES-SO Valais, florian.desmons@hevs.ch
Gilles Desthieux, HEPIA, gilles.desthieux@hesge.ch
Stéphane Genoud, HES-SO Valais, stephane.genoud@hevs.ch
Perrine Allegrini, HES-SO Valais, perrine.allegrini@hevs.ch

Suivi du projet à l'OFEN :

Nadège Vetterli, nadege.vetterli@bfe.admin.ch

Numéro du contrat de l'OFEN : SI/502546-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.



Zusammenfassung

Dieses Projekt identifiziert und quantifiziert die wiederkehrenden Risiken, die bei der Realisierung von Wärmenetzen der 4. und 5. Generation auftreten, und schlägt Maßnahmen zur Minimierung dieser Risiken vor. In WP 1 wird anhand der Untersuchung von 10 Projekten in der Planungs- oder Betriebsphase ein konkreter Stand der Technik ermittelt und einige entscheidende Aspekte hervorgehoben, wie die Bedeutung einer frühzeitigen Steuerung der Phasen der Netzentwicklung oder das systematische Risiko, das durch die Ungewissheit über die Qualität und Verfügbarkeit der Ressourcen verursacht wird. Danach befasst sich WP 2 mit zwei verschiedenen Fallstudien, für die 20 Unsicherheiten aufgelistet sind: das Ronquoz-Viertel in Sitten, das auf die Nutzung des Grundwassers und der Rhone abzielt und die Stadt Siders, deren Hauptquelle für die Fernwärme aus der Abwärme der Novelis-Industrie bestehen würde. Die Untersuchung der Auswirkungen dieser Unsicherheiten ergab, dass sie zu einer Erhöhung der Gestehungskosten um bis zu 29% führen können und im schlimmsten Fall sogar dazu, dass das Netz nicht realisiert wird. Mittels einer Sensitivitätsanalyse werden die Nichtverfügbarkeit der Hauptressource und der Nichtanschluss der größten Verbraucher als die kritischsten Risiken für diese Fallstudien identifiziert. Schließlich identifiziert WP 3 Mitigationsmaßnahmen zur Verringerung des Risikos, die in vier Kategorien eingeteilt werden: politische, wirtschaftliche, vertragliche und technische Maßnahmen. Die Studie zeigt, dass sich die Maßnahmen bei den meisten Unsicherheiten ergänzen und das Risiko verringern, dass aber dennoch die identifizierten Minderungsmaßnahmen nicht immer wirksam sind, z. B. im Falle eines Wegzugs der Novelis-Industrie.

Résumé

Ce projet identifie et quantifie les risques récurrents rencontrés lors de la réalisation de réseaux thermiques de 4 et 5ème génération et propose des mesures permettant de les minimiser. Dans le WP 1, l'étude de 10 projets en phase de planification ou d'exploitation établit un état de l'art concret et met en évidence certains aspects cruciaux, comme l'importance de la gestion des phases de développement du réseau en amont ou encore le risque systématique engendré par l'incertitude sur la qualité et la disponibilité des ressources. Dans un second temps, le WP 2 s'intéresse à deux cas d'étude distincts pour lesquels 20 incertitudes sont répertoriées : le quartier de Ronquoz à Sion, visant à valoriser la nappe phréatique et le Rhône et la ville de Sierre, dont la source principale du chauffage à distance serait constituée des rejets thermiques de l'industrie Novelis. L'étude de l'impact de ces incertitudes a révélé que celles-ci peuvent mener à une augmentation du prix de revient allant jusqu'à 29%, et même à la non-réalisation du réseau dans le pire des cas. Au moyen d'une analyse de sensibilité, l'indisponibilité de la ressource principale et le non-raccordement des plus grands consommateurs sont identifiés comme les risques les plus critiques pour ces cas d'étude. Finalement, le WP 3 identifie des mesures de mitigation permettant de réduire ce risque, classées en quatre catégories : politiques, économiques, contractuelles et techniques. L'étude montre que pour une majorité des incertitudes les mesures sont complémentaires et permettent de réduire le risque mais que néanmoins, les mesures de mitigations identifiées ne sont pas toujours efficaces, par exemple dans le cas d'un départ de l'industrie Novelis.



Summary

This project identifies and quantifies the recurring risks encountered during the construction of 4th and 5th generation thermal networks and proposes measures to minimise them. In WP 1, the study of 10 projects in planning or operating phases establishes a concrete state of the art and highlights certain crucial aspects, such as the importance of managing the network development phases upstream or the systematic risk generated by uncertainty over the quality and availability of resources. The second part of WP 2 focuses on two separate case studies for which 20 uncertainties have been identified: the Ronquoz district in Sion, which aims to make use of groundwater and the Rhône, and the town of Sierre, whose main source of district heating would be waste heat from the Novelis industry. A study of the impact of these uncertainties revealed that they could lead to an increase in the cost price of up to 29%, and even to the network not being built in the worst-case scenario. By means of a sensitivity analysis, the unavailability of the main energy resource and the non-connection of the largest consumers are identified as the most critical risks for these study cases. Finally, WP 3 identifies mitigation measures to reduce this risk, classified into four categories: political, economic, contractual and technical. The study shows that for most uncertainties, measures are complementary and enable the risk to be reduced. However, the mitigation measures identified are not always effective, for example in the case of a departure of the Novelis industry.

Messages clés («Take-Home Messages»)

- Les réseaux thermiques de nouvelle génération en Suisse font face à des incertitudes et des risques similaires, mais les mesures de mitigation adéquates dépendent souvent du contexte précis dans lequel le réseau est développé ; une généralisation des solutions de mitigation identifiées est donc difficilement réalisable.
- Les réseaux de nouvelle génération, grâce à leur livraison de chaud et de froid, permettent de réduire le risque associé à l'incertitude sur la consommation des clients. L'énergie livrée totale étant plus importante (chaud et froid), une baisse des ventes en chaud a moins d'impact sur le revenu financier général.
- Pour les réseaux de nouvelle génération, contrairement aux réseaux de chauffage à distance traditionnels, l'incertitude associée à la disponibilité de la ressource concerne principalement la température disponible car les ressources environnementales (et non pas industrielles) sont moins contrôlables. Dès lors, des solutions de secours sont nécessaires afin de garantir le bon fonctionnement du réseau été comme hiver. Bien qu'actuellement peu mises en place car très coûteuses, des solutions de secours centralisées permettraient d'éviter la prolifération de systèmes individuels (comme par exemple les climatiseurs split) moins efficaces d'un point de vue énergétique.



Table des matières

Table des matières	5
Préambule	10
Liste des abréviations.....	11
1 Introduction.....	12
1.1 Contexte et arrière-plan.....	12
1.2 Justification du projet.....	12
1.3 Objectifs du projet Riskfree	13
2 Approche méthodologique.....	14
2.1 Méthodologie du WP 1	14
2.2 Méthodologie du WP 2	15
2.3 Méthodologie du WP 3	16
2.4 Les trois familles de risques	17
2.5 Proposition de démarche.....	19
2.6 Contrats	23
3 WP 1 : Réseaux thermiques en phase de planification	27
3.1 Déploiement de GeniLac® dans le secteur Praille-Acacias-Vernets (PAV)	27
3.2 ZAC Ferney-Genève Innovation.....	34
3.3 Quartier Ronquoz de Sion	41
4 WP 1 : Réseaux thermiques en phase d'exploitation	49
4.1 Genève Lac Nation (GLN)	49
4.2 MorgesLac (Morges)	54
4.3 Tour de Peilz	58
4.4 Quartier ETHZ Hönggerberg de Zurich	61
4.5 Jardins de la Pâla à Bulle	66
4.6 Viège – Ouest.....	70
4.7 Saas-Fee	73
5 WP 1 : Vue globale et comparative des cas d'étude.....	76
5.1 Contexte urbain	76
5.2 Planification territoriale énergétique et développement des réseaux	76
5.3 Types de réseau.....	76
5.4 Ressources utilisées.....	77
5.5 Besoins	77
5.6 Montage contractuel	78
5.7 Investissement et prix de l'énergie	78
6 WP 1 : Synthèse et enseignements tirés des cas d'étude	82
6.1 Aspects politiques et institutionnels.....	82
6.2 Aspects économiques et contractuels.....	87



6.3	Aspects techniques	91
7	WP 1 : Conclusion	97
8	WP 2 : Identification des incertitudes	99
9	WP 2 : Cas d'étude Ronquoz : présentation du site pilote du quartier Ronquoz à Sion	100
9.1	Informations générales	100
9.2	Domaine d'approvisionnement	102
9.3	Production d'énergie	103
9.4	Stockage thermique	103
9.5	Distribution	103
9.6	Critère environnemental	104
9.7	Critères économiques et contractuels	104
9.8	Monitoring	104
10	WP 2 : Cas d'étude de Sierre : présentation du projet de réseau thermique.....	105
10.1	Informations générales	105
10.2	Domaine d'approvisionnement	105
10.3	Production d'énergie	107
10.4	Stockage thermique	108
10.5	Distribution	108
10.6	Critère environnemental	109
10.7	Critères économiques et contractuels	109
10.8	Monitoring	110
11	WP 2 : Cas de Ronquoz	111
11.1	Périmètre d'étude	111
11.2	Scénario de référence	112
11.3	Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)	125
11.4	Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie)	127
11.5	Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)	129
11.6	Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)	131
11.7	Incertitude 5 : Niveaux de température des clients	133
11.8	Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid	135
11.9	Incertitude 7 : Perte des clients clés	136
11.10	Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers	138
11.11	Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande	140
11.12	Incertitude 10 : Incertitude sur une ressource supplémentaire	140
11.13	Incertitude 11 : Non autorisation de prélèvement sur la nappe ou sur le Rhône	141
11.14	Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. Rhône)	143
11.15	Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (Rhône)	145



11.16	Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Rhône, nappe)	147
11.17	Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique.....	147
11.18	Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur.....	149
11.19	Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie	149
11.20	Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône	152
11.21	Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)	153
11.22	Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation	153
11.23	Analyse des résultats	155
12	Cas de Sierre.....	157
12.1	Périmètre d'étude	157
12.2	Scénario de référence	159
12.3	Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)	178
12.4	Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie).....	180
12.5	Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)	188
12.6	Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)	188
12.7	Incertitude 5 : Niveaux de température des clients	196
12.8	Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid	198
12.9	Incertitude 7 : Perte des clients clés (premiers clients : hôpital, patinoire, Novelis - Constellium).....	198
12.10	Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers	201
12.11	Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande.....	204
12.12	Incertitude 10 : Incertitude sur une deuxième fonderie chez Novelis	205
12.13	Incertitude 11 : Départ de l'usine Novelis Constellium de Sierre	211
12.14	Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. rejets Novelis).....	217
12.15	Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (p.ex. rejets Novelis)	218
12.16	Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe)	220
12.17	Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique.....	221
12.18	Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur.....	223
12.19	Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie - Non validation de l'implantation de la chaufferie OIKEN sur le terrain Condémines en mains publiques	228
12.20	Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône - Difficulté d'obtention d'une concession de pompage ou obligation de mutualisation avec un autre projet voisin.....	230



12.21	Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)	231
12.22	Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation	232
13	WP 2 : Conclusion	234
14	WP 3 : Proposition de mesures de réduction des risques pour le cas de Ronquoz.....	238
14.1	Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)	238
14.2	Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie).....	243
14.3	Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)	245
14.4	Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)	249
14.5	Incertitude 5 : Niveaux de température des clients	250
14.6	Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid	252
14.7	Incertitude 7 : Perte des clients clés.....	253
14.8	Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers	257
14.9	Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande.....	259
14.10	Incertitude 10 : Incertitude sur une ressource supplémentaire	259
14.11	Incertitude 11 : Non autorisation de prélèvement sur la nappe ou sur le Rhône	259
14.12	Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. Rhône).....	261
14.13	Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (Rhône)	266
14.14	Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe)	267
14.15	Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique.....	269
14.16	Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur.....	271
14.17	Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie	272
14.18	Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône - Difficulté d'obtention d'une concession de pompage ou obligation de mutualisation avec un autre projet voisin.....	273
14.19	Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)	274
14.20	Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation	275
15	WP 3 : Proposition de mesures de réduction des risques pour le cas de Sierre	277
15.1	Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)	277
15.2	Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie).....	277
15.3	Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)	283
15.4	Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)	283
15.5	Incertitude 5 : Niveaux de température des clients	283
15.6	Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid	283



15.7	Incertitude 7 : Perte des clients clés (premiers clients : hôpital, patinoire, Novelis - Constellium).....	284
15.8	Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers	290
15.9	Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande.....	291
15.10	Incertitude 10 : Incertitude sur une deuxième fonderie chez Novelis	291
15.11	Incertitude 11 : Départ de l'usine Novelis Constellium de Sierre	295
15.12	Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. rejets Novelis).....	296
15.13	Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (p.ex. rejets Novelis)	298
15.14	Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe)	298
15.15	Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique.....	300
15.16	Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur.....	304
15.17	Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie - Non validation de l'implantation de la chaufferie OIKEN sur le terrain Condémines en mains publiques	305
15.18	Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône - Difficulté d'obtention d'une concession de pompage ou obligation de mutualisation avec un autre projet voisin.....	307
15.19	Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)	307
15.20	Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation	308
16	WP 3 : Conclusion.....	309
17	Conclusions et perspectives.....	312
18	Table des illustrations.....	313
18.1	Figures.....	313
18.2	Tableaux.....	316
19	Bibliographie.....	320
20	Annexe.....	322



Préambule

Les hypothèses considérées dans le présent rapport ont été faites par les auteurs de l'étude dans le cadre de cette étude et ne correspondent pas forcément au projet de réseau de chaleur et/ou de froid qui sera retenu par OIKEN pour les deux cas d'étude (Ronquoz à Sion, Sierre). En effet, des choix ont été faits concernant :

- Le type de réseau mis en œuvre pour le cas de la Ville de Sierre (un réseau 50/30 °C a été retenu parmi les 4 choix possibles (75/55 °C, anergie, 3 tubes),
- Les hypothèses économiques. L'évaluation des investissements et surtout les prix de l'énergie (chaleur fatale reprise ici gratuitement) sont à prendre comme une première approche permettant une comparaison relative mais qui pourraient évoluer avec la prise en compte de toutes les contraintes en phase d'avant-projet.



Liste des abréviations

A+W	Amstein+Walthert
CAD	Chauffage à distance
CET	Concept énergétique territorial
COP	Coefficient de performance d'une PAC
COPa	COP annuel
DN	Diamètre nominal des conduites
DPAV	Direction du PAV
DT	Delta de température
ECS	Eau chaude sanitaire
EER	Coefficient d'efficacité frigorifique
EKZ	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne
ETHZ	Ecole Polytechnique Fédérale de Zürich
GLA	Genève Lac Aéroport
GLN	Genève Lac nation
HEZ	Bâtiment hébergeant la centrale thermique à l'ETHZ
LHC	Grand collisionneur de hadrons au CERN
OCEAU	Office cantonal de l'eau, Canton de Genève
OCEN	Office cantonal de l'énergie, Canton de Genève
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PAC	Pompe à chaleur
PAV	Praille-Acacias-Vernets
PAZ	Plans d'aménagement de zone
PDE	Plan directeur cantonal de l'énergie de Genève
PE	Polyéthylène
PG	Plan guide
PLQ	Plan localisé de quartier (Genève)
PQ	Plan de quartier
RCCZ	Règlement communal des constructions et des zones
RE	Romande énergie
RTS	Réseau thermique structurant
SEMOP	Société d'économie mixte à opération unique d'exploitation
SIG	Services industriels de Genève
SPL	Société publique locale
SRE	Surface de référence énergétique
STAE	Station d'échange
STAP	Station de pompage
UNIGE	Université de Genève
UTO	Usine Valorisation des Déchets du Valais central (UTO)
ZAC	Zone d'aménagement concerté



1 Introduction

1.1 Contexte et arrière-plan

La construction (ou extension) de réseaux thermiques, notamment des réseaux dits « d'anergie » expose les investisseurs, i.e. les services industriels, à des incertitudes et des risques financiers pouvant mettre en péril ces projets. En effet, le montage technique et financier des réseaux est habituellement réalisé en amont sans que le profil énergétique des futurs usagers ou le phasage précis du développement urbain ne soient encore bien déterminés. De cela peut découler un ralentissement des procédures de déploiement des réseaux voire une remise en question totale de certains projets. Même si les risques financiers globaux sont souvent évalués, la contribution individuelle de chaque incertitude reste généralement méconnue, empêchant les investisseurs à explorer des solutions de mitigation ciblées. Par exemple, les réseaux thermiques valorisant des rejets de chaleur sont soumis quant à eux au risque de la réduction ou de la disparition du potentiel d'énergie valorisable (changement de procédé, déplacement de l'activité, etc.).

C'est dans ce contexte que ce projet vise non seulement à quantifier des incertitudes spécifiques, mais également à analyser leur effet en les appliquant à deux sites d'étude :

- le quartier de Ronquoz à Sion,
- la ville de Sierre qui veut valoriser les rejets de chaleur de l'industrie Novelis.

Les systèmes énergétiques urbains vont jouer un rôle croissant dans les stratégies de transition énergétique puisqu'ils produisent déjà plus de 27 % des émissions de gaz à effet de serre. Cependant le taux de rénovation des bâtiments reste relativement faible (1 %) ce qui conduit à une forte disparité des demandes énergétiques et des niveaux de température requis par les différents bâtiments. Par ailleurs, le réchauffement climatique et la croissance de la demande de services (réfrigération, serveurs informatiques) tendent à accroître la demande de froid. Ceci conduit à accroître la demande pour des réseaux urbains distribuant du froid et du chaud.

1.2 Justification du projet

Ce projet regroupe trois thématiques principales :

- les réseaux thermiques innovants,
- les incertitudes liées à la planification de ces réseaux,
- les risques financiers qui en découlent.

D'une manière générale, l'objectif global du projet est de faciliter le déploiement des réseaux, afin de favoriser un approvisionnement en chaud/froid des zones urbaines qui se veut efficace et écologiquement responsable.

La portée stratégique du projet est donc en adéquation avec la vision présentée dans le plan directeur de la recherche énergétique de la Confédération qui insiste tout particulièrement sur le développement de réseaux multi-énergies. Plus spécifiquement, le plan directeur présente une liste de sujets de recherche sur lesquels un accent doit être mis durant les prochaines années. Les thématiques abordées par le projet proposé adressent bon nombre d'entre eux, par exemple :

- optimisation des architectures incitatives pour les différentes infrastructures de réseau,
- élaboration de nouvelles mesures politiques et approches visant à augmenter les investissements dans la technologie et l'infrastructure énergétiques, en considérant [...] les risques financiers, imprécision de la modélisation, prise en compte des risques dans la modélisation d'un système énergétique optimisé et dans l'analyse de scénarios.



1.3 Objectifs du projet Riskfree

Ce projet a pour but d'apporter des réponses et solutions aux incertitudes et risques auxquels font face les entreprises prêtes à investir dans le développement de réseaux d'anergie, plus précisément en :

- identifiant les facteurs d'incertitude (p.ex. sur les sources de chaleur fatale, les besoins énergétiques et en température des consommateurs et l'impact de la rénovation des bâtiments sur ceux-ci) et de quantifier le risque qui en découle,
- proposant des mesures « techniques » de conception d'infrastructure et de phasage des constructions permettant de minimiser ces risques,
- proposant des mesures « politiques » (p.ex. obligation de raccordement, élaboration de plans d'aménagement de zone (PAZ) et du règlement communal des construction et des zones (RCCZ)) permettant de minimiser ces risques en lien avec les documents et règlements d'urbanisme,
- proposant des mesures « contractuelles » entre les parties prenantes (p.ex. cautionnement par l'état, renégociation des prix, pénalités) permettant de minimiser ces risques.

L'atteinte de ces objectifs devrait permettre de répondre aux problématiques suivantes :

- Quels sont les facteurs d'incertitude liés à l'implémentation de réseaux thermiques innovants et quel est leur impact quantifié sur le risque financier de ces projets ?
- Quelles mesures « techniques », de conception d'infrastructure et de phasage des travaux, permettent de minimiser ces risques ?
- Quelles mesures « politiques », en lien avec les documents et règlements d'urbanisme, permettent de minimiser ces risques ?
- Quelles mesures « contractuelles » permettent de minimiser ces risques ?



2 Approche méthodologique

La méthodologie proposée pour atteindre les objectifs fixés par ce projet est la suivante :

- 1) Evaluation de l'état de l'art (via enquêtes et entretiens avec les acteurs) (WP 1) :
 - a. Retours d'expérience en Suisse, en particulier Zurich, Valais, Vaud, Genève et Fribourg, sur la planification des réseaux thermiques, boucles d'anergie, notamment au moyen d'entretiens et d'analyses documentaires,
 - b. Identification des freins et leviers et des pistes d'amélioration possibles à appliquer sur les projets démonstrateurs.
- 2) Identification des facteurs d'incertitude et quantification / analyse des risques financiers associés (WP 2) :
 - a. Identification des incertitudes intervenant à différentes étapes d'un projet de réseau thermique et classification selon les phases SIA associées. Les incertitudes seront identifiées à travers les entretiens menés dans la tâche 1.1, l'expérience des auteurs et l'expérience des partenaires externes associés aux sites d'étude (OIKEN, Novelis).
 - b. Evaluation quantitative des incertitudes, pour les deux sites pilotes (Ronquoz et Novelis), par exemple :
 - i. Estimation par simulation des profils de demande en chaud et en froid (y compris les températures nécessaires) et l'incertitude sur celles-ci (par exemple : due au taux de rénovation, à l'incertitude sur les surfaces construites et demandes effectives, au climat futur),
 - ii. Estimation du potentiel des sources de chaleur et des incertitudes associées,
 - iii. Estimation des incertitudes liées au coût des équipements.
 - c. Analyse des impacts financiers au moyen de deux approches :
 - i. approche par scénarios soit prédéfinis avec les partenaires externes (« worst case », « best case »),
 - ii. approche par calculs de risques probabilistes.

2.1 Méthodologie du WP 1

Deux types de cas d'étude de réseau thermique basse température ont été analysés :

- Les projets en cours d'exploitation (Chapitre 3),
- Les réseaux en exploitation (Chapitre 4).

Les premiers cas mettent l'accent sur les enjeux actuels de planification dans un contexte où les domaines d'intervention (urbanisme, environnement, mobilité, énergie) sont de plus en plus imbriqués et nécessitent des efforts particuliers d'arbitrage.

Un retour d'expériences est effectué sur les deuxièmes cas, après plusieurs années d'exploitation, pour mettre en évidence les succès, les problèmes et les moyens mis en œuvre pour les résoudre.

L'analyse de chaque cas d'étude est structurée en deux parties :

- Description technique succincte du réseau thermique en exploitation avec les principaux chiffres clés :
 - Informations générales sur le projet et description,



- Système d'approvisionnement,
- Production énergétique,
- Stockage thermique,
- Distribution,
- Bilan environnemental,
- Monitoring,
- Aspects économiques et contractuels.

Ce canevas est repris et adapté du rapport de SuisseEnergie (2018).

Certaines données sont encore incomplètes pour les cas de réseau en cours de planification en particulier.

- Entretiens avec les planificateurs des réseaux et les chefs d'exploitation pour relever dans les trois domaines (politique, financier, technique) les problèmes et défis rencontrés, leurs impacts sur le projet, les mesures prises, les implications financières éventuelles en matière d'investissement, de maintenance et de coût de l'énergie. Les sources documentaires viennent compléter cette analyse.

Les questions étaient ouvertes lors des entretiens sur les cas en planification. Les résumés de ces entretiens sont donnés à la fin de chaque cas.

Les entretiens sur les cas en exploitation se sont basés sur une grille d'analyse détaillée. Les grilles complétées par cas à partir des entretiens sont fournies en Annexe 1.

Le chapitre 0 fait une synthèse comparative des cas d'étude sur les principales données récoltées (caractéristiques techniques, type de montage contractuel, éléments financiers).

Le chapitre 6 donne les principaux enseignements que l'on peut tirer de cette étude concernant les défis, les problèmes rencontrés et les mesures mises en œuvre pour les corriger.

2.2 Méthodologie du WP 2

La méthodologie suivante a été mise en œuvre pour le WP 2, objet du présent rapport, est la suivante :

- a. Identification des incertitudes et des risques associés pour les réseaux de chaleur et de froid de dernière génération,
- b. Description des cas d'étude de Sion (quartier de Ronquoz) et de Sierre,
- c. Evaluation quantitative des incertitudes, pour les deux sites pilotes (Ronquoz et Novelis), par exemple :
 - i. Estimation par simulation des profils de demande en chaud et en froid (y compris les températures nécessaires) et l'incertitude sur celles-ci (par exemple : due au taux de rénovation, à l'incertitude sur les surfaces construites et demandes effectives, au climat futur),
 - ii. Estimation du potentiel des sources de chaleur et des incertitudes associées,
 - iii. Estimation des incertitudes liées au coût des équipements.
- Etude du cas de Ronquoz,
- Etude du cas de Sierre,
- d. Analyse comparative des deux cas d'étude.



Pour chaque cas d'étude, la même démarche a été menée, afin de faciliter la compréhension du rapport.

2.3 Méthodologie du WP 3

- a. Identification des mesures de mitigation potentielles selon 3 catégories :
 - i. Les mesures techniques : analyse des possibilités de dimensionnement et des investissements qui en découlent, simulation de l'impact de la configuration de réseau sur la minimisation des risques (bâtiments raccordés, maillages, sources distribuées ou non), réduction des risques liée à la collecte de données en cours de réalisation (monitoring) ou encore étapes et processus du projet de quartier, phasage, traitement des risques liés au déphasage temporel entre les développements urbains et énergétiques,
 - ii. Les mesures politiques : articulation entre le développement urbain et la planification des réseaux thermiques, identification des acteurs impliqués et leur rôle dans la planification énergétique territoriale, documents d'urbanisme appliqués aux sites étudiés, identification des marges de manœuvre possible pour planifier le quartier en phase avec le développement des systèmes énergétiques. Intégration et formalisation des éléments énergétiques dans les documents d'urbanisme, modalités de gouvernance, d'assistance à maîtrise d'ouvrage pour accompagner les acteurs, gérer l'incertitude tout au long du projet,
 - iii. Les mesures économiques et contractuelles : identification et analyse des risques (financiers, fonciers, temporels) pour chaque partie prenante, propositions et solutions en matière de répartition du risque entre parties prenantes, par exemple : fournisseur et acheteur de chaleur, ville et investisseurs (immobiliers) privés, transfert de la répartition des risques sous la forme de contrats entre parties et/ou modèles d'affaires « symbiotiques ».
- b. Application des mesures de mitigation identifiées aux deux sites d'étude. Ces mesures seront soit directes et pourront impacter des aspects tels que le design du réseau (par ex. réseau maillé) et les « business models » (par exemple en vendant la chaleur comme un service) ou bien être indirectes telles que des campagnes de mesure visant à évaluer les besoins (et donc à réduire les incertitudes et donc les risques financiers associés).
- c. Analyse des résultats :
 - i. Analyse de l'efficacité des différentes mesures au moyen d'indicateurs de performance (par ex. réduction de l'incertitude absolue sur les investissements),
 - ii. Comparaison des résultats obtenus pour chaque site pilote et identification des configurations favorables.



2.4 Les trois familles de risques

Avant d'aborder en détail les risques économiques et contractuels, il est essentiel de contextualiser les différents types de risques identifiés. Les risques économiques liés à la construction d'un réseau de chauffage à distance peuvent être classés en trois grandes catégories : le risque lié à la demande, le risque lié à l'offre, et le risque macroéconomique ou de marché, tel qu'illustré dans le graphique suivant (cf. Figure 1).

Les risques économiques peuvent être catégorisés en trois catégories, chacune ayant des implications directes sur la viabilité du projet :

1. Risque lié à la demande :

Ce risque concerne la possibilité d'une mauvaise estimation de la demande en chaleur ou en froid. Une sous-estimation ou surestimation de la demande pourrait entraîner surdimensionnement ou sous-dimensionnement des infrastructures, impactant directement les coûts d'investissement et d'exploitation du réseau.

2. Risque lié à l'offre :

Tout comme pour la demande, une mauvaise évaluation de l'offre énergétique représente un risque majeur. Il peut s'agir de la disponibilité insuffisante des sources de chaleur ou de froid prévues, ou de la nécessité de recourir à des sources d'énergie alternatives. Ce type de risque pourrait compromettre la rentabilité économique en raison de coûts supplémentaires imprévus, ou de l'impossibilité d'obtenir les autorisations nécessaires.

3. Risque macroéconomique :

Enfin, le troisième type de risque est celui lié aux fluctuations du marché. Ces dernières années, les variations significatives des prix de l'énergie, influencées par des facteurs géopolitiques ou économiques globaux, peuvent considérablement affecter la rentabilité du projet à long terme.

L'objectif de ce rapport est d'exposer les stratégies et actions pouvant être mises en place pour anticiper et atténuer ces risques économiques, garantissant ainsi une meilleure robustesse du projet et une viabilité financière durable.

La Figure 1 présente une vue d'ensemble des trois principaux types de risque identifiés. Ces risques peuvent avoir des répercussions directes sur la rentabilité d'un projet de chauffage à distance. Une évaluation précise des besoins des clients est essentielle pour éviter des erreurs de dimensionnement qui pourraient entraîner des surcoûts ou des pertes de revenus. Une étude de marché rigoureuse est donc une première étape indispensable pour ajuster l'offre à la demande réelle.

Le deuxième type de risque, lié à l'offre, met en lumière l'importance d'anticiper les contraintes de production énergétique. Une mauvaise estimation de l'offre peut engendrer des inefficacités, nécessiter des ajustements coûteux ou retarder la mise en œuvre du projet. Là encore, le graphique montre l'importance d'une planification basée sur une étude de marché fiable pour minimiser ces incertitudes.

Enfin, les risques macroéconomiques, en particulier les fluctuations des prix de l'énergie, sont des variables externes à intégrer dans la gestion du projet. Les mécanismes d'ajustement financier et les prévisions de marché peuvent jouer un rôle crucial pour garantir la stabilité économique du projet à long terme.

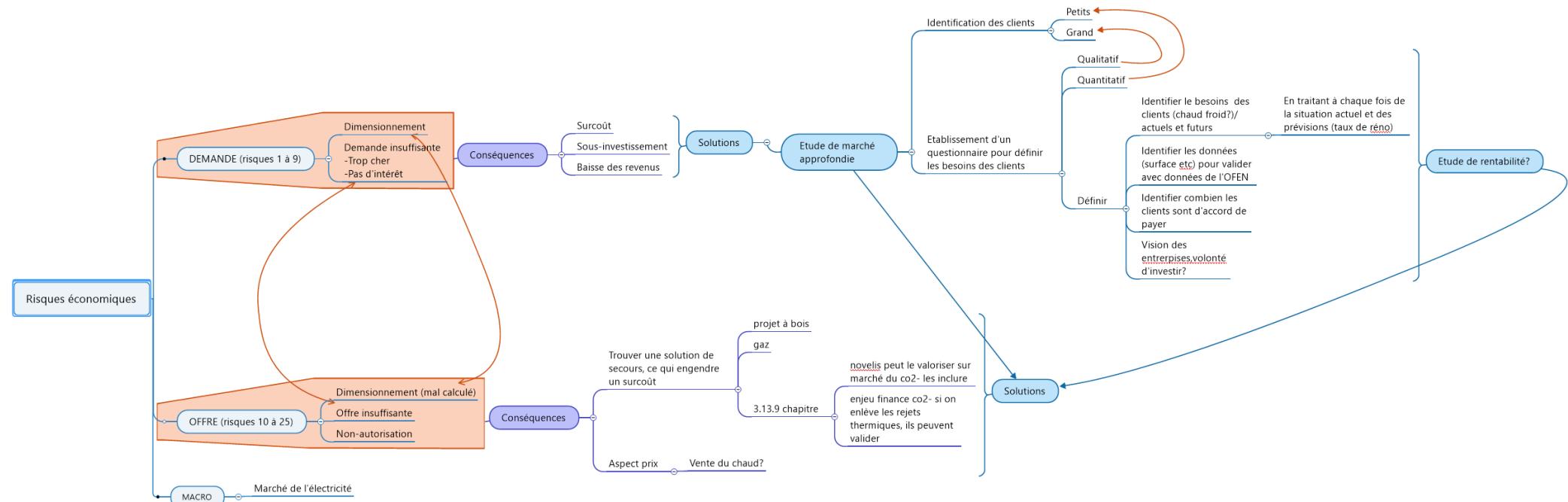


Figure 1 : Principaux risques économiques et leurs conséquences

Cette figure illustre donc comment l'évaluation des risques liés à la demande, à l'offre et au contexte macroéconomique est indispensable pour optimiser la viabilité du projet. Une compréhension approfondie de ces trois aspects permet de renforcer la résilience du projet face aux imprévus et d'atteindre une meilleure efficacité économique.



2.5 Proposition de démarche

2.5.1 Offre et demande

Pour répondre aux problèmes identifiés, la démarche suivante est proposée :

1. Comprendre le risque

Dans un projet de chauffage à distance, l'offre doit être parfaitement calibrée pour correspondre à la demande, que ce soit en chaleur ou en froid. Un sous-dimensionnement du système entraînera une incapacité à fournir suffisamment d'énergie aux utilisateurs lors des pics de demande, tandis qu'un surdimensionnement entraînera des coûts de fonctionnement plus élevés et des pertes énergétiques inutiles. Cela peut notamment se produire lorsque les variations saisonnières (été/hiver) ou les besoins spécifiques des différents secteurs ne sont pas correctement anticipés.

2. Etude de marché

Une étude de marché bien menée permet de réduire le risque de mauvaise évaluation de l'**offre** de chaleur ou de froid en offrant des données fiables et actualisées sur plusieurs aspects de la **demande** d'énergie, en particulier en ce qui concerne la capacité des infrastructures à répondre à la demande prévue. Une offre inadaptée est soit une demande insuffisante, soit une demande trop importante. C'est pourquoi à nouveau une étude de marché bien menée qui permet de connaître sa demande de manière détaillée donne des réponses pour réduire les risques liés à l'offre, comme l'illustre la Figure 1 p.18. On y voit clairement que l'étude de marché permet de connaître précisément sa demande et son évolution. Ces données sont essentielles pour établir une étude de rentabilité. Coupler les données de demande aux données techniques du projet permet de proposer une offre adéquate et adaptée ; c'est pourquoi c'est aussi une partie de la solution pour limiter les risques économiques liés à l'offre.

Voici comment une analyse de marché détaillée peut aider à réduire ce risque :

- a. **Estimation précise des capacités de production** : L'étude de marché aide à évaluer la capacité de l'infrastructure à produire et à distribuer la chaleur ou le froid en fonction des besoins réels. En identifiant les périodes de pic de demande (hiver pour la chaleur, été pour le froid), il est possible de s'assurer que l'offre sera capable de répondre aux besoins de manière fiable.
- b. **Analyse des fluctuations saisonnières et climatiques** : En prenant en compte les variations climatiques locales, une étude de marché permet de mieux anticiper les pics de demande et d'adapter la production en conséquence. Cela permet d'optimiser la taille des infrastructures et d'éviter de surdimensionner les systèmes.
- c. **Évaluation des technologies disponibles** : L'étude inclut également une analyse des technologies de production de chaleur et de froid (ex. : pompes à chaleur, cogénération) qui pourraient être mises en place pour améliorer l'efficacité et adapter l'offre. Cela permet d'adapter le système aux besoins spécifiques de chaque secteur ou bâtiment.
- d. **Identification des besoins futurs en infrastructures** : En se basant sur les tendances futures du marché et l'évolution des réglementations environnementales, une bonne étude permet d'anticiper les investissements nécessaires pour développer ou moderniser l'infrastructure de production de chaleur ou de froid. Cela permet de préparer le réseau à répondre à des augmentations futures de la demande, tout en évitant un excès de capacité dans l'immédiat.
- e. **Modélisation des capacités et gestion des ressources** : En élaborant des scénarios de gestion des ressources énergétiques, l'étude de marché permet de définir comment répartir efficacement l'offre de chaleur ou de froid en fonction des différentes périodes



de consommation. Cela permet d'optimiser les coûts de production tout en garantissant une couverture suffisante des besoins.

3. Les étapes d'une étude de marché pour évaluer l'offre de chaleur ou de froid

Pour réduire le risque d'une mauvaise évaluation de l'offre de chaleur ou de froid, voici les étapes qu'une étude de marché devrait suivre :

a. Analyse des infrastructures existantes :

- Recueillir des données sur la capacité des infrastructures actuelles à produire et distribuer la chaleur ou le froid. Cela inclut l'analyse de la capacité de production maximale et des performances en période de pic de demande.

b. Évaluation des ressources disponibles :

- Étudier les sources d'énergie disponibles (ex. : énergies renouvelables, cogénération) et leur capacité à alimenter les infrastructures en cas de demande croissante ou variable. Cette étape permet de garantir une continuité d'approvisionnement, même en cas de pic de demande.

c. Prédition des variations saisonnières :

- Analyser les variations saisonnières de la demande en fonction des conditions climatiques locales. Cela permet de moduler l'offre en fonction des besoins (plus de froid en été, plus de chaleur en hiver) et d'ajuster la production.

d. Modélisation des scénarios de production :

- Élaborer des scénarios basés sur différents niveaux de demande pour identifier les capacités de production nécessaires. Cette modélisation permet de dimensionner les infrastructures de manière optimale en tenant compte des pics de consommation et des périodes de faible demande.

e. Gestion des réserves énergétiques :

- Mettre en place des stratégies de gestion des ressources pour garantir la disponibilité d'une offre constante de chaleur ou de froid. Cela inclut des systèmes de stockage d'énergie pour répondre aux besoins ponctuels et assurer une flexibilité dans l'offre.

Conclusion

Une étude de marché bien menée permet de réduire le risque d'une mauvaise évaluation de l'offre en fournissant des informations précises et en modélisant différents scénarios de production. Cela permet de dimensionner les infrastructures de manière appropriée et d'assurer que l'offre de chaleur ou de froid sera adaptée aux besoins réels, tout en prenant en compte les fluctuations saisonnières et les évolutions futures de la demande.

En suivant les étapes d'analyse, de modélisation et de gestion des ressources, il devient possible d'ajuster l'infrastructure de production pour optimiser les coûts, éviter le gaspillage et garantir un approvisionnement fiable et continu en énergie.

2.5.2 Risques macroéconomiques

Le troisième risque mentionné, après ceux liés à la demande et à l'offre, est un risque macroéconomique, lié aux fluctuations des prix du marché de l'énergie et de l'électricité. Ces variations peuvent avoir des impacts importants sur la viabilité économique des projets de chauffage à distance, car elles affectent directement les coûts d'exploitation et la rentabilité du système. Les prix de l'énergie, comme on l'a vu récemment, peuvent changer rapidement et de manière imprévisible, ce qui complique la planification à long terme.



1. Comprendre le risque

Le risque macroéconomique concerne principalement les variations des prix des matières premières énergétiques, qui peuvent entraîner des hausses soudaines des coûts d'exploitation pour les fournisseurs d'énergie. Ces fluctuations sont influencées par des facteurs tels que :

- Les politiques énergétiques gouvernementales,
- Les tensions géopolitiques qui affectent l'offre mondiale,
- L'augmentation de la demande dans certaines régions ou à certaines périodes,
- Les réglementations environnementales plus strictes qui peuvent imposer des coûts supplémentaires liés aux émissions de CO₂ ou à l'utilisation d'énergies renouvelables.

2. Mesures pour atténuer le risque macroéconomique lié aux prix de l'énergie

Bien qu'il soit impossible de contrôler directement les prix du marché, plusieurs stratégies peuvent être mises en œuvre pour réduire l'exposition à ce risque et protéger la rentabilité du projet de chauffage à distance.

a. Diversification des sources d'énergie

- **Multi source énergétique** : L'un des moyens les plus efficaces de réduire l'exposition aux fluctuations des prix est de diversifier les sources d'énergie utilisées pour alimenter le réseau de chauffage à distance. En intégrant des sources renouvelables (ex. : solaire thermique, biomasse, géothermie) et des systèmes de cogénération (production simultanée de chaleur et d'électricité), il est possible de réduire la dépendance aux énergies fossiles et donc aux fluctuations des prix du pétrole ou du gaz.
- **Énergies renouvelables** : Utiliser des énergies renouvelables offre une certaine stabilité à long terme, car ces ressources sont moins soumises aux aléas que les combustibles fossiles, dont les prix peuvent être très volatils.

b. Contrats d'achat à long terme (PPA)

- **Power Purchase Agreements (PPA)** : Les contrats d'achat à long terme d'électricité ou d'énergie à des prix fixes permettent de se protéger contre les fluctuations soudaines des prix. Ces contrats garantissent un prix fixe sur plusieurs années, offrant ainsi une stabilité et une meilleure prévisibilité des coûts pour le fournisseur d'énergie.

En négociant des PPA avec des producteurs locaux d'énergie renouvelable ou des producteurs d'électricité, les gestionnaires de réseaux de chauffage à distance peuvent s'assurer d'un prix fixe ou d'un approvisionnement stable, réduisant ainsi l'exposition à la volatilité des prix du marché.

c. Mécanismes de couverture (hedging)

- **Instruments financiers de couverture** : Utiliser des produits financiers dérivés, tels que des contrats à terme ou des options sur l'énergie, permet de couvrir les risques de fluctuation des prix de l'énergie. Ces mécanismes permettent de fixer les prix à l'avance, offrant ainsi une protection contre les hausses soudaines du marché.

Le hedging peut s'avérer être une solution efficace pour lisser les coûts énergétiques sur une période donnée et éviter d'être pris de court par des augmentations inattendues des prix.

d. Optimisation énergétique et stockage

- **Efficacité énergétique** : En investissant dans des technologies qui améliorent l'efficacité énergétique (les régulateurs automatiques ou les pompes à chaleur plus performantes), les



gestionnaires de réseaux peuvent réduire leur consommation énergétique globale et donc leur exposition aux hausses de prix.

- **Stockage d'énergie** : Les systèmes de stockage de chaleur ou de froid permettent de mieux gérer l'approvisionnement en énergie pendant les périodes de forte demande ou lorsque les prix de l'énergie sont élevés. Par exemple, la chaleur peut être stockée pendant les périodes de production à bas coût et utilisée plus tard lorsque la demande ou les prix augmentent.

e. Surveillance continue et ajustement des tarifs

- **Surveillance des marchés** : Une surveillance continue des tendances du marché énergétique permet de rester informé des évolutions des prix et d'anticiper les fluctuations importantes. Cela permet d'ajuster rapidement les stratégies d'approvisionnement.
- **Ajustement dynamique des tarifs** : Mettre en place des mécanismes d'ajustement des tarifs pour les utilisateurs en fonction des prix de l'énergie permet de transférer une partie des hausses de coûts aux clients finaux, tout en gardant une marge de flexibilité pour ne pas affecter la compétitivité du service.

3. Étapes pour intégrer ces mesures dans l'étude de marché

Pour inclure la gestion des risques macroéconomiques dans une étude de marché sur un réseau de chauffage à distance, il est important de suivre les étapes suivantes :

a. Analyse des tendances historiques des prix de l'énergie

- Étudier les fluctuations passées des prix des énergies utilisées pour évaluer leur volatilité et identifier des périodes de crise ou de stabilité. Cela permet de mieux comprendre le comportement des prix sur le long terme et d'anticiper les risques à venir.

b. Évaluation des options de diversification énergétique

- Explorer les options locales pour intégrer des sources renouvelables dans le mix énergétique. Cela pourrait inclure l'analyse du potentiel local en énergie solaire, biomasse, ou encore de cogénération pour réduire la dépendance aux énergies fossiles.

c. Simulation de scénarios de fluctuation des prix

- Modéliser différents scénarios de fluctuations des prix de l'énergie, notamment des hausses importantes ou des baisses soudaines, afin d'évaluer l'impact de ces fluctuations sur la rentabilité du réseau de chauffage à distance. Cette simulation permet de déterminer à quel point le projet est sensible aux risques macroéconomiques.

d. Mise en place de stratégies de couverture

- En fonction des résultats de l'étude, élaborer une stratégie de couverture adaptée aux fluctuations attendues. Cela pourrait inclure la négociation de contrats à long terme ou la souscription de produits financiers dérivés pour limiter les impacts négatifs.

e. Planification à long terme et révision périodique

- Intégrer un mécanisme de révision périodique des stratégies d'approvisionnement énergétique, avec des ajustements basés sur les tendances observées dans le marché. Cette planification permet de s'adapter en permanence aux conditions du marché et de maintenir la viabilité économique du projet.

Conclusion

Pour atténuer le risque macroéconomique lié aux fluctuations des prix de l'énergie, une étude de marché doit être accompagnée de mesures visant à diversifier les sources d'énergie, à stabiliser les prix par



des contrats à long terme ou des mécanismes de couverture et à optimiser la gestion des infrastructures par des améliorations de l'efficacité énergétique et l'intégration du stockage

2.6 Contrats

Actuellement, il nous est impossible de proposer des mesures contractuelles économiques spécifiques, tant que l'étude de marché n'a pas encore été menée. Cette étude est une étape clé pour établir une base économique solide et éclairée, car elle nous permettra de mieux comprendre le contexte dans lequel évoluera le projet. Elle jouera un rôle fondamental en nous fournissant une vue d'ensemble des besoins et des attentes de l'ensemble des parties prenantes, qu'il s'agisse des investisseurs, des exploitants, des clients du chauffage à distance ou encore des régulateurs.

Sans cette étude, il serait prématuré de tenter de définir des mesures contractuelles adaptées, car les enjeux économiques varient d'un acteur à l'autre. Par exemple, les investisseurs auront des impératifs financiers liés à la garantie d'un retour sur investissement stable et prévisible, avec des assurances sur la rentabilité du projet à long terme. Les clients du chauffage à distance, quant à eux, se focaliseront principalement sur le coût de l'énergie et la stabilité des tarifs, en souhaitant éviter les hausses imprévues. Les exploitants du système devront s'assurer que les coûts opérationnels et de maintenance sont couverts de manière optimale pour garantir la viabilité à long terme.

Les risques peuvent être atténués et gérés à travers différents types de contrats adaptés à chacun, garantissant ainsi une répartition équilibrée des responsabilités et des engagements entre les acteurs du projet.

L'étude de marché permettra donc de cartographier précisément les attentes de chaque partie, d'évaluer leur niveau d'engagement et d'identifier les risques. Ce n'est qu'une fois ces informations collectées et analysées que nous pourrons proposer des contrats ajustés et pertinents, contribuant ainsi à réduire les risques financiers tout en assurant une répartition claire des responsabilités entre les acteurs.

2.6.1 Les deux types de contrats

Dans le cadre du projet de chauffage à distance, les aspects contractuels jouent un rôle crucial pour assurer la viabilité économique et opérationnelle à long terme. Deux grands types de contrats sont essentiels pour garantir la pérennité financière du projet et gérer les risques associés à l'investissement et à la fourniture d'énergie. D'une part, les contrats liés à l'investissement permettent de structurer le financement du projet, en répartissant les risques entre les investisseurs, les institutions publiques, et d'autres parties prenantes grâce à des mécanismes variés, tels que les fonds propres, les emprunts ou les subventions. D'autre part, les contrats relatifs à la fourniture d'énergie sont indispensables pour stabiliser les coûts énergétiques, assurer une continuité d'approvisionnement et gérer la demande des clients du chauffage à distance. Ces différents types de contrats, qu'ils portent sur les modalités de financement ou sur les prix et la gestion de l'énergie, permettent de mieux anticiper et réduire les risques financiers et opérationnels tout au long du cycle de vie du projet.

2.6.1.1 Contrats liés à l'investissement

Le financement d'un projet de chauffage à distance peut s'organiser selon différentes modalités. Les options courantes incluent :

- **Financement par fonds propres** : Le projet est financé entièrement ou partiellement par les capitaux propres des entreprises ou des investisseurs impliqués. Cette méthode comporte des risques, mais offre également la possibilité de bénéficier des futurs profits.
- **Financement par emprunt (prêts)** : Il s'agit de prêts bancaires ou d'autres formes de dettes qui doivent être remboursés. En général, les banques proposent des prêts pour financer la construction et l'exploitation des réseaux de chauffage à distance. L'avantage est que l'entreprise ne cède pas de parts du projet, mais doit payer des intérêts et rembourser le capital.



- **Subventions et aides publiques** : Dans de nombreux pays, il existe des programmes de soutien ou des subventions publiques pour les projets d'énergie renouvelable et d'infrastructures durables. Ces aides peuvent alléger la charge financière en fournissant des subventions ou des prêts à taux réduit.
- **Partenariats public-privé (PPP)** : C'est une collaboration entre des acteurs publics et privés, où le secteur public prend en charge une partie du financement tandis que le secteur privé assure la gestion et l'exploitation. Cela permet une répartition des risques entre les deux parties (Ordonez et al., 2015; Shamanina, 2023).
- **Modèles de contrat (ex : Contrats de performance énergétique)** : Un prestataire spécialisé investit dans le système de chauffage à distance et est rémunéré pour l'exploiter et l'entretenir. Le paiement se fait souvent à travers les économies d'énergie réalisées ou via des contrats à long terme qui incluent des paiements fixes.
- **Participation des coopératives énergétiques** : Dans certains cas, les projets de chauffage à distance peuvent être financés par des coopératives énergétiques, où les citoyens achètent des parts du projet. Cela favorise l'engagement local et permet d'obtenir des capitaux à des conditions avantageuses (*Home | Guide to District Heating | Develop District Heating System*, n.d.).
- **Obligations vertes (Green Bonds)** : Les entreprises ou les collectivités peuvent émettre des obligations vertes pour financer spécifiquement des projets dans le domaine de l'énergie durable. Les investisseurs reçoivent un rendement sur leur investissement tandis que le projet bénéficie des fonds (Ordonez et al., 2015).
- **Participation au capital** : Des investisseurs, tels que des fonds de pension, des fonds d'investissement ou même des investisseurs privés, participent au projet en échange de parts. Cette méthode accroît la capacité financière, mais entraîne également une perte partielle de contrôle.
- **Concessions et modèles de licences** : Les autorités publiques peuvent accorder des licences ou des concessions à des entreprises privées pour exploiter des réseaux de chauffage à distance. En échange, ces entreprises s'engagent à développer et à gérer le réseau, souvent avec un partage des bénéfices ou des redevances fixées.

Ces modèles de financement peuvent être utilisés individuellement ou en combinaison pour répondre aux besoins spécifiques et aux conditions d'un projet de chauffage à distance. Ils permettent de gérer et de répartir les risques financiers liés à l'investissement tout en offrant des garanties de rentabilité et de financement solide.

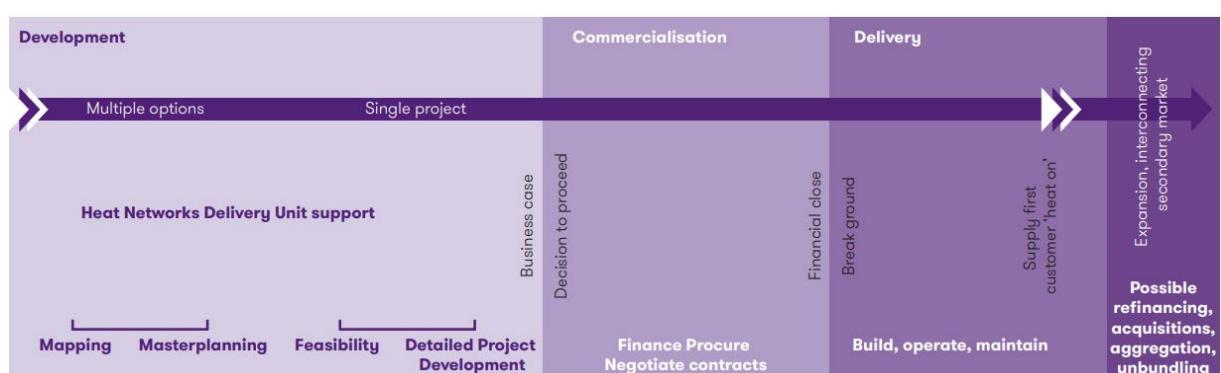


Figure 2 : Étapes de développement et options de financement pour les projets de chauffage à distance, source (Department of Business, Energy & Industrial Strategy, 2018)



Comme déjà mentionné et mentionnées dans divers guides sur le financement des réseaux de chaleur, le choix du modèle de financement ne peut être déterminé qu'à un stade ultérieur (Department of Business, Energy & Industrial Strategy, 2018; *Home | Guide to District Heating | Develop District Heating System*, n.d.; Interreg, 2019). Il est en effet primordial d'attendre que le projet soit clairement défini, que les coûts associés soient précisément chiffrés, et que le business case soit rigoureusement élaboré avant de pouvoir opter pour la solution de financement la plus adaptée

2.6.1.2. Contrats liés à l'approvisionnement

En ce qui concerne la gestion des risques financiers liés à la fourniture de l'énergie, plusieurs types de contrats peuvent être envisagés pour stabiliser les coûts et garantir la viabilité du projet :

- **Contrats d'achat à long terme (PPA - Power Purchase Agreements)** : Ces contrats permettent d'acheter de l'électricité ou de l'énergie à prix fixe sur plusieurs années, offrant ainsi une **stabilité** et une **prévisibilité des coûts** pour le fournisseur d'énergie. En négociant des PPA avec des producteurs locaux d'énergie renouvelable ou d'électricité, les gestionnaires de réseaux de chauffage à distance peuvent garantir un prix fixe ou un approvisionnement stable, **réduisant considérablement l'exposition à la volatilité des prix du marché**. Cela diminue le risque de variations de coûts imprévues, permettant une meilleure planification budgétaire et un renforcement de la viabilité économique du projet (IBM, 2024).
- **Mécanismes de couverture (hedging)** : L'utilisation d'instruments financiers de couverture, tels que des contrats à terme ou des options sur l'énergie, permet de **se protéger contre les fluctuations des prix de l'énergie**. Ces mécanismes permettent de fixer les prix à l'avance, offrant une protection contre les hausses soudaines du marché et de **lisser les coûts énergétiques sur une période donnée**, évitant ainsi les augmentations imprévues des prix. Cela réduit les risques financiers pour les fournisseurs d'énergie et les investisseurs, qui peuvent mieux prévoir leurs coûts et leurs rendements. Le **hedging** est une stratégie de gestion des risques à court terme, régulée par des contrats financiers, qui permet de lisser les coûts énergétiques en protégeant contre les fluctuations des prix. Les interlocuteurs dans le hedging sont généralement des institutions financières qui gèrent ces instruments. En revanche, les **PPA** offrent une solution stable à long terme en fixant un prix pour l'énergie sur plusieurs années. Les PPA sont négociés directement avec les producteurs d'énergie, ce qui garantit une prévisibilité des coûts tout en établissant une relation directe avec les fournisseurs d'énergie (Yale, 2020).
- **Contrats d'approvisionnement flexible** : Ces contrats permettent des ajustements en fonction des besoins en énergie et des conditions du marché, offrant ainsi une plus grande **souplesse et réactivité** face aux évolutions du marché. Cette flexibilité réduit les risques d'excédent ou de pénurie d'approvisionnement, optimisant ainsi l'utilisation des ressources énergétiques et limitant les coûts inutiles pour les fournisseurs d'énergie et les consommateurs finaux, y compris les gros clients (Lichtenwoehrer et al., 2019).
- **Contrats de capacité** : Ces contrats garantissent une **disponibilité d'énergie** en cas de besoin et sont souvent utilisés pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Ils permettent aux parties prenantes, telles que les gestionnaires de réseaux de chauffage, de s'assurer qu'une certaine quantité d'énergie est toujours disponible pour les consommateurs, minimisant ainsi le risque de pénuries ou d'interruptions de service, tout en maintenant la continuité des opérations (Ricketsen, 2020).
- **Contrats à prix indexé** : Ces contrats fixent un prix basé sur un **indice de marché** ou un indicateur de référence, permettant de **partager le risque de fluctuation des prix** entre les parties, tout en alignant les intérêts des fournisseurs et des consommateurs sur l'évolution des conditions de marché. En ajustant les prix en fonction des variations du marché, ces contrats réduisent l'impact des fluctuations imprévues sur les coûts des parties prenantes, offrant une meilleure gestion des risques liés aux conditions économiques volatiles (watchwire_admin, 2018; WorldKinect, n.d.).



2.6.2 Gestion du risque contractuel et flexibilité des engagements stratégiques

Dans le cadre de l'analyse des contrats d'investissement, il est essentiel de souligner que la gestion du risque contractuel influence directement la flexibilité des engagements stratégiques. En effet, des clauses contractuelles visant à réduire le risque peuvent souvent restreindre la capacité des parties à ajuster leurs conditions ou à saisir des opportunités plus risquées, mais potentiellement plus lucratives. À l'inverse, des contrats offrant plus de souplesse laissent place à une plus grande prise de risque, mais exposent également les signataires à une incertitude accrue. L'objectif contractuel est donc de trouver un équilibre adapté aux objectifs financiers et à la tolérance au risque des parties prenantes, permettant de maximiser les avantages tout en maintenant un cadre contractuel sécurisant. Ce compromis entre gestion des risques et flexibilité contractuelle est essentiel pour garantir la viabilité et l'efficacité des engagements à long terme.

Le graphique suivant met en évidence le lien entre le risque et le niveau d'engagement de tiers selon les types de contrats. On observe clairement que les implications varient selon les configurations contractuelles. Cela illustre que si l'on connaît bien nos parties prenantes grâce à une étude de marché préalable, notamment pour identifier les risques économiques, on peut également mieux cerner le cadre dans lequel elles sont prêtes à s'engager. Par conséquent, cette compréhension permet de sélectionner les contrats les plus adéquats pour intégrer ces acteurs tout en répondant aux objectifs stratégiques.

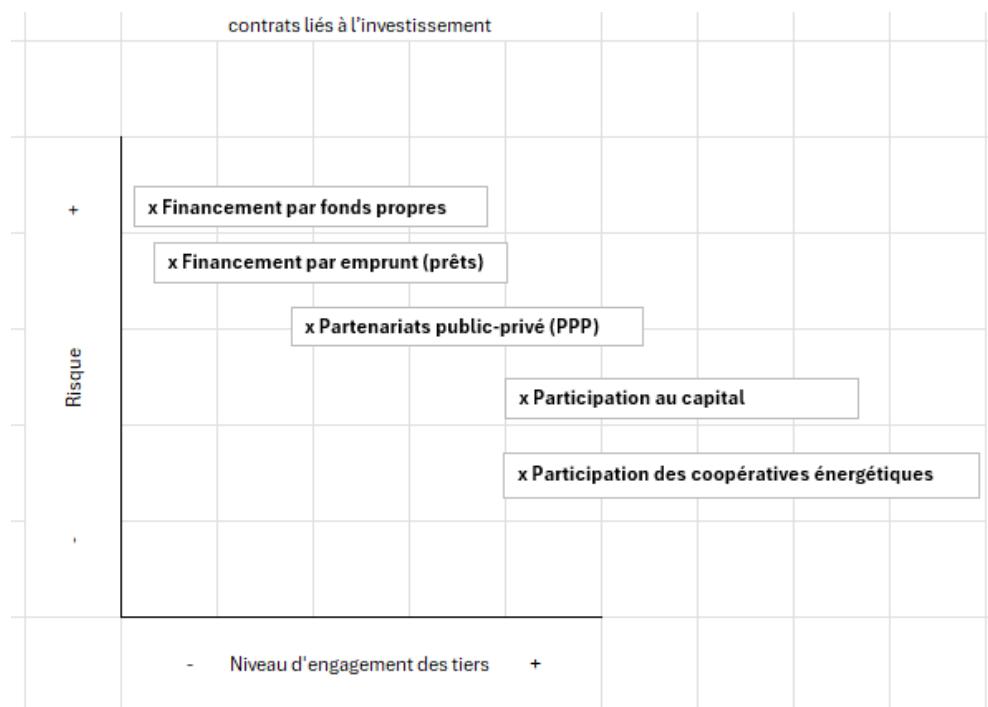


Figure 3 : Analyse risque et engagement contractuel



3 WP 1 : Réseaux thermiques en phase de planification

3.1 Déploiement de GeniLac® dans le secteur Praille-Acacias-Vernets (PAV)

3.1.1 Données du projet

Informations générales

Nom du projet	GeniLac®, branche PAV.
Lieu	1227 Carouge.
Investisseur	Services Industriels de Genève.
Maître d'ouvrage	Services Industriels de Genève, Thermique.
Exploitant	Services Industriels de Genève, Thermique.
Année de construction	A partir de 2025.
Type de réseau thermique	Boucle fermée dirigée, échange avec le réseau d'eau du lac à basse température (6-10 °C).
Les réseaux thermiques structurants (RTS) à Genève	A Genève, les principaux réseaux thermiques, développés par SIG, sont appelés « Réseaux thermiques structurants » ou RTS. Ils sont répartis en deux types de réseaux : GeniTerre® et GeniLac®. Le développement de ces RTS s'inscrit en phase avec le Plan directeur cantonal de l'énergie (PDE) adopté en 2020 par le Conseil d'Etat (République et Canton de Genève, 2020). Il exige que les RTS délivrent de la chaleur à un taux d'énergie taux d'énergies renouvelables et de récupération d'au minimum 80 % d'ici à 2030, et de 100 % d'ici à 2050. Selon la Constitution genevoise (art. 168 al. 2), SIG a le monopole pour déployer et exploiter les RTS. De plus, la Loi cantonale sur l'énergie (LEn, art. 22. al. 2) impose l'obligation de raccorder les bâtiments situés dans la zone d'influence des RTS. Les SIG ont ainsi un pouvoir très important à travers les actions qu'ils mènent, ayant le monopole des RTS et les propriétaires étant soumis à l'obligation de raccordement.
GeniLac® en bref	<p>L'eau est pompée dans le lac à 45 mètres de profondeur à une température presque stable toute l'année (entre 6 et 8 °C environ), avant de la restituer dans son milieu naturel. Le projet GeniLac® est développé essentiellement en deux grandes étapes (entretien du 8.6.23 avec Gilles Ottaviani, SIG) :</p> <ul style="list-style-type: none">• 20 MW délivrés par la première station de pompage (située au jardin botanique), permettant de desservir le centre-ville, de substituer les captages sur l'eau du Rhône, à travers deux bras sur chacune des rives. Les infrastructures sont en place, les contractualisations sont en cours,• 250 MW délivrés par la future station de pompage du Vengeron (entrée en fonction en 2024) et qui permettra d'alimenter les étapes et zones suivantes :<ul style="list-style-type: none">◦ 60 MW pour densifier le réseau au centre-ville,◦ Branche aéroportuaire GLA : en boucle fermée dirigée,

Figure 4 : Développement de GeniLac®, source : SIG, tiré de SIA (2021)



	<ul style="list-style-type: none">○ Le secteur du PAV y compris le périmètre de l'Etoile en boucle fermée dirigée. Depuis la caserne des Vernets, une station d'échange avec GeniLac® sera implantée pour alimenter ensuite tout le PAV. C'est l'objet du réseau de chaleur étudié dans le présent chapitre,○ Station d'échange à Rive pour desservir en boucle fermée dirigée les Eaux-Vives (gare) et l'Hôpital. <p>A terme (2045) il est prévu de connecter 350 bâtiments et de fournir 150 GWh/an de chaleur et 150 GWh/an de froid, avec la perspective d'économiser 70'000 t/CO₂ par an.</p>
Description du projet de la branche PAV de GeniLac® Les informations tirées de l'étude de faisabilité réalisée par A+W (Gronek, 2020) dont l'objectif était d'étudier la possibilité d'une architecture en boucle anergie fermée, pour la branche PAV du réseau GeniLac® (en aval de la STAE). Les données sont fournies par rapport à la variante de base, à savoir le déploiement du réseau sur PAV Nord + quartier de Surville.	<p>Le cas d'étude porte sur le déploiement de GeniLac® dans la partie nord du secteur Praille-Accacias-Vernets (PAV) en développement, avec des extensions possibles sur les quartiers de Surville et de Plainpalais (Figure 5). Le PAV constitue le principal pôle de développement urbain à Genève sur une surface totale de 140 ha, répartie en dizaine de projets de quartier. Le secteur urbain étudié se caractérise par une mixité de bâtiments existants et de projets de quartiers neufs, et de tout type d'affectations.</p> <p>Pour la branche PAV du projet GeniLac®, l'architecture envisagée est une distribution d'eau du lac depuis la station de pompage Vengeron (ci-après STAP) à travers le réseau lacustre, et un réseau terrestre, en boucle ouverte, jusqu'à une station d'échange (ci-après STAE) implantée dans une zone entre l'Arquebuse et les Vernets. Depuis la STAE, c'est un réseau en boucle fermée, de type anergie dirigé, qui alimentera les différents clients du PAV. La STAE a été dimensionnée pour une puissance d'échange de 40 MW. C'est cette STAE qui permettra de contrôler le régime de température de la boucle et d'assurer un delta de température minimum entre la conduite chaude et la conduite froide. Dans ce contexte, une architecture en boucle anergie fermée, pour la branche PAV du réseau GeniLac® (en aval de la STAE) permet de tenir compte, de façon optimale, des synergies qui existent entre les consommateurs qui ont des besoins de froid et les consommateurs qui ont des besoins de chaud.</p>

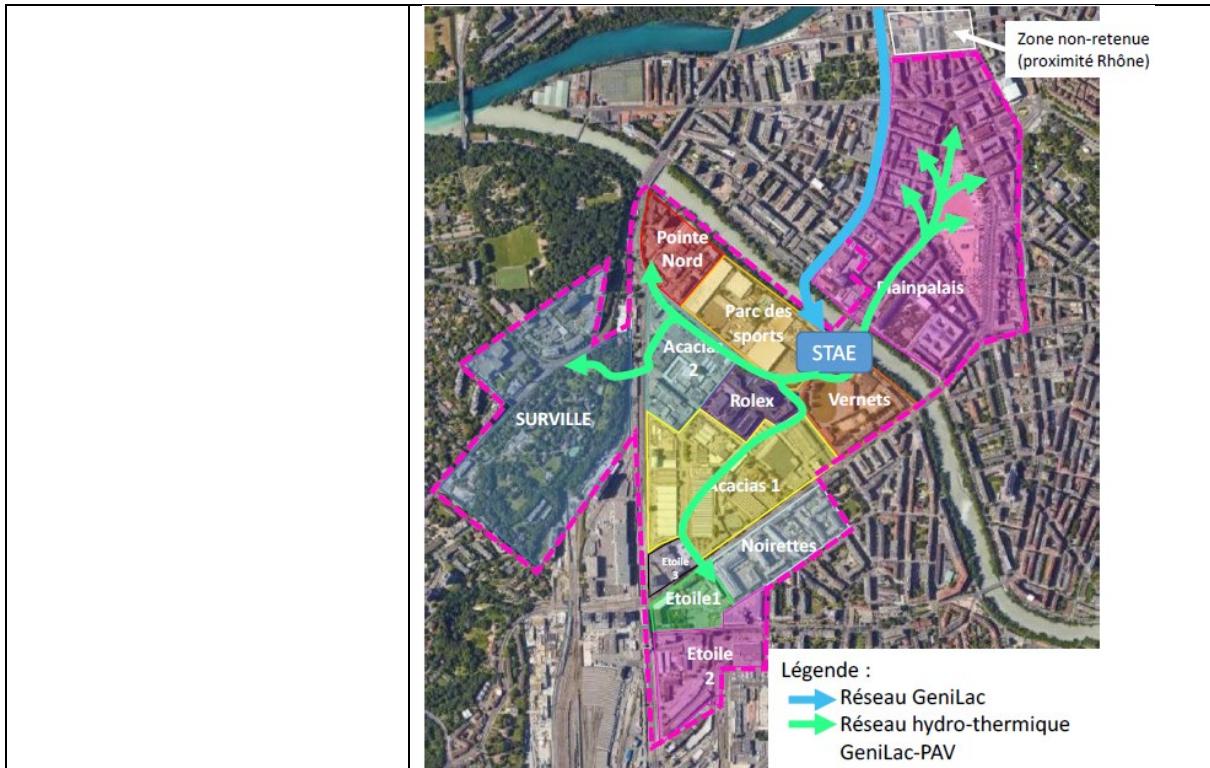


Figure 5 : Vision schématique de distribution du réseau hydro-thermique à travers le PAV-Nord (source : Gronek, 2020)

La variante de la boucle fermée dirigée (perte de charge 150 Pa/m) peut être décrite ainsi :

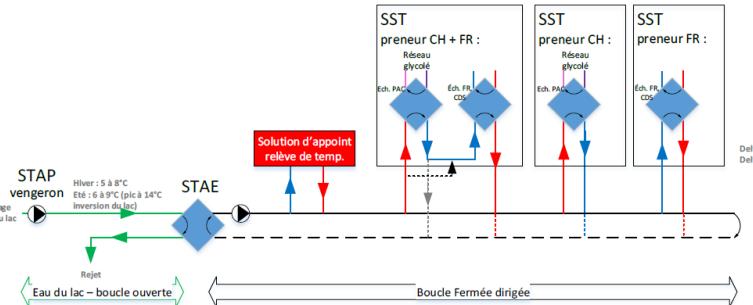


Figure 6 : Représentation synoptique de la V2 – boucle fermée dirigée (source : Gronek, 2020)

Cette variante se compose de :

- Une distribution d'eau du lac depuis la station de pompage de Vengeron jusqu'à la STAE,
- Une station de pompage en sortie de STAE pour alimenter tout le réseau et diriger le flux au sein du réseau (**pompage centralisé**),
- Un réseau de conduite classique (conduite « aller » conduite « retour »). Le réseau est dimensionné pour



	<p>respecter les pertes de charges maximales de l'ordre de 150 Pa/m,</p> <ul style="list-style-type: none">• Compte tenu du niveau de température de l'eau du lac en hiver (5 °C), il est nécessaire :<ul style="list-style-type: none">○ D'installer une solution de relève de température afin d'éviter tout risque de gel sur le réseau hydrothermique,○ D'installer un réseau glycolé secondaire au niveau des sous-stations pour garantir le fonctionnement des installations en tout temps.
--	--

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Logements, bureaux et commerces, industries, équipements publics.
Surface (SRE)	~1'700'000 m ² environ (considérant la totalité des bâtiments du secteur, pouvant potentiellement être raccordés).
Construction	Quartiers neufs : 457'000 m ² , Quartiers existants : 222'000 m ² , Quartiers mix existants / neufs : 989'000 m ² .
Besoin en énergie utile (potentiel considérant le total des bâtiments du secteur)	
Besoin en chaleur	83'000 MWh/a (46.5 MW).
Besoin en refroidissement	29'000 MWh/a (24 MW).
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	40-45 °C, bâtiments neufs et rénovés.
Refroidissement	10-15 °C.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées dans les bâtiments, PAC pour le chauffage + ECS.
Puissance et énergie pompe à chaleur	34 MW _{th} et 52'500 MWh/a (avec un COP de 3.5). Tenant compte de l'effacement des rubans chaud et froid simultanés, grâce aux échanges dans les bâtiments et la boucle d'anergie
Source de chaleur	Eau du lac.
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	Chaudières gaz en appoint dans les bâtiments existants non connectés.
Puissance chaudière gaz	46.5 MW _{th} .
Chaleur fatale	Boucle fermée permettant la valorisation des rejets de chaleur issus du froid.
Rendement du système de chauffage	COP _{a PAC} = 3.5 (hypothèse).
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement (ruban)	Rafraîchissement « freecooling ».
Machine frigorifique (de pointe)	Majoritairement sous responsabilité des clients.
Rendement du système de froid	Non déterminé.

Stockage thermique

Fonction	Le réseau est utilisé comme stockage tampon en hiver lorsque le réseau fonctionne en boucle fermée.
----------	---



Distribution

Typologie	L'eau est prise dans le lac à -45 m sous la surface et est rejetée dans le lac à -4.5 m. L'eau du lac est échangée avec le PAV dans une station située aux Vernets, permettant ensuite le fonctionnement en boucle fermée.
Longueur	3 km.
Diamètre	Jusqu'à 1400 mm.
Matériel de conduite	PE.
Caractéristiques d'isolation	Aucune.
Structure du réseau	Unidirectionnel, dirigé.
Nombre de conduites	2 conduites.
Températures dans le réseau	
Conduite chaude	4°C (hiver) – 15°C (été).
Conduite froide	1°C (hiver) – 10°C (été).
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu.
Médium	Eau claire (circuit glycolé intermédiaire au niveau des PAC).

Critères environnementaux

Émissions de gaz à effet de serre	L'électricité utilisée pour les pompes à chaleur et les pompes de distribution est 100 % renouvelable. Pour le froid, il y a zéro émission de CO2. Pour la chaleur, émissions à prévoir selon l'usage des énergies fossiles en complément.
-----------------------------------	--

Critères économiques et contractuels

Investissement total	L'investissement total de GeniLac®, comme indiqué dans la Tribune de Genève (2019), se monte à 800 millions CHF dont 100 millions pour la station de pompage du Vengeron, soit environ 120 mio CHF pour la branche du PAV (au prorata de la puissance totale).
Montage contractuel et périmètre du contracting	Régie publique autonome (SIG) Le périmètre du contracting inclut les sous-stations y compris les PAC et les échangeurs freecooling.
Prix de l'énergie	20-22 cts/kWh.

Monitoring

Monitoring	Tout le réseau est sous surveillance et le système de contrôle est accessible à distance (télégestion). Les données mesurées (température, débit, puissance, etc.) sont enregistrées et archivées à des fins d'analyse et d'optimisation.
------------	---

3.1.2 Entretien

L'entretien a été réalisé avec Gilles Ottaviani, chef de projet GeniLac® Centre et PAV chez SIG, le 08.06.2023. Les réponses ci-dessous traitent des aspects liés aux freins, leviers et risques dans le développement du projet.

Aspects techniques

L'entretien mené avec Gilles Ottaviani (SIG) le 8.6.2023 permet de connaître les dernières orientations prises par SIG. Il en ressort qu'aucune boucle d'anergie non dirigée ne sera développée au PAV et généralement sur tout le réseau GeniLac®.

Il s'agira donc de **boucles fermées dirigées** qui fonctionnent ainsi : pompage depuis la station d'échange pour aller faire circuler le fluide de façon unidirectionnelle, avec une conduite chaude et conduite froide. Cela est différent de la boucle d'anergie non dirigée où le pompage se fait de façon décentralisée depuis les sous-stations. Mais, la boucle étant fermée, le principe reste le même : le preneur de chaud s'alimente sur la conduite chaude et rejette dans la conduite froide, l'inverse pour les



preneurs de froid. Ainsi les échanges internes permettent d'atteindre un niveau de température plus en adéquation avec les besoins, et GeniLac® contribue à équilibrer la boucle.

La boucle fermée dirigée offre plusieurs avantages par rapport à la boucle d'anergie non dirigée dans le cas d'un territoire très large :

- Avec la boucle d'anergie non dirigée, il est difficile de stabiliser et maîtriser le delta T, en effet il y a un risque par exemple de refroidir fortement la boucle, si un preneur puise beaucoup de chaleur, il en reste alors peu à disposition en aval,
- Certains clients ont peu d'espace disponible (place, volume) pour installer des pompes de circulation décentralisées ; c'est une contrainte particulière pour les bâtiments existants, mais plus facile à prévoir pour les bâtiments neufs,
- Dans les boucles d'anergie, les pertes de charge sont limitées à 30 Pa/m, ce qui implique d'augmenter le diamètre des conduites. Alors que dans une boucle dirigée, la limite monte à 150 Pa/m, ce qui autorise un débit plus important et donc des conduites de plus faible diamètre. Il est aussi plus rationnel d'avoir une installation centralisée de pompage,
- Avec le pompage centralisé, on a un meilleur mélange des flux entre les besoins en chaud et en froid, ce qui limite le risque de baisse de la température de la boucle.

Selon les SIG, les boucles d'anergie non dirigées fonctionnent mieux sur de petits quartiers et pour des constructions neuves.

Un frein particulier au développement du réseau concerne **l'encombrement du sous-sol** et l'implémentation du réseau (dont le diamètre peut monter jusqu'à 1400 mm) dans le domaine public qui fait l'objet de plusieurs usages concurrentiels et qui nécessite une coordination particulièrement complexe entre les acteurs. Le sous-sol est extrêmement convoité :

- Volonté de plus en plus en accrue par les pouvoirs publics d'arboriser l'espace public,
- Passage d'autres réseaux, fluides.

Il est difficile de coordonner les différents plannings entre les acteurs. Une charte d'usage du domaine public est en cours et pourra aider la coordination. Tous ces travaux entraînent une perturbation de la mobilité, des oppositions des riverains et des commerçants (les travaux nécessitent des autorisations qui peuvent faire l'objet de recours).

Face à l'encombrement du sous-sol, des solutions existent comme les travaux spéciaux qui nécessitent l'usage de micro-tunneliers pour aller plus profond.

Tous ces obstacles entraînent des retards importants, des surcouts qui menacent la rentabilité (augmentation du tarif, réduction des marges).

Le raccordement chez les propriétaires est aussi freiné par le manque d'espace pour les installations techniques dans les bâtiments.

Enfin, les projets de ce type gagneraient plus en efficacité et en temps si les **solutions techniques étaient plus systématiques et mieux standardisées**.

Aspects politiques

L'aspect réglementaire constitue à la fois :

- une contrainte, en ce qui concerne l'Office Cantonal de l'Eau (OCeau) : imposition de la **température du rejet** dans le milieu naturel, avec delta T maximum à respecter,
- un très fort levier, en ce qui concerne le **monopole** pour les SIG pour développer les RTS, et l'obligation de raccordement. Actuellement le règlement d'application est en cours d'élaboration pour préciser les conditions et modalités **d'obligation de raccordement**. Le raccordement peut se faire aussi sur une base volontaire, à la demande des propriétaires, si les conditions le permettent.



Du fait du cadre réglementaire, il y a peu d'incertitude sur les zones urbaines qui vont être raccordées. En effet, celles-ci sont définies dans le Plan directeur des énergies de réseau.

L'incertitude concerne plutôt le **phasage du développement des projets d'urbanisme**. Le phasage a un impact sur le choix du tracé et aussi la rentabilité. Plus vite on peut connecter des grands consommateurs, mieux le projet sera rentabilisé.

Le cas du PAV est particulièrement emblématique. Le réseau Genilac doit arriver sur le site des Vernets après avoir traversé l'Arve. L'arrivée du réseau est prévue pour 2024, soit peu avant la mise en exploitation des premiers bâtiments des Vernets. Ainsi, la grande question pour SIG est de savoir de quel diamètre et débit ils doivent tenir compte en fonction des besoins à venir, qui ne sont pas déterminés à ce stade avec un niveau de précision suffisant.

L'incertitude vient du fait que les projets se situent à des horizons temporels très différents : certains sont en chantier comme le site des Vernets, d'autres comme les îlots du quartier de l'Etoile se situent à un horizon de temps 2035-2040.

Le secteur de l'Etoile constitue le principal changement en termes de calendrier : au départ, l'horizon de raccordement n'était pas bien défini. Dans la dernière version du plan du développement des RTS (mai 2023), le raccordement a été mis à un niveau prioritaire (avant 2030). Ce secteur regroupe des îlots (A, B) qui vont rapidement se réaliser et d'autres (F, G, H) qui se situent à un horizon de temps beaucoup plus lointain.

Ainsi, SIG cherche à être impliqué le plus en amont dans les réflexions sur les projets, avec l'OCEN, la DPAV, les promoteurs, les mandataires, en participants aux séances techniques. La coordination est particulièrement forte avec l'OCEN qui a une bonne vision sur le développement des quartiers et des besoins énergétiques. La planification du réseau se fait en se basant sur les différents CET et leur évaluation des besoins. Cependant, les CET deviennent vite caduques en fonction de l'évolution des projets.

Donc la principale difficulté pour SIG est le manque de connaissance sur le développement des projets urbains. Pour garantir les chances de succès à l'avenir, il est important que les acteurs puissent partager en toute transparence les informations, afin de déployer le réseau thermique qui réponde au mieux aux besoins.

Une autre incertitude aussi est l'aboutissement et réalisation des projets d'urbanisme dont certains sont parfois abandonnés. C'est le cas notamment du PLQ Pré du Stand (en face de l'aéroport) qui a été rejeté par référendum populaire, mettant ce projet en stand-by sur un horizon de temps indéterminé ; alors que le modèle technico-économique de GeniLac® / GLA prévoyait de desservir ce quartier.

Mais finalement, le projet de GeniLac® est bien accepté dans l'ensemble par tous les acteurs. Il y a un bon partenariat avec le Canton et les communes. Il y a aussi une bonne coordination avec l'OCeau, qui voit l'intérêt, à travers GeniLac® d'avoir un captage d'eau surface centralisé (pompage dans le lac) plutôt que de nombreux captages décentralisés dans le Rhône.

Aspects économiques et contractuels

SIG est investi de la mission confiée par l'Etat de Genève pour développer les réseaux thermiques structurants dans une situation de monopole. Il a ainsi la pleine maîtrise financière des projets. Tous les obstacles décrits plus haut ont des incidences sur les conditions tarifaires pour les clients. SIG répercute logiquement une partie de ces surcoûts aux clients dans les conditions tarifaires.



3.2 ZAC Ferney-Genève Innovation

3.2.1 Données du projet

Informations générales

Nom du projet	Boucle d'anergie ZAC Ferney-Genève et réseau CAD Ferney-Voltaire.
Lieu	Ferney-Voltaire, France.
Investisseur	SPL Terrinov et SEMOP Pays de Gex Energies.
Maître d'ouvrage	SPL Terrinov et SEMOP Pays de Gex Energies.
Exploitant	SEMOP Pays de Gex Energies.
Année de construction	A partir de 2025.
Type de réseau thermique	Boucle fermée sur rejets du CERN et réseaux CAD.
Contexte	<p>La ZAC Ferney-Genève Innovation est un projet mixte couvrant 65 ha sur la commune frontalière de Ferney-Voltaire. Cette ambitieuse opération permettra de développer 412'000 m² de surface de plancher répartis en zones d'activités (195'000 m², 4'500 emplois), logements (202'000 m², 2'500 logements) et équipements publics (15'000 m²) à l'horizon 2030.</p> <p>Le projet valorise les ressources énergétiques renouvelables locales, mais aussi les nombreux rejets du CERN se situant à proximité. Toutefois la disponibilité de ces rejets est intermittente, en fonction de l'utilisation des installations.</p> <p>Un autre enjeu du projet énergétique est de profiter du développement du réseau d'anergie sur la ZAC pour également raccorder des quartiers urbains existants périphériques de Ferney-Voltaire et augmenter sensiblement la part renouvelable dans leur approvisionnement grâce à ce réseau.</p> <p>La ZAC (Zone d'Aménagement Concerté) est une opération d'urbanisme publique ayant pour but de réaliser ou de faire réaliser l'aménagement et l'équipement de terrains à bâtir en vue de les céder ou de les concéder ultérieurement à des utilisateurs publics ou privés.</p>
Description du concept technique	<p>Les sources d'information sont principalement tirées d'un rapport réalisé par le bureau A+W délivré le 02.07.2018 (Maucoronel, 2018).</p>  <p>La valorisation des rejets thermiques du CERN doit se faire en prenant en considération le fonctionnement des expériences qui sont menées sur le LHC. En effet ce fonctionnement n'est pas continu et les périodes de maintenance peuvent durer plusieurs mois, voire plusieurs années. Il est donc indispensable de coupler la valorisation des rejets thermiques avec un système d'appoint/redondance afin de garantir une continuité de service. Il s'agit là d'un aspect essentiel de la mise à disposition de la chaleur fatale du CERN.</p> <p>La valorisation des rejets est prévue de se faire au niveau de l'installation de froid située à P8 (cf. Figure 7) qui comprend actuellement 5 tours de refroidissement. Ces tours sont connectées à des circuits primaires relatifs au refroidissement du LHC. La valorisation de deux types de rejets a été étudiée :</p> <ul style="list-style-type: none">• Cryogénie : en intercalant un échangeur intermédiaire sur le circuit de refroidissement de



Figure 7 : Vue aérienne de P8 et de la ZAC (Maucoronet, 2018)

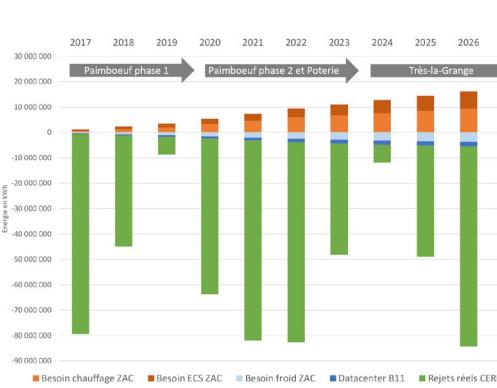


Figure 8 : Prévision des rejets du CERN par année en phase avec l'évolution du projet de la ZAC (Maucoronet, 2018)

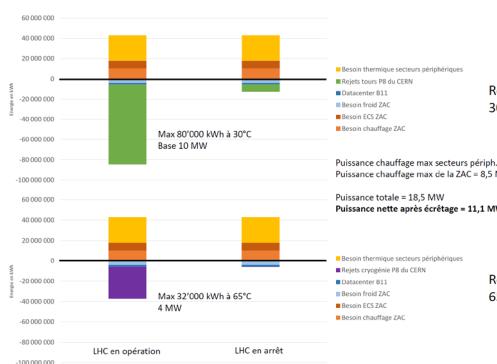


Figure 9 : Bilan des équilibres énergétiques sur la ZAC et l'ensemble des secteurs périphériques considérés (Maucoronet, 2018)

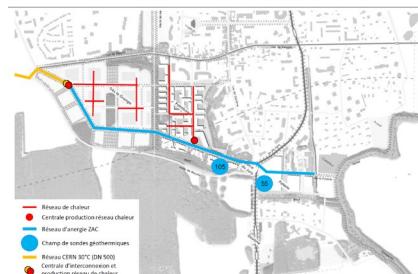


Figure 10 : Développement du réseau d'anergie (Maucoronet, 2018)

l'huile, il est possible de valoriser de la chaleur fatale sous forme d'eau chaude à 65°C environ. Il en résulte un potentiel de 32'000 kWh/an avec une puissance moyenne de 4 MW lors d'une année avec expérience.

- Ensemble des rejets sur les tours de refroidissement : ces rejets à plus basse température (20 à 30°C) cumulent une énergie de 87'000 MWh/an (soit bien plus qu'avec la cryogénie) selon les années et une puissance oscillant de 0.2 à 20 MW. Avec les installations de surface (refroidissement de racks, ventilation), il y a toujours 1 MW de disponible, même sans physique (long arrêt).

La Figure 8 illustre la variation annuelle des rejets du CERN, en perspective des phases de développement du projet de la ZAC.

En résumé, le potentiel des rejets varie selon les plages de valeurs suivantes en fonction des expériences qui sont menées au CERN : de 20 à 65 °C, 1 à 10 MW, 10 à 80 GWh/an. L'étude A+W (Maucoronet, 2018) suggère de privilégier la valorisation des rejets du CERN à 30 °C, avec une puissance de raccordement de 10 MW, compatibles avec l'idée d'une boucle d'anergie et permettant de s'adapter à différents niveaux de température via les PAC. En cas d'arrêt des expériences du CERN, la chaleur résiduelle (incluant les rejets internes de la ZAC) permettrait de couvrir quasiment 100 % des besoins de chaleur, tandis que les secteurs périphériques auraient besoin d'un appont (cf. Figure 9). Le principe est de développer un réseau d'anergie du quartier alimenté par les rejets du CERN et les rejets internes du quartier (cf. Figure 10), notamment ceux provenant d'un futur datacenter. Un stockage inter saisonnier dans des sondes géothermiques permet d'emmagerer l'énergie de la période estivale afin de la restituer en hiver, au moment où la demande est importante. Le réseau d'anergie est interconnecté à des réseaux de chaleur de quartiers. L'enjeu de la boucle d'anergie est d'atteindre un équilibre thermique entre l'énergie puisée sur la boucle et l'énergie rejetée (chaleur fatale), ce qui est possible dans les secteurs avec des activités, mais pas dans les secteurs uniquement de logements.

Il est économiquement incohérent de dimensionner les champs de sondes géothermiques et le réseau d'anergie sur les puissances de pointe (8.5 MW de chaleur pour la ZAC) qui ne représentent que quelques heures de fonctionnement par année. Ainsi, un simple écratage (avec un appont au gaz) à 4 MW permet de réduire le dimensionnement des sondes de 40 % tout en couvrant encore plus de 90 % des besoins énergétiques. Aucun



Figure 11 : Quartiers de Ferney-Voltaire qui seront alimentés par la branche du réseau CAD (Maucoronel, 2018)

écrêtage n'est prévu pour le froid de confort (5 MW) qui sera approvisionné par le géocooling.

Le projet de la ZAC est développé en 3 phases d'ici 2030 :

Phase 1 : Paimboeuf I,

Phase 2 : Paimboeuf II et Poterie,

Phase 3 : Très-la-Grange.

Une fois la liaison avec le CERN réalisée, les secteurs périphériques situés à Ferney-Voltaire (Figure 11), seront raccordés indépendamment du développement du réseau d'anergie sur la ZAC, en créant une branche spécifique (réseau CAD) pour ces secteurs.

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Logements, bureaux et commerces, équipements publics, data center.
Surface (SRE)	ZAC : Activités : 195'000 m ² , logements : 202'000 m ² , équipements publics : 15'000 m ² . Secteurs périphériques : env. 185'000 m ² .
Besoin en énergie utile	
Besoin en chaleur	ZAC : 20'000 MWh/a (8.5 MW _{th}). Secteurs périphériques : 23'000 MWh (10 MW _{th}). Total : 43'000 MWh/a (18.5 MW _{th}).
Besoin en refroidissement	ZAC : 6 GWh/a, (5 MW _{th}).
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	40-60 °C, bâtiments neufs et existants.
Refroidissement	10-14 °C.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées dans les bâtiments, PAC pour le chauffage + ECS.
Puissance et énergie pompe à chaleur	ZAC : 18'600 MWh/a (93 % des besoins), 4 MW _{th} (40% des besoins selon principe de l'écrêtage). Secteurs périphériques : 12'400 MWh/a (54 % des besoins), 7.1 MW _{th} (71 % des besoins).
Source de chaleur	Rejets du CERN et d'un datacenter (qui sera construit sur la ZAC)
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	Chaudières gaz en appoint dans les bâtiments existants non connectés.
Puissance chaudière gaz	7.4 MW _{th} .
Chaleur fatale	Rejets du CERN et du datacenter, boucle fermée permettant la valorisation des rejets de chaleur issus du froid.
Rendement du système de chauffage (hypothèses calcul)	COP _a PAC chauffage = 5. COP _a PAC ECS = 3.5.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement (ruban)	Rafraîchissement « freecooling ». 5 MW puissance souscrite.
Machine frigorifique (de pointe)	Majoritairement sous responsabilité des clients.



Rendement du système de froid	Non déterminé.
<i>Stockage thermique</i>	
Fonction	Stockage saisonnier des rejets du CERN et internes à la ZAC dans environ 174 sondes (230 m de profondeur).
<i>Distribution</i>	
Typologie	Boucle fermée à basse température échangeant directement avec les bâtiments activités (froid et chaleur) ou alimentant des centrales PAC de quartier pour les logements.
Longueur	Env. 1.2 km.
Diamètre	DN500.
Matériel de conduite	PE.
Caractéristiques d'isolation	Aucune.
Structure du réseau	Unidirectionnel, dirigé.
Nombre de conduites	2 conduites.
Températures dans le réseau (hypothèses de calcul)	
Conduite chaude	8 °C (hiver) – 20 °C (été).
Conduite froide	5 °C (hiver) – 15 °C (été).
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu.
Médium	Eau claire.
<i>Critères environnementaux</i>	
Émissions de gaz à effet de serre	5'000 t équ. CO ₂ /an économisé en connectant les secteurs périphériques.
<i>Critères économiques et contractuels</i>	
Acteurs impliqués	Collectivités : Pays de Gex agglo, Le Pôle métropolitain du Genevois français. Maîtrise d'ouvrage : SPL Terrinov, puis SEMOP Pays de Gex Energies. Partenaires financiers : ADEME, Banque des Territoires, DALKIA, SIG. Planificateur énergie : Amstein+Walthert France. Valorisation des rejets : CERN.
Montage du projet	<p>Le développement du réseau d'anergie sur la ZAC et l'ensemble de Ferney-Voltaire est le fruit d'une mutualisation de deux entreprises publiques locales (source : Entreprises publiques locales, 2021 et Pays de Gex Agglo, 2021) :</p> <ul style="list-style-type: none">• La Société publique locale SPL Terrinov réalise les boucles basse et moyenne température et les sondes géothermiques sur la ZAC,• La Société d'économie mixte à opération unique d'exploitation - SEMOP « Pays de Gex Energies » déploie le réseau CAD sur le reste de la ville (Ferney-Voltaire et Prévessin-Moëns) et exploite l'ensemble des réseaux (boucle anergie ZAC et réseau CAD). <p>La SEMOP Pays de Gex Energies a été officiellement lancée le 23.11.21. Elle a pour actionnaires : Pays de Gex agglo, Dalkia et Dalkia Smart Building (deux filiales du groupe EDF spécialisées dans les services énergétiques), et la Caisse des Dépôts à travers la Banque des Territoires. À travers le « smart grid thermique » (qualifié ainsi par les promoteurs du projet), tous les habitants de Ferney Voltaire pourront ainsi bénéficier d'une énergie à plus de</p>



	<p>55 % d'ENR à un coût de 7 à 15 % inférieur au prix de l'énergie actuel. A terme, il est prévu que les Services Industriels de Genève puissent intégrer cette future SEMOP afin de constituer un réseau thermique transfrontalier, selon les conventions présentées ci-après.</p> <p>Le 17 janvier 2021, l'ensemble des acteurs cités dans la rubrique précédente se sont réunis autour de la signature de deux conventions d'investissement (Grand Genève et al., 2021) pour le réseau d'anergie de la ZAC Ferney Genève Innovation :</p> <ul style="list-style-type: none">• La convention de partenariat avec l'ADEME pour le projet de réseau d'anergie reliant le CERN à la ZAC Genève-Ferney-Innovation. A travers cette convention, l'ADEME apporte à la SPL Terrinov une subvention (« fonds de chaleur ») de 11 M€ pour le développement de l'infrastructure énergétique sur la ZAC, sur un investissement total prévu de 28 à 31 M€ (selon les sources),• Programme de travail entre SIG et SPL Terrinov visant une solidarité énergétique transfrontalière. Le réseau d'anergie français et le réseau de froid GeniLac® seront distants d'environ 1 km l'un de l'autre. L'objet de cette coopération franco-suisse vise à étudier la faisabilité technique et financière d'une liaison transfrontalière entre les deux réseaux afin d'optimiser le fonctionnement de ceux-ci :<ul style="list-style-type: none">◦ GeniLac® pourrait bénéficier de chaleur en hiver pour améliorer le rendement de ses pompes à chaleur,◦ le réseau d'anergie de Ferney -Voltaire pourrait bénéficier de froid provenant de GeniLac® en été pour améliorer sa capacité.
Investissement (source : Entreprises publiques locales, 2021)	<p>Le financement des investissements de la SPL (env. 10 M€) pour la boucle de la ZAC Ferney-Genève est assuré par :</p> <ul style="list-style-type: none">• Subventions et participations (fonds de chaleur ADEME) : 48 %,• Prise en charge par l'opération : 52 %. <p>Le financement des investissements de la SEMOP pour le réseau de Ferney-Voltaire (env. 21 M€) est assuré par :</p> <ul style="list-style-type: none">• Capital social : 1 000 K€,• Prêt actionnaire : 2 750 K€,• Subventions (fonds de chaleur ADEME) : 6 500 K€,• Droits de raccordement : 8 900 K€,• Financement bancaire : 11 250 K€.
Prix de l'énergie (source : <i>ibid.</i>)	<ul style="list-style-type: none">• Prix de la chaleur de 77 € TTC/MWh hors ZAC,• Prix du froid de 130 € TTC / MWh.

Monitoring

Monitoring	Pas de détails à ce stade, mais intention d'intégrer les différents systèmes – boucle anergie, boucle autoconsommation solaire PV,
------------	--



	recharge véhicules électriques, stockage – dans un système de pilotage intégré.
--	---

3.2.2 Entretien

Les informations obtenues ont été complétées par un entretien avec M. Corentin Maucoronel, responsable chez A+W, de la maîtrise d'ouvrage du projet énergétique.

Aspect politique

Des prescriptions énergétiques peuvent être intégrées dans les documents réglementaires de la ZAC. Dans le cas présent, les exigences énergétiques (efficience des bâtiments, concept d'approvisionnement) étaient fixées dans le cahier des charges de l'appel d'offres aux investisseurs du projet immobilier.

Un champ de sondes géothermiques ayant une profondeur supérieure à 200 m nécessite des procédures administratives d'autorisation particulièrement compliquées en France.

Le projet énergétique s'est construit sur un plan masse défini par une granulométrie très grossière au départ en matière de surfaces, volumes, fonctions et formes architecturales. Si le quartier est affecté essentiellement à des logements et des bureaux, il y a peu d'incertitude et de variation dans le dimensionnement du projet car les consommations sont prévisibles. Mais il y a plus d'incertitude lorsque le projet prévoit d'intégrer des activités commerciales et industrielles, dont les besoins sont spécifiques et donc moins prévisibles. Il serait utile dans ce cas de se baser sur retours d'expérience sur des projets similaires pour aider à mieux prédire les besoins de ces affectations spécifiques et abaisser le niveau d'incertitude. Cette difficulté dans le cas étudié est d'autant plus exacerbée par le fait qu'un centre commercial avec des besoins énergétiques importants était prévu au départ, et finalement le promoteur a décidé de se retirer.

Sur le plan de la gouvernance, A+W a réalisé le concept technique et la transmis à la SEMOP en vue de sa réalisation et exploitation. Cependant, il se pose la question, si le planificateur ou maître d'œuvre énergétique ne devrait pas rester engagé dans le projet jusqu'à la phase de réalisation pour s'assurer, tout au long du processus, du respect des ambitions initiales et de la mise en œuvre effective du concept technique prévu.

Une autre difficulté concerne le **retard** pris dans le projet immobilier à cause d'oppositions. Une autre raison du retard est que la SPL Terrinov devait acquérir les parcelles, ce qui a pris du temps et ralenti le projet. Le processus est plus facile et rapide lorsque l'aménageur peut acquérir au préalable la maîtrise foncière totale, ce qui n'était pas le cas dans le projet étudié.

Aspect technique

Les difficultés décrites ci-dessus, concernant la nature des affectations, les retards pris dans la planification, le retrait brutal de potentiels grands consommateurs, impliquent un niveau d'incertitude élevé sur les besoins énergétiques à satisfaire et rendent difficile la planification du réseau thermique. Ainsi, pour **sécuriser** au mieux le projet énergétique malgré les incertitudes au niveau de l'aménagement, C. Maucoronel préconise premièrement de ne pas élaborer d'emblée un projet technique de niveau trop détaillé sachant toute la marge d'incertitude sur le projet de construction. Ainsi, selon lui, dans le cas de la ZAC, le niveau de détail est resté équilibré par rapport au projet de développement (ni trop peu, ni pas assez). Cela a permis au projet technique de rester stable et robuste et de ne pas être remis en cause systématiquement face aux changements et évolutions du projet urbain.

Dans le prédimensionnement, il faut aussi, selon lui, savoir prendre des marges de sécurité de la façon suivante :

- Dimensionnement des installations : prendre des marges supérieures (diamètre, sondes, puissance) permettant d'intégrer après coup d'autres ressources et demandes,



- Estimation des besoins énergétiques : prendre des marges inférieures, c'est-à-dire les données les plus optimistes et plus ambitieuses en matière de consommation (par exemple les valeurs cibles de la SIA 2024). C'est plus facile de considérer ensuite une augmentation des consommations, ce qui va dans le sens d'une meilleure rentabilité du projet. Au contraire, si on développe un plan financier sur un projet qui va au final consommer moins, c'est beaucoup plus délicat.

Un dernier aspect, sans doute le plus déterminant, concerne l'incertitude sur la ressource principale de la boucle d'anergie, à savoir les rejets du CERN. Nous avons vu plus haut, dans la description technique du projet, que ces rejets et leur intensité n'étaient pas constantes selon les expériences menées. Le CERN est effectivement prêt à mettre à disposition sa chaleur fatale mais sous conditions sine qua non de ne pas être contraint de garantir une fourniture de chaleur fatale. Toutefois, un fonctionnement minimum des installations du CERN couplé à des rejets internes dans la ZAC (datacenter, rejets issus du froid de confort des activités) permet d'équilibrer la boucle, grâce au déphasage saisonnier et stockage dans des sondes géothermiques. Ainsi, l'incertitude sur les rejets et leur intermittence ont pu être bien intégrés et anticipés dans le projet énergétique. En revanche, ce qui a été mal anticipé selon C. Maucoronel, est la possibilité de valoriser la totalité des rejets qui peuvent se monter jusqu'à 30 MW. En effet, les installations ont été dimensionnées par rapport à une puissance moyenne de rejet de 10 MW. Ce qui est dommage, car GeniLac va alimenter la boucle fermée aéroportuaire (GLA) qui a besoin de davantage de chaleur. Or il a été décidé après coup d'interconnecter les réseaux. Avec plus d'anticipation et à travers des mesures conservatoires, il aurait été possible de valoriser l'ensemble du potentiel des rejets sur GLA.

Aspects économiques et contractuels

Les aspects économiques n'ont pas été traités en tant que tels dans l'entretien. Ils ont été abordés indirectement par le fait que les incertitudes et retards sur le développement du projet de la ZAC entraînent également des retards dans le montage du projet énergétique et donc des surcoûts.



3.3 Quartier Ronquoz de Sion

3.3.1 Données du projet

Informations générales

Nom du projet	Réseau d'anergie – Ronquoz 21.
Lieu	1950 Sion.
Maître d'ouvrage et exploitant	OIKEN.
Année de construction	A partir de 2026.
Type de réseau thermique	Réseau à basse température ou « Réseau anergie » et CAD 85°C selon les secteurs pour les bâtiments existants (à ce stade). Boucle fermée dirigée (à ce stade).
Contexte	<p>La vaste zone de 60 ha qui s'étend du sud des voies CFF jusqu'aux berges du Rhône est appelée à se transformer. Aujourd'hui à vocation essentiellement industrielle, elle va devenir au fil des prochaines années un quartier mixte, avec des logements, des bureaux, des commerces, des équipements et espaces publics.</p> <p>En tant que lauréats du concours d'urbanisme organisé par la Ville de Sion en 2019, les bureaux Herzog & de Meuron et Michel Desvigne Paysagiste ont travaillé une proposition articulant l'urbanisation autour d'une vaste chaîne de parcs et d'un cordon boisé qui traversent tout le périmètre d'est en ouest.</p>  <p>Figure 12 : Projet lauréat d'urbanisme Herzog et De Meuron. Source : Herzog & de Meuron/Michel Desvigne Paysagiste</p> <p>Il s'agit d'un projet urbain emblématique porté par la Ville de Sion. L'objectif quantitatif est d'accueillir un supplément de 5'000 et 6'000 habitants et entre 5'000 et 7'000 emplois à l'horizon 2050, pour une surface brute totale de plancher pour l'entier du secteur de 822'000 m².</p> <p>L'objectif est aussi de développer un tissu urbain mixte de qualité, à la pointe de l'innovation en matière d'urbanisme durable. L'accent est mis sur les mixités (sociales, fonctionnelles, architecturales) à toutes les échelles (quartier, îlot, bâtiment), les besoins en matière de mobilités, etc.</p> <p>Les principales étapes d'aménagement sont les suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none">• Organisation du concours d'urbanisme remporté par Herzog & De Meuron.• Formalisation du plan d'urbanisme à travers un Plan guide du projet précisant les principes urbanistiques, d'espaces publics, de mobilité et de durabilité à appliquer par sous-



	<p>secteur (différentes trames : vertes, bleues, grises et énergétiques),</p> <ul style="list-style-type: none">• Sur la base du Plan guide, la Ville engagera la procédure de modification de zone permettant d'affecter le quartier Ronquoz 21 en zone mixte (révision partielle du PAZ-RCCZ),• Dès l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation, les plans de quartier pourront être développés, suivis par les réalisations concrètes,• A court terme, d'ici 2024, un parc public sera créé et ouvert au public à l'entrée Est de Ronquoz 21. <p>Le premier îlot sera réalisé notamment par l'investissement de OIKEN dès 2025 avec la création de la sous-station électrique.</p>
Description du projet	<p>Les ressources suivantes sont disponibles pour le développement du quartier :</p> <ul style="list-style-type: none">• Réseau CAD de Sion Est (en rouge sur la Figure 47 : ce réseau pourra alimenter les bâtiments plus anciens (bâtiments conservés) et pourrait servir, au niveau de son retour, d'élément régulant d'une boucle d'anergie. La réserve de puissance est estimée à 8 MW par OIKEN,• Nappe : la nappe alimente un réseau FAD existant (en bleu sur la Figure 47) Un recours à la nappe phréatique est possible mais limité. En effet, compte tenu des exigences de l'ordonnance sur la protection des eaux et des interférences possibles entre les puits existants, le recours à l'eau de nappe pourrait se voir limiter à 4 MW au total en développant un 2ème puisage côté ouest. Ce réseau pourrait également servir, à terme, d'élément régulant d'une boucle d'anergie,• Solaire : le solaire PV et thermique sera développé sur les toitures voire les façades bâtiments,• Eau du Rhône : le recours à l'eau du Rhône à des fins énergétiques représente un potentiel important (10 à 20 MW envisageables). Il nécessite toutefois une infrastructure lourde à mettre en place tant au niveau des installations que des procédures nécessaires. Ainsi, différentes variantes de station de pompage (choix technologique et du site) sont en cours d'étude (BG, 2022). L'emprise de la station est conséquente : 16x23x9 m. Un site semble approprié à proximité du pont d'autoroute. La température et le débit du Rhône varient considérablement entre l'hiver (3 à 5 °C pour 45 m³/s) et l'été (10 à 12 °C pour 210 m³/s), ce qui représente une contrainte conséquente pour gérer la température dans la future boucle d'anergie. <p>Etant donné la mixité des affectations (logements, industries, tertiaire) et des usages d'énergie (froid, chaleur), le système d'approvisionnement énergétique du quartier s'est orienté sur le principe de plusieurs boucles d'anergie bitubes.</p>



La vision d'un réseau d'anergie est donc celle d'une mise en réseau des bâtiments afin de promouvoir en premier lieu les synergies énergétiques entre l'industrie appelée à perdurer sur site et compatible avec les usages mixtes, le logement ou le tertiaire et de transformer les immeubles non plus en simple consommateur mais également en producteur d'énergie. L'enjeu de la boucle d'anergie est de pouvoir maintenir les régimes de températures prévus pour un bon fonctionnement des PAC, groupes froids et échangeurs (Figure 48).

Sur le site de Ronquoz 21, le maintien en température du réseau (nécessaire hors équilibre des besoins en chaud et en froid) pourra se faire via le retour du CAD ou via une pompe à chaleur sur la nappe (contrôle du chaud) et via un échange direct sur la nappe ou sur l'eau du Rhône (contrôle du froid). Compte tenu de l'impossibilité de recourir à des champs de sondes géothermiques (en présence de la nappe phréatique) pour assurer un stockage saisonnier, des solutions de stockage à plus court terme devront être développées.

Les bâtiments neufs sont chauffés par des pompes à chaleur (PAC) et refroidis par des groupes de froid (GF) ou en direct selon les régimes de températures requis.

Les bâtiments conservés sont chauffés par le chauffage à distance (CAD) et dans le cas d'industries existantes, la chaleur fatale est rejetée dans la boucle d'énergie (réseau chaud).

Les pompes à chaleur (alimentation en chauffage) sont connectées à la boucle chaude du réseau et les groupes froids (alimentation en refroidissement) sont connectés à la boucle froide. Selon leur principe thermodynamique, les pompes à chaleur (PAC) et groupes de froid (GF) rejettent l'énergie respectivement dans la boucle froide et la boucle chaude, participant à leur maintien de température.

Le retour du chauffage à distance (CAD) et une pompe à chaleur (PAC) sur l'eau de nappe assurent le contrôle en chaud de la boucle d'anergie alors que l'eau du Rhône ou l'eau de nappe assure son contrôle en froid, uniquement en direct, via un échangeur de chaleur.

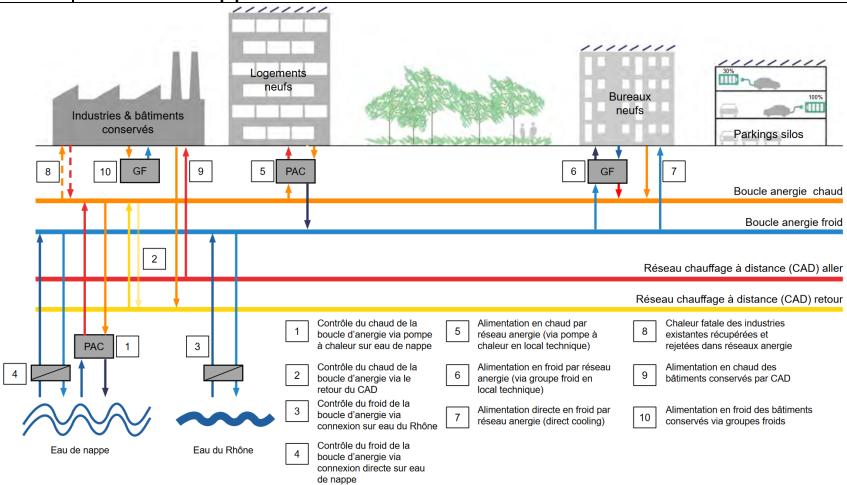


Figure 14 : Concept d'approvisionnement thermique (source : Ville de Sion, 2023)

Domaine d'approvisionnement

Surfaces et utilisation	Logements : 212'000 m ² Services : 256'000 m ² Artisanat et l'industrie : 67'600 m ² Commerces : 58'000 m ² Educations : 114'000 m ² Equipements sportifs : 5'000 m ² Parkings et P+R : 110'000 m ² Surface totale de plancher : 822'000 m ² .
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chauffage et ECS	Non déterminé à ce stade.
Besoin en énergie de refroidissement	Non déterminé à ce stade.



Besoin puissance	
Puissance de chauffage	18 MW _{th} (dont 13 MW _{th} pour le neuf)
Puissance de refroidissement	16 MW _{th} (dont 11 MW _{th} pour le neuf)
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	30 - 55 °C (Boucle avec PAC, réseau CAD).
Refroidissement	6 - 16 °C (Boucle avec groupe de froid, boucle en direct)
Régulation	Non précisé à ce stade.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	PAC eau-eau.
Système pompe à chaleur	Décentralisée par sous-station.
Source de chaleur	Rhône en grande partie, complétée par nappe et retour CAD de Sion
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	CAD Sion Est pour les bâtiments existants.
Puissance complément chaleur	Environ 8 MW disponible sur le CAD traversant la zone
Chaleur fatale	Chaleur d'ENEVI (UTO) valorisé dans le CAD Sion.
Rendement du système de chauffage	Non déterminé.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	Freecooling et groupes de froid injectant leurs rejets dans les boucles d'anergie
Rendement du système de froid	Non déterminé.

Stockage thermique

Fonction	Boucle qui sert elle-même de tampon et stockage à court terme à développer
----------	--

Distribution

Typologie	Non déterminé.
Longueur	Non déterminé.
Diamètre	Non déterminé.
Matériel de conduite	Non déterminé.
Caractéristiques d'isolation	Aucun.
Structure du réseau	Boucle fermée, à déterminer si dirigée ou non.
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée	Non déterminé.
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	min 4 °C (hiver) – 15 °C (été), à préciser
Conducteur thermique froid	min 1 °C (hiver) – 10 °C (été), à préciser
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu.
Médium	Eau traitée.

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	Electricité décarbonnée pour le fonctionnement des PAC et des pompes.
-----------------------------------	---

Critères économiques et contractuels

Investissement total	Coûts d'investissement globaux pas encore déterminés.
----------------------	---



	Station de pompage sur le Rhône En cours d'évaluation.
Montage contractuel et limite du contracting	Exploitation du réseau en régie publique autonome par OIKEN. Il reste à déterminer si OIKEN financera uniquement la boucle ou bien aussi les sous-stations avec les PAC décentralisées.
Prix de l'énergie	Pas déterminé à ce stade.

Monitoring

Monitoring	Pas de détail à ce stade, sera un aspect important pour une bonne gestion de toutes les ressources et vérifier l'équilibre de la boucle d'anergie.
------------	--

3.3.2 Entretiens

L'entretien a été effectué auprès de Pierre-Jean Duc, chef de projet chez OIKEN en deux parties :

- Le 30.5.23 à OIKEN Sion pour présenter en général les deux projets Ronquoz 21 et CAD Sierre,
- Le 7.8.23 pour apporter des informations complémentaires sur le concept technique et la gestion du risque et des incertitudes.

L'articulation entre énergie et urbanisme a été discutée avec Lili Monteventi (cheffe du service de l'urbanisme de la Ville de Sion) le 19.09.23.

Aspect politique

- Energie et procédure d'aménagement du territoire

Il faut préciser que le Plan Guide (PG) n'est pas un document réglementaire. C'est comme un Plan directeur de quartier, mais avec un niveau de détail plus élaboré sur les développements planifiés. Il donne la vision directrice sur le cadre urbanistique, ainsi qu'un cahier des charges par secteur en annexe. Ces cahiers des charges serviront à l'établissement des Plans de quartier (PQ) par secteur. Les PQ ont quant à eux un caractère réglementaire. Ils devront nécessairement tenir compte des visions, notamment sur les réseaux, élaborées dans le PG, tout en les adaptant selon les particularités locales.

Le PG contient un volet énergie mais global sur tout le périmètre et non pas par secteur. Car à ce stade, il y a trop d'inconnues pour savoir comment le réseau thermique va se développer sur les secteurs, avec quelles ressources, quels sont investisseurs, etc.

Contrairement à Genève où chaque procédure d'aménagement exige un CET, ce n'est pas le cas en Valais (cela pourrait venir avec la nouvelle loi sur l'énergie). Pour le moment, le volet énergie est traité dans le rapport OAT 47 dans les PQ. Comme les solutions d'approvisionnement ne sont pas encore précises actuellement, Pierre-Jean Duc estime qu'il est trop tôt d'inscrire le plan de réseau dans un cadre légal. En revanche, un tel cadre pourrait définir les orientations (types de ressources) à privilégier dans les phases opérationnelles.

La ville de Sion prévoit une obligation de raccordement pour le quartier de Ronquoz 21.

- Coordination et arbitrage autour de l'usage du sous-sol

Le projet de Ronquoz 21 prévoit le développement d'une trame paysagère généreuse avec des **plantations de nombreux arbres**, ce qui peut créer des conflits avec les réseaux souterrains existants ou planifiés.

La coordination est ainsi difficile sur le développement des réseaux et leur anticipation. Car chaque responsable d'infrastructure fait face à ses propres contraintes et imprévus.

Dans ce contexte, l'échange d'information est primordial. A chaque étape du projet, le Service de l'urbanisme chercher à informer les opérateurs, le service des travaux publics de la Ville qui s'occupe des réseaux, OIKEN, Swisscom, en leur demandant en retour de les tenir informé de leur planification. Un groupe de suivi se réunit tous les 3 mois environ pour échanger sur la vision d'ensemble du projet et son avancement. Ce groupe réunit une délégation du Conseil municipal (politique), les services de la Ville, les mandataires, SDT / Canton, OIKEN, CFF. Dans ce cadre, les acteurs sont avertis des risques liés à l'encombrement du sous-sol. Le problème est aussi qu'au sein des mêmes institutions il y a un manque de dialogue et de coordination (par exemple entre les services de la Ville, la planification, le marketing et l'opérationnel au sein d'organisations comme OIKEN et CFF, etc.). Il y a également des groupes de suivi thématiques, notamment celui sur les travaux (qui se réunit tous les 15 jours), avec le



Service des travaux publics, OIKEN, Swisscom..., où la question des réseaux est abordée et qui permet une coordination au niveau opérationnel. Le Service de l'urbanisme envisage d'engager un mandataire externe afin de coordonner la gestion des réseaux et du sous-sol, car cette coordination est lourde à porter par le Service.

Ainsi, la gouvernance est en place pour fluidifier l'information et la communication, mais le processus d'apprentissage demande du temps et nécessite un effort de communication / coordination interne.

La question fondamentale est de savoir si la trame paysagère prime sur les réseaux et si c'est aux réseaux de s'adapter. Il n'y pas de réponse immédiate, cela dépend des cas particuliers qui nécessitent une pesée d'intérêts. Ainsi, au moment d'entrer dans une phase opérationnelle, il se posera la question de savoir si le projet d'aménagement/de plantation peut être dévié, ou bien, si une conduite est en mauvais état, on pourrait profiter de la reconstruire ailleurs. Ce cas de figure s'est présenté à l'entrée Est, où une conduite d'eaux usées arrive en fin de vie et pourra être déplacée. Pour les nouveaux réseaux thermiques notamment, les concepteurs devront s'adapter et de tenir compte du projet d'aménagement qui est prioritaire en principe. Mais des adaptations peuvent être apportées au projet au cas par cas.

➤ Devenir des entreprises existantes

La plupart des entreprises existantes sont censées quitter le site et laisser la place aux nouvelles constructions qui seront raccordés à la boucle. Mais dans les faits, il est possible qu'elles décident de ne pas partir, de partir plus tard que prévu, ou encore plus tôt (si par exemple elles répondent à une offre attractive d'un promoteur qui rachète le terrain). On peut mentionner l'exemple d'une entreprise située dans le Secteur S8, qui souhaite rester sur le site, venant d'investir dans des centrales solaires sur les toits des bâtiments.

Le devenir des entreprises existantes impacte fortement la planification de réseaux thermiques. En effet, la vision directrice énergétique établie jusqu'à présent prévoit d'approvisionner les entreprises existantes par le retour du CAD de Sion et de privilégier l'alimentation par la boucle d'énergie basse température des bâtiments neufs. Ainsi, ces entreprises qui restent ne seront pas des futurs consommateurs de la boucle (pour la chaleur en tout cas, pouvant être connectés à la boucle pour les besoins de froid). Ce sont donc des preneurs en moins par rapport à des nouvelles constructions qui auraient dû remplacer ces entreprises.

➤ Incertitudes liées au phasage du projet

Le phasage du développement du site est déterminant pour sécuriser le développement du réseau.

Il est très difficile, sur le plan financier, de développer sur un secteur un réseau qui sera sous-utilisé pendant une longue période, ce qui entraîne des pertes financières ou alors la nécessité d'appliquer un tarif élevé aux premiers preneurs. La Ville ou le Canton pourrait apporter des garanties financières.

En principe, le développement urbain devrait être assez **homogène** sur le plan temporel **par secteur** (ce qui est prévu par le PG), sous réserve des décisions prises par les entreprises de se maintenir ou non sur le site selon ce qui a été décrit plus haut.

Le PG prévoit un développement d'est en ouest dans la chronologie. Mais actuellement à l'ouest, des promoteurs font des offres d'achat attractives aux propriétaires en place ; ces derniers partiront ainsi plus vite que prévu, ce qui pourrait chambouler le développement planifié du réseau thermique. Cela illustre que des projets urbanistiques peuvent démarrer très rapidement sans que les infrastructures énergétiques ne suivent, du fait d'une certaine inertie. Ainsi, si le réseau tarde à arriver dans la partie ouest, les nouveaux bâtiments pourront dans un premier temps, de façon transitoire, se connecter au CAD de la Ville actuel. La Ville ne s'oppose pas nécessairement à de tels mouvements fonciers spontanés. Elle peut difficilement bloquer en effet les développements sur des périmètres privés qui ne lui appartiennent pas.

La planification énergétique doit ainsi s'adapter à tous ces mouvements et fluctuations. Il s'agit d'adopter une certaine flexibilité dans le développement du réseau. P-J Duc suggère de **diviser le réseau en plusieurs boucles depuis la station de pompage, chaque boucle correspondant à un secteur d'aménagement**. L'intention de la Ville est en effet que chaque secteur se développe, à l'intérieur, de façon globalement synchrone et homogène, ce qui est important aussi pour les réseaux.

En résumé, sur ce volet politique, le bilan global est positif avec un fort engagement de la part de la Ville. Le projet est toutefois complexe à mener, avec toutes les incertitudes mentionnées et le phasage différencié du développement des secteurs.



Aspect technique

Le PG permet de bien cadrer le développement prévu au niveau des surfaces et des affectations. Il n'y aura à priori pas de grands changements.

Il pourrait certes avoir des différences ensuite sur les besoins réels au niveau des commerces ou des industries. Mais il n'y a pas d'industries majeures prévues dans le plan de développement.

A ce stade, sur la base des indications données par le PG, les besoins sont estimés à 18 MW pour le chaud et 16 MW pour le froid y compris les bâtiments existants.

Les enjeux et incertitudes, qui ont une incidence sur le développement technique du réseau, se situent à plusieurs niveaux :

➤ Ressources disponibles

Les ressources sont déterminantes pour équilibrer la boucle d'anergie.

La ressource prioritaire est le **Rhône** : ressource très importante en puissance, mais avec une température variable.

Le principe est de dimensionner la station de pompage sur la capacité maximale admissible de pompage, en partant du principe qu'on peut utiliser 10 % du débit, ce qui correspond à 20 MW et qui est légèrement supérieur au besoin maximum de puissance du quartier (18 MW).

La contrainte légale est très forte, car il faut coordonner l'autorisation de nombreux services cantonaux à consulter, pour obtenir l'autorisation de l'exploitation, ce qui pourrait prendre plusieurs années de procédure.

Une autre source importante est la **nappe phréatique** alimentée par le Rhône : puissance exploitée de 2 MW aujourd'hui, mais avec un potentiel total de 4 WM. Pour cela, un dispositif de monitoring doit être mis en place, impliquant également une lourde procédure administrative pour obtenir l'autorisation d'exploiter.

Enfin, le **CAD** sera une ressource importante, surtout pour les bâtiments existants qui resteront dans le quartier et nécessite un approvisionnement de chaleur à haute température, voir pour les boucles d'anergie en utilisant le retour du CAD pour réguler la boucle chaude

La question du stockage/déphasage est également centrale, n'ayant pas la possibilité de mettre des sondes géothermiques.

En résumé, avant de dimensionner le réseau, il importe d'avoir une bonne connaissance des ressources à disposition (leur quantité et niveau de température), les moyens éventuels de stockage/déphasage, et dispositifs pour équilibrer et réguler la boucle en continu.

A ce titre des études ont été engagées en 3 étapes :

1. Etude A+W et HES-SO sur le profil horaire des besoins et des déséquilibres (OIKEN, 2022),
2. Modélisations et simulations par la HES-SO (HES-SO, 2022),
3. A l'avenir, proposition d'utiliser un outil pour effectuer un bilan de système multi énergie.

➤ Profil des consommateurs et standards

Si les prévisions en matière de surfaces et d'affectation devraient rester stables, il demeure des incertitudes sur certains preneurs :

- Les demandes de froid des **institutions académiques** peuvent être très importantes et souvent compatibles avec la boucle d'anergie.
- L'arrivée d'éventuels **Data Center** sur la zone pourrait influencer fortement les besoins en froid.

A part ces deux exemples, il y a peu d'incertitude sur les profils des futurs consommateurs.

Enfin, il n'est pas encore déterminé avec quels **standards énergétiques** les bâtiments seront conçus. Mais comme le développement du quartier s'inscrit dans la perspective d'une labellisation SEED ou équivalente, les bâtiments seront conçus avec une haute performante énergétique ayant un impact sur la demande d'approvisionnement et le réseau.

Les **aspects financiers et économiques** n'ont pas été abordés dans les entretiens.

En résumé les principaux leviers pour le développement du projet sont les suivants :

- PG qui permet de cadrer le développement du projet d'urbanisme (surfaces, affectation, calendrier),



- Label SEED qui apporte des garanties sur les standards et la part renouvelables.

Les freins sont les suivants :

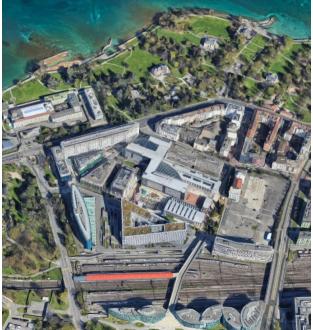
- Incertitude sur des preneurs particuliers (académiques et éventuels Data Center),
- Incertitude sur le devenir des entreprises existantes,
- Phasage (sécurisation de l'investissement).



4 WP 1 : Réseaux thermiques en phase d'exploitation

4.1 Genève Lac Nation (GLN)

Informations générales

Nom du projet	Genève-Lac-Nations (GLN).
Lieu	Quartier des Nations, 1202 Genève.
Investisseur	Services Industriels de Genève.
Maître d'ouvrage	Services Industriels de Genève, Thermique.
Exploitant	Services Industriels de Genève, Thermique.
Année de construction	2008-2016 (première mise en exploitation en 2009 : Palais des Nations, BIT et CICR), totalité des raccordements achevée en 2016).
Type de réseau thermique	Réseau d'eau du lac à basse température (6-10 °C) en circuit ouvert, fermé et partiellement fermé en hiver.
Genèse du projet	 <p>Les études liées à la construction du siège mondial du groupe Merck-Serono (repris aujourd'hui par le « Campus biotech » appartenant à l'UNIGE et l'EPFL) prévu en 2001 ont constitué une opportunité pour l'étude du développement d'un réseau hydrothermique au niveau du quartier des Nations situé au Nord de la Ville de Genève. Ce quartier, constitué de gros consommateurs énergétiques, en pleine mutation depuis le début des années 2000 avec un certain nombre de zones en réaménagement et la présence de projets de construction d'ampleur, constituait une zone propice à la mise en œuvre d'une politique innovante du fait de sa demande en froid importante. Le concept initial développé sous l'égide de l'Office cantonal de l'énergie, OCEN) a permis d'aboutir à la conclusion d'un partenariat public-privé avec Merck-Serono pour la construction d'une station permettant d'accueillir les installations techniques de pompage de Merck-Serono, mais également celles d'un futur réseau hydrothermique qui sera désigné sous le nom de Genève-Lac-Nations (« GLN »). L'Etat de Genève a ainsi cautionné pour un montant de 4 mio CHF le surdimensionnement de la station de pompage en vue de l'extension du réseau. En 2004, les Services Industriels de Genève (SIG) se joignent au projet en proposant un « élargissement » du réseau. En intégrant de nouveaux clients, le périmètre du quartier initial est élargi, permettant dès lors d'atteindre une puissance potentielle critique pour que SIG puisse s'engager dans la phase de construction. Le projet final s'affine pour aboutir en 2005 à un projet novateur et intégrateur au niveau du quartier :</p> <ul style="list-style-type: none">Connexion à des bâtiments existants et de nouveaux bâtiments à faible consommation énergétique au réseau d'eau du lac (réseau GLN),Mise à disposition de l'eau de retour du réseau afin d'assurer des prestations d'arrosage dans les divers espaces verts de la zone. <p>Genève Lac Nations a été soutenu par le programme CONCERTO de la Commission Européenne (projet <u>TETRAENER</u>).</p>
Description du projet	Le principe de GLN consiste à amener l'eau du lac Léman



	<p>directement aux bâtiments consommateurs pour les rafraîchir, en les raccordant à un réseau de transport et de distribution d'eau profonde du lac (-37 m). La production de froid est assurée par des échangeurs raccordés en direct sur le réseau secondaire de distribution des bâtiments. Lorsque la demande de froid est trop importante ou pour les prestations de froid à basse température, une machine frigorifique peut être installée en série, le condenseur étant raccordé sur GLN ce qui améliore son rendement. Le système permet également d'assurer la production de chaleur par l'adjonction de pompes à chaleur.</p>
<p>Figure 17 : Schéma synoptique du réseau GLN, source : SIG, tiré de SuisseEnergie (2018)</p>	

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Bâtiments administratifs principalement (Organisations Internationales), écoles et habitats collectifs.
Surface (SRE)	~840'000 m ² (20 bâtiments environ).
Construction	Existant (~640 000 m ² SRE) et Nouveaux (~2010) (~200 000 m ² SRE).
Besoin en énergie utile	
Besoin en chaleur	5'000 MWh/a.
Besoin en refroidissement	20'000 MWh/a.
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chaudage	40-45 °C, essentiellement dans les bâtiments neufs.
Refroidissement	Initialement systèmes 6-12 °C, aujourd'hui acceptent des régimes supérieurs à 11-17 °C.
Contrôle	Le réseau GLN et les sous-stations d'échange sont régulés par un système de contrôle. Le réseau est piloté par la demande en température des sous-stations. Le débit de pompage de l'eau du lac est ajusté en fonction de l'écart entre la température requise et la température du lac. Les sous-stations les plus complexes (chaud et froid avec pompes à chaleur et chaudières) ont un pilotage plus fin permettant d'optimiser l'énergie soutirée au lac. Tout le réseau est sous surveillance et le système de contrôle est accessible à distance (télégestion). Les données mesurées (température, débit, puissance, etc.) sont enregistrées et archivées à des fins d'analyse et d'optimisation.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.



Système pompe à chaleur	PAC décentralisées dans les bâtiments, PAC pour le chauffage + ECS et sur certaines sous-stations PAC spécifique haute température pour l'ECS (60°C).
Puissance pompe à chaleur	2.9 MW _{th} puissance thermique installée pour le chauffage dont 1.4 MW _{th} de production combinée chauffage + ECS, 100 kW _{th} puissance thermique installée pour l'ECS.
Source de chaleur	Eau du lac.
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	Dans certains bâtiments, une chaudière à gaz naturel permet de compléter l'apport de chaleur ou d'assurer une redondance en cas de défaillance d'une pompe à chaleur.
Puissance chaudière gaz	1.2 MW _{th} .
Chaleur fatale	En hiver, le réseau fonctionne en circuit fermé lorsque les conditions le permettent avec injection ponctuelle d'eau du lac pour maintenir la température. Ce fonctionnement permet de récupérer la chaleur des bâtiments rafraîchis pour chauffer les bâtiments avec les pompes à chaleur.
Solaire thermique (PT)	Un seul bâtiment est équipé de panneaux solaires thermiques (100 kW).
Rendement du système de chauffage	COP _a PAC = 3.1 (valeur annuelle moyenne 2016). COP _a PAC+pompes = 2.5 (valeur annuelle moyenne 2016). COP _a Global = 6.5 (valeur annuelle moyenne 2016, ventes chaud et froid / électricité totale). Rendement chaudières gaz = 94 %P _{Cl} .
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement (ruban)	Rafraîchissement « freecooling ». 16.2 MW puissance souscrite. Débit max 2700 m ³ /h.
Machine frigorifique (de pointe)	Majoritairement sous responsabilité des clients. Dans les bâtiments équipés, récupération sur condenseur des PAC avec possibilité de fonctionner en mode froid.
Rendement du système de froid	COP _a freecooling = 8.8 (valeur annuelle moyenne 2016, livraison froid / électricité des pompes). COP fluctuant selon les années et les conditions climatiques (2015 : COP = 12, 2014 : COP = 10.9).

Stockage thermique

Fonction	Le réseau est utilisé comme stockage tampon en hiver lorsque le réseau fonctionne en boucle fermé.
----------	--

Distribution

Typologie	Réseau ouvert, l'eau est prise dans le lac à -37 m sous la surface et est rejetée dans le lac à -4.5 m. Le réseau fonctionne complètement ou partiellement en boucle fermée en hiver lorsque les conditions le permettent.
Longueur	6 km.
Diamètre	700 - 1000 mm. 
Matériel de conduite	Acier inox.

Figure 18 : Travaux de fouille du réseau GLN,
source : Monnard (2008)



Caractéristiques d'isolation	Aucune.
Structure du réseau	Unidirectionnel, dirigé.
Nombre de conduites	2 conduites.
Températures dans le réseau	
Conduite Aller	max. 17 °C (brassage du lac), min 5 °C.
Conduite Retour	min. 5 °C (en plein hiver, les besoins chaud et froid s'équilibrent), max. 12 °C.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	2 400 MWh/a (2016). 70 % de la consommation d'électricité totale.
Médium	Eau du lac traitée (chloration).

Critères environnementaux

Émissions de gaz à effet de serre	L'électricité utilisée pour les pompes à chaleur et les pompes de distribution est 100 % renouvelable Pour le froid, il y a zéro émission de CO ₂ Pour la chaleur, en moyenne entre 200 et 300 t _{eq} .CO ₂ /an.
-----------------------------------	---

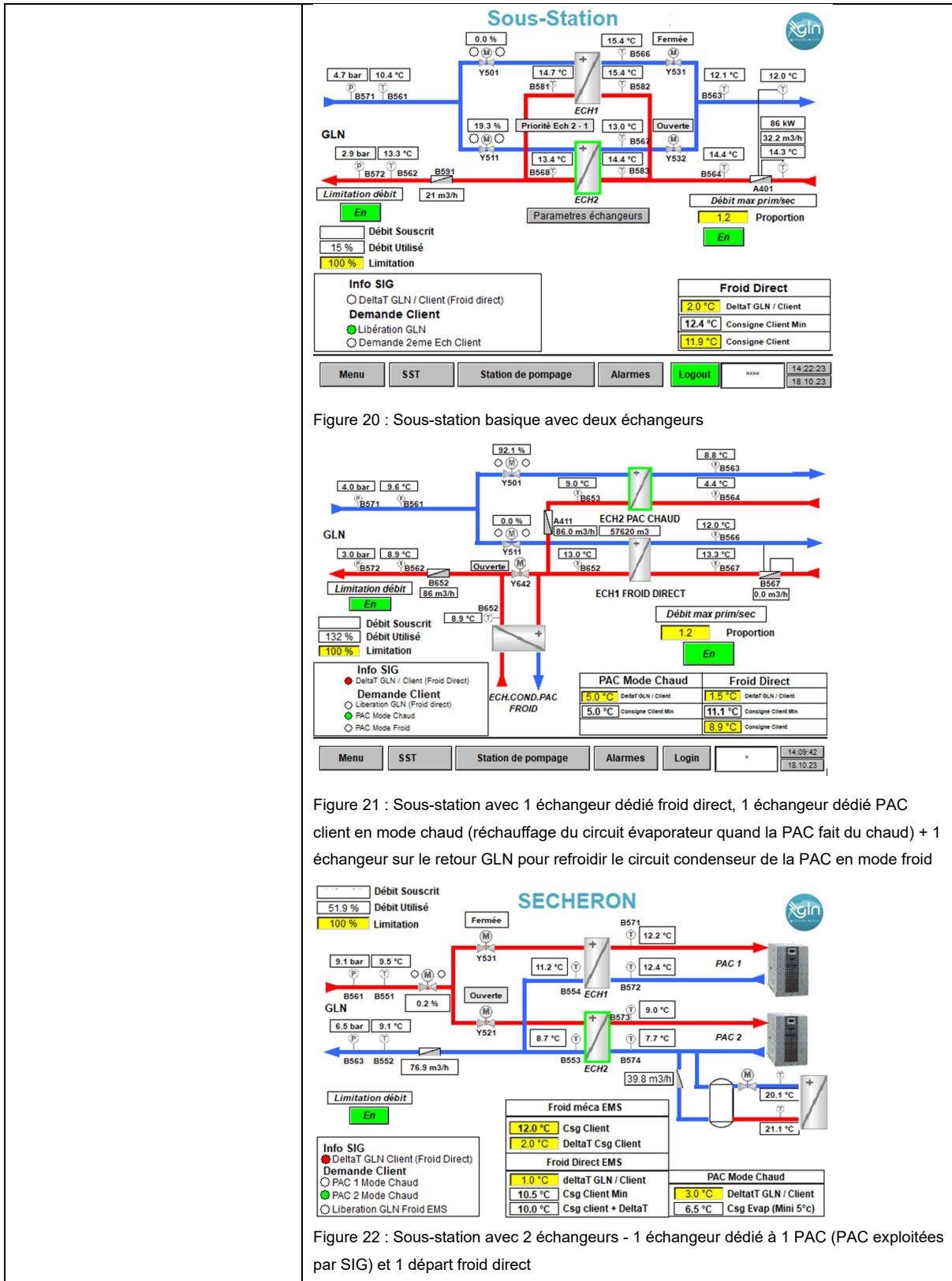
Critères économiques et contractuels

Investissement total	33 Mio. CHF																				
Montage contractuel et périmètre du contracting	<p><u>Montage</u> : régie publique autonome (SIG) pour le réseau et concession auprès du canton pour la station de pompage.</p> <p>Le périmètre du contracting contient à minima l'échangeur entre GLN et la sous-station pour le freecooling. Ensuite il y a plusieurs cas de figure :</p> <ul style="list-style-type: none">• PAC intégrée dans le périmètre du contracting ou gérée par le client,• Machine de froid : certaines condensent sur GLN et donc échangeur, d'autres condensent sur l'air extérieur. <p>Un entretien annuel de chaque sous-station est prévu dans le contrat (nettoyage des filtres, changement de pièces, etc.)</p>																				
Taxe de raccordement	Non connu																				
Coût de revient	<p>Le coût de revient du froid a été évalué par Viquerat (2012) de la façon suivante (le coût de revient du chaud n'est pas connu) :</p> <table border="1"><caption>Data from Figure 9-54: Annual energy costs per kWh (CHF)</caption><thead><tr><th>Scénario</th><th>Énergie (kWh)</th><th>Opération & maintenance (kWh)</th><th>Investissement (kWh)</th></tr></thead><tbody><tr><td>10 planifié</td><td>6</td><td>3</td><td>3</td></tr><tr><td>11-40 planifié</td><td>13.5</td><td>2</td><td>9.5</td></tr><tr><td>11-40 réaliste bas</td><td>16.7</td><td>2.4</td><td>11.5</td></tr><tr><td>11-40 réaliste haut</td><td>17.2</td><td>2.9</td><td>11.5</td></tr></tbody></table> <p>fig. 9-54 Coûts de revient annuels de l'énergie froid via le réseau GLN pour les quatre scénarios considérés: parts relatives de l'énergie, de l'exploitation et de l'amortissement</p>	Scénario	Énergie (kWh)	Opération & maintenance (kWh)	Investissement (kWh)	10 planifié	6	3	3	11-40 planifié	13.5	2	9.5	11-40 réaliste bas	16.7	2.4	11.5	11-40 réaliste haut	17.2	2.9	11.5
Scénario	Énergie (kWh)	Opération & maintenance (kWh)	Investissement (kWh)																		
10 planifié	6	3	3																		
11-40 planifié	13.5	2	9.5																		
11-40 réaliste bas	16.7	2.4	11.5																		
11-40 réaliste haut	17.2	2.9	11.5																		
Prix vendu - froid	Non connu																				

Figure 19 :
Coûts de revient
de l'énergie froid
de GLN, source
P-A Viquerat
(2012)

Monitoring

Monitoring	Voici trois exemples de monitoring en temps réel fournis par SIG (Estelle Rivière) :
------------	--





4.2 MorgesLac (Morges)

Informations générales

Nom du projet	MorgesLac : chauffer et refroidir avec l'eau du lac.
Lieu	Morges.
Investisseur	MorgesLac : Romande Energie et Ville de Morges.
Maître d'ouvrage	MorgesLac : Romande Energie et Ville de Morges.
Exploitant	MorgesLac : Romande Energie.
Année de construction	2019-2022.
Type de réseau thermique	Réseau d'eau du lac à basse température. Boucle ouverte : eau du lac échangée à la sous-station du client.
Description du projet	<p>Les projets MorgesLac et EnerLac sont des projets hydro-thermiques visant à la fois le rafraîchissement et la fourniture de chaleur au centre-ville de Morges et sur la Commune de Tolothenaz, avec le lac Léman comme source d'énergie.</p> <p>La Ville de Morges s'est associée à Romande Energie pour le réseau MorgesLac, qui fournit en énergie le centre de Morges depuis le 16 avril 2021. Par ailleurs, une partie de l'eau pompée dans le lac sert à l'arrosage des surfaces vertes de la Ville de Morges.</p> <p>Le projet MorgesLac a pour objectif de pomper l'eau du Léman, de la transporter et de la distribuer aux ouvrages inclus dans un périmètre prédéfini du centre-ville et du Parc des Sports de Morges. Les premiers bâtiments raccordés sont ceux de Morges Gare-Sud.</p> <p>En parallèle, le groupe de technologies et services médicaux Medtronic a formulé un appel d'offre pour développer une solution d'approvisionnement énergétique (chaleur et froid) dans ses locaux et installations. A cette fin, Energie 360° a développé un concept d'approvisionnement énergétique à base d'une énergie renouvelable. Medtronic a été raccordé en 2021. Il s'agit du projet EnerLac qui a été étendu pour alimenter la Commune de Tolothenaz depuis le 2 mars 2022.</p> <p>Le principe consiste à puiser l'eau du lac à un niveau suffisamment profond (45 m) pour obtenir de l'eau entre 6 et 8 °C. L'eau fraîche est alors transportée jusqu'aux installations des clients pour permettre un échange thermique. La production de froid est assurée par des échangeurs thermiques et le chaud par des pompes à chaleur. La prise d'eau est commune entre MorgesLac et EnerLac. Chacun des réseaux a ensuite sa propre STAP.</p> <p>Réalisation : 2019-2022 (Phase 1)</p> <p>Après avoir obtenu les autorisations de construire, les travaux ont débuté à mi-mai 2019 et se sont achevés au printemps 2022. Ces derniers ont été conduits par Romande Énergie qui en a assumé le rôle de maître d'ouvrage. Actuellement, le nouveau quartier des Halles au sud de la gare de Morges est connecté au réseau, comprenant deux entités : îlot UBS et îlot CFF.</p> <p>Phase 2</p> <p>Les discussions avec les propriétaires sont en cours pour connecter d'autres bâtiments situés le long du réseau primaire et de l'axe principal (échéance 2025-2026). Romande Energie est en discussion avec la commune pour développer un réseau CAD alimentant la vieille ville, depuis une centrale (PAC) dont l'emplacement doit être déterminé (bâtiment communal).</p> <p>Travaux subaquatiques</p> <p>Cela comprend toutes les opérations nécessaires au captage à 45 m de profondeur (1 km de la rive), au rejet et au transport de l'eau du lac en zone lacustre. Il s'agissait principalement de mettre en place une prise d'eau munie d'une crépine à son extrémité et une conduite de rejet pour évacuer les eaux exploitées. Les travaux d'assemblage et de noyage des conduites ont été</p>



réalisés entre le printemps et l'été 2020.

Station de pompage

La conception et la réalisation de la station de pompage (STAP) a été adaptée aux besoins du projet et permet également d'accueillir les installations techniques des trois partenaires du projet. Elle est commune aux deux réseaux EnerLac et MorgesLac.

Réseaux de distribution

Les conduites terrestres permettent de livrer aux diverses centrales de quartiers et sous-stations l'énergie renouvelable issue de l'eau du lac. Ceux-ci sont maintenant terminés et les conduites ont été mises en service.

Ce projet permet dans l'immédiat d'économiser 480 tonnes de CO₂ par an. Une fois sa capacité maximale atteinte, ce chiffre atteindra même 4 500 tonnes de CO₂ par an.

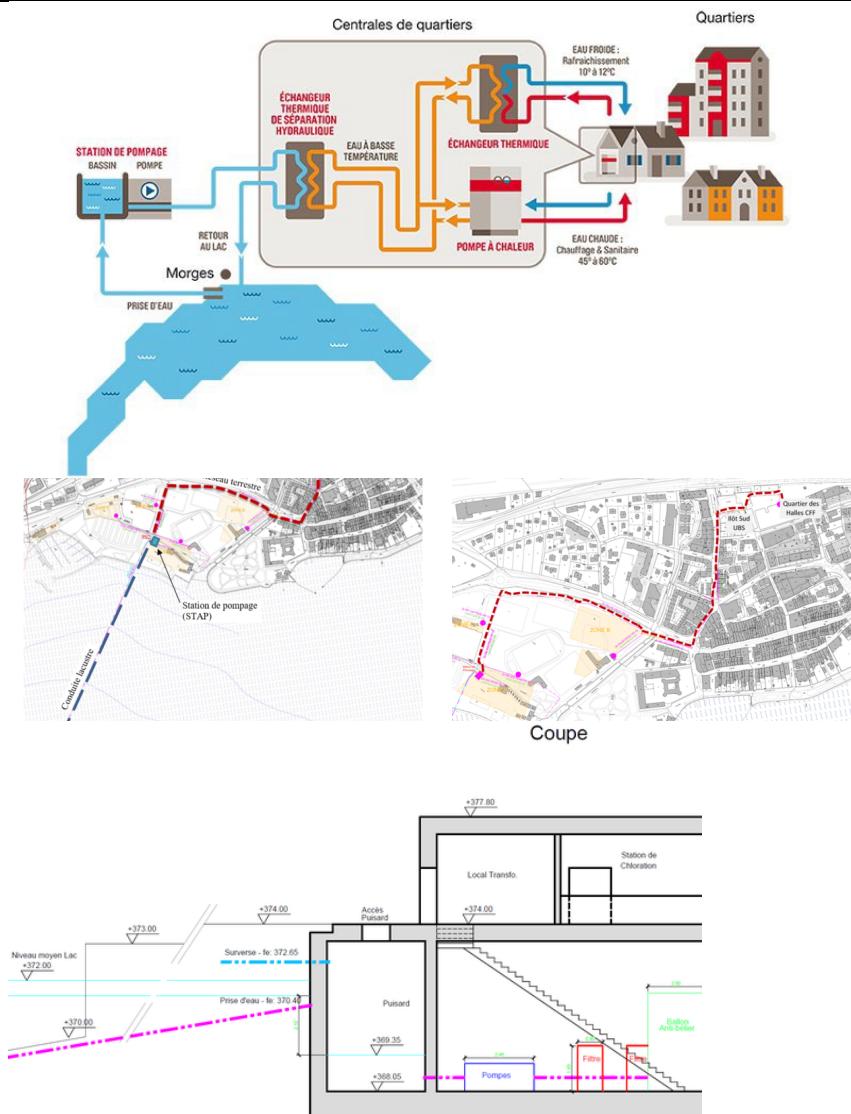


Figure 23 : Illustration du système MorgesLac : schéma de principe (haut), plans de situation (milieu), station de pompage (bas). Source : MorgesAvenir (2021)



Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Affectations : logements et tertiaire.
Surface (SRE)	~ 40 000 (îlot CFF) + 25 000 (îlot UBS) m ² SRE.
Construction	Existant (0 m ² SRE pour le moment mais à venir via les connexions en cours) et Nouveaux (~65 000 m ² SRE : quartier des Halles).
Besoin en énergie utile	
Besoin en chaleur	Îlot CFF – chauffage (MT) : 956 MWh/a, ECS (HT) : 656 MWh/an. Îlot UBS – chauffage (MT) : 818 MWh/a, ECS (HT) : 417 MWh/an.
Besoin en refroidissement	Îlot CFF : 388 MWh/an. Îlot UBS : 441 MWh/an.
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	Taller 40-45 °C – Tretour 35 °C (bâtiments neufs).
Refroidissement	Taller 6 °C – Tretour 2 °C (secondaire).
Contrôle	Système de régulation et de contrôle du réseau.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC centrales par îlot.
Puissance pompe à chaleur	UBS : 566 kW (ECS), 637 kW (chauffage BT). CFF : 717 kW (ECS), 1325 kW (chauffage BT).
Source de chaleur	Eau du lac.
Préparation ECS	Centralisée.
Complément de chaleur	Chaudière gaz (CFF).
Puissance chaudières gaz	1.2 MWth.
Rendement du système de chauffage	COP _{BT CFF} = 3.92. COP _{ECS CFF} = 2,01.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement (ruban)	Rafraîchissement « freecooling ». 655 kW puissance échangeur. Débit max 80 m ³ /h.
Machine frigorifique (de pointe)	Pas dans le scope de Romande Energie.
Rendement du système de froid	COP _{a freecooling} = non connu (livraison froid / électricité des pompes). La consommation des pompes n'est pas mesurée.

Stockage thermique

Fonction	Stockage via ballons tampons : 6 unités de 2500 à 5000 litres.
----------	--

Distribution

Typologie	Boucle ouverte : l'eau est prise dans le lac à -45 m sous la surface est échangée avec le réseau au niveau du secondaire des sous-stations, puis est rejetée dans le lac à 9 m.
Régimes de température dans le réseau	Réseau primaire (Lac) : 3-7 °C avant échangeur secondaire. Réseau secondaire : 6-2 °C après échangeur.
Longueur	1.5 km.
Diamètre	500 mm.
Matériel de conduite	Polyéthylène
Caractéristiques d'isolation	-
Structure du réseau	Unidirectionnel, dirigé.
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée – froid	0.6 kW/m.
Densité moyenne de puissance	2.2 kW/m.



raccordée – chaud	
Températures dans le réseau primaire	
Conduite Aller	7 °C.
Conduite Retour	3 °C.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu MWh/an. Non connu % de la consommation d'électricité totale. La consommation pompes n'est pas mesurée.
Médium	Eau du lac traitée (chloration).

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	L'électricité utilisée pour les pompes à chaleur et les pompes de distribution est 100 % renouvelable.
-----------------------------------	--

Critères économiques et contractuels

Investissement total	21.5 mio. CHF.
Montage contractuel et limite du contracting	Délégation de la totalité des prestations (investissement, exploitation et gestion clientèle) accordée à RE (concessions par la Ville de Morges pour la STAP et le réseau). RE est propriétaire à 100% du réseau et des sous-stations (3 sous-stations UBS et 5 sous-stations CFF).
Prix global : fixe + variable	25-35 cts/kWh.
Coût de revient	-
Prix vendu – froid – part variable	2 cts/ kWh.
Prix vendu – chaud – part variable	12 cts/kWh.
Aides financières obtenues (subventions)	-

Monitoring

Monitoring	Système de relevé des mesures
------------	-------------------------------



4.3 Tour de Peilz

Informations générales

Nom du projet	CAD La Tour-de-Peilz
Lieu	La Maladaire, 1814 La Tour-de-Peilz
Investisseur	Groupe E SA
Maître d'ouvrage	Groupe E Celsius SA
Exploitant	Groupe E Celsius SA
Année de construction	Début des travaux mars 2013. Achèvement des travaux octobre 2015.
Type de réseau thermique	Réseau de froid ($15^{\circ}\text{C} < T_{\text{Réseau}} \leq 5^{\circ}\text{C}$). Séparation hydraulique entre réseau eau du lac et réseau thermique => boucle fermée.
Description du projet	<p>L'élément déclencheur du projet a été le besoin en chaleur pour des bâtiments du nouveau quartier « En Sully ». L'étude de faisabilité a démontré la viabilité du projet, cependant à condition de pouvoir raccorder le plus de preneurs de chaleur possibles sur la commune. C'est ainsi qu'il a été décidé de prolonger le réseau jusqu'aux bâtiments du centre de la commune de la Tour-de-Peilz.</p> <p>La typologie du quartier était une zone urbaine qui était destiné à construire un nouveau quartier. L'utilisation principale du chauffage à distance de la Tour-de-Peilz est de chauffer les bâtiments mais il est aussi possible de les refroidir.</p> <p>La station de pompage, située sur la plage de la Maladaire, récupère l'eau du lac dans un bassin. Grâce à des échangeurs de chaleur, cette eau cède 3 degrés au circuit de distribution reliant la station de pompage aux bâtiments alimentés. Chaque bâtiment dispose de sa propre pompe à chaleur. Ce réseau s'étend sur la partie nord de la ville et devrait s'étendre sur toute la commune dans les années à venir.</p> <p>Le projet a été initié par Groupe E en 2011 qui est le maître d'ouvrage des installations. La commune n'est pas financièrement partenaire du projet mais met à disposition la surface sur laquelle est construite la centrale de pompage. Groupe E Celsius a loué les terrains de la commune de La Tour-de-Peilz pour la construction de la station de pompage et le passage des conduites. La pose de conduites dans les terrains de privés a été réglée par le biais de servitudes. Groupe E Celsius est aujourd'hui le seul propriétaire et exploitant de la centrale et du réseau de chauffage à distance.</p>
	<p>A La chaleur de l'environnement provenant de l'eau est amenée à l'évaporateur de la PAC.</p> <p>B Le fluide circulant dans la PAC se transforme en gaz. Dans le compresseur, le gaz est comprimé ce qui engendre une augmentation de sa température.</p> <p>C Dans le condenseur, le gaz chaud transmet finalement sa chaleur au système de circulation d'eau de l'installation de chauffage. La pression retombe dans la souape de détente et le processus peut recommencer depuis le début.</p>



	<p>Figure 24 : Schéma synoptique du réseau, source : Groupe E (2016)</p>
	<p>Figure 25 : Construction de la STAP, source : Groupe E (2016)</p>
	<p>Figure 26 : Forage des tunnels et galeries, source : Groupe E (2016)</p>

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Habitations (villas, bâtiments administratifs, ...).
Raccordement	Environ 44 bâtiments : mix entre existant et neuf (état 2022).
Construction	Quartier en Sully construit en 2015, puis mix entre existant et neuf.
Besoin en énergie utile	
Besoin en chaleur	812'337 kWh/a (énergie vendue en 2016) 4'909'000 kWh/a (énergie vendue en 2022)
Puissance installée	10 MW au niveau de la STAP ce qui correspond à 1/3 de la centrale installée (potentiel total de 30 MW). Etat actuel des raccordements 2016 : 1.6 MW de chaud Etat actuel des raccordements 2022 : 2.3 MW de chaud
Besoin en refroidissement	200 kW de froid (2022)
Niveau de température	
ECS	55-60 °C.
Chauffage	35°C (nouvelles constructions) -65 °C (constructions existantes).
Refroidissement	5 - 15 °C (secondaire).

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées par bâtiment (chauffage et ECS) avec accumulateurs (pour lisser la variation de la demande).
Puissance pompes à chaleur	De 10 kW à 500 kW puissance thermique installée pour chauffage et ECS.
Source de chaleur	Eau du lac.
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	En général les PAC suffisent, pas de systèmes bivalents à la connaissance de Groupe E.
Puissance chaudières gaz	-
Rendement du système de chauffage	COPa PAC entre 3.5 et 4.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement (ruban)	Refroidissement par eau du lac.
Rendement du système de froid	COPa freecooling = non connu (livraison froid / électricité des pompes).



Stockage thermique

Fonction	Aucun (si ce n'est la boucle elle-même qui sert de tampon).
----------	---

Distribution

Typologie	Boucle fermée : l'eau est prise dans le lac à -70 m de profondeur et à 500 m de la rive, elle est échangée avec le réseau de distribution avec DT de 3°C (séparation hydraulique), puis est rejetée dans le lac.
Régimes de température dans le réseau	Lac : 7 (aller) – 4 (retour) °C avant échangeur. Réseau : 12-9 °C après échangeur.
Longueur	4.1 km (2016) 5.5 km (2022)
Diamètre	Primaire entre 700 et 400 mm.
Matériel de conduite	Fonte – béton.
Caractéristiques d'isolation	Revêtement PVC.
Structure du réseau	Unidirectionnel.
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée - froid	0.039 kW/m.
Densité moyenne de puissance raccordée - chaud	0.39 kW/m (2016) 0.45 kW/m. (2022)
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	max. 20 °C, min 2 °C.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu MWh/an. Non connu % de la consommation d'électricité totale.
Médium	Eau glycolée

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	À terme = -10'000 tCO ₂ /an. 2022 = 1'519 tCO ₂ /an
-----------------------------------	--

Critères économiques et contractuels

Investissement total	Total : 26 Mio. CHF : Conduites : 5.5 MCHF Production de distribution : 2.5 MCHF Centrale : 5.7 MCHF SST : 12.3 MCHF
Montage contractuel et limite du contracting	Délégation de la totalité des prestations (investissement, exploitation et gestion clientèle) accordée à Groupe E (concessions communales pour la STAP et le réseau). Le périmètre du contracting va jusqu'aux sous-stations incluant les PAC.
Prix vendu – chaud – part fixe + variable	2016 : 16 cts / kWh (4.5 + 11.5) 2022 : 17 cts / kWh (4.5 + 12.5) Augmentation d'environ 5 cts liée aux coûts de l'électricité depuis 2023
Aides financières obtenues (subventions)	Le Service de l'environnement a quant à lui soutenu le projet en octroyant une subvention.

Monitoring

Monitoring	Système de relevé des mesures à distance.
------------	---



4.4 Quartier ETHZ Hönggerberg de Zurich

Informations générales

Nom du projet	Réseau d'énergie ETH Hönggerberg
Lieu	8093 Zurich
Investisseur	ETH Zurich
Maître d'ouvrage	ETH Zurich, département immobilier
Exploitant	ETH Zurich, département exploitation
Année de construction	2012 à 2040
Type de réseau thermique	Réseau d'anergie basse température
Description du projet	<p>Sur le site du Hönggerberg, l'ETH Zurich exploite le Campus Science City, qui sert en premier lieu à la recherche et à l'enseignement.</p> <p>La chaleur et le froid étaient traditionnellement produits de manière centralisée dans la propre centrale de chauffage (HEZ) avec des chaudières à gaz ou avec des machines frigorifiques et distribués sur le campus par un réseau de chauffage et de refroidissement à distance. L'ETH a décidé de remplacer ce système afin de contribuer au développement durable et d'établir une production de chaleur et de froid sûre et économique pour l'avenir. En 2006, dans le cadre du plan directeur pour l'approvisionnement du site, 11 variantes ont été étudiées. La variante de boucle d'anergie avec stockage saisonnier géothermique et appoint par la centrale thermique HEZ (gaz, machines de froid) a été choisie.</p> <p>La chaleur et le froid pour un nombre croissant de bâtiments sont fournis par un système de stockage géothermique (champs de sondes géothermiques) et de pompes à chaleur reliés par une boucle à trois tubes. En hiver, les pompes à chaleur produisent de la chaleur pour le chauffage. En été, les sondes sont régénérées par la chaleur résiduelle produite par le refroidissement des bâtiments et des laboratoires. Parallèlement, une stabilisation des besoins en chaleur est obtenue au moyen d'améliorations de l'efficacité technique et architecturale.</p> <p>Le système fonctionne selon les niveaux de priorité suivants :</p> <ul style="list-style-type: none">- Valorisations internes dans les clusters (les rejets issus du froid servent à alimenter en chaleur les autres, et vice-versa),- En cas d'excès ou déficit, échange entre les clusters via la boucle,- Stockage des excès non utilisés dans les sondes, utilisation des sondes si apport des autres clusters non suffisant,- Appoints centrale HEZ (via deux réseaux séparés) : pour les besoins de froid basse température des laboratoires, besoins de pointe des bâtiments connectés à la boucle, besoins des bâtiments existants non connectés. <p>Le réseau d'anergie permettait de couvrir, en 2018, 81 % des besoins de chaleur des bâtiments connectés, et 87 % des besoins de froid.</p> <p>Plan du réseau actuel et des développements prévus (réseau et sondes) :</p> <p>Le réseau actuellement organisé en 5 clusters (1 sous-station par cluster) et 3 champs de sondes (d'autres clusters et champs sont en planification en vue de l'extension de la boucle). La boucle qui relie les clusters est composée d'une conduite chaude et d'une conduite froide ainsi que d'une troisième boucle pour la régulation de la température vers le haut ou le bas en cas de déséquilibre.</p>

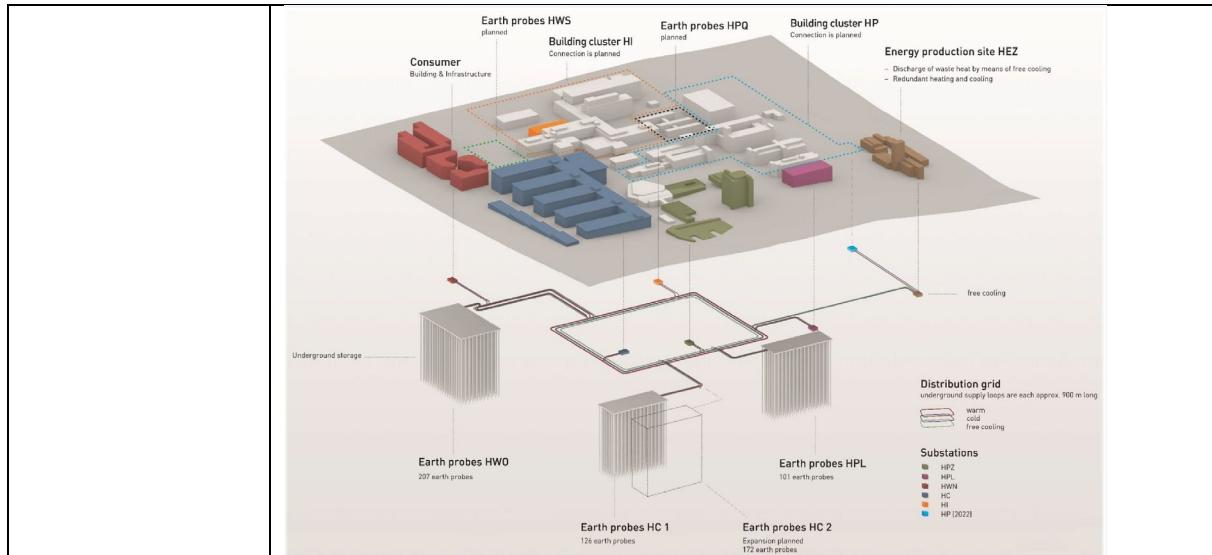


Figure 27 : Schéma d'implantation du réseau d'énergie, source : Häusermann (2022)

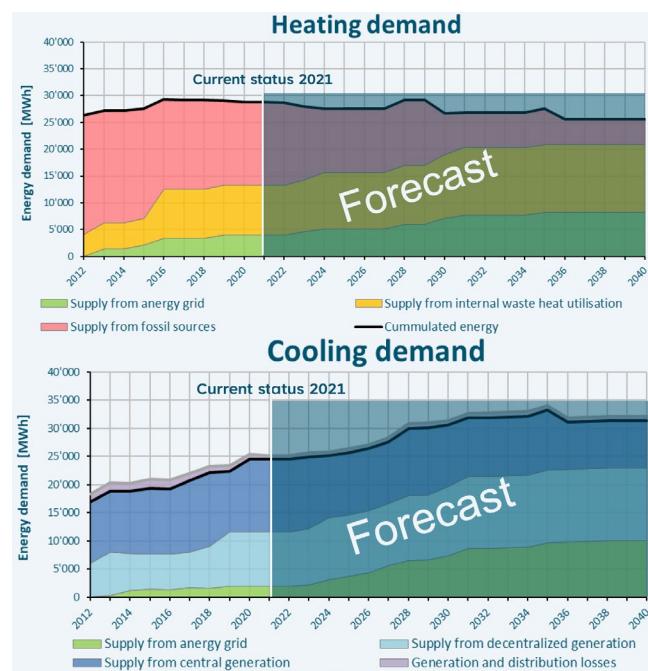
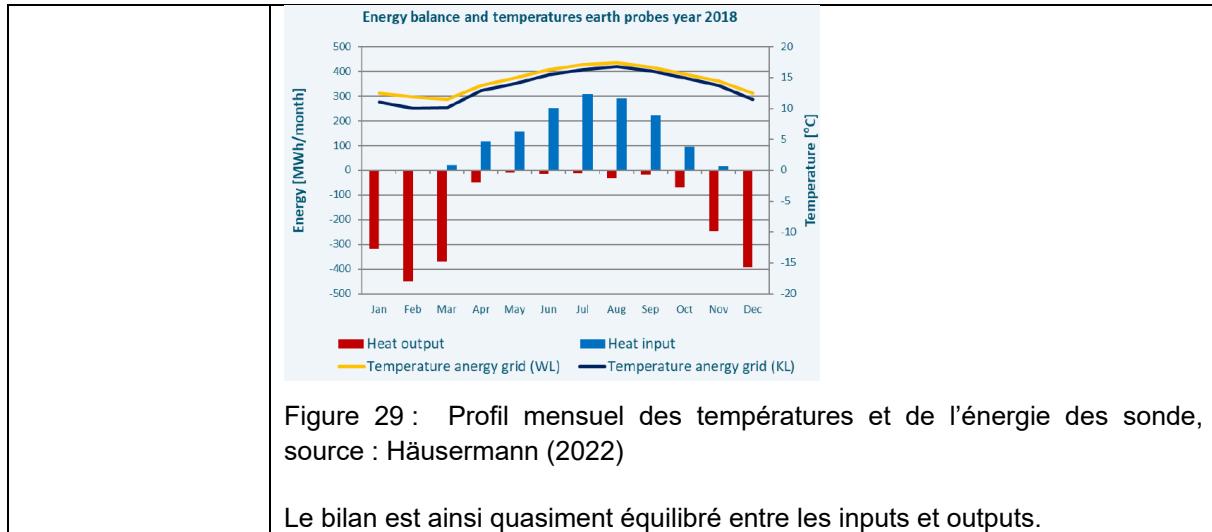


Figure 28 : Modélisation de la demande et de la couverture des besoins, source : Häusermann (2022)



Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Ecoles, logements étudiants.
Surfaces	475'000 m ² (valeurs de planification jusqu'en 2035), 14 bâtiments regroupés dans 5 centrales (clusters). Une 6 ^{ème} centrale (HP) est en cours de planification.
Type de construction	Existant rénové et construction neuve (équivalent Minergie).
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chaleur	28'450 MWh/an (énergie utile, valeurs de planification jusqu'en 2035).
Besoin en énergie de refroidissement	26'200 MWh/an (énergie utile, valeurs de planification jusqu'en 2035).
Niveau de température	
ECS	65 °C (décentralisé par bâtiment).
Chauffage	30 °C (nouvelles constructions) - 35 °C (constructions existantes rénovées).
Refroidissement	Froid de confort : 18 / 22 °C. Froid pour les laboratoires : 6 / 12 °C (actuel) ; 12 / 16 °C (objectif).

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées par cluster (parfois plusieurs bâtiments regroupés).
Puissance pompes à chaleur	6.5 MW _{th} puissance de chauffage installée pour le chauffage des locaux (5 pompes à chaleur).
Source de chaleur	Réseau basse température (réseau d'anergie), utilisation directe de la chaleur résiduelle.
Préparation ECS	Production d'eau chaude décentralisée par bâtiment (chauffe-eau électrique ou chauffage à distance à partir de HEZ).
Complément de chaleur	Centrale de chaleur au gaz (HEZ).
Puissance chaudières gaz	Non donnée.
Chaleur fatale	Provenant du refroidissement des laboratoires et des locaux.
Rendement du système de chauffage	COP _{PAC} 7.6 (état 2018, moyenne des 3 centrales). COP _{total an} 6.1 (avec énergie auxiliaire – station de pompage pour la boucle d'anergie – état 2018, moyenne des 3 centrales). Les COP et EER se sont améliorés depuis 2015 (par rapport aux valeurs fournies dans le rapport de SuisseEnergie, 2018).



Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	Géocooling par stockage géothermique (couverture des pics et après régénération du réservoir souterrain vers la fin de la période de refroidissement) : couverture partielle, 1'816 MWh de froid climatique et de laboratoire (65 %) (état en 2015). Puissance des machines de froid : 5.3 MW.
Rendement du système de froid	EER 34.8 moy. centr. HPZ et HPL, 22.1 centr. HWN (sans l'énergie auxiliaire, état 2018). EER 11.3 moy. centr. HPZ et HPL (avec l'énergie auxiliaire, état 2019).

Stockage thermique

Fonction	Stockage saisonnier
Moyen	Trois champs de sondes géothermiques avec un total de 431 sondes de 200 m (extension finale : 6 champs, 800 sondes). Puis. max : 5.2 MW (selon 60 W/m). Puis. nominale : 3.0 MW (selon 35 W/m).
Niveau de température	16 °C (valeur moyenne 2013-2015).

Distribution

Typologie	Anneau fermé.  (2 energy and media tunnel) energy cluster / substitution Allocation of borehole heat exchanger field
Longueur	1.5 km.
Diamètre	DN 560.
Matériel de conduite	PE-100 SDR11.
Caractéristiques d'isolation	Aucun.
Structure du réseau	Bidirectionnel, non directionnel (circulation par les pompes des clusters).
Nombre de conduites	3 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée - froid	4.3 kW/m.
Densité moyenne de puissance raccordée - chaud	1.2 kW/m.
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	max 24 °C (fin de l'été), min 8 °C (fin période de chauffage).
Conducteur thermique froid	min 4 °C (fin période chauffage), max 20 °C (fin de l'été).
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	3 % des besoins de chaleur.
Médium	Eau.

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	6 683 t/a, 24,1 kg/(m ² ·a) CO ₂ -Eq (état 2015). Réduction 50 % jusqu'en 2023 (pour les bâtiments connectés). Réduction 100 % horizon 2030 (pour les bâtiments connectés).
Energie primaire	127 900 MJ/a, 0,46 MJ/(m ² ·a) (Courant : mix CH, Stand 2015).

Critères économiques et contractuels

Investissement total	Total : 37 Mio. CHF (état 2015), 44 mio CHF (état final) : Conduites 5.8 Mio. CHF, Sondes 12.1 Mio. CHF,
----------------------	--



	Production de froid et chaud : 18.2 Mio. CHF.
Montage financier et limite du contracting	ETH Zurich a la maîtrise totale du réseau (régie).
Prix de revient de l'énergie	7.7 cts / kWh (prix mixte chaleur/froid, y compris frais de capital, frais d'exploitation et d'énergie ; état 2015). En 2023 autour de 12 cts/kWh (selon M. Häusermann lors de l'entretien, A+W)
Facteur d'annuité	0,039 (50 ans, 3 %) / 0,067 (20 ans, 3 %).
Temps d'amortissement	Conduites et Sondes : 50 ans, Systèmes de chaleur et de refroidissement : 20 ans.
Aides financières obtenues (subventions)	-

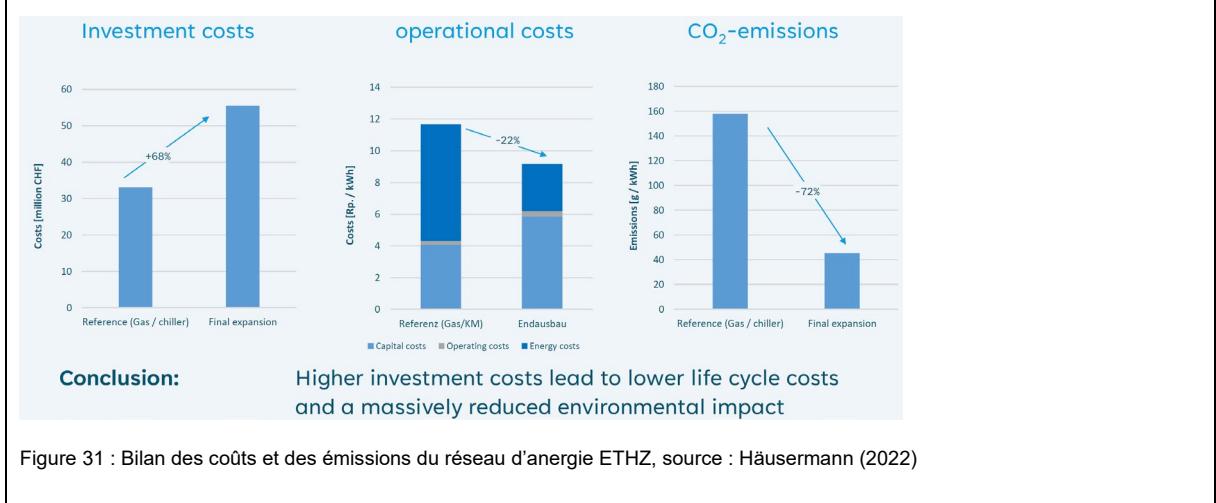


Figure 31 : Bilan des coûts et des émissions du réseau d'anergie ETHZ, source : Häusermann (2022)

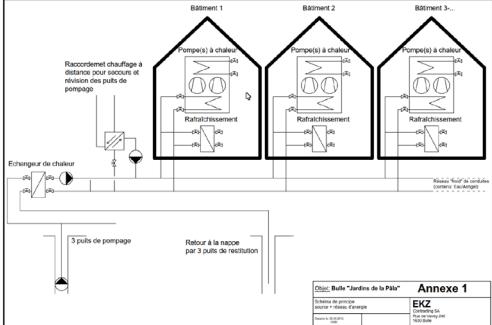
Monitoring

Monitoring	Un monitoring énergétique détaillé de l'ensemble du système est disponible avec une évaluation continue et des rapports bisannuels.
------------	---



4.5 Jardins de la Pâla à Bulle

Informations générales

Nom du projet	Jardins de la Pâla.
Lieu	1630 Bulle.
Investisseur et maître d'ouvrage	EKZ Contracting SA (en ce qui concerne l'installation de production de chaleur ; au niveau du projet immobilier, la société City West SA à Bulle est le propriétaire et maître d'ouvrage du site).
Exploitant	EKZ Contracting SA.
Année construction	2012 à 2020.
Type de réseau thermique	Réseau à basse température (8 à 12 °C) – ou « Réseau d'anergie » Boucle fermée dirigée (pompage centralisé après échangeur).
Description du projet	Système de production de chaleur et de rafraîchissement passif à partir de l'utilisation de l'eau d'une nappe souterraine comme source d'énergie primaire de pompes à chaleur décentralisées. Le concept consiste à pomper de l'eau (en permanence entre 8 et 12 °C) dans la nappe souterraine (50 à 65 m de profondeur), puis par un échangeur de chaleur alimenter un réseau à basse température (environ 8-9 °C) qui porte ensuite l'énergie thermique jusqu'à chaque bâtiment (ou groupes de bâtiments), dans lesquels des pompes à chaleur permettent de générer les besoins de chaleur pour le chauffage (35 à 45 °C) et l'ECS (60 °C). De plus, des échangeurs de chaleur décentralisés alimentent les bâtiments en refroidissement passif. Boucle d'anergie :  Figure 32 : Plan de la boucle d'anergie Jardin de la Pâla, source : Hoess (2023)
	Deux boucles : nord et sud, eau glycolée. Chauffage centralisé et PAC ECS décentralisée pour : 6 bâtiments au nord et 3 bâtiments au sud. Les 2 bâtiments au centre (réovation) ont leur propre installation. Connexions individuelles pour : usine de meuble (n-o), hôtel (ouest) en projet, bâti. existant (s-o), 2 bâtiments au sud hors quartier
	Schéma de principe :  Figure 33 : Schéma synoptique de la boucle d'anergie Jardin de la Pâla, source : Hoess (2023)
	Raccordement de secours au réseau CAD communal Limite contracting : sous-stations incluant PAC, accumulateur, ballons, régulation Pompage et échangeur centralisés dans un local quartier Rafraîchissement passif pour bâtiments neufs.

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Logement (principalement), commerce, industrie.
-------------	---



Surfaces	Env. 65 000 m ² (à terme).
Type de construction	3 bâtiments existants rénovés, 11 bâtiments neufs au standard Minergie (2 hors quartier), usine de meuble, projet d'hôtel.
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chauffage	Env. 2'100 MWh/a (à terme).
Besoin en énergie d'ECS	Env. 1'000 MWh/a (à terme).
Besoin en énergie de refroidissement	Env. 650 MWh/a (à terme).
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	35-45 °C, 60°C pour l'usine de meuble.
Refroidissement	14-28 °C.
Régulation	Le captage d'eau de la nappe souterraine est régulé par le niveau de température du réseau froid porteur d'énergie. Chaque bâtiment a sa propre régulation et puise dans le réseau selon ses besoins. Tout le système est sous surveillance via une télégestion permanente.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	Pompes à chaleur eau/eau.
Système pompe à chaleur	PAC décentralisées par bâtiment. PAC basse température pour le chauffage et le préchauffage de l'ECS. PAC haute température pour l'ECS.
Puissance pompes à chaleur	2 MW _{th} de puissance thermique installée au total pour chauffage et ECS au terme du projet (ensemble des sous- stations).
Source de chaleur	Eau de la nappe souterraine via le réseau « d'anergie ».
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	Pas nécessaire.
Puissance chaudières gaz	-
Chaleur fatale	Les rejets thermiques du système de rafraîchissement passif des bâtiments sont récupérés dans le réseau de chaleur.
Rendement du système de chauffage	COP _{PAC} 4.1 (2016, Étape 1) (valeur moyenne ¹). COP _{total} 2.7 (2016, Étape 1) ² .
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	Rafraîchissement passif (« freecooling »). 1 MW _{th} puissance au terme du projet. Aucune machine frigorifique.
Rendement du système de froid	Rafraîchissement passif uniquement. COP _a : 12 (2016, = énergie freecooling / consommation électrique partielle des pompes dans les puits et les pompes de circulation).

Stockage thermique

Fonction	Stockage d'énergie thermique saisonnier (doublets : 3 puits de pompage en vert, 3 puits de restitution en bleu permettant de réalimenter la nappe). Le réseau d'anergie fonctionne comme stock
----------	--

¹ Données calculées sur des mesures annuelles de consommation de chaleur des bâtiments déjà raccordés. Ce sont pour la plupart des bâtiments anciens ayant été rénovés ; ces bâtiments ont des besoins en température de chauffage plus élevés qu'un chauffage au sol; ce chiffre va s'améliorer après le raccordement de nouveaux bâtiments à construire.

² La valeur annuelle du COP total prend en compte, outre le besoin en électricité pour les pompes à chaleur, l'électricité pour les pompes de circulation du réseau thermique et des puits.



	<p>de chaleur ou de froid. C'est le pompage d'eau souterraine qui permet de stabiliser la température dans le réseau, en le réchauffant en hiver et le refroidissant en été.</p> 
Moyen	Eau de la nappe souterraine.
Niveau de température	12 °C en moyenne.

Distribution

Typologie	Deux boucles fermées de type Tickelman pour la colonne vertébrale du réseau d'anergie + système de piquage en étoile vers chaque bâtiment.
Longueur	850 m.
Diamètre	250 – 75 mm.
Matériel de conduite	Polyéthylène (également pour la conduite de la nappe évitant la corrosion).
Caractéristiques d'isolation	Aucun.
Structure du réseau	Bidirectionnel, dirigé.
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée – froid	1.2 kW/m.
Densité moyenne de puissance raccordée – chaud	2.4 kW/m.
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	aller 8 °C, retour 4 °C.
Conducteur thermique froid	aller 12 °C, retour 17 °C.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Env. 5 % de la fourniture de chaleur et froid totale.
Medium	Eau glycolée à 25 %.

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	Très peu d'émissions de CO ₂ car électricité certifiée 100% hydraulique.
-----------------------------------	---

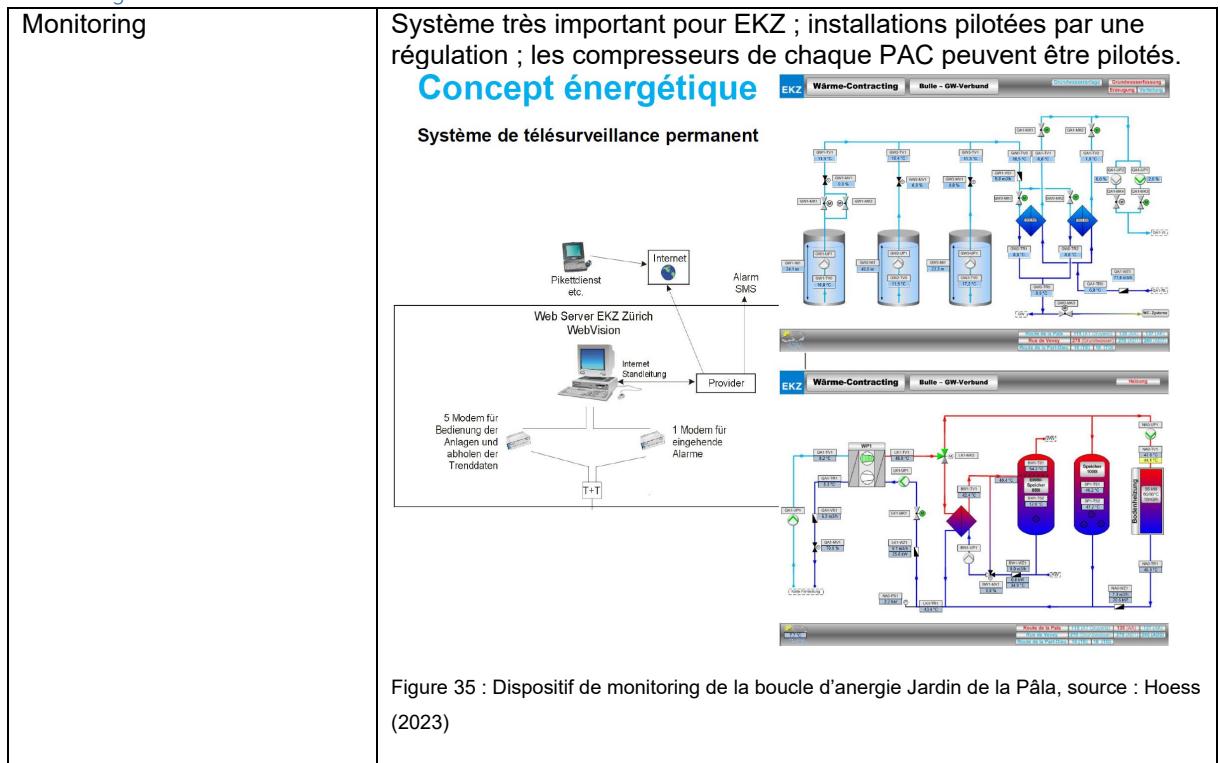
Critères économiques et contractuels

Investissement total	Total : >6 mio CHF (à terme). Infrastructure de base (puits et réseau anergie) : 2 Mio. CHF, Production de chaleur (sous-stations) : 4 moi. CHF.
Montage contractuel et limite du contracting	Délégation de la totalité des prestations (investissement, exploitation et gestion clientèle) accordée à EKZ. Concession par le Canton pour le pompage dans la nappe. EKZ est propriétaire à 100% du réseau et des sous-stations.
Partenaires	Propriétaire, investisseur, bureaux d'études, géologue, entreprise de forage, entreprise de construction (gros œuvre), installateurs chauffage, sanitaire, électricité, fournisseur local d'électricité
Coût de l'énergie	Facturation de l'énergie par bâtiment comportant une part fixe et une part variable



	Parts fixe et variable : 12-14 CHF/m ² SRE tout compris, La part variable dépend de la consommation de chaleur et d'eau chaude sanitaire, dont les coûts unitaires se situent respectivement à 5.85 cts/kWh et 8.00 cts/kWh + indexation selon le prix de l'électricité.
Facteur d'annuité	Calculé sur 20 à 30 ans selon les contrats de chaque bâtiment.
Temps d'amortissement	Conduites : 30 ans, Infrastructure de base : 50 ans, Production de chaleur (PAC), de froid, régulation : 15 ans.
Aides financières obtenues (subventions)	-

Monitoring





4.6 Viège – Ouest

Informations générales

Nom du projet	Réseau d'anergie Viège – Ouest.
Lieu	3930 Visp.
Maître d'ouvrage et exploitant	Commune de Viège au début. Visp Infra AG : Commune, Lonza, Enalpin actuellement. Limite du contracting : sous-station hors PAC, gérée par les propriétaires.
Année de construction	2007 – en cours.
Type de réseau thermique	Réseau à basse température – ou « Réseau d'anergie ». Boucle fermée dirigée.
Description du projet	<p>En raison du manque de terrains à bâtir dans la région de Viège, la commune a décidé de créer un nouveau quartier résidentiel attrayant à Viège-Ouest. Viège souhaitait par conséquent un concept d'approvisionnement énergétique innovant pour ce nouveau quartier. C'est pourquoi la commune a décidé d'alimenter le nouveau quartier par un réseau d'énergie. La chaleur résiduelle de l'usine industrielle Lonza voisine est utilisée comme source d'énergie primaire pour les pompes à chaleur décentralisées dans les bâtiments. Grâce à la conception du réseau énergétique en tant que système fermé à deux conduites reliant tous les bâtiments entre eux, la chaleur générée par le refroidissement d'un bâtiment en été peut être utilisée pour produire de l'eau chaude dans d'autres bâtiments. Ce couplage énergétique était unique en Suisse lors de la réalisation du réseau d'anergie de Viège-Ouest en 2008.</p>

Situation Quartier Visp-West

The diagram illustrates the closed-loop energy system. On the left, a map shows the network layout. On the right, a schematic diagram shows the flow of water through a large groundwater canal (Grossgrundkanal) and a pump house (Pumpenhaus). The system includes heat exchangers (Abwärme, Kühlwasser aus der Rhone) and a primary water circuit (primärer Wasserkreislauf) connecting the pump house to buildings. A secondary water circuit (sekundärer Wasserkreislauf) is shown as a dashed line. A legend at the bottom defines the components: Pumpenhaus, Grossgrundkanal, Abwärme, Lonzawerke, Kühlwasser aus der Rhone, primärer Wasserkreislauf, sekundärer Wasserkreislauf, and Das Anergiennetz. A note below states: "Dem erwärmten Kanalwasser wird im Pumpenhaus über Plattenwärmetauscher Wärme entzogen, die danach ins Anergiennetz Visp-West eingespeist wird."

Figure 36 : Plan de situation et schéma de principe de la boucle d'anergie Viège-Ouest, source : SuisseEnergie (2018)

L'usine Lonza utilise l'eau du Rhône et de la nappe pour refroidir ses installations et rejeter la chaleur ($T_{max} 12^{\circ}\text{C}$) dans un canal, relié ensuite au Rhône. L'eau du canal est pompée à l'aval des rejets et constitue (via échangeur) la source du réseau d'anergie qui alimente des PAC décentralisées par bâtiment. La boucle d'anergie fermée valorise aussi la chaleur et le froid résiduels des bâtiments entre eux. Le système est constitué de 2 pompes et 3 échangeurs avec le réseau d'anergie. Si la température du canal descend en-dessous de 8.3°C un chauffage de secours au mazout, situé dans un container, se met en marche et échange avec le réseau primaire (boucle anergie). Le système se veut flexible, avec extension possible des conduites et des capacités de pompage au gré des nouveaux développements immobiliers.



	Actuellement, le réseau s'étendu au-delà ce qui était prévu, et aura vocation à davantage s'étendre. Il faudra compléter l'approvisionnement avec d'autres ressources en cours d'exploration : biomasse, STEP, nappe. Une 2 ^{ème} boucle sud sera nécessaire.
--	--

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Habitat (utilisation principale), commerces.
Surfaces	Nouveau quartier Viège-ouest : 16 ha surface utile (aménagement final).
Type de construction	Nouvelles constructions, 55 bâtiments raccordés au réseau (2016). 66 bâtiments en 2023, état final du réseau actuel : 75 bâtiments.
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chauffage	5 825 MWh/a (aménagement final).
Besoin en énergie d'ECS	2 912 MWh/a (aménagement final).
Besoin en énergie de refroidissement	3 380 MWh/a (extension finale).
Besoin puissance	
Puissance de chauffage (secondaire)	1 624 kW (état automne 2016). 3 467 kW (aménagement final).
Puissance de refroidissement (primaire)	1 218 kW (état automne 2016), 1 900 kW (fin 2023). 2 600 kW (extension finale), 2 300 kW (prévisions actualisées en 2023). Prévision de créer un deuxième réseau.
Niveau de température	
ECS	45 - 20 °C (individuel, selon le concept d'eau chaude).
Chaudage	30 - 55 °C (individuel, selon la pompe à chaleur).
Refroidissement	6 - 16 °C (individuel, selon le concept de refroidissement).
Régulation	Les chauffages dans les maisons sont automatiques. Le réseau peut être entièrement automatique ou semi-automatique.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	PAC eau-eau.
Système pompe à chaleur	Décentralisé. Certaines pompes à chaleur sont à simple étage et d'autres à deux niveaux. Toutes les pompes sont branchées en parallèle sur le réseau, car il s'agit d'un système à deux tuyaux.
Source de chaleur	Chaleur résiduelle du canal de la Lonza via le réseau d'anergie.
Préparation ECS	Centralisée/décentralisée.
Complément de chaleur	Conteneur de chauffage de secours (mazout), si T < 8.3 °C.
Puissance chaudières gaz	500 kW, usage 3 % en moyenne en énergie (essentiellement lors de l'arrêt des installations de Lonza).
Rendement du système de chauffage	A été prévu pour le chauffage avec un COP 4.5, pour l'eau chaude avec 3.5, moyenne globale 4.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	Freecooling.
Rendement du système de froid	-

Stockage thermique

Fonction	-
----------	---

Distribution

Typologie	Réseau étoilé.
Longueur	4.2 km (état 2016).
Diamètre	DN400.



Matériel de conduite	Polyéthylène.
Isolation	Aucun.
Structure du réseau	Bidirectionnel, dirigé.
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée	0.6 kW/m (source froide).
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	max 18 °C, min 8 °C.
Conducteur thermique froid	min 4 °C, max 16 °C.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu.
Médium	Eau traitée.

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	Réduction des émissions de gaz à effet de serre de ~90 % par rapport à un chauffage au mazout.
-----------------------------------	--

Critères économiques et contractuels

Investissement total	Total : 1.26 mio CHF : Station de pompage : 0.31 mio CHF, Conduites 0.685 mio CHF, Développement : 0.265 mio CHF.
Montage contractuel et limite du contracting	Auparavant : investissement, réalisation et exploitation par la Commune (régie). Actuellement : le réseau est la propriété de la société anonyme Visp Infra AG associant enalpin et Commune de Viège, et exploité par enalpin (concession). Limite du contracting situé au niveau de l'échangeur réseau – boucle secondaire bâtiment (n'incluant pas les chaufferies).
Coûts	Prix de l'eau sur le coût total 11.8 ct/m ³ . Prix de production de l'énergie (PAC) 22,9 ct/kWh.
Facteur d'annuité	Annuité 8 % station de pompage, 5,8 % réseau de conduites.
Temps d'amortissement	Conduites : 40 ans, Système de chaleur : 20 ans, Système de froid : 20 ans.

Monitoring

Monitoring	Suivi réalisé.
------------	----------------

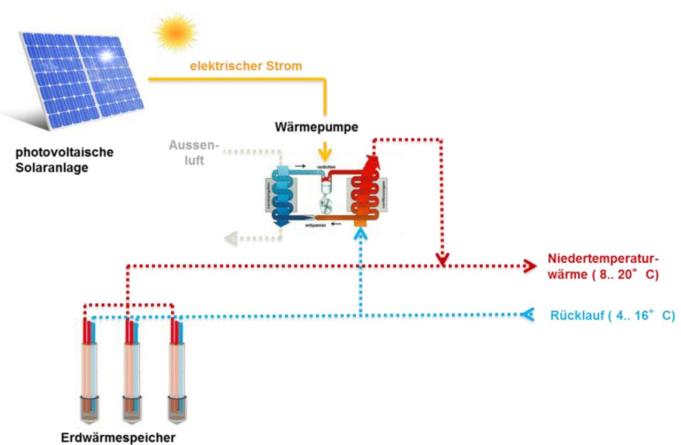


4.7 Saas-Fee

Informations générales

Nom du projet	Réseau d'anergie Saas-Fee.
Lieu	3906 Saas Fee.
Maître d'ouvrage	enalpin (actuellement, dans le futur : société anonyme associant enalpin + Commune de Saas Fee)
Exploitant	enalpin
Planificateur énergétique	Lauber IWISA.
Année de construction	2015 – 2022.
Type de réseau thermique	Réseau à basse température – ou « Réseau d'anergie » (boucle fermée)
  	<p>Depuis 2015, enalpin construit et exploite le réseau d'anergie à Saas-Fee - et alimente des grands consommateurs liés aux activités touristiques.</p> <p>Le projet a été développé en plusieurs étapes (<i>Figure 37</i>). Durant l'été 2022, le champ de sondes géothermiques du réseau basse température existant a été agrandi (200 sondes). Il a ainsi atteint sa capacité maximale d'extension, permettant de produire 2.7 GWh/an (10 % des besoins en chaleur des grands consommateurs liés au tourisme).</p> <p>Le réseau d'anergie est essentiellement alimenté par un champ de sondes géothermiques qui est rechargeé par de l'énergie solaire en été.</p> <p>Principe de fonctionnement du réseau d'anergie :</p> <ul style="list-style-type: none">• En été, une PAC centrale air-eau recharge le champ de sondes géothermiques,• La PAC est alimentée par une centrale solaire PV installée (50 kWp) sur un parking,• En hiver, le stockage géothermique est déchargé et alimente le réseau d'anergie,• Le réseau approvisionne des PAC décentralisées chez les clients.

Figure 40 : PAC air-eau centrale (centrale et unité extérieure avec 20 ventilateurs), source : Flaviano (2016)



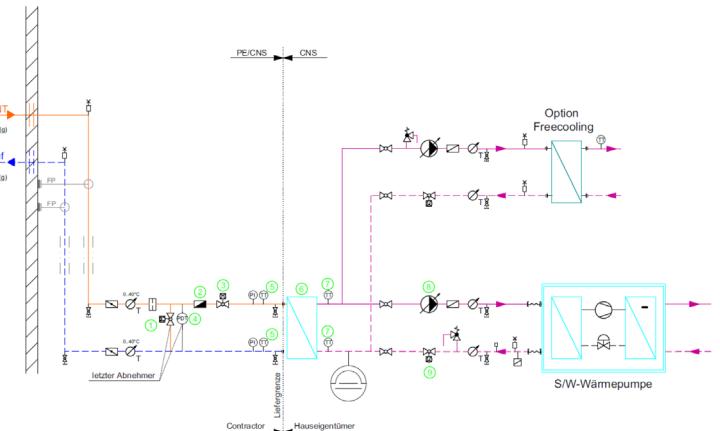
Quelle: EnAlpin / Lauber IWISA AG

Figure 41 : Principe de fonctionnement du réseau d'anergie solaire source : Flaviano (2016)



Raccordement chez le client :

- Introduction dans le bâtiment du réseau de chauffage solaire à distance par l'exploitant du réseau,
- Echangeur de chaleur à plaques comme séparation du système,
- Raccordement avec pompe à chaleur eau glycolée/eau.



Quelle: Lauber IWISA AG

Figure 42 : Principe de raccordement du bâtiment au réseau, source : Flaviano (2016)

Comme les capacités du réseau ont atteint leurs limites en 2022, enalpin prévoit, en collaboration avec la commune de Saas-Fee, un nouveau réseau à haute température, alimenté par une installation de combustion de copeaux de bois d'une puissance de chauffage quatre fois supérieure à celle du réseau d'anergie. Les deux réseaux (anergie et bois) permettront ensemble de couvrir près de 40 % des besoins des grands consommateurs touristiques dès l'hiver 2025.

Domaine d'approvisionnement

Utilisation	Hôtels, maisons de vacances. Mix entre neuf et existant.
Surfaces	Environ 20 bâtiments.
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chauffage + ECS	2'700 GWh/a (2022). Puissance totale délivrée par la boucle : 1.1 MW.
Besoin en énergie de refroidissement	A priori pas de besoin de froid, freecooling possible.
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	60 °C.

Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	PAC air-eau (centrale) 560 kW et PAC eau-eau (clients).
Système pompe à chaleur	Centralisé et décentralisé.
Source de chaleur	Sondes géothermiques et solaire.
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	Pas de complément.
Puissance chaudières gaz	-



Rendement du système de chauffage	Non fourni.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	Freecooling (si besoin).
Rendement du système de froid	-

Stockage thermique

Fonction	90 sondes de 150 m (2015), étendu à 200 sondes (2022).
----------	--

Distribution

Typologie	Réseau étoilé.
Longueur	300 m (état 2015), 1 km état final (2022).
Diamètre	DN350.
Matériel de conduite	Polyéthylène.
Caractéristiques d'isolation	Aucun.
Structure du réseau	Bidirectionnel, dirigé (pompe de circulation centralisée sur le réseau)
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée (source froide)	0.9 kW/m.
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	max 20 °C, min 8 °C.
Conducteur thermique froid	min 4 °C, max 16 °C.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu.
Médium	Eau traitée.

Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	Réduction au remplacement des chaudières à mazout d'origine par des PAC. Donnée non fournie.
-----------------------------------	--

Critères économiques et contractuels

Investissement total	Total : 4 mio CHF :
Montage contractuel et limite du contracting	Jusqu'à présent : réseau réalisé par enalpin sur le terrain de la bourgeoisie qui a accordé un droit de superficie (propriété et exploitation par enalpin). Futur : possibilité étudiée de créer une société anonyme dans le cadre d'un partenariat public-privé associant la Commune et enalpin (propriété : Commune + enalpin, exploitant : enalpin). Il s'agira ainsi d'une société de droit privé à participation publique pour assurer des prestations de service public autofinancées dans les domaines de la production et la distribution d'énergies renouvelables. Limite du contracting incluant les sous-stations avec les PAC et échangeurs freecooling.
Prix de l'énergie	Achat énergie réseau : 13-15 cts/kWh PAC dans les bâtiments : 6-11 cts/kWh Total : env. 24 cts/kWh

Monitoring

Monitoring	Suivi réalisé par enalpin.
------------	----------------------------



5 WP 1 : Vue globale et comparative des cas d'étude

Le Tableau 1 donne une vue globale et comparative des principales données et informations tirées des cas d'étude. Voici en résumé une synthèse comparative des cas d'étude :

5.1 Contexte urbain

Le contexte des secteurs urbains desservis par les réseaux thermiques étudiés varie beaucoup d'un cas à l'autre en matière de superficie des secteurs, de type d'affectation des bâtiments, et s'il s'agit de bâtiments neufs ou existants. Ainsi, on peut classer les cas d'étude en 3 catégories :

- Réseaux urbains se déployant sur des secteurs urbains élargis et s'étendant sur plusieurs quartiers d'affectation mixte en développement ou existants (réseaux urbains comme GeniLac®, GLN, MorgesLac, Tour-de-Peilz, Viège-Ouest, Saas Fee),
- Réseaux alimentant des grands projets de développement urbain divisés en plusieurs îlots ou quartiers avec des interconnexions prévues avec le reste de la ville (Ronquoz21, ZAC Ferney-Genève),
- Réseaux déployés sur des quartiers bien délimités (nouveau quartier de Jardin de la Pâla à Bulle, campus ETHZ Hönggerberg).

5.2 Planification territoriale énergétique et développement des réseaux

Les réseaux se distinguent de la façon dont ils ont été planifiés en amont (planification énergétique territoriale) :

- Une partie des réseaux a fait l'objet d'une planification énergétique territoriale mais avec des degrés de précision variables. Ainsi, GeniLac® permet de traduire spatialement la mise en œuvre du Plan directeur cantonal de l'énergie de Genève. La planification de la boucle d'anergie de la ZAC Ferney-Genève s'inscrit en phase avec l'Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables à l'échelle d'une ZAC (étude obligatoire en cas de création de ZAC en France). Le principe de la boucle d'anergie est décrit dans le cadre du Plan guide de Ronquoz21. La boucle d'anergie sur le campus de Hönggerberg traduit la vision directrice établie par l'ETHZ en 2006. Le développement de GLN a fait l'objet d'une planification territoriale particulière en marge du projet européen TETRAENER. La planification énergétique établie en amont a l'avantage de coordonner et anticiper sur le territoire les stratégies d'approvisionnement basées sur l'identification préalable des besoins, des ressources, et des acteurs,
- Les autres réseaux étudiés n'ont pas fait l'objet de planification formelle et ont été déclenchés généralement par des opportunités liées à des nouveaux quartiers combinés avec des ressources disponibles.

Ces réseaux sont à ce jour à des stades d'avancement divers :

- Certains réseaux sont en cours de planification (GeniLac®, ZAC Ferney-Genève, Ronquoz21),
- D'autres ont été réalisés (GLN, Pâla, MorgesLac première phase, La Tour de Peilz),
- D'autres sont partiellement réalisés (ETHZ, Viège-Ouest, Saas Fee, MorgesLac – vieille ville).

5.3 Types de réseau

Tous les réseaux étudiés sont des réseaux basse température (avec des interconnexions possibles dans certains cas avec des réseaux CAD haute température). Les niveaux de température (de 1°C à 20°C pour les conduites froides et de 4°C à 20°C pour les conduites chaudes) dépendent des ressources utilisées et des capacités d'échange avec celles-ci. La valorisation des rejets entre les bâtiments à travers la boucle permet d'augmenter le niveau de température.



On observe trois types de réseaux :

- Boucles ouvertes dirigées (GLN, MorgesLac),
- Boucles fermées dirigées (GeniLac®, Tour de Peilz, Pâla, Viège-Ouest, Saas Fee),
- Boucle fermée non dirigée (ETHZ).

Cependant, à GLN, la boucle est par moment fermée pour mieux réguler le débit lorsque la demande est inférieure au débit maximal. Les boucles d'anergie sont le plus souvent dirigées, elles permettent de réduire plusieurs risques d'ordre technique en particulier dans de grands secteurs urbains. Cela permet :

- de mieux maîtriser la stabilité de la température,
- de tolérer des pertes de charge plus élevées et donc des conduites de plus petit diamètre,
- d'éviter aux clients qui ont peu de place d'installer des pompes de circulation,
- et finalement de mieux maîtriser les investissements.

Le type de boucle non dirigée est plus approprié lorsqu'il peut avoir des synergies importantes entre les bâtiments (entre besoins de froid et de chaud) comme c'est le cas à ETHZ. Dans certains cas, des boucles alimentent, via une PAC centralisée, des réseaux CAD locaux comme à Morges (projet de CAD en vieille ville) et à la ZAC Ferney-Genève (CAD pour les ensembles de bâtiments de logements).

5.4 Ressources utilisées

Les ressources principales utilisées sont :

- Lac (GLN, GeniLac®, La Tour de Peilz, MorgesLac),
- Eau de surface comme le Rhône (Ronquoiz21),
- Nappe (Pâla),
- Sondes géothermiques permettant le stockage et déphasage saisonnier (ETHZ, ZAC Ferney-Genève, Saas Fee),
- Rejets industriels (Viège-Ouest, ZAC Ferney-Genève).

Les boucles fermées permettent aussi de valoriser les rejets des bâtiments. Des apponts centralisés sont utilisés :

- soit pour rehausser directement la température de la boucle, ce qui n'est pas très efficace du point de vue exergétique (chaufferie mazout à Viège-Ouest, connexion au réseau CAD de Bulle pour le quartier de la Pâla en cas de secours, connexion au CAD de Sion à Ronquoiz21),
- soit pour fournir, via un réseau CAD ou FAD séparé, l'appoint nécessaire au client (ETHZ à travers la centrale thermique existante, Ronquoiz21 par le CAD de Sion pour les bâtiments existants).

Enfin, dans d'autres cas, les clients ont leur propre appont dans leur sous-station (chaudière, machine de froid).

5.5 Besoins

La quantité et la nature des besoins utiles sont très variables d'un cas à l'autre. Les besoins très importants de GeniLac®, GLN, Ronquoiz21, ZAC Ferney-Genève traduisent des réseaux de grande envergure.



On observe que les besoins de froid et de chaud ne sont jamais équilibrés, d'où le recours à des ressources extérieures ou des systèmes de stockage pour garantir l'équilibre thermique des boucles.

Les besoins de chaleur sont toujours prépondérants, à l'exception de GLN dont la principale motivation de départ était l'approvisionnement en froid du quartier des Nations.

5.6 Montage contractuel

A Genève, les SIG, selon la Constitution, ont le monopole pour développer et exploiter les réseaux thermiques structurants comme GeniLac® et GLN, en régie publique autonome. De façon similaire, OIKEN est investie par la Ville de Sion pour développer le réseau sur Ronquoz21 également en régie publique autonome. A Ferney-Voltaire, le modèle de la Délégation de Service Public a été choisi comme type de montage.

Dans les autres cas, les communes assurent leur soutien au développement des réseaux en accordant des concessions aux investisseurs et exploitants, comme à Morges, La Tour de Peilz, Viège, Saas Fee. Morges a également participé aux investissements dans le réseau. Viège a financé le développement du réseau avant que ce dernier soit racheté par Visp Infra AG dont fait partie la commune.

Des concessions ont été aussi accordées pour exploiter les ressources (stations de pompage – lac, rivière, nappe). Le réseau du campus à Hönggerberg est exploité en régie par les services de l'ETHZ.

Le périmètre du contracting va généralement jusqu'aux sous-stations (n'incluant pas les installations de secours), à l'exception de Viège où ce périmètre s'arrête à l'échangeur avec le bâtiment.

5.7 Investissement et prix de l'énergie

Les investissements sont proportionnels aux dimensions des projets allant de 1.2 MCHF à Viège jusqu'à de l'ordre de 120 MCHF (valeur estimée) pour la branche PAV de GeniLac® pour les plus grands. Le prix de l'énergie indiqué totalise les parts fixes et variables. Face à ce genre d'infrastructure nécessitant des investissements très importants, la part fixe est prépondérante. Ainsi, le prix reste assez stable malgré les aléas du prix de l'électricité. Le prix vendu à l'ETHZ est particulièrement bas (12 cts/kWh, du fait d'une bonne adéquation des besoins en chaud et en froid, et d'une exploitation en régie). Sinon il varie de 20 à 30 cts/kWh selon les projets.



Projet	Contexte urbain Utilisation	Planification territoriale	Année réalisat-ion	Type de réseau	Ressource primaire	Ressources secondaires	Puis. chaud Puis. froid (MW)	Energie chaud Energie froid (MWh)	T° conduites : chaud froid	Montage Limite contracting Exploitant	Investis- sement (mio CHF)	Prix énergie (cts/kWh)
GeniLac®	Secteur urbain plusieurs quartiers Mix existant et neuf, logements et activités SRE : 1'700'000 m ²	Plan directeur cantonal de l'énergie – réseaux thermiques structurants	>2025	Boucle fermée dirigée	Lac	Rejets internes au quartier du PAV	46.5	83'000 29'000	1-10° 15-4°C	Régie publique autonome (réseau) Sous-stations (PAC incluse) SIG	120 (au prorata de la puissance totale) (800 pour tout GeniLac)	22 (chaud) 20 (froid)
ZAC Ferney-Genève	Secteur urbain plusieurs quartiers Neuf, mix logements et activités SRE : 12'000 m ²	Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables à l'échelle d'une ZAC. Etude obligatoire en France)	>2025	Boucle fermée (non déterminé si dirigée ou non dirigée)	Rejets du CERN et géothermie (stockage et déphasage saisonnier)	Rejets internes (Datacenter), appoint gaz	18.5 5	43'000 6'000	20-8°C 5-15°C	Délégation de service publique à la SEMOP Non déterminé Pays de Gex Energies	28	7.7 (hors ZAC)
Ronquoz 21	Nouveau secteur urbain Neuf, mix activités et logements SRE : 789'000 m ²	Plan guide / volet énergie	>2025	Boucle fermée (non déterminé si dirigée ou non dirigée)	Rhône	Nappe, rejets internes, retour du réseau CAD de Sion	20 16	Non déterminé	15-4°C 1-10°	Régie publique autonome (OIKEN) Non déterminé OIKEN	Non-déterminé (6-10 pour pompage)	Non déterminé
GLN	Secteur urbain mixte Mix existants (majorité) et neuf, activités SRE : 840'000 m ²	Planification territoriale établie dans le cadre du projet européen TETRAENER et en phase avec le précédent Plan directeur cantonal de l'énergie de 2005	2008 - 2016	Boucle dirigée ouverte (par moment fermée)	Lac	Appoint machines de froid chez client	4.3' 16.2	5'000 20'000	17-5°C 5-12°C	Régie publique autonome (SIG) Sous-stations (PAC incluse, mais groupes froids de secours exclus) SIG	33	Non connu



Projet	Contexte urbain Utilisation	Planification territoriale	Année réalisat-ion	Type de réseau	Ressource primaire	Ressources secondaires	Puis. chaud Puis. froid (MW)	Energie chaud Energie froid (MWh)	T° conduites : chaud froid	Montage Limite contracting Exploitant	Investis- sement (mio CHF)	Prix énergie (cts/kWh)
Morges Lac	Quartier Gare Neuf, mix activités et logements, SRE : 65'000 m ² A terme, extension en vieille ville et connexion en amont du réseau	Pas de planification territoriale (en phase avec stratégie PALM et stratégie Morges 20–5)	2019 – 2022 pour le quartier gare	Boucle dirigée ouverte	Lac	Appoint machines de froid chez client	3.3' 0.66	2'847 829	9-7°C 3-4°C (avant échangeurs dans sous-stations)	Concession (Romande Energie) Sous-stations (PAC incluse) Romande Energie	21.5	25-35
La Tour de Peilz	Secteur urbain plusieurs quartiers Mix existant et neuf, logements et activités 56 bâtiments	Pas de planification territoriale	2013-2015, extensions à venir	Boucle fermée dirigée	Lac	-	3 (potentiel 30) 0.3	812 3 env.	20-6°C 2-16°C (boucle après échangeur lac)	Concession (Groupe E) Sous-stations (PAC incluse) Groupe E	32	22 (selon fluctuation prix électricité)
Hönggerberg	Campus universitaire Mix bât. existants et neufs, activités et logements étudiants SRE : 475'000 m ²	Planification directrice ETHZ	2012 – en cours	Boucle fermée non dirigée	Rejets internes	Sondes géothermiques Centrale gaz (chaleur) et groupes froid (froid)	6.5 1.8	2'450 26'200	24-8°C 4-20°C	Régie (ETHZ) Sous-stations (PAC incluse) ETHZ	37	12
Viège Ouest	Quartier Viège-Ouest Mix neuf et existant, activités et logements 75 bâtiments	Pas de planification territoriale	2007 – en cours	Boucle fermée dirigée	Rejets de Lonza via canal	Centrale mazout	3.5 2.3	8'737 3'380	4-16°C 18-8°C	Régie (initialement) puis concession à une SA Sous-station (hors PAC) Visp Infra AG	1.3	22.9
Jardin Pâla Bulle	Nouveau quartier Logements en majorité, mix neuf et existants SRE : 65'000 m ²	Plan communal des énergies uniquement axé sur réseau CAD communal	2012-2020	Boucle fermée dirigée	Nappe	Réseau CAD communal (jamais utilisé)	2 1	3'100 650	12-9°C 4-17°C	Régie autonome (EKZ, réseau) Concession (pompage nappe) Sous-stations (PAC incluse)	6	12-14 (selon fluctuation prix électricité)



Projet	Contexte urbain Utilisation	Planification territoriale	Année réalisat-ion	Type de réseau	Ressource primaire	Ressources secondaires	Puis. chaud Puis. froid (MW)	Energie chaud Energie froid (MWh)	T° conduites : chaud froid	Montage Limite contracting Exploitant	Investis- sement (mio CHF)	Prix énergie (cts/kWh)
										EKZ		
Saas Fee	Grands consommateurs liés aux activités touristiques. Mix neuf et existants. 20 bâtiments	Pas de planification territoriale	2015-2022	Boucle fermée dirigée	Sondes géothermiques et solaire	-	1.1 -	2'700 -	18-8°C 4-16°C	Concession Sous-station (PAC incluse) Enalpin	4	24

Tableau 1 : Comparaison synthétique des cas d'étude.



6 WP 1 : Synthèse et enseignements tirés des cas d'étude

Le but de ce chapitre de synthèse est de relever par domaine d'analyse – politique, technique, financier – les principaux défis et solutions rencontrés dans l'analyse des cas d'étude, leurs conséquences et les solutions qui ont été trouvées et mises en œuvre pour résoudre les problèmes. Les aspects à la fois récurrents et aussi spécifiques aux cas d'étude sont relevés à partir des entretiens, complétés par les sources documentaires. Ces retours d'expérience sont autant d'enseignements utiles qui guideront, sur les autres volets du projet RiskFree, les recommandations en vue de mieux gérer les risques dans la planification des projets de réseaux thermiques innovants.

6.1 Aspects politiques et institutionnels

6.1.1 Phasage des projets de développement

	GeniLac®	ZAC Ferney-Genève	Ronquoz21	GLN	Hönggerberg
Défis	Approvisionnement d'un secteur urbain avec des projets ayant des horizons temporels très différents, difficulté de prédire les dimensions des infrastructures	Projet urbain très fluctuant (surfaces, nature des besoins) et peu précis pour dimensionner le réseau	Phasage différencié et fluctuant, flou sur l'avenir des entreprises existantes.	Réseau prévu au départ pour alimenter uniquement Serono	Le campus connaît une évolution assez rapide (nouveaux bâtiments, rénovation, nature des activités)
Solutions	Effort de coordination avec tous les acteurs pour avoir une bonne vision des projets	Marges prises sur le dimensionnement (« worst case »), mise en cohérence du niveau de détail du projet énergétique avec celui du projet urbain	Possibilité envisagée de structurer le développement de la boucle en plusieurs unités indépendantes par phase.	Soutien politique pour un élargissement du réseau au quartier des Nations	La boucle d'anergie est flexible et peut être étendue facilement

Tableau 2 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant le phasage des projets de développement

Le défi de planifier les réseaux en phase avec le développement de projet urbain est particulièrement central dans les études de cas qui se situent au stade de planification. Pour cette raison ces derniers sont particulièrement bien documentés sur ce sujet. L'enjeu pour le développeur d'un projet de réseau énergétique est de pouvoir estimer au plus proche les besoins en énergie et puissance et donc les dimensions des installations (débit, diamètre), en fonction des surfaces à construire et de leur affectation, et de la temporalité du projet territorial. Or les projets pilotes étudiés manifestent, à des degrés divers, des incertitudes sur ces deux aspects qui peuvent menacer la rentabilité et faisabilité du réseau.



Surfaces à construire et affectations

En phase amont, un projet énergétique se construit sur un plan de quartier défini par un plan masse et une granulométrie très grossière en termes d'affectations et de surface. Le projet se fonde lui-même sur des hypothèses grossières. L'incertitude se situe surtout au niveau de la nature des affectations. En effet, les profils de demande énergétique sont facilement prévisibles pour des affectations de logement et d'activités tertiaires. En revanche, les activités industrielles et commerciales sont souvent très spécifiques et la puissance par surface peut sensiblement varier d'un cas à l'autre. Les projets de Ronquoz et de la ZAC Ferney-Genève font face en particulier à ce genre d'incertitude, où du jour au lendemain des grands consommateurs apparaissent ou disparaissent dans le processus.

Phasage temporel

Les grands projets se développent en plusieurs phases (par îlot) sur des longues périodes, généralement 20 ans, comme c'est le cas pour le PAV, ZAC Ferney-Genève et Ronquoz21. Ce phasage est généralement établi dans les documents d'aménagement au niveau du secteur (ZAC, PDQ, Plan guide) par les autorités. Mais il n'est pas figé et peut régulièrement varier selon les opportunités propres aux développements et investisseurs. Le cas de Ronquoz est un bon exemple, où le phasage de départ prévoyait un développement d'ouest en est, alors qu'actuellement des investisseurs sont intéressés à développer plus rapidement la partie est ; la planification du réseau thermique doit alors s'adapter en conséquence.

Le phasage a un impact sur le choix du tracé et aussi la rentabilité. Plus vite on peut connecter des grands consommateurs, plus vite le projet sera rentabilisé. Or comme évoqué plus haut, le phasage ne suit pas nécessairement une trajectoire linéaire par rapport aux prévisions de départ : certains îlots peuvent se développer plus vite que prévu, d'autres îlots subir des retards importants ou voire même être abandonnés. On observe ce dernier cas, lorsque par exemple un PLQ est rejeté par référendum populaire, comme à Genève pour Pré-du-Stand, alors que le modèle technico-économique de GeniLac® / GLA prévoyait de desservir ce quartier. C'est ainsi toute une puissance en moins à raccorder. L'ETHZ et ses besoins sont en constante évolution que ce soit à travers la construction de nouveaux bâtiments, la rénovation de bâtiments existants (parfois freinée par les aspects patrimoniaux), ou alors la modification fréquente des activités de recherche qui influence la nature des besoins. Cela nécessite une optimisation quasi en continu du système.

La vulnérabilité du réseau aux incertitudes sur le phasage dépendra de la façon dont il est structuré. Elle sera plus forte en cas de réseau structuré de façon hiérarchique, par exemple, si le réseau est structuré en un réseau primaire qui alimente des réseaux secondaires, voire tertiaires. Ainsi, si des projets d'aménagement avec des grands consommateurs se situent en amont du réseau et qui tardent à se développer ou que les besoins sont moins élevés que prévu, cela aura un impact négatif sur la rentabilité (selon le principe de rentabiliser rapidement le réseau). De même tout retard aura un impact négatif sur les preneurs qui se situent en aval et qui se développeraient plus rapidement que ceux situés en amont, par rapport au phasage prévu.

Les réseaux basses température approvisionnant des PAC décentralisées ou des échangeurs pour le freecooling présentent l'avantage d'une certaine flexibilité, avec la possibilité de s'étendre, selon les opportunités, au gré de l'évolution des développements urbains et des connexions. Toutefois, la plupart de ces réseaux restent dépendants d'une infrastructure centralisée – pompage sur lac, rivière ou nappe, échangeur central – qu'il faut pouvoir dimensionner en fonction d'une demande finale à prévoir. Une certaine flexibilité est quand-même possible en divisant les centrales en plusieurs unités et étapes, comme à Viège où la centrale a été installée en 3 étapes (2 pompes, 3 échangeurs). Le réseau de Viège rencontrant une forte demande, son extension va atteindre les limites de capacité, et l'exploitant recherche actuellement des possibilités pour construire un 2ème réseau avec d'autres ressources. La flexibilité est quasi-totale à l'ETHZ où le réseau d'anergie n'a pas d'infrastructure centralisée, et privilégie les échanges entre les bâtiments et clusters. Les champs de sondes sont semi-centralisés desservant 1 à plusieurs clusters.



Un dernier aspect peu abordé dans les études de cas, en termes de planification et de phasage, concerne les **mesures conservatoires** à prendre dans le dimensionnement des infrastructures pour anticiper des besoins futurs. Le cas de la ZAC Ferney-Genève est un très bon exemple de ce point de vue. Les rejets du CERN totalisent 30 MW, or seules 10 MW seront utilisés et les conduites ont été dimensionnées en fonction de cette puissance. Ce qui est dommage, car GeniLac® va alimenter la boucle fermée aéroportuaire (GLA) qui a besoin de davantage de chaleur. Or il a été décidé après coup d'interconnecter les réseaux de Ferney et de GLA. Avec plus d'anticipation et prenant des mesures conservatoires sur le dimensionnement des conduites, il aurait été possible de valoriser sur GLA l'ensemble de la part non utilisée par la ZAC (20 MW).

6.1.2 Obligation de raccordement aux réseaux

	GeniLac®	ZAC Ferney-Genève	Ronquoz21	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Hönggerberg	Viège Ouest	Jardin Pâla	Saas Fee
Défis									Ville de Bulle impose un raccordement au CAD communal non pertinent pour le projet de quartier	
Solutions	Obligation de raccordement aux RTS selon la Loi cantonal énergie (art. 22 al. 2)	Fait partie du projet urbain, pas de liberté de choix	Obligation communale à venir	Obligation de raccordement aux RTS selon la Loi cantonal énergie (art. 22 al. 2)	Loi cantonale énergie en consultation incluant obligation de raccordement (art. 40)	Loi cantonale énergie en consultation incluant obligation de raccordement (art. 40)	Stratégie interne ETHZ	Obligation communale	Raccordement au CAD pour secours (« geste politique » accordé à la commune)	Pas d'obligation à priori, mais forte incitation communale

Tableau 3 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant l'obligation de raccordement

Le raccordement obligatoire ou automatique aux réseaux thermiques est une condition importante pour un investisseur, permettant de garantir que les preneurs situés dans la zone d'influence du réseau devront s'y raccorder, sauf dérogation pour des motifs particuliers. Cela contribue à ne pas prendre de risque à étendre le réseau sans trouver des clients. Ce sujet aujourd'hui ne représente plus un défi majeur, dans le sens où les cantons et communes imposent de plus en plus le raccordement aux réseaux thermiques en cas de construction neuve ou de remplacement de système de chauffage. Les règlements propres aux projets de nouveau quartier généralement l'imposent également. Pour le canton de Vaud, le risque est que cette obligation ne soit pas retenue dans le projet finalisé de nouvelle loi sur l'énergie. Le cas de Bulle est singulier mais il illustre un cas de procédure dérogatoire qui pourrait se manifester par ailleurs. La Ville de Bulle selon son plan communal de l'énergie impose le raccordement au réseau CAD communal au bois. Mais dans le cas de la Pâla, les investisseurs ont démontré que le réseau d'anergie local basé sur la géothermie était plus écologique et en adéquation avec les besoins à basse température des nouveaux bâtiments. Ainsi, le raccordement au réseau CAD a été fait uniquement en cas d'appoint ou de secours (jamais utilisé jusqu'à présent).



6.1.3 Coordination des travaux publics en sous-sol

	GeniLac®	Ronquoz21	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Saas Fee
Défis	Diamètre des conduites (1400 mm), arbitrage difficile avec les autres usagers du sous-sol, entraînant retards et surcousts	Défi majeur, concurrence avec la trame paysagère (arbres)	Franchissement des voies CFF	Taxes communales pour usage du domaine public pouvant alourdir le budget (+1 mio CHF)		Sous-sol non cartographié, travaux difficiles à cause de terrain rocheux et d'étroitesse des routes
Solutions	Séances de négociation, charte d'usage du domaine public en cours d'élaboration	Groupe de suivi permettant la coordination, engagement d'un mandataire par la Ville	Passage créé par un tunnelier	Exemption de taxe accordée par la Ville	Séances de coordination entre les usagers du sol	Durée des travaux allongée en conséquence

Tableau 4 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant la coordination des travaux publics en sous -sol

L'encombrement du sous-sol peut être un réel défi et entraver le développement d'un réseau basse température qui implique souvent des diamètres importants. Cet aspect est surtout relevé dans le cas de GeniLac® étant donné l'envergure du projet. Il arrive souvent que les corps de métiers agissent sans concertation. Ainsi la première solution avancée est l'organisation fréquente de séances de coordination, sous l'impulsion des communes ou cantons. Une bonne cartographie des infrastructures en sous-sol est également primordiale pour éviter des mauvaises surprises comme à Saas Fee. Enfin, dans le contexte d'adaptation aux changements climatiques, la plantation d'arbres nécessite aussi une bonne coordination avec la planification des réseaux, à l'exemple de Ronquoz21.

6.1.4 Procédures d'autorisations et servitudes

	ZAC Ferney-Genève	Ronquoz21	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Jardin Pâla
Défis	Procédures lourdes et compliquées pour l'autorisation des sondes	Débit de pompage maximum autorisé, usage de la nappe limitée	Stabilité thermique du lac au droit du rejet	Une seule concession de pompage accordée pour les deux projets : MorgesLac et Enerlac	Autorisation difficile à obtenir pour la STAP (impact paysager)	Processus lourd pour obtenir l'autorisation de captage de la nappe auprès du Canton de Fribourg



Solutions		Réseau d'anergie dimensionné en fonction du débit de pompage maximum admissible	Monitoring du lac effectué 2 ans avant et 3 ans après mise en service (absence d'impacts)	Effort particulier de coordination entre les deux projets	STAP enterrée pour éviter qu'elle soit visible	Forage test effectué pour prouver la capacité de la nappe
-----------	--	---	---	---	--	---

Tableau 5 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant les procédures d'autorisations et servitudes

Les procédures d'autorisation concernent la pose de conduites (fouilles), le prélèvement d'eau (lac, nappe), et l'installation de centrales (pompage, chaufferie).

Dans le cas du captage d'eau du lac (GLN, GeniLac, Tour de Peilz), de rivière (Ronquoz21) ou de nappe (Pâla), des autorisations communales et cantonales sont nécessaires. A La Tour de Peilz, il a fallu travailler sur la limitation de l'impact visuel de la STAP en l'enterrant. La demande de permis de construire pour le quartier Pâla a nécessité la consultation de tous les services cantonaux de Fribourg (y compris ceux qui sont peu concernés). Cette phase d'autorisation peut allonger la phase de planification et nécessiter du temps de coordination, mais elle est importante pour avoir le soutien des cantons et des communes.

Concernant les servitudes de passage, celles-ci sont accordées dans le cadre des concessions communales lorsque le réseau passe par le domaine public (Morges par exemple). Dans le cas de La Tour de Peilz, des négociations ont dû avoir lieu avec les propriétaires sur certains domaines privés à travers la mise en œuvre de servitudes. Le projet de la nouvelle Loi sur l'énergie vaudoise (art. 22) oblige les propriétaires à accorder de telles servitudes, ce qui pourra faciliter les procédures à l'avenir.



6.2 Aspects économiques et contractuels

6.2.1 Montage contractuel et financier, et fixation du prix de l'énergie

	GeniLac®	ZAC Ferney-Genève	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Hönggerberg	Viège Ouest	Jardin Pâla	Saas Fee
Défis	Situation de monopole de SIG avec un risque de prix élevé de l'énergie	Montage complexe autour de deux réseaux : boucle d'anergie ZAC et réseau CAD Ferney-Voltaire, nombreux partenaires	Système nouveau à l'époque, approche contractuelle floue	Part fixe très élevée pour les premiers clients connectés	Prix du kWh dissuasif et peu concurrentiel par rapport aux énergies fossiles, freinant la progression des nouveaux raccordements		Les clients se plaignent d'un prix de l'énergie trop élevé	Changement de propriétaire en cours de processus de planification, mais pas de conséquences sur le planning du contracteur EKZ	Prix élevé en comparaison avec le mazout précédemment utilisé
Solutions	Régulation et contrôle du prix par l'Etat	Conventions cadres, soutiens politiques et financiers forts de la part des collectivités	Modèle économique et limite du contracting construits par tâtonnement avec les clients. Prix dégressif adopté en fonction du DT	Prévu dans le contrat de baisser la part fixe avec les nouveaux raccordements à venir	Meilleure attractivité du réseau avec augmentation des énergies fossiles et obligation de raccordement à venir	Volume important de demande énergétique : les installations sont vite amorties et le prix très abordable		Projet immobilier repris par un autre investisseur sans changement majeur	Travail de conviction par la Commune pour un marketing « vert » du tourisme

Tableau 6 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant le montage contractuel et le prix de l'énergie

Dans trois cas, on relève un prix de l'énergie particulièrement élevé pour les clients. Cela semble bien avoir été assumé à Morges, où il a été convenu d'un prix dégressif avec les nouveaux raccordements dans le contrat avec les premiers clients. Par contre, le prix élevé semble dissuader de nouvelles connexions à la Tour de Peilz. A Viège, un article de journal relève en 2017 que beaucoup de clients se plaignaient du prix élevé. La position monopolistique des SIG et d'OIKEN pose des questions sur les conditions tarifaires de raccordement et d'achat de l'énergie en l'absence de toute concurrence. Cela n'est pas sans incidence pour les bâtiments existants peu performants raccordés aux réseaux, dont la facture énergétique risque d'être bien plus élevée qu'avec le tarif actuel du gaz. Mais comme il a déjà évoqué, la part fixe du prix de l'énergie étant prépondérante, les tarifs des réseaux vont rester assez stables à l'avenir malgré l'augmentation probables du prix des énergies fossiles, ce qui rendra ces tarifs plus avantageux.



6.2.2 Gestion du risque et des incertitudes

	ZAC Ferney-Genève	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Viège Ouest	Jardin Pâla	Saas Fee
Défis		Incertitude sur la rentabilité du réseau étendu au-delà de Serono	STAP et réseau dimensionnés en vue d'une puissance totale qui mettra des années être utilisée	Risque financier important pris sur les dimensions de la STAP et des conduites (pour un potentiel max de 30 MW, seul 10% est utilisé en 2023)		Retard dans la construction de deux bâtiments, entraînant un manque à gagner pour EKZ	Extension du réseau avant d'avoir la garantie de raccordement
Solutions	Mécanisme de financement : prêt à taux réduit auprès de la Banques des Territoires ; signature d'une convention avec l'ADEME (11 M€ de subvention)	Risque financier cautionné par l'Etat de Genève	Report du risque financier sur les premiers clients raccordés	Rentabilité calculée sur une longue période (40 ans). Tarif élevé pour le client	Station de pompage et échangeur central déployé en plusieurs étapes		Risque financier pris par enalpin (pré-investissement). Finalement toute la puissance disponible est utilisée

Tableau 7 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant la gestion des risques et incertitudes

Le risque financier est particulièrement élevé lorsque des gros investissements sont réalisés au départ et ne pourront être amortis qu'à partir d'un certain volume de puissance raccordé. C'est le cas à Morges, où la totalité du réseau a été construite en une seule étape pour alimenter à son extrémité le quartier des Halles, et la STAP a été dimensionnée par rapport à une situation finale de raccordement. D'autres bâtiments seront raccordés par la suite en amont le long du réseau primaire ou à travers un réseau CAD dans la vieille ville. De même, à La Tour de Peilz, la STAP est dimensionnée pour une puissance finale de 30 MW, alors que seuls 3 MW sont raccordés aujourd'hui. En attendant, ce sont les premiers clients qui paient le prix fort pour garantir une rentabilité minimale. Ainsi le risque financier est partagé avec les premiers clients. L'amortissement se fait généralement sur une longue durée (40 ans à La Tour de Peilz).

Idéalement il s'agit de pouvoir synchroniser au mieux l'investissement avec la demande. Ainsi, à Viège, la centrale technique (pompage sur le canal et échangeurs) a été réalisée en 3 étapes, au gré de l'extension du réseau. A l'ETHZ, le réseau d'anergie et les champs de sondes s'étendent au gré des nouvelles constructions et des rénovations effectuées sur les bâtiments existants. Ainsi, les installations sont rapidement amorties.

Enfin, le soutien politique peut être aussi un bon levier pour gérer le risque financier. Ainsi, le développement de GLN, à partir de Serono, a pu se faire grâce au cautionnement du risque financier par l'Etat de Genève. Sans cela, le réseau ne se serait probablement pas étendu dans le quartier des Nations. A la ZAC Ferney-Genève, la SPL Terrinov bénéficie d'une subvention très importante de l'ADEME et d'un prêt à taux réduit auprès de la Banques des Territoires.



6.2.3 Impacts économiques des problèmes rencontrés

Il n'a pas été possible de quantifier les incidences financières des problèmes rencontrés. Par contre, nous pouvons mentionner dans certains des cas analysés, les points où des impacts financiers ont pu avoir lieu ou sont à prévoir.

	GeniLac®	ZAC Ferney-Genève	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Viège Ouest	Jardin Pala	Saas Fee
CAPEX	Surcoûts dus au retard pris dans les négociations sur l'usage du sous-sol (encombrement)	Prêt à taux préférentiel et subvention ADEME	Cautionnement du risque de surdimensionnement de la STAP par Etat de Genève (4 mio CHF)	Exemption de la taxe communale Travaux public qui aurait augmenté l'investissement	Surinvestissement dans la STAP pour minimiser l'impact paysage lacustre		Coûts supplémentaires pour le raccordement au CAD communal, (inutile). Investissement important dans les essais de pompage et l'étude hydrogéologique pour garantir la ressource sur le long terme. Marges de sécurité prises dans le dimensionnement des infrastructures (résistance de secours pour ECS, redondance des pompes de réseau, équipement de 3 puits pour plus de marge)	Surcoûts liés à des travaux de fouille complexe (roche)
OPEX			Coûts additionnels pour l'usage des machines de froid (clients), Coûts additionnels si réseau mal régulé et sur-pompage (SIG), Entretien et maintenance annuels par SIG (inclus dans le contrat client),	Economies d'énergie sur la STAP grâce à l'optimisation énergétique (introduction de vannes de régulation)		Plusieurs problèmes techniques (qualité de l'eau par exemple), pas prévus au départ, mais ont été par la suite inclus dans les contrats de maintenance	Manque à gagner à cause du retard pris sur la construction de certains bâtiments et leur raccordement	Dépenses élevées en électricité pour fonctionnement de la PAC air-eau centrale en hiver (pas prévu initialement)



	GeniLac®	ZAC Ferney-Genève	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Viège Ouest	Jardin Pâla	Saas Fee
			Traitements éventuels de la moule Quagga non anticipé dans le coût de fonctionnement					
Prix/kWh			Prix dégressif en fonction du DT	Prix élevé pour les premiers clients pour amortir les investissements de départ				

Tableau 8 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant les impacts économiques des problèmes rencontrés

On voit l'intérêt de soutiens politiques pour limiter la prise de risque dans l'investissement (subventions, cautionnement du risque).

Ce tableau (cf. Tableau 8) fait ressortir ce qui est pris en charge directement par les clients (appoints avec les chaudières et machine de froid par exemple) selon les limites du contracting.

Généralement, il n'y a pas ou peu d'imprévus et les problèmes techniques sont anticipés et inclus dans les modèles de financement. Cela ne semble en outre pas être le cas concernant le problème de prolifération de la moule Quagga qui ne s'est pas encore manifestée sur les installations étudiées. Les traitements éventuels futurs à faire à ce sujet n'ont pas été anticipés dans les frais de maintenance et de renouvellement des équipements en cas de dommage.

Les investisseurs prennent aussi des marges de sécurité en CAPEX (surdimensionnement de certains équipements pour redondance) ou OPEX (imprévus).

Comme on l'a déjà vu, le prix de l'énergie est fixé par rapport un taux de rentabilité fixé selon une durée d'amortissement déterminée.



6.3 Aspects techniques

6.3.1 Compatibilité des bâtiments au réseau thermique et place disponible chez les clients

	ZAC Ferney-Genève	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Viège Ouest	Jardin Pâla
Défis		Bâtiments à l'origine non compatibles (régime froid 6-12°C inférieur à T du lac >9°C)	Bâtiments de la vieille ville : manque de place dans les locaux techniques pour PAC et installations électriques pas adaptées	Place pas toujours disponible pour des PAC et installations électriques inadaptées	A l'origine, alimentation des PAC directement par la boucle ; problème de gel et panne des PAC.	Mixité des bâtiments (neuf/existant, activités/logements) et des niveaux de température
Solutions		Audits réalisés par UNIGE et adaptations des installations	Développement d'un réseau CAD dans la vieille ville (PAC centralisée sur la boucle), sous-stations dans les bâtiments	Mise en conformité préalable des installations par le client	Introduction d'une boucle intermédiaire glycolée entre échangeur primaire et sous-station	PAC centralisées par groupe de bâtiments ayant des mêmes niveaux de température

Tableau 9 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant la compatibilité des bâtiments au réseau thermique

Le problème de comptabilité ne se pose pas pour les bâtiments neufs qui sont conçus en même temps que les réseaux et sont donc de facto compatibles avec ceux-ci. Il concerne par contre les bâtiments existants :

- Manque de place pour des bâtiments anciens pour accueillir des PAC sur le réseau d'anergie. Dans le cas de Morges, un réseau CAD alimenté par une PAC centrale sur le réseau d'eau du lac alimentera les sous-stations des bâtiments de la vieille ville, les échangeurs prenant très peu de place. Les installations électriques ne sont pas toujours adaptées pour installer des PAC (des travaux préalables sur ces installations doivent être entrepris par les propriétaires).
- GLN : un audit préalable a montré que les installations de froid fonctionnant à des régimes 6-12° n'étaient pas compatibles avec le réseau d'eau du lac qui est à plus haute température, il a fallu adapter au préalable les installations au niveau technique et leur régulation.



6.3.2 Equilibrage des besoins en chaud et en froid et incertitudes sur la disponibilité des ressources

	GeniLac®	ZAC Ferney-Genève	Ronquoz21	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Höggerberg	Viège Ouest	Jardin Pâla	Saas Fee
Défis	Perte de température du réseau d'eau du lac lors des hivers les plus froids, risque d'abaisser le COP des PAC	Dépendant des rejets du CERN très fluctuants	Température très basse du Rhône en hiver. Dimension du réseau thermique limitée par les capacités pompage du Rhône	Réseau (sur)-dimensionné à l'origine par rapport aux pointes de puissance froid, fonctionnement inefficace		Idem GeniLac®	La boucle d'anergie ne suffit pas à couvrir toute la demande du campus, surtout le froid process	Projet énergétique dépendant de rejets industriels (Lonza)	Incertitude sur la capacité de pompage à long terme de la nappe	Perte de température sur la conduite chaude en hiver (6°C au lieu de 8°C requis pour le bon fonctionnement du système)
Solutions	Boucle fermée : la boucle fermée permet de valoriser les rejets excédentaires entre bâtiments et augmenter la température en hiver, ou la diminuer en été par rapport à la température du lac	Stockage saisonnier dans des sondes pour mieux gérer l'intermittence des rejets, besoins de pointe couverte par chaudières gaz	Apports externes pour garantir une température minimale : PAC sur nappe, retour CAD Sion	Recours aux groupes froid pour les besoins de pointe	Chaudières et machines de froid chez le client pour les besoins de pointe	Idem GeniLac®	Appoint en chaleur et froid par la centrale thermique existante (HEZ) et réseaux CAD / FAD séparés	Solutions de secours en place lors de l'arrêt des installations, d'autres ressources sont en cours d'étude	Etude hydrogéologique approfondie ayant prouvé la capacité de la ressource	Fonctionnement de la PAC air-eau centrale en hiver (non prévu initialement) pour recharge des sondes

Tableau 10 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant l'équilibrage des besoins en chaud et en froid

Ces réseaux thermiques font face au défi de maintenir les régimes de températures prévus pour un bon fonctionnement des PAC, groupes froids et échangeurs, tout au long de l'année, au gré des saisons et de la nature des demandes.

Ainsi, dans le cas de GeniLac® et Ronquoz, la boucle fermée permet de valoriser et mutualiser les rejets internes dans le quartier (entre activités et logements), et d'augmenter le niveau de température en hiver (par rapport à la ressource) et donc le COP des PAC. Dans le cas du PAV-Nord, le fait de passer d'une boucle ouverte classique à une boucle fermée permet d'économiser 40 % d'énergie de chaleur et de froid grâce aux échanges et valorisations internes dans la boucle (la puissance ne baisse que de très peu en passant de la boucle ouverte à la boucle fermée).



A l'ETHZ, la boucle d'anergie ne suffit pas encore à alimenter tous les bâtiments, une centrale thermique, qui chauffait avant tout le campus, permet de chauffer (au gaz) ou refroidir les bâtiments (machines de froid) non connectés ou bien apporter l'appoint nécessaire aux bâtiments connectés.

Au niveau du froid, GLN a pu améliorer son fonctionnement en recourant davantage aux machines de froid en appoint pour couvrir les besoins de pointe, surtout lors de la montée en température de l'eau du lac ($>12^{\circ}\text{C}$) comme l'illustre la figure suivante (cf. Figure 43).

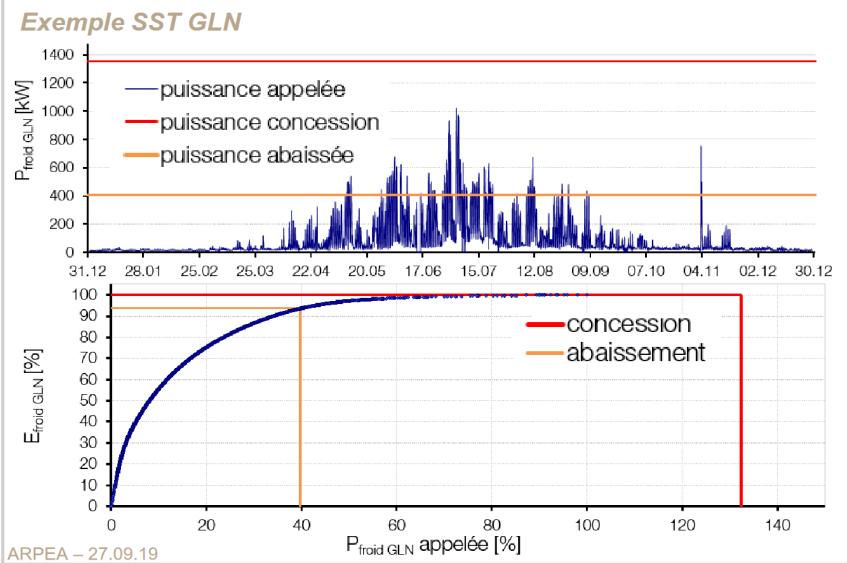


Figure 43 : Illustration du changement de stratégie chez SIG, passant de la puissance concession d'origine basée sur les besoins de pointe, à une puissance abaissée permettant de continuer à couvrir plus de 90% des besoins d'énergie, source : Durandeux (2019)

L'équilibrage de la boucle par des apports de chaleur à haute température (PAC Nappe et retour CAD à Ronquoz21, chaufferie de secours au mazout à Viège) n'est pas efficace du point de vue exergétique (forte dégradation de la ressource thermique). A l'ETHZ, l'appoint au gaz ne se fait pas par échange avec le réseau d'anergie, mais directement via un réseau séparé dans les bâtiments.

En outre, les ressources locales utilisées par les réseaux peuvent être limitées ou intermittentes et leur disponibilité sur le long terme peut être incertaine :

- **Nappes** : elles constituent un gisement très intéressant n'étant pas trop froid pour les besoins de chaleur, ni trop chaud pour les besoins de froid. Mais les capacités liées au débit de pompage et renouvellement sont généralement limitées, et les nappes ne suffisent pas généralement à elles-seules à approvisionner les réseaux, comme c'est le cas en particulier à Ronquoz21. De façon plus générale, le potentiel des nappes n'est pas toujours bien connu, ou leur usage est souvent mal planifié. Ainsi, EKZ (Jardin de la Pâla) a dû réaliser une



étude hydrogéologique approfondie et un forage test sur une longue durée pour évaluer et prouver la capacité de la nappe sur au moins 30 ans,

- **Rivière (Rhône)** : le potentiel de pompage du Rhône à Sion est important, cependant il n'est pas illimité. Ainsi, il a été défini provisoirement à ce jour que seul 10 % du débit pourrait être exploité à Sion, ce qui correspond à une puissance de 20 MW. Le réseau thermique sera donc dimensionné en fonction de cette puissance maximale de 20 MW. Si les besoins du quartier dépassent cette puissance, des solutions d'appoint devront être trouvées. D'autres contraintes sont aussi à considérer : choix d'implantation de la station de pompage et gestion des basses températures hivernales. Concernant ce dernier aspect, comme, la température est très basse en hiver (pouvant descendre à 3°C), un équilibrage thermique supplémentaire est nécessaire pour maintenir une température minimale dans la boucle à travers des PAC sur la nappe ou l'échange avec le retour du CAD Sion (partiellement fossile).
- **Géothermie basse profondeur** : il peut avoir un risque si l'équilibre thermique du sous-sol n'est pas garanti sur le long terme, ce qui ne semble pas être le cas pour le moment à l'ETHZ. En revanche, à Saas Fee, le champ de sondes géothermiques ne permet pas toujours d'assurer en hiver le niveau de température minimal requis dans le réseau (8°C), il est alors nécessaire d'enclencher la PAC air-eau pour recharger les sondes, impliquant une baisse des performances du système.
- **Lac** : la profondeur de captage de l'eau du lac (30 m) pour alimenter le réseau GLN n'est pas suffisante pour se prémunir en été contre une augmentation de la température du lac. Celle-ci peut s'élever par moment à >12°C, nécessitant l'utilisation de groupes de secours. Les projets plus récents de réseau d'eau du lac (GeniLac®, MorgesLac, Tour de Peilz) ont des profondeurs plus importantes (45 m), permettant une meilleure stabilité de la température. En outre, la fermeture des réseaux, comme dans le cas de boucle GeniLac® au PAV et à la Tour de Peilz, permet de valoriser les rejets de chaleur et de froid entre les bâtiments, d'améliorer l'adéquation de la température du réseau par rapport à la demande et au final le COP des PAC et des machines de froid. L'échange de la boucle avec le réseau du lac permet de garantir une température minimale d'approvisionnement, lorsque les rejets internes ne suffisent pas.
- **Rejets industriels** : c'est la principale source d'incertitude concernant les ressources. Dans le cas du CERN, la variation des rejets a pu être anticipée grâce à plusieurs études réalisées en amont du projet de la ZAC Ferney-Genève. Il en ressort qu'un ruban minimal de puissance peut être assuré, couplé aux rejets internes à la ZAC (datacenter, activités tertiaires). Le stockage saisonnier des rejets dans les sondes géothermiques permet de déphaser les pics de rejets et de sécuriser l'approvisionnement. A Genève dans le cadre du développement du PAC, il était prévu initialement de développer une boucle d'anergie fermée basée sur les rejets de Rolex, mais ce dernier a fortement amélioré l'efficience de ses installations, et les rejets restants ont donc été valorisés en interne. A Viège, l'exploitant doit gérer le réseau tenant compte de l'arrêt tous les deux ans environs des installations de Lonza et de fournir le secours avec une chaudière centralisée au mazout.



6.3.3 Optimisation énergétique et maintenance

	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Hönggerberg	Viège Ouest	Jardin Pâla
Défis	Défi majeur pour GLN à l'origine : dimensionnement non approprié du réseau (approche par puissance max), sur-pompage, faible DT, usage non optimisé de la ressource	Pas de vannes de régulation dans les sous-stations à l'origine (fonctionnement de la STAP à plein régime)	Pas de problème majeur rencontré	Evolution rapide de la demande (développement du campus, activités de recherche variables)	Limite du contracting n'incluant pas les PAC (manque de visibilité sur la totalité du système)	Consommation de chaleur plus élevée que prévue
Solutions	Régulation du débit, abaissement de la puissance délivrée, prix incitatif (maximiser échange DT)	Régulation en cours des sous-stations (attente des résultats en 2024)		Monitoring très fin du système pour l'optimiser en continu	Coordination avec les exploitants techniques des bâtiments	Pas de menace sur la nappe, marge de sécurité suffisante (3 puisages)

Tableau 11 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant l'optimisation énergétique et la maintenance

Tous les réseaux en exploitation observés recourent au monitoring et relevé à distance des données de fonctionnement. En outre, le monitoring est fondamental pour optimiser et améliorer le fonctionnement des systèmes durant les premières années d'exploitation. Cela permet aussi de détecter en phase d'exploitation ordinaire les dysfonctionnements et pannes éventuels, afin d'intervenir le plus vite possible (avant même que les clients s'en aperçoivent si cela est possible). Le cas de GLN est particulièrement emblématique en matière de dysfonctionnement durant les premières années d'exploitation (2009-2014). Le système de distribution a été surdimensionné (pompage et conduite) pour chercher à couvrir la totalité des besoins de puissance de froid, entraînant un coût de fonctionnement élevé et une valorisation non optimale de la ressource (débit très important pour couvrir des températures élevées, DT trop petit et faible capacité d'échange). Cela a nécessité quelques corrections et optimisation dans l'exploitation : régulation du débit secondaire pour améliorer l'échange, augmenter le DT, la température de consigne, couvrir les besoins de pointe par des machines de froid, etc. Un tarif dégressif est mis en place en fonction du DT pour encourager le client à utiliser la ressource de façon efficace.

Il manque parfois des vannes, comme à GLN, qui permettraient d'isoler certains tronçons en cas de problème, plutôt que de couper tout le réseau. A Morges, les sous-stations ne sont pas équipées à l'origine de vannes de régulation. Donc la STAP fonctionne toujours à plein régime, ce qui implique des dépenses électriques de pompage inutiles lorsque la demande est faible.

L'optimisation est liée aussi au périmètre du contracting. Lorsque celui-ci englobe les sous-stations avec les PAC, l'exploitant a ainsi une vision sur le fonctionnement global du système et peut plus facilement détecter les problèmes. Du point de vue de l'optimisation, idéalement, il faudrait que les systèmes d'appoint (chaudières, groupes froid) soient également inclus dans le périmètre, ce qui n'est pas le cas. A Viège, le contracting n'inclut pas les bâtiments. Or au début (en 2007), le réseau d'anergie alimentait directement les PAC. Et s'il y avait des problèmes de gel par exemple sur certains PAC cela entraînait un dysfonctionnement de tout le réseau. Depuis, des boucles glycolées secondaires ont été installées entre un échangeur sur le réseau et la PAC.



6.3.4 Problèmes techniques rencontrés

	GeniLac®	GLN	MorgesLac	Tour de Peilz	Hönggerberg	Viège Ouest	Jardin Pâla
Défis		Conduites en acier inox, problème important de corrosion provoquant des inondations locales				Problème de qualité d'eau et de Ph trop bas entraînant de la corrosion. Dépôt important de sédiments dans le canal	
Solutions	Conduites en PE pour ne pas reproduire l'erreur de GLN	Intervention lors d'incident et remplacement des conduites. Moule Quagga : utilisation d'eau de javel	Conduites en PE, pas de corrosion. Moule Quagga : diagnostic en cours	Conduites en fonte-béton, revêtues de PVC, pas de corrosion	Conduites en PE, pas de corrosion	Traitement physico-chimique pour éléver le Ph Sédiments : entretien des filtres	Conduites en PE, pas de corrosion

Tableau 12 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant les problèmes techniques rencontrés

La corrosion est le principal problème pour GLN, les conduites primaires ayant été construites acier inox. Des fuites se manifestent régulièrement nécessitant des interventions et remplacements des conduites. Désormais, tous les réseaux plus modernes recourent à des conduites en PE non sensibles à la corrosion, comme on l'observe sur les autres réseaux. Mais ce phénomène peut se manifester aussi lorsque le Ph de l'eau devient acide comme à Viège, où un traitement physico-chimique est opéré pour augmenter le Ph.

La prolifération de moules Quagga constitue une menace importante pour les réseaux utilisant l'eau du lac ; cela en particulier dans les cas de GLN et MorgesLac où les boucles sont ouvertes et l'eau du lac circulent ainsi dans les conduites jusqu'aux échangeurs des sous-stations. Actuellement, ce phénomène n'est pas observé dans ces deux cas. Mais si une telle prolifération se produit à l'avenir, cela aura pour conséquence de réduire le diamètre des conduites, le débit et donc les performances des systèmes. Il s'agit d'anticiper ce problème pour éviter des traitements très coûteux et une baisse des rendements. La boucle fermée à travers un échangeur entre l'eau du lac et la boucle primaire permet de limiter le risque au niveau des conduites de la boucle, mais il demeure pour toutes les installations lacustres avant échangeur (crêpine, pompe, filtres, échangeur).



7 WP 1 : Conclusion

Cette première étape du projet RiskFree (WP1) a permis de réaliser un retour d'expériences des réseaux thermiques basse température en Suisse, avec un large panel de cas d'étude répartis dans divers cantons, ainsi qu'en France aux portes de Genève. L'étude offre un riche aperçu des réussites et des défis rencontrés dans ces projets novateurs. Malgré des informations parfois lacunaires, la diversité des contextes, qu'ils soient en phase de planification ou d'exploitation, a permis de dégager des tendances et des enseignements pertinents pour la suite du projet RiskFree.

L'une des observations majeures réside dans la nécessité de bien gérer les différentes phases de développement en amont. Clarifier rapidement les surfaces et les affectations se révèle essentiel pour réduire les incertitudes liées au dimensionnement des réseaux thermiques basse température.

La planification des investissements est un aspect important. La question revient souvent de savoir dans quelle mesure investir à l'avance dans des infrastructures de grande envergure (station de pompage, conduite) sans avoir la garantie de trouver des preneurs, ou alors de devoir faire face à un délai important entre une puissance mise à disposition et une utilisation totale de cette puissance. En attendant, les investisseurs doivent faire face à un certain manque à gagner, ce qui entraîne alors un prix de l'énergie très élevé pour les preneurs, bien plus important que celui des énergies fossiles. Mais comme le cours des énergies fossiles a fortement augmenté ces dernières années et n'est pas près de baisser, les réseaux deviendront toujours plus attractifs sur le plan financier.

L'incertitude sur la qualité et quantité des ressources constitue un facteur de risque majeur. C'est le cas en particulier des rejets provenant des industries et des systèmes de refroidissement (confort ou process), qui sont souvent intermittents au niveau saisonnier ou ponctuellement (arrêt et entretien des machines). Le stockage saisonnier dans des sondes géothermiques constitue une bonne solution et permet de limiter le recours à des appuis utilisant les énergies fossiles. Cependant, sur le long terme les rejets ne sont pas nécessairement garantis (déménagement des industries ou amélioration de leur efficacité diminuant les rejets) et des alternatives doivent être trouvées. Les ressources de l'environnement, comme les nappes et les cours d'eau, ont des potentiels limités en matière de capacité de pompage, nécessitant le cas échéant de trouver des solutions d'appuis avec l'enjeu de limiter le recours au fossile. Le niveau de température des ressources peut être par moment fluctuant, lié soit à une surexploitation de la ressource (géothermie par exemple), soit aux conditions environnementales (forte baisse de la température des eaux de surface en hiver, forte hausse en été), entraînant un possible dysfonctionnement des systèmes et des coûts de fonctionnement plus élevés. Le retour d'expériences sur l'usage de boucles d'anergie (fermées) basse température est globalement positif. En effet ce type de réseau permet de valoriser les rejets de chaleur et de froid et de les échanger entre les bâtiments connectés au réseau, et de travailler avec des niveaux de température en meilleure adéquation avec les besoins. Ils constituent des défis majeurs en matière d'équilibre thermique et de régulation pour maintenir les régimes de température dans les boucles, ce qui est nécessaire pour le bon fonctionnement du système. L'enjeu est effect d'éviter ou limiter les pertes de température en hiver ou le réchauffement trop important en été. Dans les cas observés, il a fallu souvent plusieurs années pour obtenir une bonne optimisation, nécessitant par exemple d'adapter les installations techniques des bâtiments, utilisant à l'origine des groupes froids, en vue d'une connexion à une réseau d'eau du lac, d'ajuster les débits et les températures (transfert optimal de l'énergie thermique), de permettre au moment opportun le basculement entre le freecooling et les groupes froids si nécessaire. Les dispositifs modernes de monitoring et de relevé à distance des données assurent un pilotage optimal de ces systèmes sensibles en détectant en temps réel les problèmes techniques (fuites, pertes de température...), en les localisant précisément, et en permettant de déterminer rapidement les interventions nécessaires, telles que l'isolation et la fermeture de certains tronçons ou le déclenchement des moyens de secours.

L'étude a montré finalement l'importance du cadre réglementaire et politique pour encourager le développement des réseaux. L'obligation du raccordement aux réseaux principaux est de plus en plus imposée par les collectivités, de plus les installations utilisant les énergies fossiles sont désormais proscrites pour les bâtiments neufs dans la plupart des cantons, de même à l'avenir pour le



renouvellement des installations existantes. Au-delà du cadre réglementaire, les cantons et communes jouent un rôle important en apportant un soutien politique, en accordant des concessions, participant aux investissements ou à la création de sociétés anonymes, en inscrivant le développement des réseaux dans leur stratégie énergétique, en informant et incitant les propriétaires à travers les différents programmes de subventions offertes par la Confédération (Programme bâtiment, Encouragement de technologies et de processus innovants) et les cantons .



8 WP 2 : Identification des incertitudes

Une synthèse des incertitudes et risques identifiés est présentée dans la figure suivante (cf. Figure 44). Les incertitudes peuvent être regroupées en deux catégories :

- Besoins des consommateurs,
- Source de chaleur.

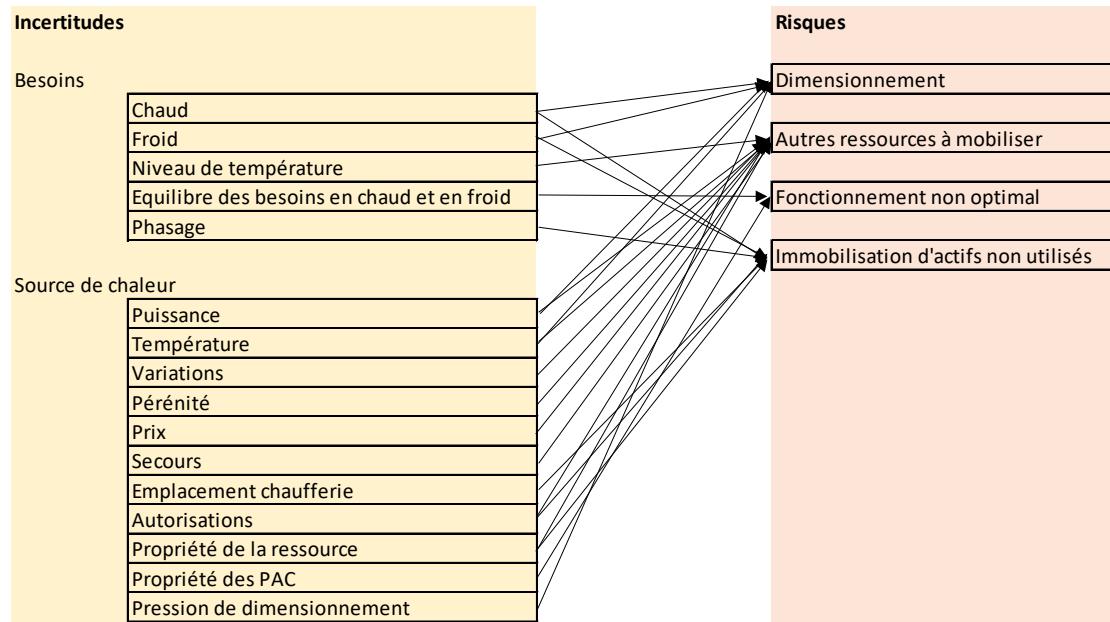


Figure 44 : Synthèse des incertitudes identifiées et risques associés

Pour chaque incertitude, un calcul de la variation du risque pour une variation de l'incertitude est réalisé. La méthode varie en fonction du site pilote étudié et selon l'incertitude concernée. Le principe général est toutefois donné dans la figure suivante (cf. Figure 45). Pour chaque variation de l'incertitude, on analyse la variation associée du risque.

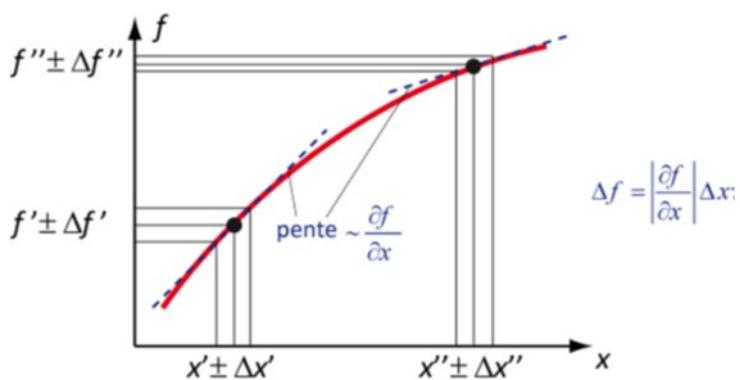


Figure 45 : Principe de variation de l'incertitude et d'impact sur le risque (Source : UNINE)

L'étude se focalise sur les deux sites pilotes suivants :

- Ronquoz 21 : utilisation de l'outil de simulation développé pour le projet,
- Sierre : évaluation de scénarios.



9 WP 2 : Cas d'étude Ronquoz : présentation du site pilote du quartier Ronquoz à Sion

9.1 Informations générales

Nom du projet	Réseau d'anergie – Ronquoz 21.
Lieu	1950 Sion.
Maître d'ouvrage et exploitant	OIKEN.
Année de construction	A partir de 2026.
Type de réseau thermique	Réseau à basse température ou « Réseau anergie » et CAD 85 °C selon les secteurs pour les bâtiments existants (à ce stade). Boucle fermée dirigée (à ce stade).
Contexte	<p>La vaste zone de 60 ha qui s'étend du sud des voies CFF jusqu'aux berges du Rhône est appelée à se transformer. Aujourd'hui à vocation essentiellement industrielle, elle va devenir au fil des prochaines années un quartier mixte, avec des logements, des bureaux, des commerces, des équipements et espaces publics.</p> <p>En tant que lauréats du concours d'urbanisme organisé par la Ville de Sion en 2019, les bureaux Herzog & de Meuron et Michel Desvigne Paysagiste ont travaillé une proposition articulant l'urbanisation autour d'une vaste chaîne de parcs et d'un cordon boisé qui traversent tout le périmètre d'est en ouest.</p>  <p>Figure 46 : Projet lauréat d'urbanisme Herzog et De Meuron (source : Herzog & de Meuron/Michel Desvigne Paysagiste)</p> <p>Il s'agit d'un projet urbain emblématique porté par la Ville de Sion. L'objectif quantitatif est d'accueillir un supplément de 5'000 et 6'000 habitants et entre 5'000 et 7'000 emplois à l'horizon 2050, pour une surface brute totale de plancher pour l'entier du secteur de 822'000 m². L'objectif est aussi de développer un tissu urbain mixte de qualité, à la pointe de l'innovation en matière d'urbanisme durable. L'accent est mis sur les mixités (sociales, fonctionnelles, architecturales) à toutes les échelles (quartier, îlot, bâtiment), les besoins en matière de mobilités, etc.</p> <p>Les principales étapes d'aménagement sont les suivantes :</p>



	<ul style="list-style-type: none">• <i>Formalisation du plan d'urbanisme à travers un Plan guide du projet précisant les principes urbanistiques, d'espaces publics, de mobilité et de durabilité à appliquer par sous-secteur (différentes trames : vertes, bleues, grises et énergétiques),</i>• <i>Sur la base du Plan guide, la Ville engagera la procédure de modification de zone permettant d'affecter le quartier Ronquoz 21 en zone mixte (révision partielle du PAZ-RCCZ),</i>• <i>Dès l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation, les plans de quartier pourront être développés, suivis par les réalisations concrètes,</i>• <i>A court terme, un parc public sera créé et ouvert au public à l'entrée Est de Ronquoz 21.</i> <p>Le premier îlot sera réalisé notamment par l'investissement de OIKEN dès 2025 avec la création de la sous-station électrique.</p>
Description du projet	<p>Les ressources suivantes sont disponibles pour le développement du quartier :</p> <ul style="list-style-type: none">• <i>Réseau CAD de Sion Est (en rouge sur la Figure 47 : ce réseau pourra alimenter les bâtiments plus anciens (bâtiments conservés) et pourrait servir, au niveau de son retour, d'élément régulant d'une boucle d'anergie. La réserve de puissance est estimée à 8 MW par OIKEN,</i>• <i>Nappe : la nappe alimente un réseau FAD existant (en bleu sur la Figure 47) Un recours à la nappe phréatique est possible mais limité. En effet, compte tenu des exigences de l'ordonnance sur la protection des eaux et des interférences possibles entre les puits existants, le recours à l'eau de nappe pourrait se voir limiter à 4 MW au total en développant un 2ème puisage côté ouest. Ce réseau pourrait également servir, à terme, d'élément régulant d'une boucle d'anergie,</i>• <i>Solaire : le solaire PV et thermique sera développé sur les toitures voire les façades bâtiments,</i>• <i>Eau du Rhône : le recours à l'eau du Rhône à des fins énergétiques représente un potentiel important (10 à 20 MW envisageables). Il nécessite toutefois une infrastructure lourde à mettre en place tant au niveau des installations que des procédures nécessaires. Ainsi, différentes variantes de station de pompage (choix technologique et du site) sont en cours d'étude (BG, 2022). L'emprise de la station est conséquente : 16x23x9 m. Un site semble approprié à proximité du pont d'autoroute. La température et le débit du Rhône varient considérablement entre l'hiver (3 à 5 °C pour 45 m³/s) et l'été (10 à 12 °C pour 210 m³/s), ce qui représente une contrainte conséquente pour gérer la température dans la future boucle d'anergie.</i> <p>Etant donné la mixité des affectations (logements, industries, tertiaire) et des usages d'énergie (froid, chaleur), le système</p>



d'approvisionnement énergétique du quartier s'est orienté sur le principe de plusieurs **boucles d'anergie bitubes**.

La vision d'un réseau d'anergie est donc celle d'une mise en réseau des bâtiments afin de promouvoir en premier lieu les synergies énergétiques entre l'industrie appelée à perdurer sur site et compatible avec les usages mixtes, le logement ou le tertiaire et de transformer les immeubles non plus en simple consommateur mais également en producteur d'énergie. L'enjeu de la boucle d'anergie est de pouvoir maintenir les régimes de températures prévus pour un bon fonctionnement des PAC, groupes froids et échangeurs (Figure 48).

Sur le site de Ronquoz 21, le maintien en température du réseau (nécessaire hors équilibre des besoins en chaud et en froid) pourra se faire via le retour du CAD ou via une pompe à chaleur sur la nappe (contrôle du chaud) et via un échange direct sur l'eau du Rhône ou sur l'eau de nappe (contrôle du froid). Compte tenu de l'impossibilité de recourir à des champs de sondes géothermiques (en présence de la nappe phréatique) pour assurer un stockage saisonnier, des solutions de stockage à plus court terme devront être développées.

Les bâtiments neufs sont chauffés par des pompes à chaleur (PAC) et refroidis par des groupes de froid (GF) ou en direct selon les régimes de températures requis.

Les bâtiments conservés sont chauffés par le chauffage à distance (CAD) et dans le cas d'industries existantes, la chaleur fatale est rejetée dans la boucle d'énergie (réseau chaud).

Les pompes à chaleur (alimentation en chauffage) sont connectées à la boucle chaude du réseau et les groupes froids (alimentation en refroidissement) sont connectés à la boucle froide. Selon leur principe thermodynamique, les pompes à chaleur (PAC) et groupes de froid (GF) rejettent l'énergie respectivement dans la boucle froide et la boucle chaude, participant à leur maintien de température.

Le retour du chauffage à distance (CAD) et une pompe à chaleur (PAC) sur l'eau de nappe assurent le contrôle en chaud de la boucle d'anergie alors que l'eau du Rhône ou l'eau de nappe assure son contrôle en froid, uniquement en direct, via un échangeur de chaleur.

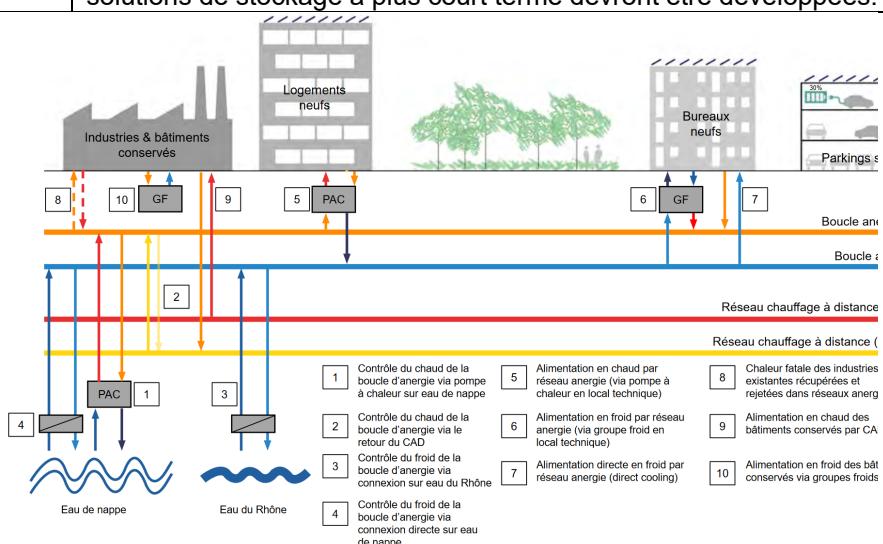


Figure 48 : Concept d'approvisionnement thermique (source : Ville de Sion, 2023)

9.2 Domaine d'approvisionnement

Surfaces et utilisation	Logements : 212'000 m ² Services : 256'000 m ² Artisanat et l'industrie : 67'600 m ² Commerces : 58'000 m ² Educations : 114'000 m ² Equipements sportifs : 5'000 m ² Parkings et P+R : 110'000 m ² Surface totale de plancher : 822'000 m ² .
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chauffage et ECS	31.2 GWh
Besoin en énergie de	11.3 GWh



refroidissement	
Besoin puissance	
Puissance de chauffage	18 MW _{th} (dont 13 MW _{th} pour le neuf).
Puissance de refroidissement	16 MW _{th} (dont 11 MW _{th} pour le neuf).
Niveau de température	
ECS	60 °C.
Chauffage	30 - 55 °C (Boucle avec PAC, réseau CAD).
Refroidissement	6 - 16 °C (Boucle avec groupe de froid, boucle en direct).
Régulation	Non précisé à ce stade.

9.3 Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	PAC eau-eau.
Système pompe à chaleur	Décentralisée par sous-station.
Source de chaleur	Rhône en grande partie, complétée par nappe et retour CAD de Sion.
Préparation ECS	Décentralisée.
Complément de chaleur	CAD Sion Est pour les bâtiments existants.
Puissance complément chaleur	Environ 8 MW disponible sur le CAD traversant la zone.
Chaleur fatale	Chaleur d'ENEVI (UTO) valorisé dans le CAD Sion.
Rendement du système de chauffage	Non déterminé.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	Freecooling et groupes de froid injectant leurs rejets dans les boucles d'anergie
Rendement du système de froid	Non déterminé.

9.4 Stockage thermique

Fonction	Boucle qui sert elle-même de tampon et stockage à court terme à développer.
----------	---

9.5 Distribution

Typologie	Réseau d'anergie + réseau CAD
Longueur	13.1km (réseau d'anergie)
Diamètre	Max. DN 700
Matériel de conduite	Non déterminé.
Caractéristiques d'isolation	Aucun.



Structure du réseau	Boucle fermée, à déterminer si dirigée ou non.
Nombre de conduites	2 conduites.
Densité moyenne de puissance raccordée	Chaud / Froid : 90 kW (réseau d'anergie)
Températures dans le réseau	
Conducteur thermique chaud	Min 4 °C (hiver) – 15 °C (été), à préciser.
Conducteur thermique froid	Min 1 °C (hiver) – 10 °C (été), à préciser.
Besoin en électricité pour :	
Pompes de circulation	Non connu.
Médium	Eau traitée.

9.6 Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	Electricité décarbonée pour le fonctionnement des PAC et des pompes.
-----------------------------------	--

9.7 Critères économiques et contractuels

Investissement total	Coûts d'investissement globaux pas encore déterminés. Station de pompage sur le Rhône En cours d'évaluation.
Montage contractuel et limite du contracting	Exploitation du réseau en régie publique autonome par OIKEN. Il reste à déterminer si OIKEN financera uniquement la boucle ou bien aussi les sous-stations avec les PAC décentralisées.
Prix de l'énergie	Pas déterminé à ce stade.

9.8 Monitoring

Monitoring	Pas de détail à ce stade, sera un aspect important pour une bonne gestion de toutes les ressources et vérifier l'équilibre de la boucle d'anergie.
------------	--



10 WP 2 : Cas d'étude de Sierre : présentation du projet de réseau thermique

10.1 Informations générales

Les études concernant le futur CAD de Sierre sont toujours en cours. Il a été considéré comme scénario de référence pour la présente analyse un CAD 50/30 °C.

Nom du projet	Réseau de chauffage à distance de Sierre
Lieu	3960 Sierre.
Maître d'ouvrage et exploitant	OIKEN.
Année de construction	A partir de 2025.
Type de réseau thermique	<p>Le type de réseau n'est pas figé à ce jour. Un CAD à 75°C va débuter fin 2024 depuis l'hôpital (chaufferie gaz) pour desservir le centre-ville (Avenue Général Guisan).</p> <p>Le quartier de Condémines prévoit un réseau de chauffage et de froid à distance. Toutefois, le projet est en attente de validation.</p> <p>Le type du réseau principal, valorisant les rejets de chaleur du site Novelis Constellium, fait actuellement l'objet d'études.</p>
Contexte	<p>La démarche s'inscrit dans le cadre de la création du Net Zero Lab. Il s'agit d'un projet mené avec la société OIKEN et la Haute Ecole d'Ingénierie HES-SO Valais-Wallis en collaboration avec l'EPFL qui permettra d'établir un laboratoire de recherche et développement collaboratif à l'usine Novelis de Sierre, avec pour objectif une production zéro émission nette dans l'usine d'ici à 2030.</p> <p>La première action mise en oeuvre par le Net Zero Lab consiste à étudier la possibilité de développer un réseau CAD pour valoriser les rejets de Novelis et les distribuer sur une partie de la Ville de Sierre.</p>
Description du projet	<p>Les ressources suivantes sont disponibles pour le développement du réseau, par ordre de priorité d'utilisation :</p> <ul style="list-style-type: none">• Eau de coulée de la fonderie de Sierre (5 MW) (55 °C)• Rejets du projet de production d'hydrogène en cours d'étude à Chippis (1,9 MW) (55 °C)• Boucle de refroidissement du site de Sierre (3,6 MW) (30 °C)• Eau de refroidissement des fours de fusion de Chippis (0,5 MW) (30 °C)• Centrale hydroélectrique Navizence (0,6 MW) (30 °C)• Nappe du site Novelis Constellium de Sierre (3,2 MW) (12 °C)• 3 niveaux de température <p>Soit un total de 14,8 MW (hors part électrique).</p>

10.2 Domaine d'approvisionnement

Surfaces et utilisation	-
Besoin en énergie utile	
Besoin en énergie de chauffage et	Concernant l'ensemble des bâtiments disposant d'une puissance de chauffage et d'ECS de plus de 50 kW.



ECS	<table border="1"><thead><tr><th colspan="2">Résultats énergie / puissance TOTAL</th></tr></thead><tbody><tr><td>Energie totale 2022 [GWh]</td><td>146,41</td></tr><tr><td>Puissance totale 2022 [MW]</td><td>95,21</td></tr><tr><td>Energie totale 2050 [GWh]</td><td>141,58</td></tr><tr><td>Puissance totale 2050 [MW]</td><td>88,73</td></tr></tbody></table> <p>Concernant le réseau CAD 50 °C, les besoins suivants ont été considérés.</p> <table border="1"><thead><tr><th></th><th></th><th>Chaud 2022</th><th>Chaud 2050</th><th>Chaud 2050 au condenseur des PACs des clients</th><th>Froid 2050</th></tr></thead><tbody><tr><td>Besoins</td><td>MWh</td><td>58 062</td><td>62 034</td><td>49 319</td><td>221</td></tr><tr><td>Besoins avec taux de raccordement</td><td>MWh</td><td>46 450</td><td>49 627</td><td>39 455</td><td>177</td></tr><tr><td>Besoins avec pertes</td><td>MWh</td><td>52 488</td><td>56 078</td><td>44 584</td><td></td></tr><tr><td>Puissance</td><td>MW</td><td>34</td><td>39</td><td>31</td><td>0,4</td></tr><tr><td>Puissance avec taux de raccordement</td><td>MW</td><td>27</td><td>31</td><td>25</td><td>0,3</td></tr><tr><td>Puissance avec simultanéité</td><td>MW</td><td>19</td><td>22</td><td>18</td><td>0,2</td></tr><tr><td>Puissance avec pertes</td><td>MW</td><td>22</td><td>25</td><td>20</td><td>0,2</td></tr><tr><td>Densité</td><td>MWh/ml/an</td><td>2,8</td><td>3,0</td><td>2,4</td><td></td></tr></tbody></table>	Résultats énergie / puissance TOTAL		Energie totale 2022 [GWh]	146,41	Puissance totale 2022 [MW]	95,21	Energie totale 2050 [GWh]	141,58	Puissance totale 2050 [MW]	88,73			Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 au condenseur des PACs des clients	Froid 2050	Besoins	MWh	58 062	62 034	49 319	221	Besoins avec taux de raccordement	MWh	46 450	49 627	39 455	177	Besoins avec pertes	MWh	52 488	56 078	44 584		Puissance	MW	34	39	31	0,4	Puissance avec taux de raccordement	MW	27	31	25	0,3	Puissance avec simultanéité	MW	19	22	18	0,2	Puissance avec pertes	MW	22	25	20	0,2	Densité	MWh/ml/an	2,8	3,0	2,4	
Résultats énergie / puissance TOTAL																																																																	
Energie totale 2022 [GWh]	146,41																																																																
Puissance totale 2022 [MW]	95,21																																																																
Energie totale 2050 [GWh]	141,58																																																																
Puissance totale 2050 [MW]	88,73																																																																
		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 au condenseur des PACs des clients	Froid 2050																																																												
Besoins	MWh	58 062	62 034	49 319	221																																																												
Besoins avec taux de raccordement	MWh	46 450	49 627	39 455	177																																																												
Besoins avec pertes	MWh	52 488	56 078	44 584																																																													
Puissance	MW	34	39	31	0,4																																																												
Puissance avec taux de raccordement	MW	27	31	25	0,3																																																												
Puissance avec simultanéité	MW	19	22	18	0,2																																																												
Puissance avec pertes	MW	22	25	20	0,2																																																												
Densité	MWh/ml/an	2,8	3,0	2,4																																																													
Besoin en énergie de refroidissement	Concernant l'ensemble des bâtiments neufs disposant de besoins en froid (Education et recherche, centre commercial, maison, collectif, résidentiel et commercial, soins de santé, usage culturel).																																																																
	<table border="1"><thead><tr><th colspan="2">Résultats énergie / puissance TOTAL</th></tr></thead><tbody><tr><td>Energie totale 2022 [GWh]</td><td>0,00</td></tr><tr><td>Puissance totale 2022 [MW]</td><td>0,00</td></tr><tr><td>Energie totale 2050 [GWh]</td><td>0,34</td></tr><tr><td>Puissance totale 2050 [MW]</td><td>0,43</td></tr></tbody></table>	Résultats énergie / puissance TOTAL		Energie totale 2022 [GWh]	0,00	Puissance totale 2022 [MW]	0,00	Energie totale 2050 [GWh]	0,34	Puissance totale 2050 [MW]	0,43																																																						
Résultats énergie / puissance TOTAL																																																																	
Energie totale 2022 [GWh]	0,00																																																																
Puissance totale 2022 [MW]	0,00																																																																
Energie totale 2050 [GWh]	0,34																																																																
Puissance totale 2050 [MW]	0,43																																																																
	Besoin puissance																																																																
Puissance de chauffage	25 MW _{th} .																																																																
Puissance de refroidissement	Non considérée.																																																																
	Niveau de température																																																																
ECS	<ul style="list-style-type: none">• 3 niveaux de température pour les besoins : 30, 50 et 65 °C,• Besoins :																																																																
Chauffage	O après rénovation : 30 °C,																																																																



	O neuf : 30 °C, O ancien : 65 °C. • Besoins ECS : O Besoins à 65 °C : ECS représentant 30 % des besoins, O Besoins à 50 °C : ECS représentant 40 % des besoins, O Besoins à 30 °C : ECs représentant 50 % des besoins.
Refroidissement	-
Régulation	Non précisé à ce stade.

10.3 Production d'énergie

Système de production de chaleur	
Type de pompe à chaleur	PAC eau-eau en centrale pour les ressources ayant une température inférieure à 50 °C. PAC eau-eau délocalisées pour la production d'ECS et pour la rehausse des besoins en chauffage à haute température.
Système pompe à chaleur	Localisée en centrale pour les ressources ayant une température inférieure à 50 °C. Décentralisée par sous-station pour la production d'ECS et pour la rehausse des besoins en chauffage à haute température.
Source de chaleur	<ul style="list-style-type: none">Eau de coulée de la fonderie de Sierre (5 MW) (55 °C),Rejets du projet de production d'hydrogène en cours d'étude à Chippis (1,9 MW) (55 °C),Boucle de refroidissement du site de Sierre (3,6 MW) (30 °C),Eau de refroidissement des fours de fusion de Chippis (0,5 MW) (30 °C),Centrale hydroélectrique Navizence (0,6 MW) (30 °C),Nappe du site Novelis Constellium de Sierre (3,2 MW) (12 °C).
Préparation ECS	
Complément de chaleur	Chaudières gaz utilisant du biométhane ³ .
Puissance complément chaleur	Environ 8 MW disponible sur la chaufferie de l'hôpital, 11 MW installés en appoint / secours sur la chaufferie principale du CAD de Sierre.
Chaleur fatale	Chaleur fatale du site Novelis-Constellium valorisée.
Rendement du système de chauffage	Non déterminé.
Systèmes de refroidissement	
Système de refroidissement	-
Rendement du système de froid	-

³ Le recours à du biométhane en lieu et place du gaz naturel est pris en compte par les auteurs mais n'a pas fait l'objet d'un choix définitif ou d'une démarche spécifique d'OIKEN à ce stade.



10.4 Stockage thermique

Fonction	Deux accumulateurs de 2000 m ³ ont été considérés afin de lisser les rejets thermiques de la fonderie du site Novelis Constellium de Sierre : l'un sur l'aller /(dit tampon chaud), l'autre sur le retour (dit tampon froid).
----------	--

10.5 Distribution

Typologie	Réseau CAD 50/30 °C considéré pour la présente étude mais choix non fait par OIKEN à ce stade.																																				
Longueur	16 km																																				
Diamètre	<table border="1"><thead><tr><th>DN</th><th>Longueur (m)</th></tr></thead><tbody><tr><td>20</td><td>754</td></tr><tr><td>25</td><td>2207</td></tr><tr><td>32</td><td>1815</td></tr><tr><td>40</td><td>853</td></tr><tr><td>50</td><td>1901</td></tr><tr><td>65</td><td>1874</td></tr><tr><td>80</td><td>631</td></tr><tr><td>100</td><td>987</td></tr><tr><td>125</td><td>1237</td></tr><tr><td>150</td><td>381</td></tr><tr><td>200</td><td>1695</td></tr><tr><td>250</td><td>192</td></tr><tr><td>300</td><td>647</td></tr><tr><td>350</td><td>535</td></tr><tr><td>400</td><td>125</td></tr><tr><td>500</td><td>284</td></tr><tr><td>550</td><td>317</td></tr></tbody></table>	DN	Longueur (m)	20	754	25	2207	32	1815	40	853	50	1901	65	1874	80	631	100	987	125	1237	150	381	200	1695	250	192	300	647	350	535	400	125	500	284	550	317
DN	Longueur (m)																																				
20	754																																				
25	2207																																				
32	1815																																				
40	853																																				
50	1901																																				
65	1874																																				
80	631																																				
100	987																																				
125	1237																																				
150	381																																				
200	1695																																				
250	192																																				
300	647																																				
350	535																																				
400	125																																				
500	284																																				
550	317																																				
Matériel de conduite	Conduites acier préisolées.																																				
Caractéristiques d'isolation	Renforcée de type 3.																																				
Structure du réseau	En partie maillée.																																				
Nombre de conduites	2 conduites.																																				
Densité moyenne de puissance raccordée	3 MWh/ml/an à l'horizon 2050 pour le dimensionnement. 2.4 MWh/ml/an considérés pour l'exploitation (taux de raccordement de 80 %) avec l'énergie fournie à l'évaporateur des PAC décentralisées, 2,8 MWh/ml/an avec l'énergie finale fournie au client.																																				
Températures dans le réseau																																					
Conducteur thermique chaud	50 °C																																				



Conducteur thermique froid	30 °C										
Besoin en électricité pour :											
Pompes de circulation	Consommation électrique (MWh/an) : <table border="1"><tr><td>Electricité pour centrale PAC</td><td>2 226</td></tr><tr><td>Electricité pour PAC sous-stations</td><td>10 343</td></tr><tr><td>Electricité pour pompage réseau</td><td>1 645</td></tr><tr><td>Electricité pour pompage vers et depuis stock</td><td>100</td></tr><tr><td>Total électricité</td><td>14 314</td></tr></table>	Electricité pour centrale PAC	2 226	Electricité pour PAC sous-stations	10 343	Electricité pour pompage réseau	1 645	Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	Total électricité	14 314
Electricité pour centrale PAC	2 226										
Electricité pour PAC sous-stations	10 343										
Electricité pour pompage réseau	1 645										
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100										
Total électricité	14 314										
Médium	Eau traitée.										

10.6 Critère environnemental

Émissions de gaz à effet de serre	Electricité renouvelable pour le fonctionnement des PAC et des pompes. Biométhane pour le fonctionnement des chaudières gaz d'appoint/secours.
-----------------------------------	---

10.7 Critères économiques et contractuels

Investissement total	Investissement (CHF HT) : <table border="1"><tr><td>Récupération des rejets</td><td>3 435 000</td></tr><tr><td>Bassins tampons</td><td>4 000 000</td></tr><tr><td>Chaufferie PAC</td><td>13 619 000</td></tr><tr><td>Chaufferie secours gaz/biogaz</td><td>5 078 000</td></tr><tr><td>Liaisons</td><td>14 049 000</td></tr><tr><td>Réseau</td><td>32 748 000</td></tr><tr><td>Sous-stations</td><td>16 784 000</td></tr><tr><td>Total</td><td>89 713 000</td></tr><tr><td>Etudes</td><td>13 457 000</td></tr><tr><td>Aléas</td><td>17 943 000</td></tr></table>	Récupération des rejets	3 435 000	Bassins tampons	4 000 000	Chaufferie PAC	13 619 000	Chaufferie secours gaz/biogaz	5 078 000	Liaisons	14 049 000	Réseau	32 748 000	Sous-stations	16 784 000	Total	89 713 000	Etudes	13 457 000	Aléas	17 943 000
Récupération des rejets	3 435 000																				
Bassins tampons	4 000 000																				
Chaufferie PAC	13 619 000																				
Chaufferie secours gaz/biogaz	5 078 000																				
Liaisons	14 049 000																				
Réseau	32 748 000																				
Sous-stations	16 784 000																				
Total	89 713 000																				
Etudes	13 457 000																				
Aléas	17 943 000																				
<table border="1"><tr><td>Prix électricité</td><td>0,3</td><td>CHF/kWh</td></tr><tr><td>Prix biogaz</td><td>0,15</td><td>CHF/kWh</td></tr><tr><td>Coûts de maintenance chaufferie gaz</td><td>3,0%</td><td>%</td></tr><tr><td>Coûts de maintenance PAC, groupes froid</td><td>4,0%</td><td>%</td></tr><tr><td>Coûts de maintenance bâtiments, chambres, réseau</td><td>1,0%</td><td>%</td></tr></table>	Prix électricité	0,3	CHF/kWh	Prix biogaz	0,15	CHF/kWh	Coûts de maintenance chaufferie gaz	3,0%	%	Coûts de maintenance PAC, groupes froid	4,0%	%	Coûts de maintenance bâtiments, chambres, réseau	1,0%	%						
Prix électricité	0,3	CHF/kWh																			
Prix biogaz	0,15	CHF/kWh																			
Coûts de maintenance chaufferie gaz	3,0%	%																			
Coûts de maintenance PAC, groupes froid	4,0%	%																			
Coûts de maintenance bâtiments, chambres, réseau	1,0%	%																			
A ce stade, le montage contractuel n'est pas arrêté. Une exploitation du réseau en régie publique autonome par OIKEN est envisagée. Les limites du contrat incluent les sous-stations, y compris les PAC associées chez les clients.																					



Prix de l'énergie	21.2 Cts/kWh ⁴
-------------------	---------------------------

10.8 Monitoring

Monitoring	Pas de détail à ce stade.
------------	---------------------------

⁴ Il est important de rappeler à ce stade que ce tarif pourrait être plus élevé car aucune valeur de rachat des rejets de chaleur industrielle n'a été pris en compte. Toutefois, l'ensemble des investissements liés à la valorisation de cette chaleur, identifiables en première approche, l'ont été.



11 WP 2 : Cas de Ronquoiz

Le quartier de Ronquoiz sert de premier cas d'étude pour l'évaluation des incertitudes et des risques associés. Cette tâche bénéficie des évaluations de besoins de chaud/froid et du design de réseau produits pour ce quartier dans le cadre du projet Ronquoiz21 (collaboration avec OIKEN, source de financement externe). Une évaluation des coûts d'investissement, des coûts d'opération et des revenus annuels est menée. Les incertitudes identifiées sont intégrées et sont reportées en tant que risques financiers. Etant donné que le quartier de Ronquoiz n'est pas encore existant, un accent est mis sur les incertitudes de dimensionnement liées à l'évaluation des besoins thermiques. Il en va de même pour les incertitudes liées aux sources des futurs réseaux thermiques car celles-ci ne sont encore pas bien connues pour ce quartier (niveau de température, potentiel). Des scénarios combinant ces incertitudes sont élaborés. L'impact des incertitudes est évalué en comparant les prix de revient obtenus (ct/kWh). Dans le cas de Ronquoiz, un accent est mis sur le réseau d'anergie ; les prix de revient sont donc évalués en intégrant l'énergie chaud et l'énergie froid livrée. Le cas d'étude de Sierre présenté plus bas considère un réseau à plus haute température, il n'intègre donc pas les besoins de froid.

11.1 Périmètre d'étude

Le quartier de Ronquoiz est situé au sud de la Ville de Sion en Valais. Ce quartier, jusqu'à présent regroupant principalement des industries, sera quasi-intégralement réaménagé d'ici à l'horizon 2060. Un plan guide, élaboré en grande partie par le bureau d'architectes Herzog & de Meuron, présente l'aménagement du quartier avec notamment les bâtiments, leurs affectations et le phasage de leur construction. Une représentation cartographique du futur quartier est donnée dans la Figure 46. Pour résumer, celui-ci est délimité au nord par les voies de chemin de fer, au sud par l'autoroute, à l'est par le Rhône et à l'ouest par la rue Traversière. Le quartier comportera à terme 196 bâtiments.

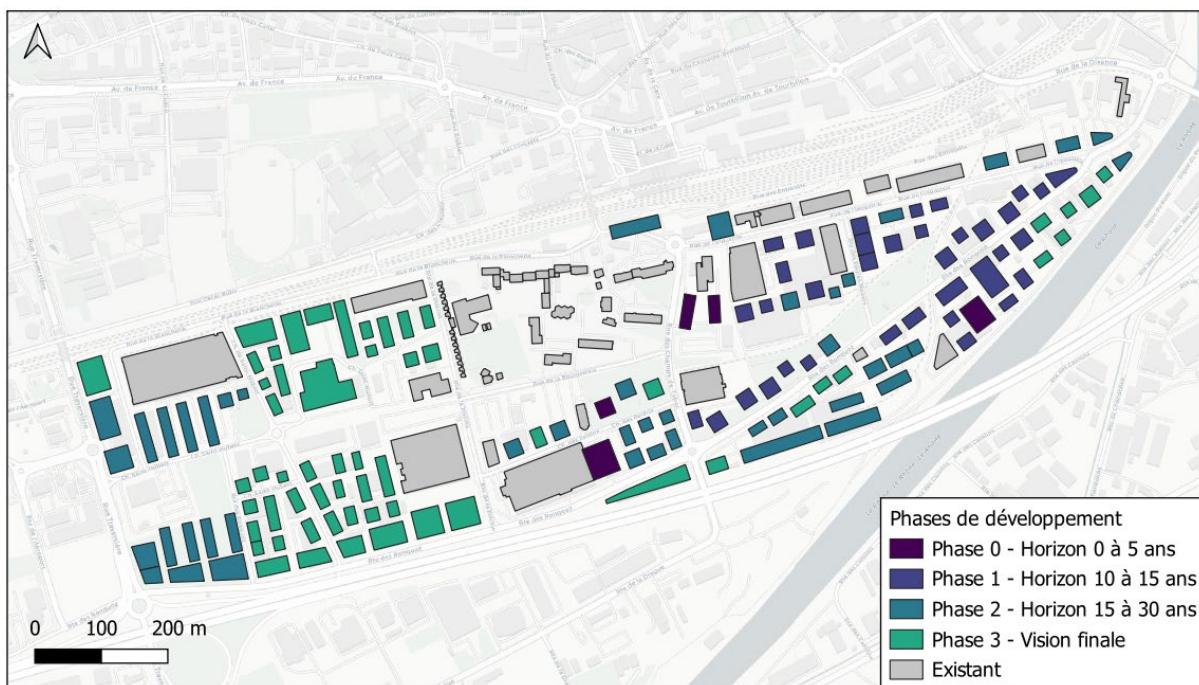


Figure 49 : Futur aménagement du quartier Ronquoiz21 avec phases de développement

La répartition de la surface de référence énergétique (SRE) pour le quartier à terme est donnée dans la Figure 47. Grossièrement, le quartier est composé à 30% de logements, et à 30 % de service, mais une réelle mixité est observable. De plus, il est intéressant de noter qu'environ 13 % de la SRE est dédiée à des parkings. Cela influencera la présence et la consommation de véhicules électriques notamment.

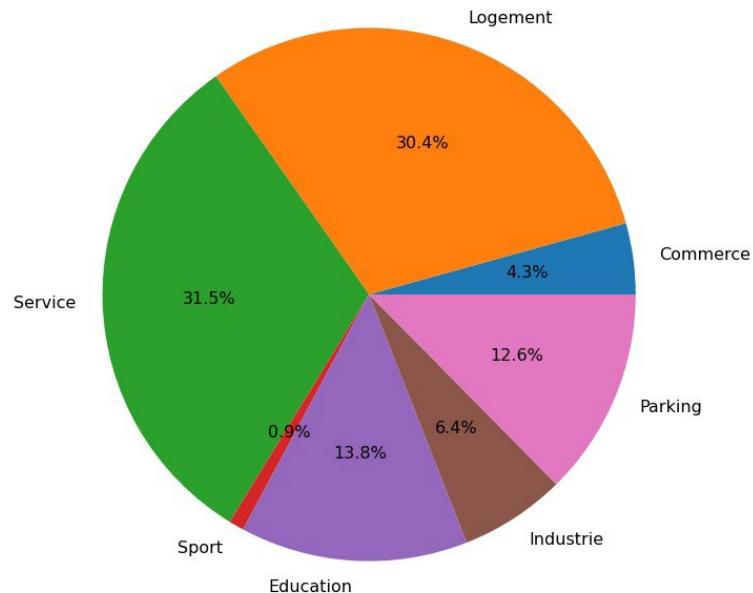


Figure 50 : Répartition de la SRE par affectation

11.2 Scénario de référence

Plusieurs types de réseaux thermiques ont été étudiés dans le cadre du projet Ronquoz 21 pour le cas du quartier de Ronquoz à Sion :

- Réseau de chauffage à distance (CAD) 85 / 55 °C,
- Réseau d'anergie à eau ou au CO₂.

Dans le cadre du projet Ronquoz21, un approvisionnement pour l'ensemble du quartier a été élaboré. Certains bâtiments existants (et toujours présents à l'horizon final) ont été considérés comme se raccordant au CAD (car ayant des besoins à haute température). Les autres bâtiments sont soit indépendants (alimentés par des pompes à chaleur (PAC) air-eau et éventuellement des machines de froid pour du rafraîchissement), soit raccordés à un réseau d'anergie. Dans le cadre de ce rapport, le scénario de référence se limite à un réseau d'anergie à eau imaginé pour le quartier, afin d'étudier les risques liés aux réseaux de nouvelle génération. Pour cette raison, certains bâtiments déjà raccordés aujourd'hui au réseau de chauffage à distance sont raccordés dans ce scénario à un réseau d'anergie, même si cette configuration semble peu probable dans le futur. De plus, le quartier étant construit intégralement, un taux de raccordement de 100 % est considéré dans le scénario de référence.

11.2.1 Besoins

Les caractéristiques du scénario de référence sont données dans la Figure 48 et la Figure 49. La monotonie présentée représente la courbe de charge du réseau anergie imaginé, en chaud et en froid ainsi que la courbe nette.



Nombre de bâtiments total du quartier [-]	196
Nombre de bâtiments raccordés au réseau d'anergie [-]	155
Longueur totale de conduites [km]	13.1
Densité (chaud + froid) [MWh/an/ml]	2.32

Tableau 13 : Caractéristiques du scénario de référence

Les besoins actuels et futurs des bâtiments connectés au réseau d'anergie pour le scénario de référence sont donnés dans le tableau suivant (cf. Tableau 14). Etant donné que ce scénario comporte des PAC décentralisées connectées au réseau d'anergie, une colonne a été ajoutée en distinguant l'énergie livrée à la sous-station (énergie livrée par le réseau d'anergie) de l'énergie en sortie de PAC (énergie livrée au bâtiment, côté évaporateur des PAC).

		Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporateur des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	24713	19221	11218
Besoins avec taux de raccordement	MWh	24713	19221	11218
Besoins avec pertes	MWh	27184	21143	12340
Puissance	MW	13.4	10.4	14
Puissance avec taux de raccordement	MW	13.4	10.4	14
Puissance avec simultanéité	MW	9.4	7.3	10.4
Puissance avec pertes	MW	10.4	8.0	11.5

Tableau 14 : Besoins actuels et futur du scénario de référence



La monotone du scénario de référence est présentée ci-après (cf. Figure 48 et Figure 49). De même, le bilan mensuel de production, ainsi que le profil de production net par source sont donnés dans la Figure 50 et la Figure 51.

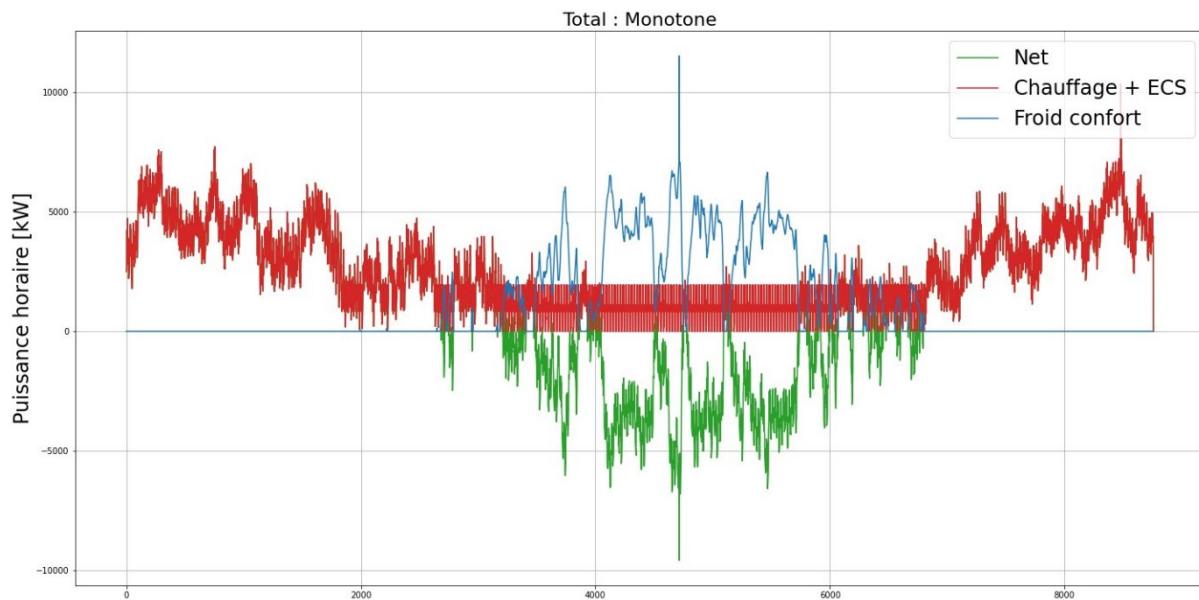


Figure 51 : Monotone du scénario de référence

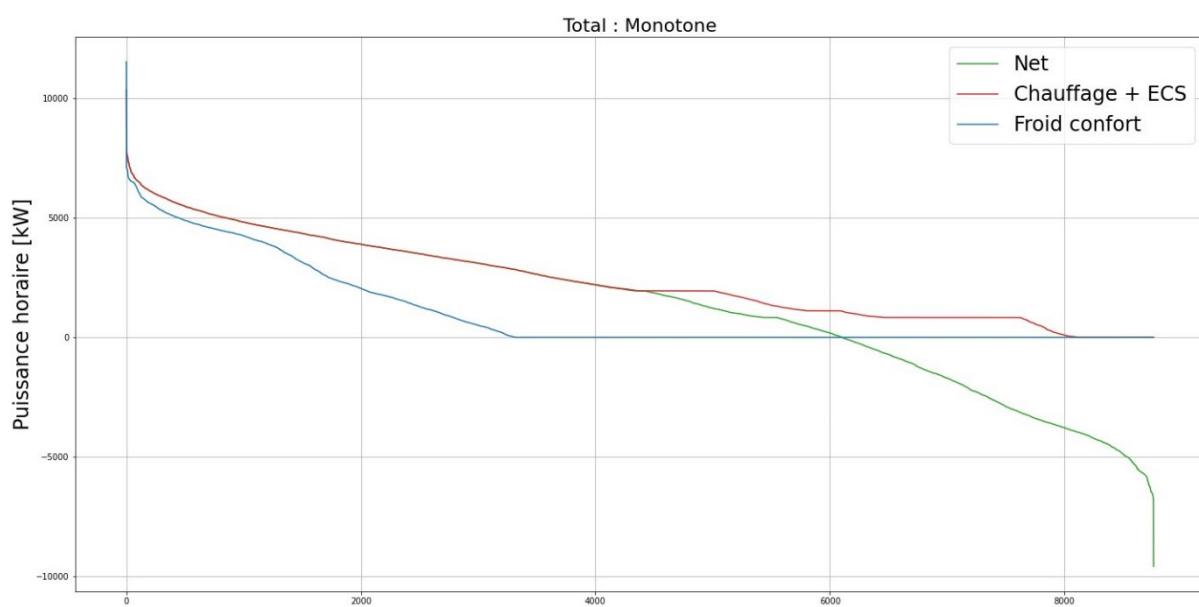


Figure 52 : Monotone classée du scénario de référence

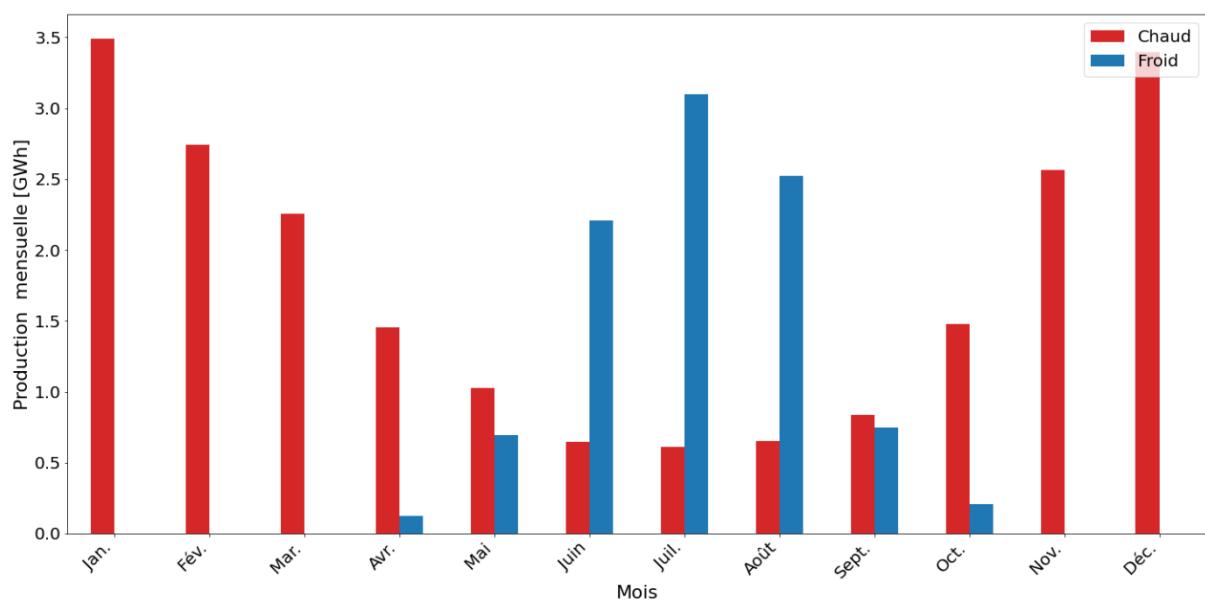


Figure 53 : Bilan mensuel de production (ensemble des sources)

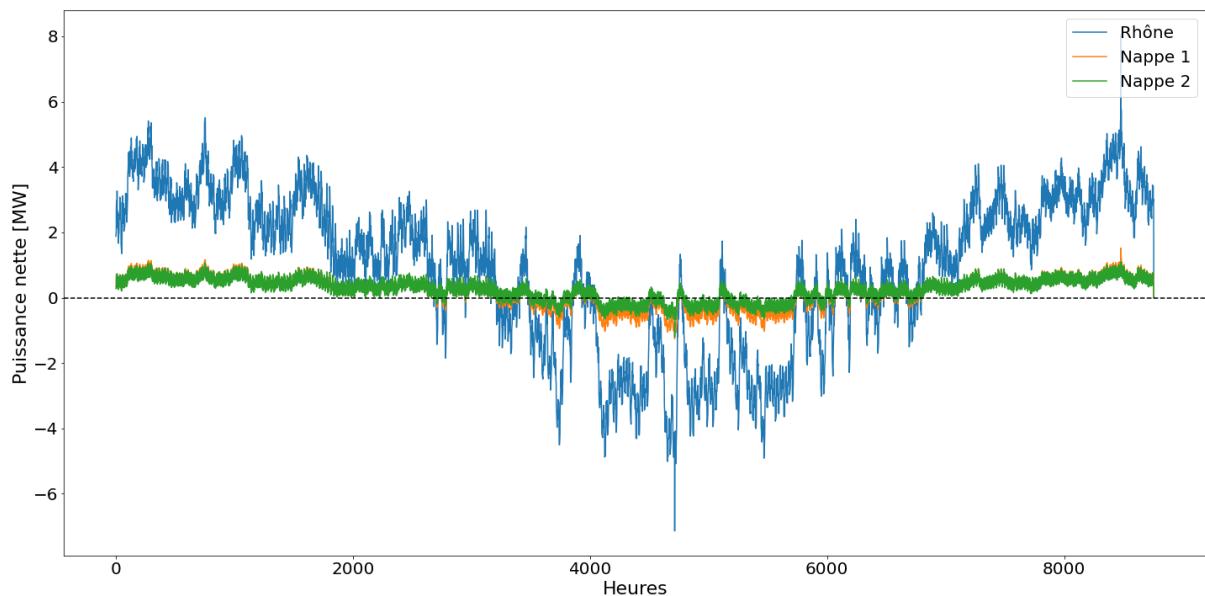
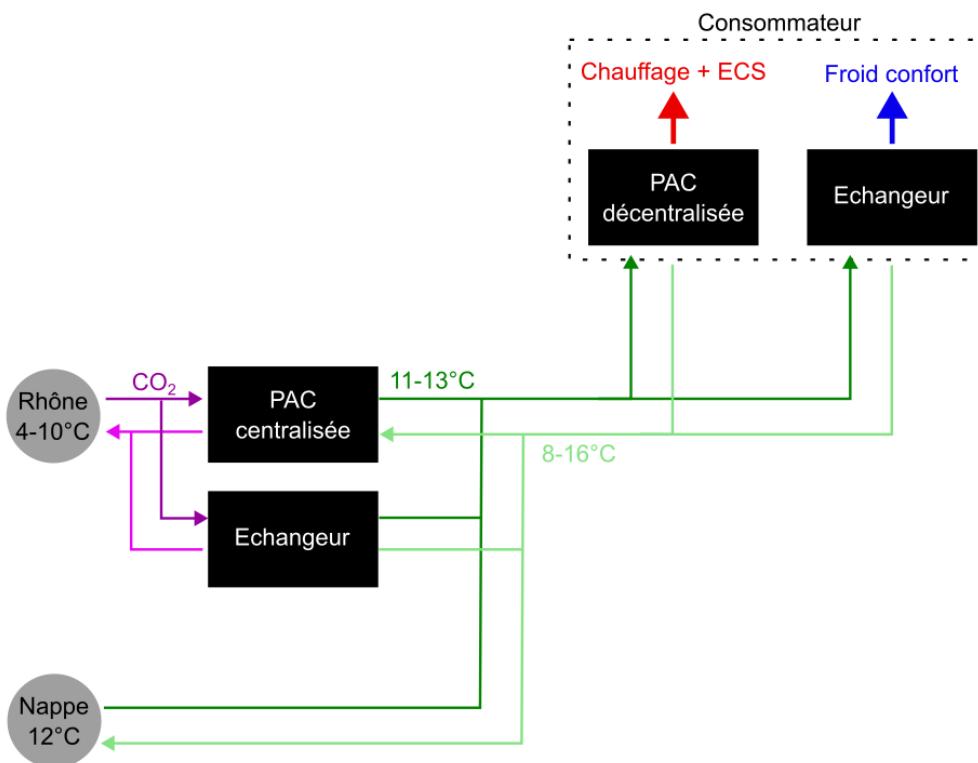


Figure 54 : Profil de production net par source. Une valeur inférieure à 0 représente du refroidissement.



11.2.2 Schéma de principe

Le schéma de principe est présenté dans la Figure 52.



11.2.3 Concept proposé

Le concept proposé dans le scénario de référence est détaillé dans le tableau suivant (cf. Tableau 15).

Caractéristiques	Unité	Scénario de référence :
Puissance installée	MW chaud	14
	MW froid	14
Energie livrée aux clients	MWhchaud/an	19221
	MWhfroid/an	11218
	Chauffage	oui
	ECS	oui
	Froid	oui
Ressources mobilisées (hors part électrique)	MW	14
	Forage nappe 1	MW
	Forage nappe 2	MW
	Rhône	MW
Liaisons		Aucune
Chaufferie		



Caractéristiques		Unité	Scénario de référence :
	PAC	MW	10,0
	Taux redondance	%	0
Réseau			
	Nombre de conduites	conduites	2 tubes
	Type de conduite	Conduites	Fonte emboîtée
Sous-stations			
	Type	Type	2 échangeurs, 2 tubes
		Nombre	155
	PAC	PAC	oui pour chauffage et ECS

Tableau 15 : Concept proposé pour le scénario de référence

Ressources

La puissance considérée pour les ressources à disposition est donnée ci-après par ordre de priorité d'utilisation :

- Eau de nappe (2 x 2 MW) (12 °C),
- Eau du Rhône (1 x 10 MW) (4 °C).

Soit un total de 14 MW (hors part électrique). Etant donné les fluctuations du niveau de température du Rhône, et notamment sa température en hiver, une boucle CO₂ a dû être considérée au niveau de la station de pompage sur le Rhône (cf. Figure 53). En effet, la température extrêmement basse du Rhône induit un risque de gel, ce qui impose l'utilisation d'un réfrigérant afin de garantir l'exploitation de la ressource. Typiquement, de l'eau glycolée est utilisée, mais le glycol engendre des problèmes environnementaux en cas de fuite. La boucle CO₂ considérée ici permettrait donc de limiter cet effet. Dans le cadre du scénario de référence, le Rhône est considéré comme étant à 4 °C. Cette température représente une température moyenne de la ressource en hiver, et est utilisée pour le calcul des consommations électriques et donc des coûts d'opération. La chaleur est soutirée au Rhône au moyen d'un échangeur eau-CO₂ afin de limiter les risques de gel (réduisant également les dégâts en cas de fuite de l'échangeur). Celui-ci est lié à une pompe à chaleur (considération d'un COP moyen de 4.5) au moyen de la boucle CO₂ afin de rehausser la température jusqu'à la température du réseau d'anergie : 11°C en hiver et 13°C en été. Ces températures de 11°C et 13°C ont été choisies en prenant également en compte la température de la nappe phréatique (~12°C constant sur l'année). Une étude plus détaillée du comportement du Rhône et de la nappe, de l'évolution future de leur température et de la faisabilité du concept en général est bien évidemment requise.

Liaisons

Les liaisons entre le réseau et les différentes centrales sont prises en compte dans les investissements.

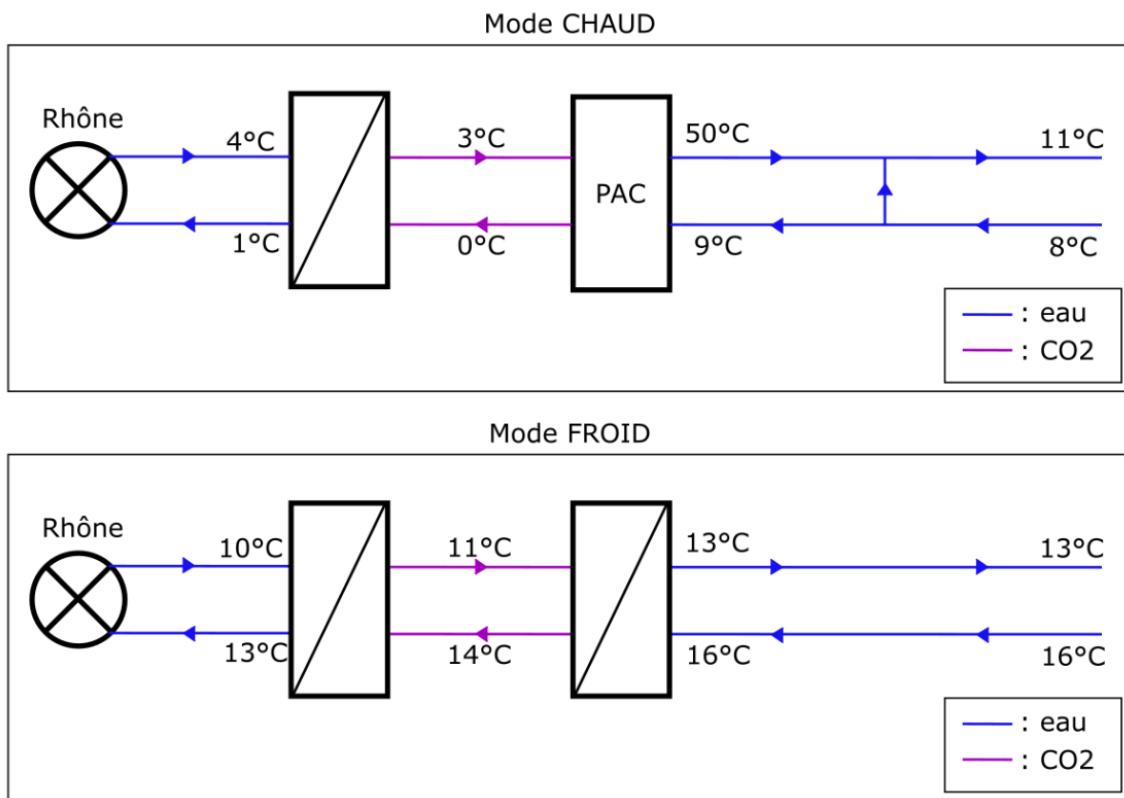


Figure 56 : Principe de la boucle CO₂ en aval de la station de pompage sur le Rhône pour les modes chaud et froid

Chufferie

Il a été considéré une implantation de 3 centrales dans le nouveau quartier de Ronquoz (cf. Figure 54) :

- 2 pour valoriser les deux ressources nappe,
- 1 pour valoriser la ressource Rhône.

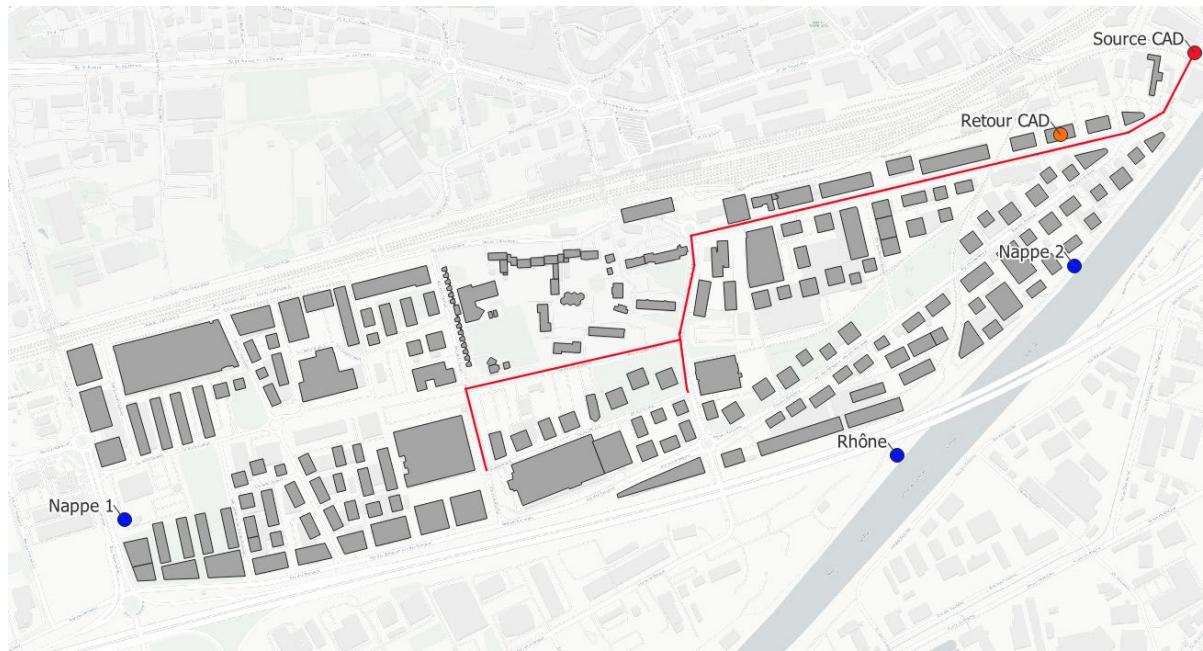


Figure 57 : Ressources disponibles à basse température et CAD existant

Réseau

Le tracé obtenu pour le scénario de référence est présenté dans la figure suivante (cf. Figure 55). Le tracé proposé permet de développer un réseau d'anergie de ayant une puissance installée totale de 14MW (2x 2MW sur la nappe, et 1x 10MW sur le Rhône).

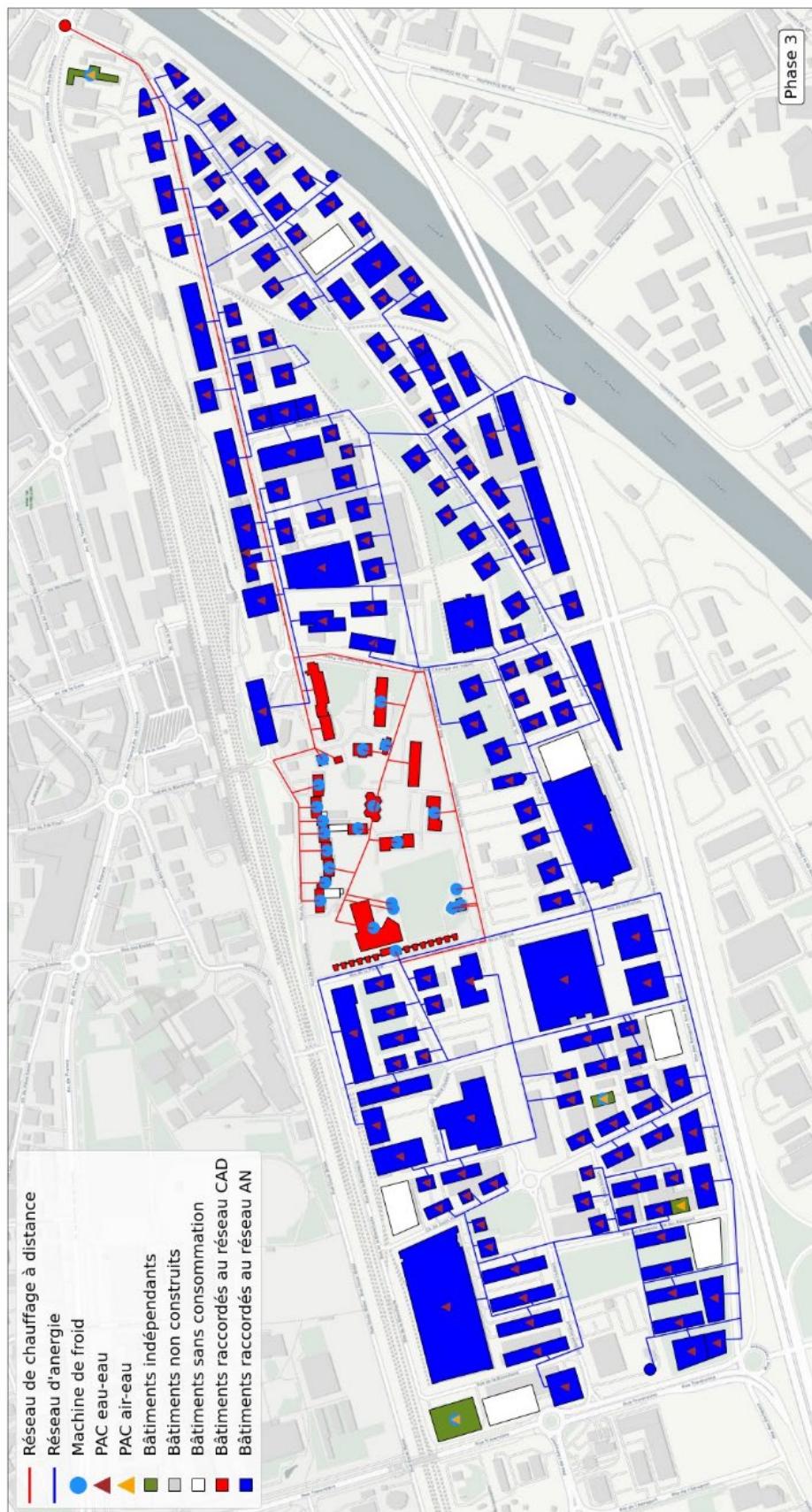


Figure 58 : Tracé du scénario de référence



Sous-stations

A ce stade, il n'y a pas de prise en compte :

- De la problématique de place disponible pour l'implantation des sous-stations avec PAC chez les clients,
- Des coûts éventuels liés à l'augmentation des puissances de raccordement électrique des clients.

11.2.4 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario de référence est détaillé dans le tableau suivant (cf. Tableau 16).

Diamètre nominal	Longueur par DN
mm	m
20	99
25	279
32	774
40	361
50	1607
65	1599
80	618
100	821
125	636
150	643
200	2128
250	1104
300	1183
350	81
400	0
450	591
500	0
550	362
700	211

Tableau 16 : Détail du linéaire du réseau du scénario de référence

11.2.5 Investissements

Les investissements du scénario de référence sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 17). Une explication plus détaillée est fournie dans le rapport Ronquoz 21. A noter que les coûts associés à l'extraction à base de CO₂ sur le Rhône sont issus d'un projet démonstrateur ; une analyse plus détaillée afin de valider les investissements ainsi que la faisabilité est donc encore requise.



Investissements	Scénario de référence
Centrales nappe phréatiques	
EM centrale [kCHF]	1452
GC centrale [kCHF]	968
Total centrales nappe [kCHF]	2420
Centrale Rhône	
EM extraction Rhône [kCHF]	3197
GC extraction Rhône [kCHF]	2131
EM chaufferie PAC [kCHF]	7800
GC chaufferie PAC [kCHF]	5200
Total centrales [kCHF]	20749
Réseau	
Longueur réseau [km]	13.1
Total réseau	25521
Sous-stations	
Nombre de sous-stations [-]	155
Total sous-stations [kCHF]	14365
Total investissements [kCHF]	60635

Tableau 17 : Investissements du scénario de référence

11.2.6 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario de référence sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 18). Afin d'estimer les consommations électriques, les COP moyens suivants sont considérés :

- COP des PAC eau-eau décentralisées : 4.5
- COP de la PAC centralisée sur le Rhône : 4

Coûts annuels	Scénario de référence
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3018
Total coût annuel [kCHF/an]	7380

Tableau 18 : Coûts d'exploitation du scénario de référence



11.2.7 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client dans le scénario de référence est de 20.5 ct CHF/kWh. Ce prix correspond au prix de revient de l'énergie livrée client, chaud et froid confondus. Il est calculé en divisant les coûts totaux annuels par l'énergie totale livrée client.

Total coût annuel [kCHF]	7380	kCHF/an
Puissance du réseau	14	MW
Energie livrée client (chaud + froid, y.c. PAC)	35931	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,205	CHF/kWh

Tableau 19 : Prix de revient du kWh dans le scénario de référence

Le détail du prix de revient du kWh du scénario de référence est présenté dans la figure suivante (cf. Figure 56).

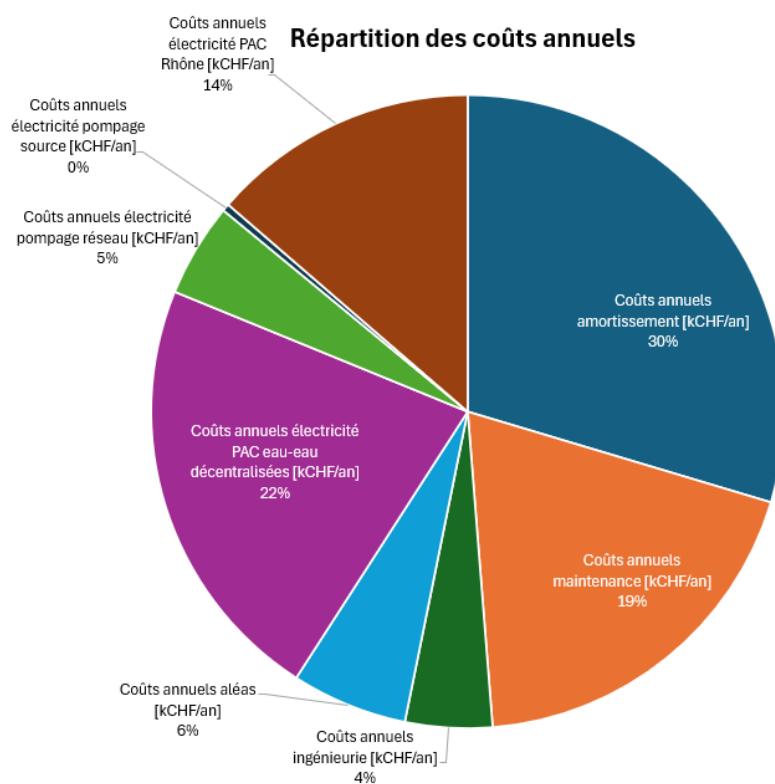


Figure 59 : Détail du prix de revient du scénario de référence

11.2.8 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario de référence a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 20). Celui-ci correspond au taux de renouvelable du kWh livré client. L'électricité consommée est considérée comme 0% renouvelable.

Le taux de renouvelable sans part électrique est calculé de la manière suivante (uniquement chaud) :

$$\text{Taux renouvelable} = \frac{\text{Energie chaud livrée PAC eau/eau} - \text{Électricité totale consommée}}{\text{Energie chaud livrée PAC eau/eau}}$$



et de manière similaire pour le chaud et le froid :

$$Taux\ renouvelable = \frac{Energie\ chaud + froid\ livrée - Electricité\ totale\ consommée}{Energie\ chaud + froid\ livrée}$$

	Scénario de référence
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %
Taux de renouvelable hors part électrique (uniquement chaud)	59.3 %
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud + froid)	72.0 %

Tableau 20 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario de référence

Le taux de renouvelable sans part électrique est important pour l'obtention des subventions. A défaut de pouvoir atteindre ce taux, des certificats d'achat d'énergie électrique renouvelable devront être comptabilisés dans les coûts afin de pouvoir prétendre aux subventions de l'Etat du valais.

Le scénario de référence présente un taux d'énergie renouvelable, hors part électrique, aux environs de 72 %.

11.2.9 Analyse environnementale

Le bilan d'émissions de gaz à effet de serre a été calculé pour le scénario de référence. Il est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 21). L'électricité consommée représente l'électricité totale consommée pour la livraison de chaud et de froid (consommation des PACs centralisées et décentralisées ainsi que des pompes de circulation). Le gaz naturel substitué est quant à lui estimé en considérant la consommation de gaz que présenterait le quartier si celui-ci était alimenté avec des chaudières à gaz. Les émissions de CO₂ évitées sont calculées comme la différence entre les émissions associées à la consommation d'électricité et le gaz naturel substitué.

	Valeur	Unité	Emissions (tCO ₂ /an)
Facteur émission gaz	0,24876	KgCO ₂ /kWh	
Facteur émission mazout	0,322	KgCO ₂ /kWh	
Facteur émission électricité	0,102	KgCO ₂ /kWh (Mix suisse)	
Gaz naturel substitué	24713	MWh/an	-6147
Electricité consommée	10059	MWh/an	1026
Bilan			-5121

Tableau 21 : Bilan GES global des 4 scénarios



11.3 Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)

11.3.1 Risque 1

Une mauvaise estimation des besoins en froid implique un risque de dimensionnement du réseau sur les besoins en froid.

11.3.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque consiste en une analyse de sensibilité sur les besoins en froid. Ceux-ci sont multipliés par un facteur de pondération compris entre 0.25 et 2. Les besoins de chaud sont considérés comme constants. L'énergie de pompage due à la réduction des besoins de froid est réduite, et donc les coûts annuels de pompage, sont recalculés. Le prix du kWh livré est également recalculé car il est considéré que la quantité d'énergie vendue varie alors que les infrastructures restent identiques.

11.3.3 Besoins

Les besoins de froid sont simplement multipliés par le facteur de pondération susmentionné (cf. Tableau 22) :

Facteur de pondération	Energie froid livrée client [MWh/an]
0.25	2805
1 (scénario de référence)	11218
2	22437

Tableau 22 : Energie de froid livrée client par facteur de pondération

11.3.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.3.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.3.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.3.7 Investissements

Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 17).



11.3.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 23).

	Résultats 25%	Résultats 200%	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2186	2186	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1411	1411	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	328	328	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	437	437	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629	1629	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	199	559	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	16	44	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	2851	3240	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7213	7602	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	26.2	16.1	20.54

Tableau 23 : Résumé des coûts d'exploitations pour le risque 1

11.3.9 Prix de revient du kWh

Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 57.

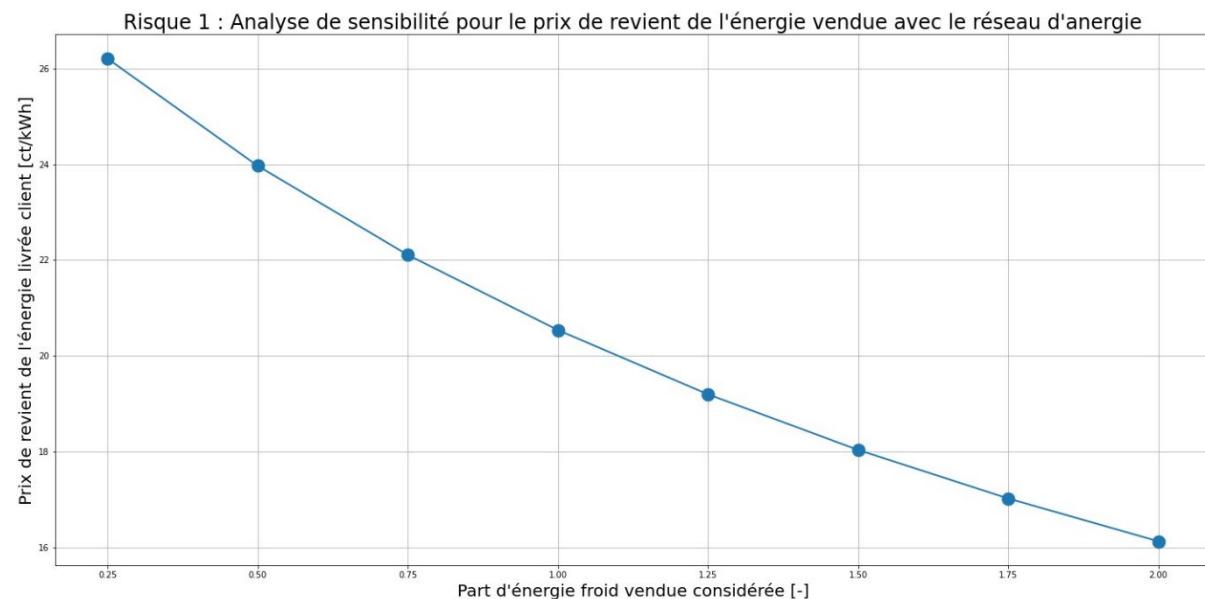


Figure 60 : Evolution du prix de revient du kWh avec la part d'énergie froid vendue considérée

11.3.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 24).



	Résultats 25%	Résultats 200%	Réf.
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %	100 %	100%
Taux de renouvelable hors part électrique (uniq. chaud)	65%	77%	72%
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud + froid)	62%	56%	59%

Tableau 24 : Part renouvelable de l'énergie livrée risque 1

11.3.11 Conclusion risque 1

Lors de l'évaluation de ce risque, il est montré que le **prix de revient du kWh peut fluctuer entre 16.1 et 26.2 ct/kWh**, pour des ventes d'énergie de froid entre 25 et 200 % de l'énergie livrée considérée dans le scénario de référence.

11.4 Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie)

11.4.1 Risque 2

Une mauvaise estimation des besoins en chaud implique un risque de dimensionnement du réseau sur les besoins en chaud.

11.4.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque est similaire à l'incertitude pour le risque 1, mais pour les besoins de chaud. Les besoins en froid sont maintenus constants.

11.4.3 Besoins

Les besoins de chaud sont simplement multipliés par le facteur de pondération susmentionné (cf. Tableau 25) :

Facteur de pondération	Energie chaud livrée client [MWh/an]
0.25	4805
1 (scénario de référence)	19221
2	38442

Tableau 25 : Energie chaud livrée client par facteur de pondération

11.4.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.4.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.4.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16)

11.4.7 Investissements

Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 17).

11.4.8 Exploitation – frais et recettes annualisés



Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 26).

	Résultats 25%	Résultats 200%	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2186	2186	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1411	1411	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	328	328	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	437	437	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	407	3257	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	240	1563	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	19	123	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	252	2016	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	918	6960	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	5280	11322	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	30.4	18.7	20.54

Tableau 26 : Nouveaux coûts annuels calculés pour l'incertitude 2

11.4.9 Prix de revient du kWh

Les résultats obtenus sont présentés dans la Figure 58.

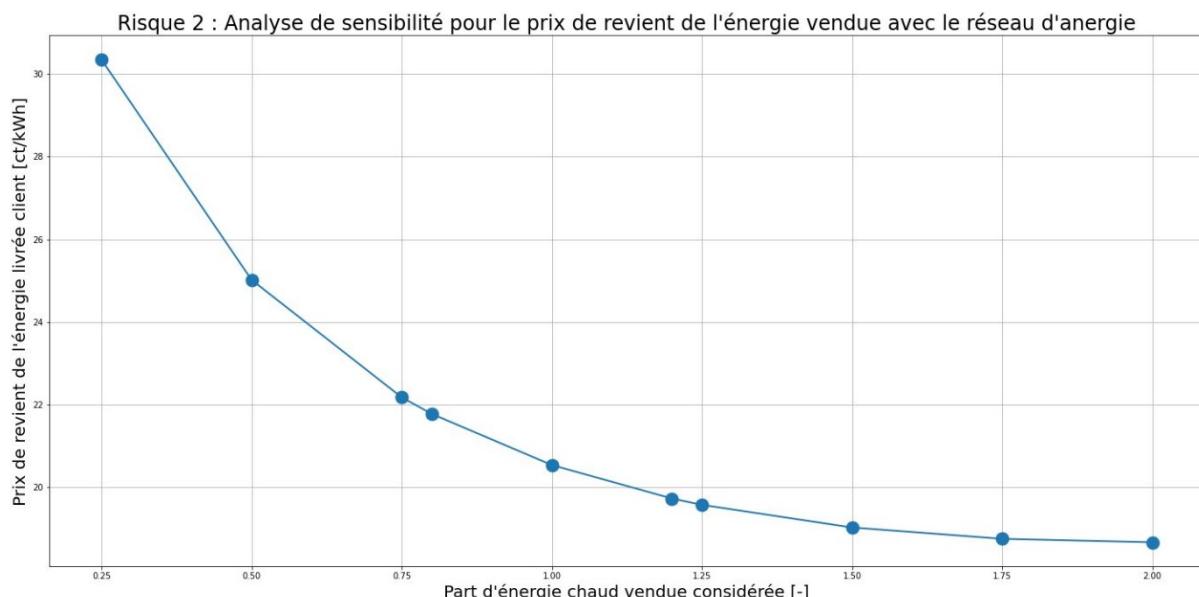


Figure 61 : Evolution du prix de revient du kWh avec la part d'énergie chaude vendue considérée

11.4.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 27).



	Résultats 25%	Résultats 200%	Réf.
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %	100 %	100%
Taux de renouvelable hors part électrique (uniq. chaud)	82%	62%	72%
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud + froid)	50%	53%	59%

Tableau 27 : Part renouvelable de l'énergie livrée risque 2

11.4.11 Conclusion risque 2

Lors de l'évaluation de ce risque, il est montré que le **prix de revient du kWh peut fluctuer entre 18.7 et 30.4 ct/kWh**, pour des ventes d'énergie de chaud entre 25 et 200 % de l'énergie livrée considérée dans le scénario de référence.

11.5 Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)

11.5.1 Risque 3

Une mauvaise estimation des besoins en froid implique un risque de dimensionnement sur la pointe de froid à fournir et donc des surcoûts liés au surdimensionnement du réseau, en particulier à l'ajout d'un groupe froid en centrale.

11.5.2 Méthodologie

Afin d'évaluer ce risque, une analyse de sensibilité est effectuée, dans un cas où une puissance supplémentaire de froid est installée en centrale. Les surinvestissements sont intégrés, et la répercussion sur le prix de revient du kWh est estimée.

11.5.3 Besoins

La consommation annuelle de chaud et de froid reste inchangée par rapport au scénario de référence. La puissance maximale de froid est quand-à-elle augmentée de 10 et 20 % respectivement (cf. Tableau 28)

Facteur de pondération	Puissance max de froid [MW]
1 (scénario de référence)	11.5
1.1	12.65
1.2	13.8

Tableau 28 : Récapitulatif des puissances maximales de froid pour le risque 3

11.5.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.5.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.5.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16)



11.5.7 Investissements

Les investissements du scénario sont modifiés (cf. Tableau 29). En effet, la puissance de pointe supérieure doit être assurée par un complément machine de froid. Seuls les investissements pour les centrales sont modifiés.

	Résultats 10%	Résultats 20%	Réf.
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	14365	14365	14365
Investissements centrales [kCHF]	22249	23749	20749

Tableau 29 : Coûts d'investissement du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)

11.5.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 30).

	Résultats 10%	Résultats 20%	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2246	2306	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1453	1495	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	337	346	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	449	461	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629	1629	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	353	353	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3018	3018	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7503	7626	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	20.88	21.22	20.54

Tableau 30 : Coûts annuels du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)



11.5.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans la figure suivant (cf. Figure 59). On constate une hausse d'environ 0.7 ct/kWh sur le prix de revient par rapport au scénario de référence.

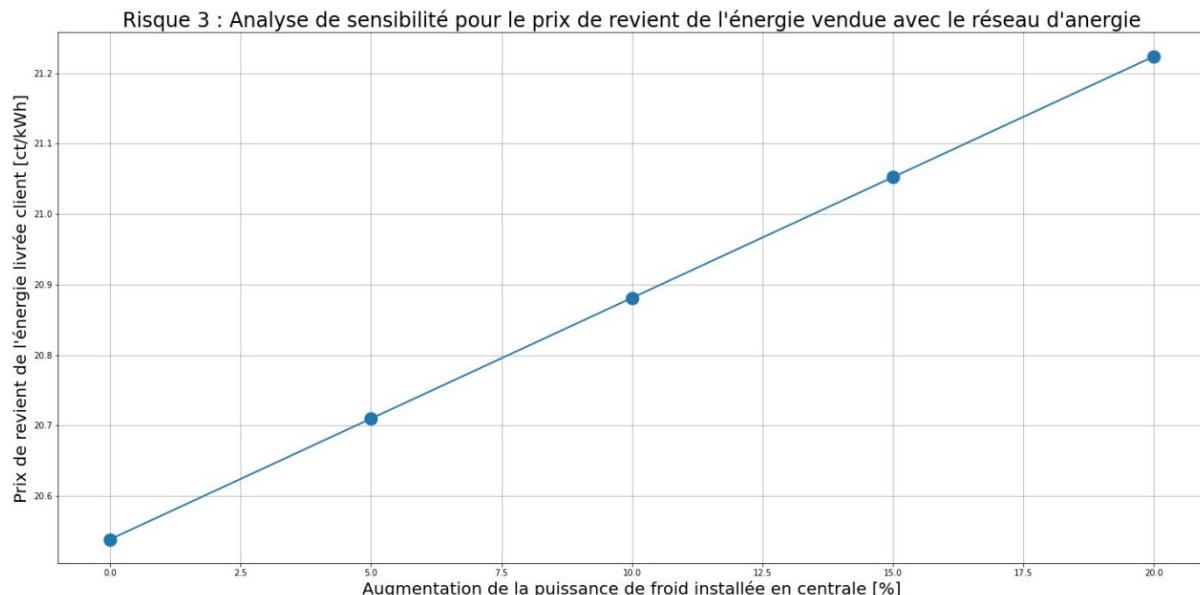


Figure 62 : Evolution du prix de revient de l'énergie pour le risque 3

11.5.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable reste inchangé.

11.5.11 Conclusion risque 3

L'incertitude sur la puissance de pointe du réseau d'anergie de Ronquoz a un impact sur le prix de revient du kWh. Dans le cas d'une augmentation de la puissance de pointe de 20 %, **une hausse d'environ 0.7 ct/kWh du prix de revient est observée**.

11.6 Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)

11.6.1 Risque 4

Une mauvaise estimation des pointes en chaud implique un risque de surcoûts liés au surdimensionnement de la centrale et du réseau.

11.6.2 Méthodologie

La même méthodologie est appliquée que pour l'incertitude 3, cette fois-ci avec une PAC centralisée additionnelle.

11.6.3 Besoins

La consommation annuelle de chaud et de froid reste inchangée par rapport au scénario de référence. La puissance maximale de chaud est quand-à-elle augmentée de 10 et 20% respectivement (cf. Tableau 31).



Facteur de pondération	Puissance max de chaud [MW]
1 (scénario de référence)	10.3
1.1	11.33
1.2	12.36

Tableau 31 : Récapitulatif des puissances maximales de froid pour le risque 4

11.6.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.6.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.6.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.6.7 Investissements

Les investissements du scénario sont modifiés (cf. Tableau 32). En effet, la puissance de pointe supérieure doit être assurée par un complément machine de froid. Seuls les investissements pour les centrales sont modifiés.

	Résultats 10%	Résultats 20%	Réf.
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	14365	14365	14365
Investissements centrales [kCHF]	22095	23441	20749

Tableau 32 : Coûts d'investissement du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)

11.6.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 33).

	Résultats 10%	Résultats 20%	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2240	2294	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1448	1486	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	336	344	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	448	459	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629	1629	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	353	353	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3018	3018	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7490	7601	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	20.85	21.15	20.54

Tableau 33 : Coûts annuels du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)



11.6.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans la figure suivant (cf. Figure 60). On constate une hausse d'environ 0.7 ct/kWh sur le prix de revient par rapport au scénario de référence.

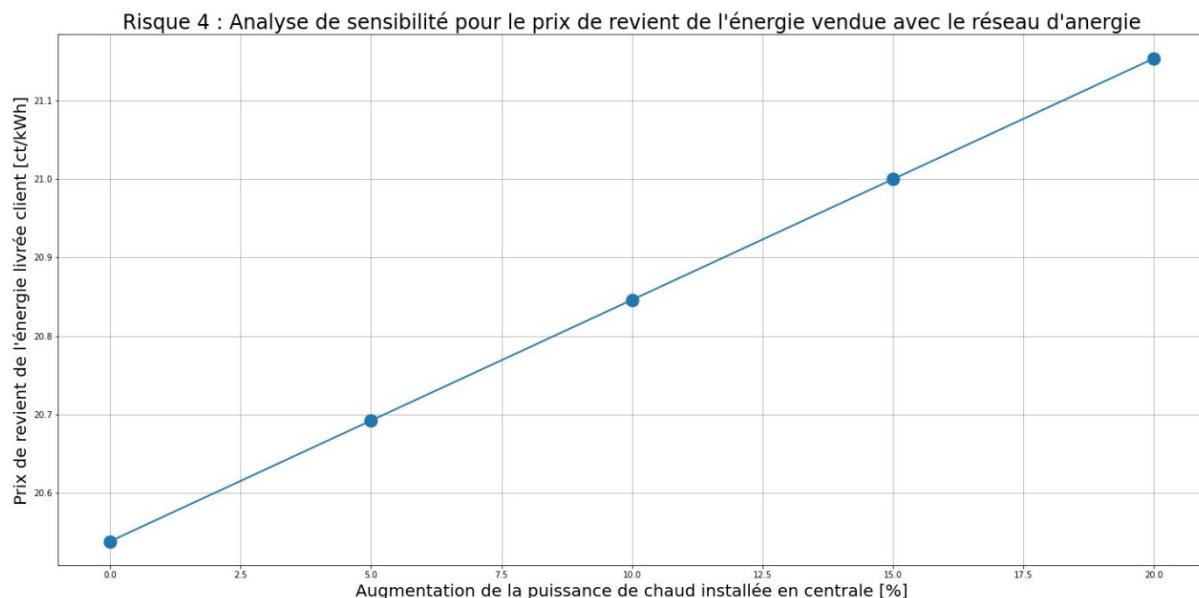


Figure 63 : Evolution du prix de revient de l'énergie pour le risque 4

11.6.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable reste inchangé.

11.6.11 Conclusion risque 4

L'incertitude sur la puissance de pointe du réseau d'anergie de Ronquoz a un impact sur le prix de revient du kWh. Dans le cas d'une augmentation de la puissance de pointe de 20 %, **une hausse d'environ 0.7 ct/kWh du prix de revient est observée**.

11.7 Incertitude 5 : Niveaux de température des clients

11.7.1 Risque 5

La difficulté de planifier l'évolution du niveau de température dans le temps et dans l'espace induit une inadéquation du réseau avec les besoins des clients.

11.7.2 Méthodologie

Afin d'évaluer ce risque, une analyse de sensibilité est effectuée sur le coefficient de performances des PAC eau-eau (COP) avec comme indicateur de répercussion le prix de revient du kWh. Aucun surinvestissement n'est à prévoir. Le COP du scénario de référence (4.5) est abaissé à 3.5 et 4. Dans cette section, seuls les besoins de chaud ont été considérés. Les besoins de froid confort sont réalisés en direct et il est assumé qu'ils peuvent être garanti. Les éventuels besoins de froid à des températures inférieures (par exemple besoins de froid process ou pour de la déshumidification) ne sont pas considérés ici.

11.7.3 Besoins

La consommation annuelle de chaud et de froid reste inchangée par rapport au scénario de référence.



11.7.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.7.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.7.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.7.7 Investissements

Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 17).

11.7.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 34).

	COP 3.5	COP 4	Ref.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2186	2186	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1411	1411	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	328	328	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	437	437	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	2118	1853	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	335	345	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	26	27	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	926	972	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3405	3198	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7767	7560	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	21.62	21.04	20.54

Tableau 34 : Coûts annuels du scénario avec un COP de 3.5, 4 et pour le scénario de référence



11.7.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans la figure suivant (cf. Figure 61). Dans le scénario le plus extrême (COP = 3.5), on constate une hausse d'environ 1 ct/kWh sur le prix de revient par rapport au scénario de référence.

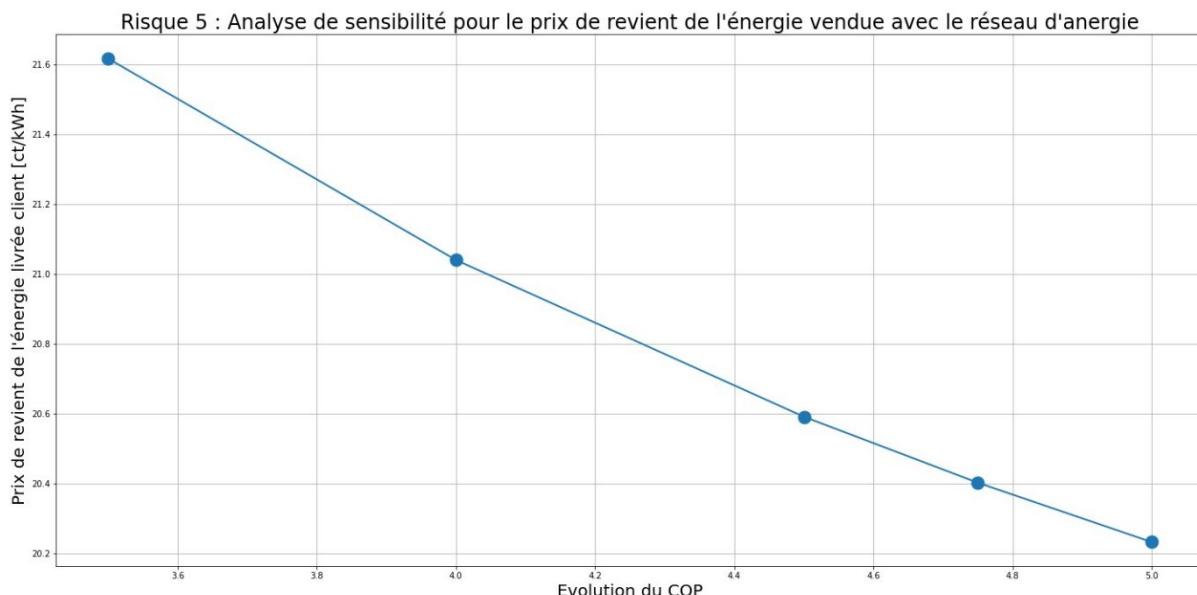


Figure 64 : Evolution du prix de revient de l'énergie pour le risque 5

11.7.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable, initialement d'environ 72% pour le cas de référence, varie avec le COP. Les résultats de cette variation est présentée dans le tableau suivant (cf. Tableau 35).

	COP 3.5	COP 4.0
Taux de renouvelable hors part électrique	68.0%	70 %

Tableau 35 : Part renouvelable de l'énergie livrée pour le risque 5

11.7.11 Conclusion risque 5

L'incertitude sur le niveau de température demandé par les clients pourrait induire une baisse des performances des PAC eau-eau. La baisse de cette performance engendre une augmentation de 2.1 ct/kWh sur le prix de revient, de 20.54 ct/kWh pour le cas de référence à 21.62 ct/kWh pour le cas COP 3.5. Cette différence provient d'une consommation plus importante de l'électricité de la PAC eau-eau.

11.8 Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid

11.8.1 Risque 6

En raison de besoins en froid insuffisants par rapport aux prévisions, la boucle d'eau ne bénéficie plus de cette synergie et les prix de revient de production de l'énergie thermique augmentent.

11.8.2 Conclusion risque 6

La baisse des besoins en froid a déjà été analysée dans le risque 1. D'une manière générale, il est considéré que le réseau d'anergie est alimenté en priorité par les puits sur la nappe phréatique, et dans un deuxième temps par le Rhône. L'effet d'anergie permet donc dans un premier temps de réduire



l'énergie soutirée sur la nappe, et ensuite de réduire la consommation électrique de la pompe à chaleur centralisée sur le Rhône. Cependant, étant donné la puissance de 4 MW disponible sur la nappe phréatique, cette réduction de consommation par effet anergie est faible.

11.9 Incertitude 7 : Perte des clients clés

11.9.1 Risque 7

La perte de clients clés induit l'absence de garantie de consommation permettant de lancer le projet, ou pénalisant les premiers clients sur le prix du kWh.

En effet, le risque d'investissements non amortissables peut augmenter rapidement si les plus gros clients clés ne se raccordent pas au réseau d'anergie.

11.9.2 Méthodologie

On considère une analyse de sensibilité sur la perte de gros consommateurs sur le futur réseau d'anergie de Ronquoz. Un scénario est donc établi sur la perte des plus gros consommateurs du quartier de Ronquoz équivalents à des diminutions de la vente d'énergie totale (chaud + froid) de 10, 20 et 30 % respectivement.

Ainsi, le montant de l'investissement non amorti peut être déterminé et les surcoûts associés sur le prix du kWh estimés. Le coût des sous-stations associées à ces consommateurs n'est pas pris en compte, mais celui des conduites et des centrales reste inchangé. Les consommations électriques des PACs et des pompes de circulation liées à ces consommateurs sont également adaptées.

11.9.3 Besoins

Les plus gros consommateurs dans le périmètre du quartier de Ronquoz de Sion sont présentés dans le Tableau 36. Ils sont identifiés sur la carte suivante (cf. Figure 62).

	Résultats 10%	Résultats 20%	Résultats 30%
Nombre de grands consommateurs déconnectés [-]	1	3	7
Energie chaud associée [MWh]	3276	5160	8127
Energie froid associée [MWh]	360	1726	2989
Energie chaud + froid associée [MWh]	3636	6886	11115
Part de l'énergie livrée totale [%]	10.1	19.2	30.9

Tableau 36 : Résumé des grands consommateurs raccordés au réseau d'anergie

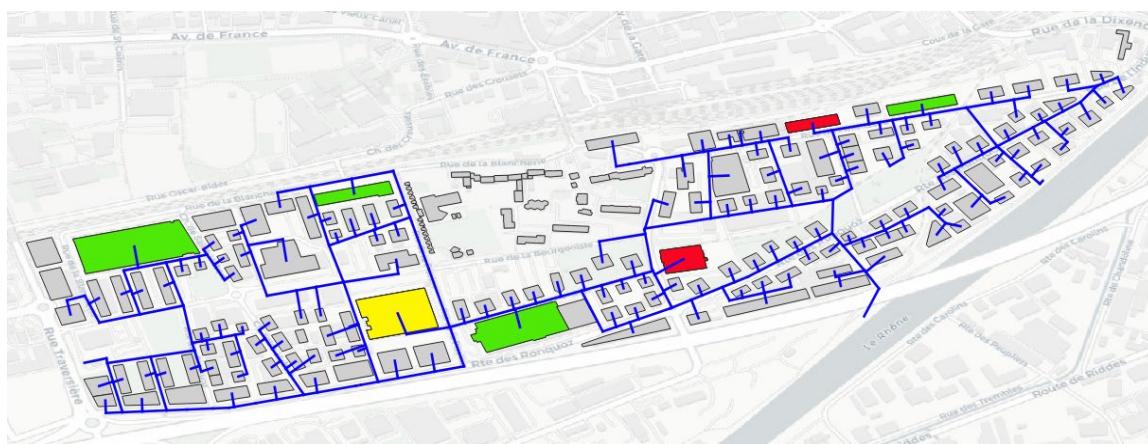


Figure 65 : Identification des grands consommateurs raccordés au réseau d'anergie dans le scénario de référence.
Jaune : 10% de la demande, rouge + jaune : 20%, rouge + jaune + vert : 30%



11.9.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.9.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.9.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.9.7 Investissements

Les investissements du scénario sont présentés dans le Tableau 37.

	Résultats 10%	Résultats 20%	Réf.
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	13710	13120	14365
Investissements centrales [kCHF]	20749	20749	20749

Tableau 37 : Nouveaux investissements considérés

11.9.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 38).

	Résultats 10%	Résultats 20%	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2153	2124	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1385	1361	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	323	319	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	431	425	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1429	1304	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	319	287	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	25	23	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	874	798	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	2648	2410	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	6940	6638	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	21.49	22.86	20.54

Tableau 38 : Coûts d'exploitation du scénario avec perte des plus gros clients



11.9.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans la figure suivant (cf. Figure 63).

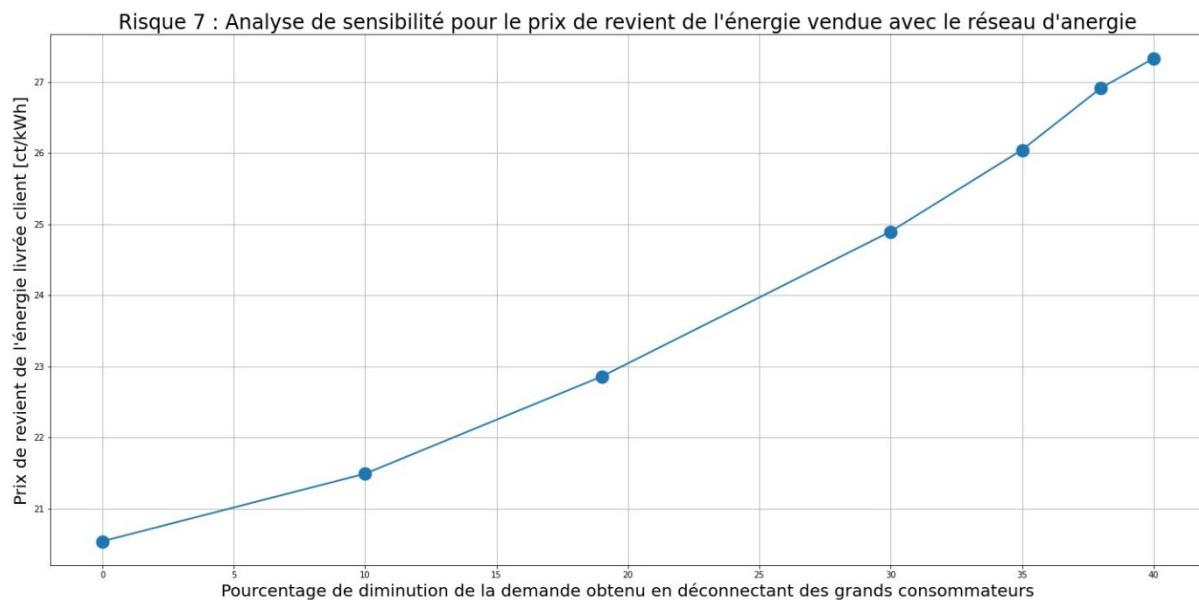


Figure 66 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec perte des plus gros clients

11.9.10 Conclusion sur risque 7

L'incertitude sur la perte des plus gros clients du réseau d'anergie de Ronquoz induit un risque sur le prix de revient du kWh. Un faible nombre de gros clients non raccordés peut fortement faire varier le prix du kWh : celui-ci peut passer de 20.54 ct/kWh (scénario de référence) à 24.9 ct/kWh dans le cas où les sept plus gros consommateurs ne se raccordent pas.

11.10 Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers

11.10.1 Risque 8

L'incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers induit un risque d'investissements non amortissables rapidement là où les développements se feront plus lentement. Par ailleurs, des lacunes d'investissements (retards) peuvent avoir lieu là où les développements se feront plus rapidement.

11.10.2 Méthodologie

On considère une estimation du coût du porte à faux financier si l'investissement s'effectue pour tout le réseau et si la montée en puissance est très lente pour les raccordements. Un phasage pour le quartier de Ronquoz a été élaboré, sur la base de 3 phases. Un aperçu de ce phasage est donné dans la Figure 46.

Pour étudier le risque lié à l'incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers, un scénario avec un non-raccordement des bâtiments de la phase 3 a été analysé. Une estimation du surcoût du prix du kWh lié au non-raccordement de ces nouveaux bâtiments a ensuite été définie.



11.10.3 Besoins

Les besoins des bâtiments construits en phase 3 et raccordés au réseau d'anergie représentent 5569 MWh de chaud et 2945 MWh de froid. Ils sont identifiés en jaune sur la carte suivante (cf. Figure 64).



Figure 67 : Identification des bâtiments raccordés au réseau d'anergie de Ronquoz et construits durant la phase 3 de développement du quartier

11.10.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.10.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.10.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.10.7 Investissements

Les investissements du scénario changent : les investissements liés aux sous-stations des bâtiments de la phase 3 ne sont plus considérés. La nouvelle répartition des investissements est présentée dans le Tableau 39.

	Résultats sans phase 3	Réf.
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	10147	14365
Investissements centrales [kCHF]	20749	20749

Tableau 39 : Récapitulatif des investissements pour le scénario sans les bâtiments de la phase 3

11.10.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 40).



	Résultats sans phase 3	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	1975	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1242	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	296	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	395	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1276	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	269	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	21	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	781	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	2347	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	6256	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	22.82	20.54

Tableau 40 : Coûts d'exploitation pour le scénario sans les bâtiments de la phase 3

11.10.9 Prix de revient du kWh

Comme présenté dans le tableau précédent (cf. Tableau 40), le prix de revient du kWh livré client augmente de 20.54 ct/kWh à 22.82 ct/kWh dans le cas où les bâtiments de la phase 3 ne sont pas raccordés.

11.10.10 Conclusion risque 8

L'incertitude sur le non-raccordement des bâtiments de la phase 3 induit une augmentation du prix du kWh à 22.82 ct. Cette relativement faible augmentation s'explique par le fait que les bâtiments de la phase 3 sont de taille modérée.

11.11 Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande

11.11.1 Risque 9

Cette incertitude découle directement des incertitudes 1 et 2 et n'est donc pas redéveloppée dans cette section.

11.12 Incertitude 10 : Incertitude sur une ressource supplémentaire

11.12.1 Risque 10

L'incertitude sur la possibilité de disposer d'une ressource supplémentaire pour le réseau d'anergie de Ronquoz, induit un risque de non-utilisation de cette ressource, si des mesures conservatoires ne sont pas mises en œuvre.

11.12.2 Conclusion risque 10

Ce risque est identique à celui traité avec les incertitudes 3 et 4, il n'est donc pas retraité ici.



11.13 Incertitude 11 : Non autorisation de prélèvement sur la nappe ou sur le Rhône

11.13.1 Risque 11

Une non-autorisation de prélèvement sur la nappe ou sur le Rhône induirait une baisse des ressources à disposition pour le réseau d'anergie du quartier de Ronquoz et donc la recherche de ressources thermiques renouvelables. Les ressources étant limitées dans ce quartier, une pompe à chaleur air-eau réversible centralisée pourrait être envisagée. Cette option est considérée comme réaliste car le quartier est situé en périphérie de la ville de Sion, et est déjà marqué par des nuisances sonores (voies de chemin de fer au nord, autoroute au sud).

11.13.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque est la suivante :

- La nappe phréatique ou le Rhône n'est pas disponible.
- Un investissement est donc mis en œuvre pour une chaufferie PAC air-eau alimentant en chaud et en froid le réseau. L'investissement initial pour la nappe ou une extraction sur le Rhône n'est pas pris en compte.
- 3 scénarios sont pris en compte : 1 forage sur la nappe est remplacé par une PAC de 2 MW, 2 forages sur la nappe sont remplacés par une PAC de 4 MW, l'extraction sur le Rhône est remplacée par une PAC de 10 MW.

11.13.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 14).

11.13.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.13.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.13.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16)

11.13.7 Investissements

Les investissements du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 41).

	PAC 2 MW	PAC 4 MW	PAC 10 MW
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	14365	14365	14365
Investissements centrales [kCHF]	19539	18329	15420

Tableau 41 : Investissements en cas de mise en place d'une PAC air-eau réversible

11.13.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 42).



	PAC 2 MW	PAC 4 MW	PAC 10 MW
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2089	2007	1789
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1343	1285	1132
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	313	301	268
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	418	401	358
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629	1629	1629
Coûts annuels électricité PAC air-eau [kCHF/an]	330	599	1626
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	353	353	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008	0
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3348	3617	3636
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7512	7612	7183
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	20.91	21.18	19.99

Tableau 42 : Coûts annuels pour les trois scénarios du risque 11

11.13.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau précédent (cf. Tableau 42). Celui-ci passe de 20.54 ct/kWh dans le scénario de référence, à 21.18 ct/kWh dans le cas où les extractions sur la nappe doivent être remplacées par une PAC de 4 MW. Dans le cas où l'extraction sur le Rhône est remplacée par une PAC de 10MW, le prix de revient du kWh descend à 19.99 ct/kWh. Ce prix est très similaire à celui de 20.54 ct/kWh, mais il est intéressant de noter que remplacer l'extraction sur le Rhône par une PAC air-eau est financièrement intéressant, alors que ce n'est pas le cas avec les extractions sur la nappe phréatique.

11.13.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 43).

	PAC 2 MW	PAC 4 MW	PAC 10 MW
Total électricité [MWh]	13823.748	17299.119	17799.7877
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud + froid) [%]	68.9%	66.4%	66.3%
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud) [%]	54.8%	51.2%	51.0%

Tableau 43 : Taux de renouvelable obtenu pour les trois scénarios considérés dans le risque 11



Les trois scénarios, hors part électrique, présentent des taux inférieurs aux 75 % requis pour les subventions et pour le label Minergie.

11.13.11 Conclusion risque 11

L'incertitude sur la nécessité d'une PAC air-eau centralisée a un faible impact sur le coût de revient du kWh.

Toutefois, ce résultat est lié :

- Au scénario de référence
- À la solution alternative mise en œuvre (PAC air-eau réversible).

11.14 Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. Rhône)

11.14.1 Risque 12

Une réduction de la puissance disponible sur la nappe ou sur le Rhône induirait une baisse des ressources à disposition pour le réseau d'anergie du quartier de Ronquoz et donc la recherche de ressources thermiques renouvelables. Les ressources étant limitées dans ce quartier, une pompe à chaleur air-eau réversible centralisée pourrait être envisagée.

11.14.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque est la suivante :

- La nappe phréatique ou le Rhône n'est plus disponible, alors que les investissements ont déjà été effectués.
- Un investissement complémentaire est donc mis en œuvre pour une chaufferie PAC air-eau alimentant en chaud et en froid le réseau. Celui-ci s'ajoute à l'investissement initial pour les extractions sur la nappe et le Rhône.
- 3 scénarios sont pris en compte : 1 forage sur la nappe est remplacé par une PAC de 2 MW, 2 forages sur la nappe sont remplacés par une PAC de 4 MW, l'extraction sur le Rhône est remplacée par une PAC de 10 MW.

11.14.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 14).

11.14.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.14.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.14.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.14.7 Investissements

Les investissements du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 41).



	PAC 2 MW	PAC 4 MW	PAC 10 MW
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	14365	14365	14365
Investissements centrales [kCHF]	23349	25949	33749

Tableau 44 : Investissements en cas de mise en place d'une PAC air-eau réversible pour le risque 12

11.14.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 45).

	PAC 2 MW	PAC 4 MW	PAC 10 MW
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2242	2312	2522
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1450	1499	1646
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	336	347	378
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	448	462	504
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629	1629	1629
Coûts annuels électricité PAC air-eau [kCHF/an]	330	599	1626
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	353	353	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008	0
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3348	3617	3636
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7824	8236	8686
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	21.78	22.92	24.17

Tableau 45 : Coûts annuels pour les trois scénarios du risque 12

11.14.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau précédent (cf. Tableau 45). Celui-ci passe de 20.54 ct/kWh dans le scénario de référence, à 24.17 ct/kWh dans le cas où l'extraction sur le Rhône doit être remplacée par une PAC de 10 MW.

11.14.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 46).



	PAC 2 MW	PAC 4 MW	PAC 10 MW
Total électricité [MWh]	11159	12056	12120
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud + froid) [%]	68.9%	66.4%	66.3%
Taux de renouvelable hors part électrique (chaud) [%]	54.8%	51.2%	51.0%

Tableau 46 : Taux de renouvelable obtenu pour les trois scénarios considérés dans le risque 12

Les trois scénarios, hors part électrique, présentent des taux inférieurs aux 75 % requis pour les subventions et pour le label Minergie.

11.14.11 Conclusion risque 12

L'incertitude sur la nécessité d'une PAC air-eau centralisée a un impact direct sur le prix de revient du kWh. L'installation d'une telle PAC induit une hausse du prix de revient de 1 à 4 ct/kWh.

Toutefois, ce résultat est lié :

- Au scénario de référence,
- À la solution alternative mise en œuvre (PAC air-eau réversible).

Et il suppose que la nécessité d'une solution d'urgence comme celle-ci n'a pas été anticipée.

11.15 Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (Rhône)

11.15.1 Risque 13

Une baisse imprévue de la température disponible au Rhône induirait une perte de performance de la PAC centralisée sur le Rhône. Ce risque n'inclut pas la possibilité que la ressource ne soit plus du tout utilisable (ex. nappe trop chaude).

11.15.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque consiste à réaliser une analyse de sensibilité sur le COP de la PAC centralisée sur le Rhône. Le COP initialement considéré est de 4, et les résultats sont recalculés pour des COP de 3 et 3.5.

11.15.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 14).

11.15.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.15.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.15.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.15.7 Investissements



Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 17).

11.15.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 47).

	Résultats COP 3	Résultats COP 3.5	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2186	2186	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1411	1411	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	328	328	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	437	437	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1629	1629	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	353	353	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1344	1152	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3354	3162	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7716	7524	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	21.47	20.94	20.54

Tableau 47 : Coûts d'exploitation pour des COP de 3 et 3.5 et pour la référence (COP de 4)

11.15.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans la figure suivante (cf. Figure 65) :

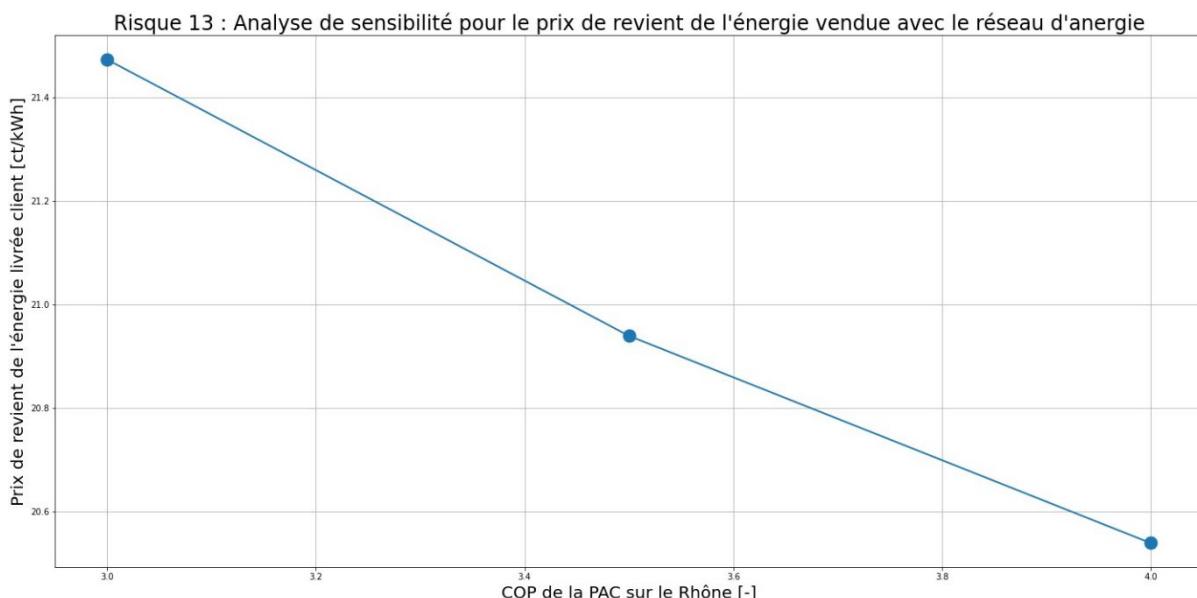


Figure 68 : Prix de revient du kWh livré client pour des différents COPs de la PAC centralisée sur le Rhône

11.15.10 Conclusion risque 13

L'incertitude sur la température du Rhône et donc sur le COP de la PAC centralisée a un impact sur le prix de revient. Cet impact reste néanmoins faible, le prix minimum pour un COP de 3 étant de 21.47 ct/kWh (comparé aux 20.54 initiaux).



11.16 Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Rhône, nappe)

11.16.1 Risque 14

Une variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année peut induire une baisse de la ressource à disposition ainsi qu'à une baisse de COP (PAC centralisée).

Cette incertitude induit le risque de devoir investir dans du stockage afin de lisser dans la mesure du possible ces variations ou dans des sources thermiques alternatives.

11.16.2 Conclusion risque 14

Cette incertitude est une combinaison des incertitudes 10, 11 et 12, elle n'est donc pas retraitée ici.

11.17 Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique

11.17.1 Risque 15

Une hausse du prix de l'énergie électrique influencerait une augmentation des coûts de production de l'énergie thermique livrée chez le client, du fait de l'utilisation de l'énergie électrique au niveau des PAC au niveau des sous-stations, de la PAC en centrale du Rhône et des coûts de pompage.

11.17.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque consiste à réaliser une analyse de sensibilité sur l'impact de la hausse ou de la baisse de l'énergie électrique sur le prix de revient de la chaleur livrée.

11.17.3 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.17.4 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.17.5 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16)

11.17.6 Investissements

Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 17).

11.17.7 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 48) pour un prix de l'électricité à 20 et 40 ct/kWh. Une analyse de sensibilité a donc été menée en faisant varier le prix de l'énergie électrique de 20 à 40 ct/kWh.



	Résultats 20 ct/kWh	Résultats 40 ct/kWh	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2186	2186	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1411	1411	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	328	328	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	437	437	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1086	2172	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	235	471	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	19	37	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	672	1344	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	2012	4023	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	6374	8386	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	17.74	23.34	20.54

Tableau 48 : Résultats de l'analyse du scénario avec variation du prix de l'énergie électrique

11.17.8 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans la figure suivant (cf. Figure 66).

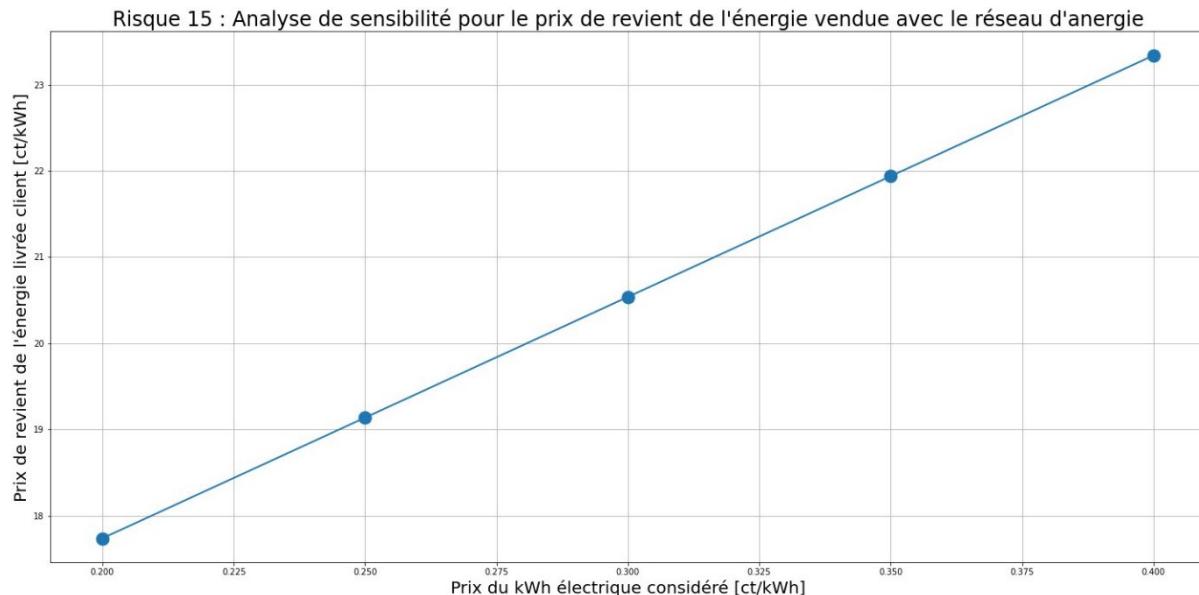


Figure 69 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec variation du prix de l'énergie électrique

11.17.9 Conclusion risque 15

On constate qu'une hausse ou une baisse de 10 ct/kWh électrique par rapport aux 30 cts considérés dans le scénario de base induit une hausse ou une baisse de 3 ct/kWh rendu client.



11.18 Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur

11.18.1 Risque 16

Ce risque ne s'applique pas pour le quartier de Ronquoz.

11.19 Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie

11.19.1 Risque 17

Les sources thermiques du futur réseau d'anergie de Ronquoz doivent répondre aux contraintes suivantes :

- Emprise au sol disponible,
- Maîtrise de la propriété du foncier,
- Plan de zone compatible avec l'implantation d'une chaufferie,
- Energie, puissance et température disponibles

A ce stade, les emplacements des deux forages dans la nappe phréatique ainsi que l'extraction sur le Rhône ont été envisagés aux emplacements présentés dans la Figure 54. Cependant, des incertitudes persistent sur l'emplacement du futur forage ainsi que sur celui de l'extraction sur le Rhône.

11.19.2 Méthodologie

Afin d'étudier l'impact de ces emplacements, un réseau a été imaginé en déplaçant légèrement les sources à disposition. Les emplacements considérés ainsi que le réseau obtenu est présenté dans la Figure 67. Les puissances des sources restent les mêmes.

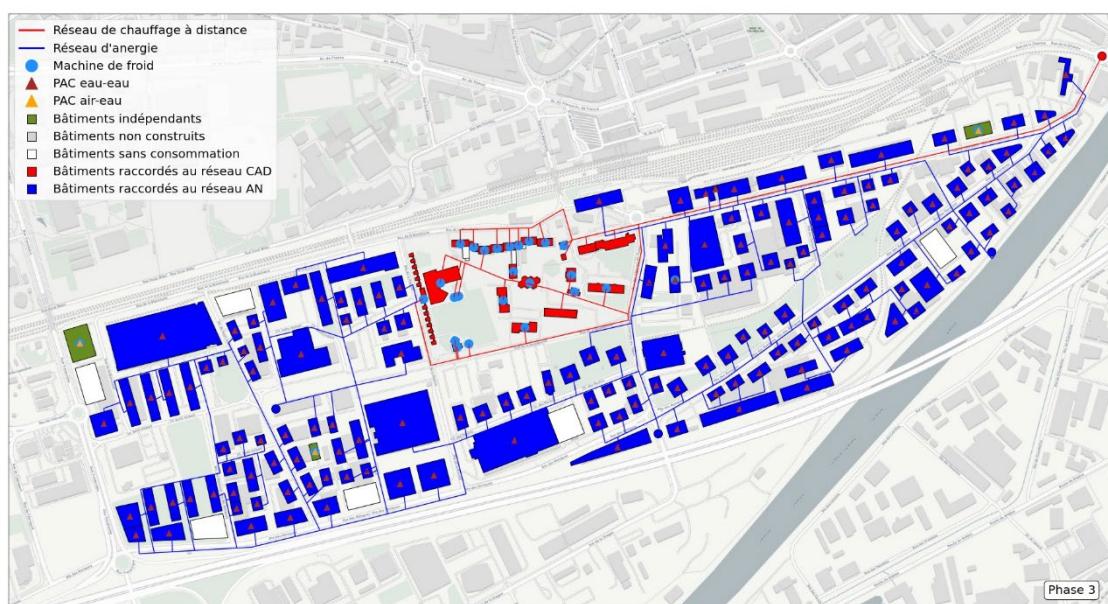


Figure 70 : Réseau d'anergie imaginé pour le quartier de Ronquoz avec les nouveaux emplacements de sources considérés

11.19.3 Besoins

Les nouveaux besoins (énergie livrée) sont présentés dans le Tableau 49.



	Nouveau scénario	Réf.
Energie chaud livrée réseau [MWh/an]	19208	19221
Energie chaud livrée PAC eau-eau [MWh/an]	24696	24713
Energie froid livrée réseau [MWh/an]	11132	11218
Electricité consommée PAC eau-eau [MWh/an]	5488	5492
Energie totale livrée réseau [MWh/an]	30340	30439
Energie totale livrée client (chaud et froid) [MWh/an]	35828	35931

Tableau 49 : Récapitulatif de l'énergie délivrée pour le nouveau scénario considéré dans le risque 17

11.19.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.19.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.19.6 Linéaire de réseau

Le linéaire du réseau change légèrement. Une conduite de liaison entre le Rhône et la centrale Rhône est également prise en compte (environ 250ml en DN 700). Un résumé est présenté dans le Tableau 50.



Diamètre nominal	Longueur par DN
mm	m
20	99
25	302
32	845
40	244
50	1747
65	1567
80	1175
100	1533
125	674
150	582
200	551
250	889
300	1346
350	285
400	236
450	601
500	243
550	34
700	281

Tableau 50 : Récapitulatif du nouveau linéaire de réseau

La longueur totale de réseau est désormais de 13.2 km.

11.19.7 Investissements

Les investissements sont présentés dans le Tableau 51.

	Nouveau scénario	Réf.
Investissements conduites [kCHF]	24959	25521
Investissements SST [kCHF]	14352	14365
Investissements centrales [kCHF]	20749	20749

Tableau 51 : Nouveaux investissements envisagés

11.19.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les nouveaux coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 52).



	Nouveau scénario	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	2172	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1405	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	326	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	434	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	1646	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	318	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	3001	3018
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7337	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	20.48	20.54

Tableau 52 : Récapitulatif des coûts annualisés pour le nouveau scénario du risque 17 pour le quartier de Ronquoz

11.19.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est de 19.46 ct/kWh (cf. Tableau 53).

Energie totale livrée client (chaud et froid) [MWh/an]	35828
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	7337
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	20.48

Tableau 53 : Récapitulatif du prix de revient pour le risque 17

11.19.10 Conclusion risque 17

Le déplacement des ressources renouvelables, pour autant qu'aucun élément extérieur ne rende l'opération plus onéreuse (plus grande profondeur de forage, travaux complémentaires pour l'extraction sur le Rhône, etc.) ne devrait pas changer drastiquement le prix de revient du kWh livré client, à conditions que cela soit pris en compte lors de la conception.

11.20 Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône

11.20.1 Risque 18

Le réseau anergie de Ronquoz à Sion utilise dans ses ressources l'eau de la nappe ainsi que l'eau du Rhône. Ce risque intègre la possibilité de non-obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône.

11.20.2 Conclusion risque 18

Ce risque est déjà traité avec les incertitudes 10, 11 et 12.



11.21 Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)

11.21.1 Risque 19

En cas de réalisation d'une partie du réseau, puis de blocage lié au solde du réseau, à la chaufferie, etc., le réseau d'anergie de Ronquoz se verrait pénalisé par la réalisation d'une partie des investissements, mais sans possibilité d'amortissement pendant plusieurs années.

11.21.2 Méthodologie

Un porte-à-faux financier a été calculé. Pour ce faire, une durée de 5 ans a été considérée. Une construction du réseau et des chaufferies à hauteur de 30 % a également été considérée, de même qu'un taux de 3 %.

La perte de chiffre d'affaires liée à l'absence de vente d'énergie aux clients n'est donc pas prise en compte ici.

11.21.3 Conclusion risque 19

Le risque d'un retard sur le réseau d'anergie de Ronquoz a été évalué (cf. Tableau 54). Ont été considérés :

- Une réalisation de 30 % de l'investissement total du projet, soit 18 millions CHF sur les 60 millions CHF du projet complet,
- Un retard de 5 ans.

Montant du prêt	18000000	CHF
Taux d'intérêt annuel	3,00 %	%
Durée du prêt en années	30	an
Nombre de versements par an	12	-
Intérêts mensuels	25888	CHF/mois
Intérêts sur 5 ans	1553280	CHF
Coût annuel scénario de référence	7379755	CHF/an
Coût annuel avec coût de l'emprunt	7690411	CHF/an
Energie livrée	35 931	MWh/an
Prix de revient	21.4	ct/kWh

Tableau 54 : Evaluation de l'impact du scénario d'un retard du projet de réseau d'anergie pour le quartier de Ronquoz

Ainsi, pour un retard de 5 ans, après avoir investi 30 % du montant total du projet, le surcoût financier est d'un peu moins de 1 ct/kWh.

11.22 Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation

11.22.1 Risque 20

Le fait de ne pas disposer de la propriété des PAC au niveau des sous-stations chez les clients induit une réduction de la marge de manœuvre de l'exploitant du réseau de chauffage à distance.



11.22.2 Méthodologie

Le prix des sous-stations a été recalculé sans le prix des PACs. De plus, le fait que les PACs n'appartiennent pas au gestionnaire de réseau implique une moins bonne opération du réseau. Pour prendre en considération cet effet, les coûts de pompage réseau sont considérés comme étant 3 fois plus grands.

11.22.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 14).

11.22.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 52).

11.22.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 15).

11.22.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 16).

11.22.7 Investissements

Les investissements sont modifiés car le prix des sous-stations est maintenant inférieur (cf. Tableau 55).

	Résultats sans PACs	Réf.
Investissements conduites [kCHF]	25521	25521
Investissements SST [kCHF]	6667	14365
Investissements centrales [kCHF]	20749	20749

Tableau 55 : Nouveaux investissements avec sous-stations sans PACs

11.22.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 56).

	Résultats sans PACs	Réf.
Coûts annuels amortissement [kCHF/an]	1801	2186
Coûts annuels maintenance [kCHF/an]	1103	1411
Coûts annuels ingénierie [kCHF/an]	270	328
Coûts annuels aléas [kCHF/an]	360	437
Coûts annuels électricité PAC eau-eau [kCHF/an]	0	1629
Coûts annuels électricité pompage réseau [kCHF/an]	1059	353
Coûts annuels électricité pompage source [kCHF/an]	28	28
Coûts annuels électricité PAC Rhône [kCHF/an]	1008	1008
Coûts annuels électricité total [kCHF/an]	2095	3010
Coûts annuels totaux [kCHF/an]	5630	7380
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	18.50	20.54

Tableau 56 : Coûts annuels pour le scénario sans PACs



11.22.9 Prix de revient du kWh

Comme indiqué dans le tableau précédent (cf. Tableau 56), le prix de revient du kWh baisse fortement, atteignant ainsi 18.5 ct/kWh.

11.22.10 Conclusion risque 20

Le prix du kWh baisse à 18.5 ct/kWh. Cependant, ce prix n'est pas comparable avec les prix présentés au préalable, car il s'agit du prix du kWh à une température inférieure (chaud et froid).

11.23 Analyse des résultats

Un résumé des valeurs obtenues pour le site de Ronquoz est fourni dans la Figure 68. Des valeurs extrêmes et des points intermédiaires à ceux présentés précédemment dans le rapport sont également inclus.

D'une manière générale, il peut être observé que certaines incertitudes contribuent à faire varier le prix de revient du kWh de manière positive ou négative (diminution et augmentation, par exemple lorsque l'on fait varier le prix du kWh électrique entre 20 et 40 ct/kWh, avec une référence à 30 ct/kWh), alors que certains risques permettent de le faire varier seulement de manière négative (par exemple lorsque les gros consommateurs sont considérés comme non-raccordés).

Les risques faisant le plus augmenter le prix de revient du kWh sont les risques 7 (moins de gros consommateurs raccordés) et 12 (baisse imprévue de la puissance disponible). Ceux-ci considèrent en effet des cas extrêmes. Dans le cas du risque 7, le scénario affichant le plus haut prix considère que 10 gros consommateurs correspondant à 40 % de l'énergie vendue ne sont pas raccordés, ce qui est largement improbable. Le risque 12 considère quant-à-lui le scénario catastrophe où la ressource du Rhône n'est plus utilisable alors que les investissements ont déjà été effectués. En dehors de ces cas extrêmes, la plupart des risques mènent à un prix de revient situé entre 15 et 25 ct/kWh avec une moyenne proche des 21 ct/kWh, comme indiqué par la Figure 69. Une analyse de sensibilité du prix de revient du kWh face aux incertitudes est présentée ensuite (cf. Figure 98). Une comparaison des résultats obtenus pour Ronquoz avec ceux obtenus pour Sierre est établie dans la section 0. De même, une analyse plus détaillée sur la sensibilité et une identification des risques ayant un fort impact même après mise en œuvre de mesures de mitigation sont présentées en fin de rapport.

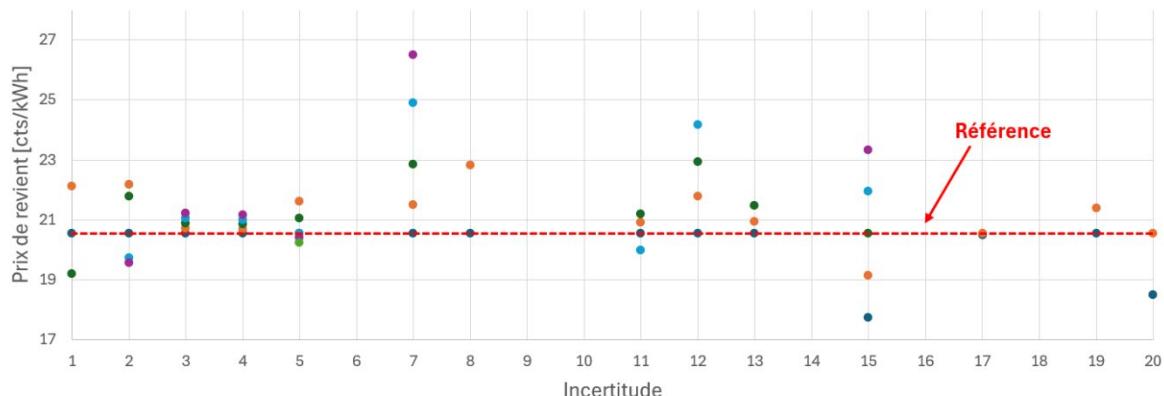


Figure 71 : Cas d'étude de Ronquoz - Résumé des prix de revient obtenus

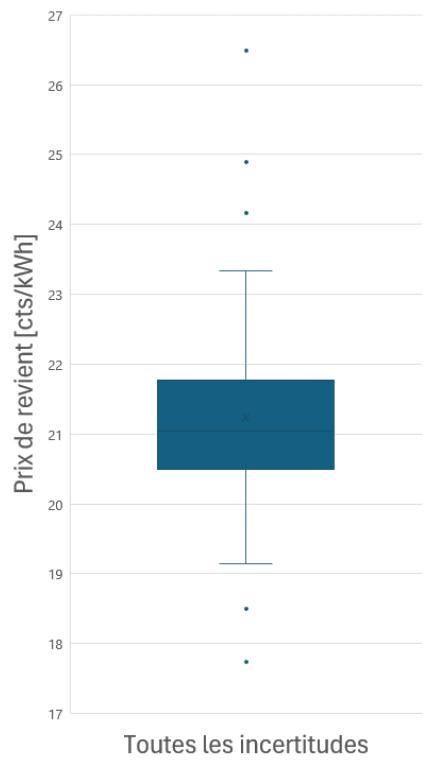


Figure 72 : Boxplot des incertitudes du site de Ronquoz



12 WP 2 : Cas de Sierre

La ville de Sierre et les rejets thermiques de Novelis servent de deuxième cas d'étude pour l'évaluation des incertitudes et des risques associés.

Les évaluations de besoins de chaud/froid et le design de réseau présentés ont été étudiés dans le cadre du NetZeroLab. Ce laboratoire créé entre la HES-SO Valais, Novelis et OIKEN, vise notamment à valoriser les rejets de l'usine Novelis de Sierre afin d'alimenter le futur chauffage à distance de la Ville de Sierre.

Une évaluation des coûts d'investissements (cf. 12.2.5), et des coûts d'exploitation (cf. 12.2.6) a été menée pour un scénario de référence, ainsi que la définition d'un prix de revient rendu client du kWh. Les coûts incluent la récupération des rejets mais pas leur rachat éventuel. Dès lors, le prix de rachat de l'énergie qui pourrait être exigé par l'industriel aurait une influence directe sur le prix de revient de l'énergie fournie aux clients.

Les incertitudes identifiées sont analysées et traduites en tant que risques financiers. Concernant le site de Sierre, un accent est mis sur les incertitudes liées à la ressource principale (rejets thermiques).

12.1 Périmètre d'étude

Le périmètre d'étude est présenté dans la figure suivante (cf. Figure 73).

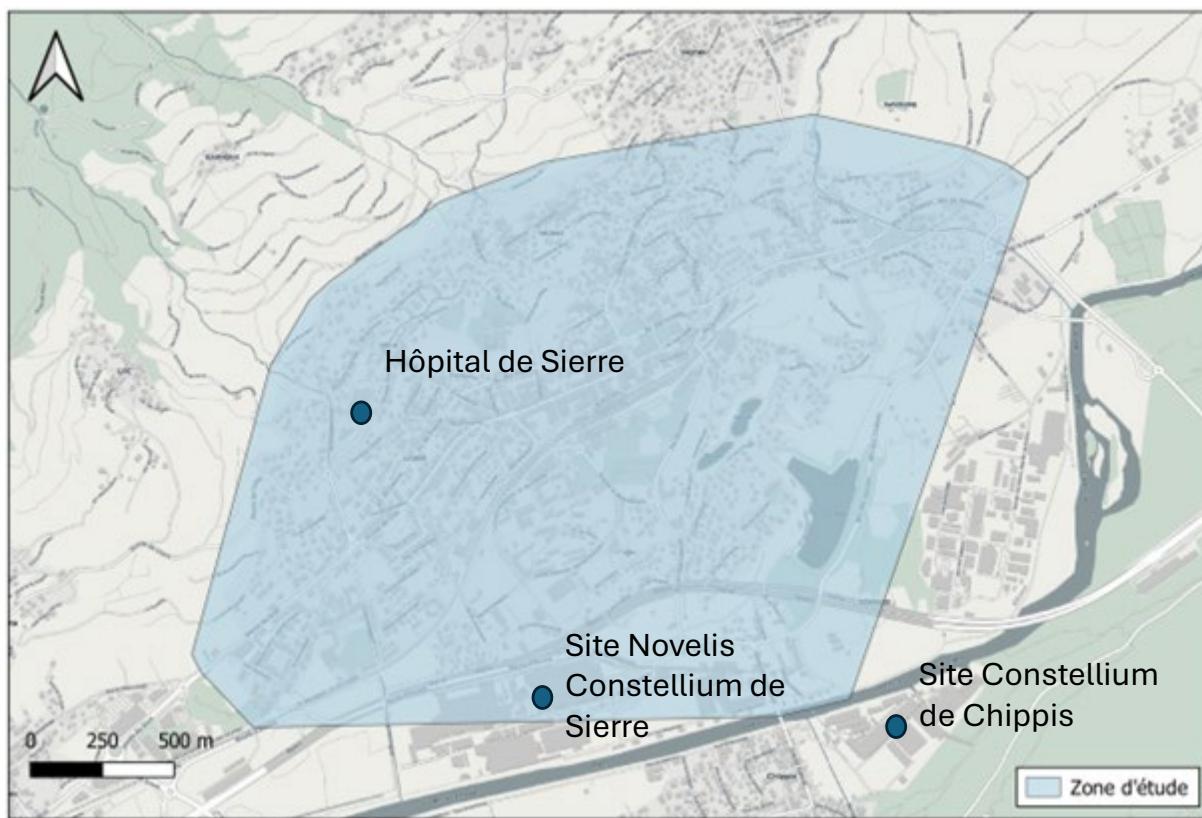


Figure 73 : Périmètre d'estimation des consommations énergétiques pour la commune de Sierre

La carte des bâtiments du périmètre (2120 bâtiments) est présentée ci-après (cf. Figure 74).

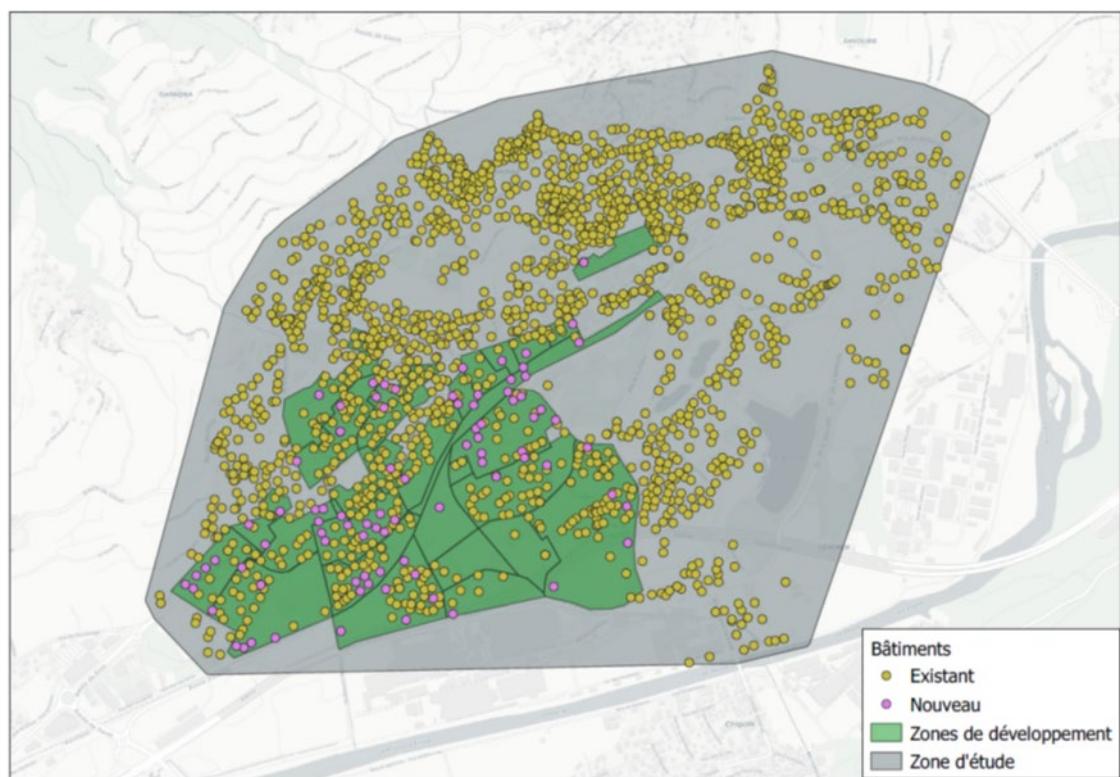


Figure 74 : Localisation des bâtiments existants et neufs du périmètre d'étude

La carte des bâtiments de plus de 50 kW du périmètre (533 bâtiments) est présentée ci-après (cf. Figure 75).

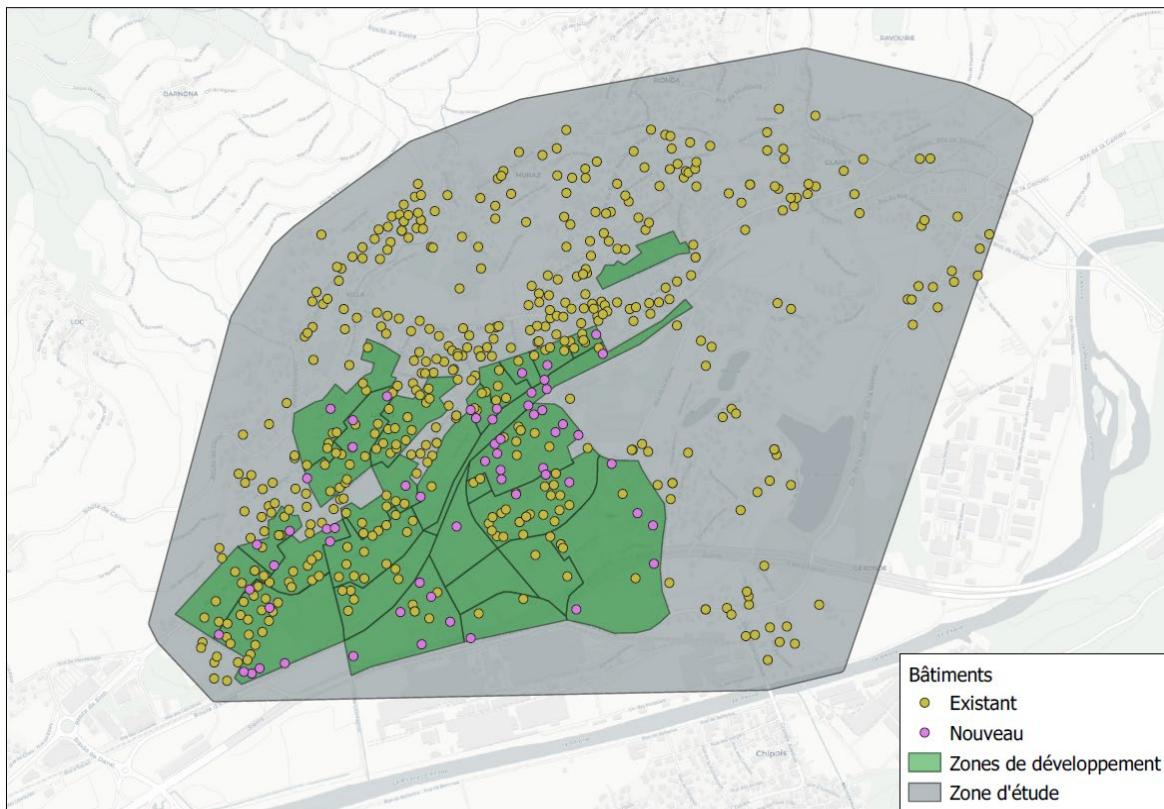


Figure 75 : Localisation des bâtiments existants et neufs de plus de 50 kW du périmètre d'étude

12.2 Scénario de référence

Plusieurs types de CAD ont été étudiés dans le cadre du NetZéroLab pour le cas de Sierre :

- CAD 75 / 55 °C,
- CAD 50 / 30 °C avec PAC délocalisées pour la production d'ECS et de besoins de chauffage à haute température,
- Réseau anergie 12 / 9 °C,
- Réseau multitubes 75 / 50 / 30°C.

Le scénario de référence considéré dans la présente étude pour le CAD de Sierre est la mise en œuvre d'un CAD à 50 / 30 °C. Les caractéristiques de ce scénario de référence sont données ci-après.

12.2.1 Besoins

Les caractéristiques du scénario 2 sont données dans la figure suivante (cf. Figure 76).

Total	533 bâtiments	(505 existants et 28 nouveaux)
Total	236 bâtiments raccordés	
Longueur réseau	16 436 ml fouilles	

Figure 76 : Caractéristiques du scénario 2

Les besoins actuels et futurs pour le scénario de référence sont donnés dans le tableau suivant (cf. Tableau 57). Etant donné que ce scénario comporte des PAC décentralisées, une colonne a été ajoutée en dissociant l'énergie livrée à la sous-station de l'énergie en sortie de PAC utilisée par le client (chaud à l'évaporateur des PAC).



Taux de raccordement 100,00%
Facteur de simultanéité 1
Pertes 13%

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporateur des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	58 062	62 034	49 319	221
Besoins avec taux de raccordement	MWh	58 062	62 034	49 319	
Besoins avec pertes	MWh	65 610	70 098	55 730	
Puissance	MW	34	39	31	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	34	39	31	0,4
Puissance avec simultanéité	MW	34	39	31	0,4
Puissance avec pertes	MW	38	44	35	0,4
Densité	MWh/ml/an	3,5	3,8	3,0	

Tableau 57 : Besoins actuels et futur du scénario de référence

Les besoins actuels et futurs avec un taux de raccordement et un facteur de simultanéité adapté pour le scénario de référence sont donnés dans le tableau suivant (cf. Tableau 58). Ce sont ces derniers qui serviront de base à l'étude.



Taux de raccordement 80,00%
Facteur de simultanéité 0,72
Pertes 13%

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporate ur des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	58 062	62 034	49 319	221
Besoins avec taux de raccordement	MWh	46 450	49 627	39 455	177
Besoins avec pertes	MWh	52 488	56 078	44 584	
Puissance	MW	34	39	31	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	27	31	25	0,3
Puissance avec simultanéité	MW	19	22	18	0,2
Puissance avec pertes	MW	22	25	20	0,2
Densité	MWh/ml/ an	2,8	3,0	2,4	

Tableau 58 : Besoins actuels et futurs du scénario de référence avec taux de raccordement et facteur de simultanéité modifiés

La monotone du scénario de référence est présentée ci-après (cf. Figure 77).

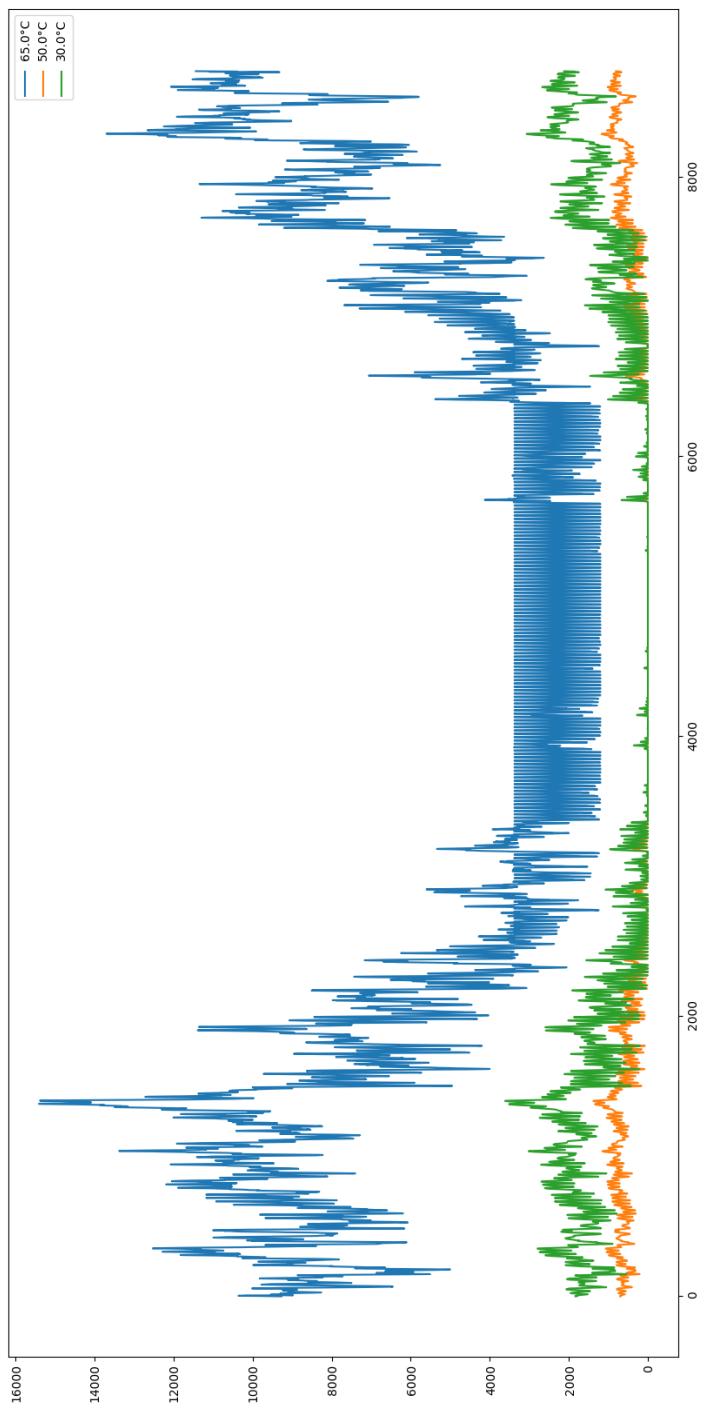


Figure 77 : Monotone du scénario de référence

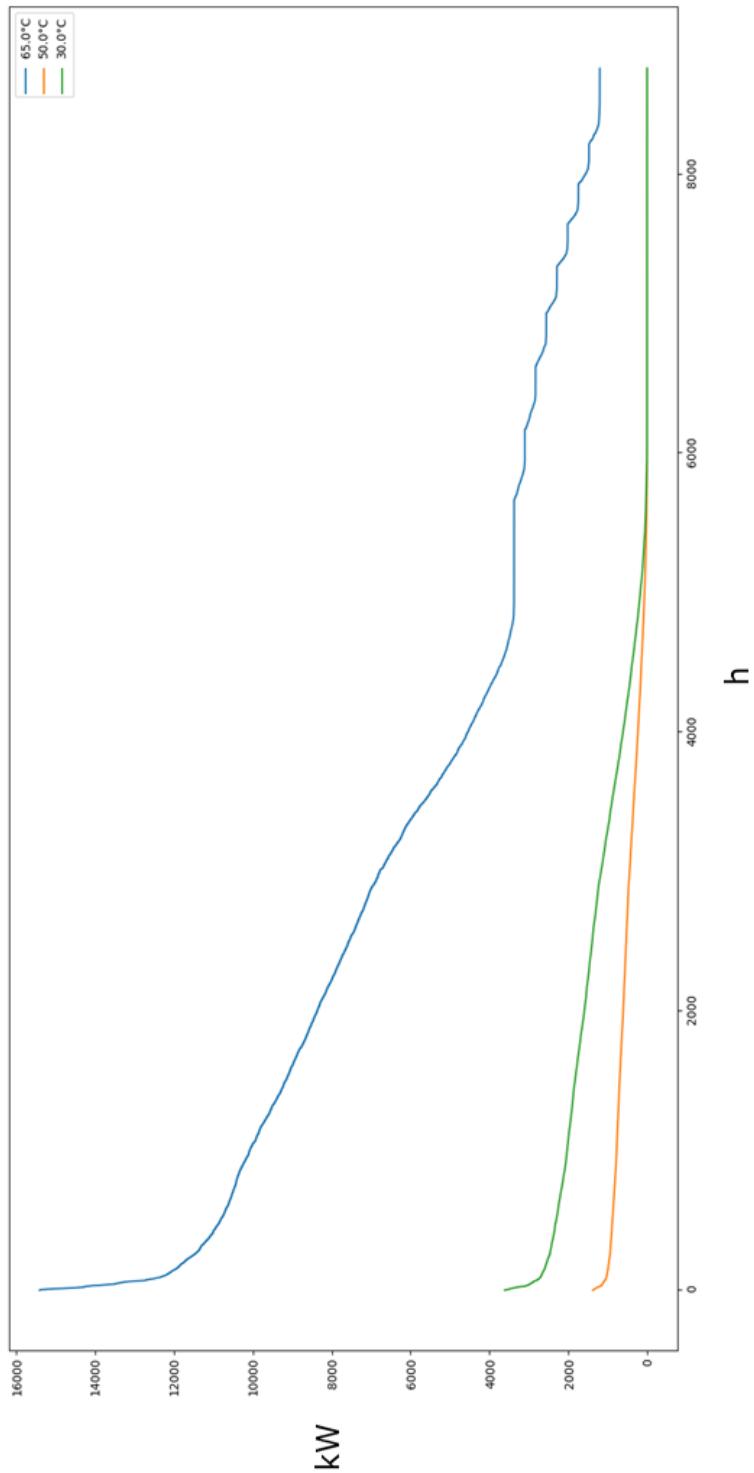


Figure 78 : Monotone classée du scénario de référence



On constate que les besoins à basse température restent marginaux.

12.2.2 Schéma de principe

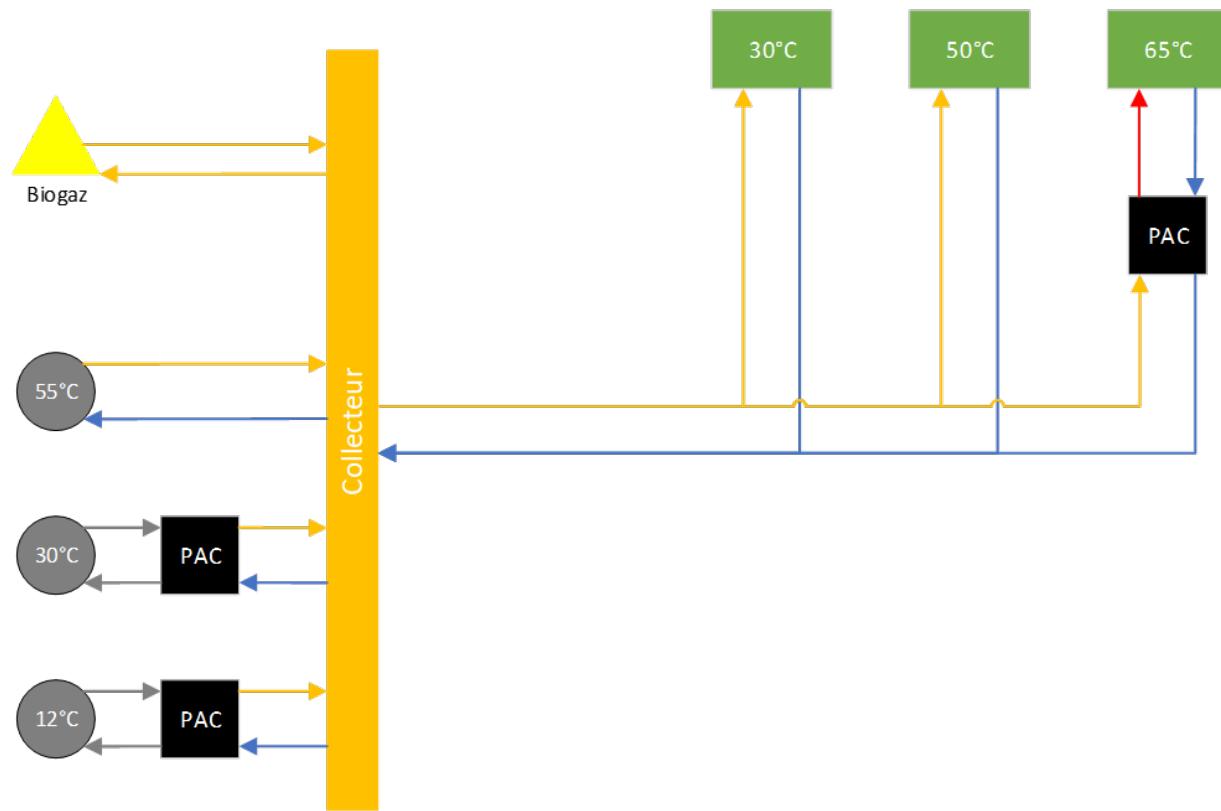


Figure 79 : Schéma de principe du scénario de référence

12.2.3 Concept proposé

Le concept proposé dans le scénario de référence est détaillé dans le tableau suivant (cf. Tableau 59).

Caractéristiques	Unité	Scénario de référence : CAD 50°C
Puissance	MW	25
Energie livrée aux clients	MWh/an	49 627
Chaudage		oui
ECS		oui
Froid		non
Ressources mobilisées (14,8 MW hors part électrique)	MW	14,82
	Eau de coulée de la fonderie Novelis de Sierre (5 MW)	MW
	Rejets du projet de production d'hydrogène en cours d'étude à Chippis (1,9 MW)	MW
		5
		1,9



Caractéristiques		Unité	Scénario de référence : CAD 50°C
	Boucle de refroidissement du site Novelis Constellium de Sierre (3,6 MW)	MW	3,6
	Eau de refroidissement des fours à induction de Chippis (0,5 MW)	MW	0,5
	Centrale hydroélectrique Navizence de Chippis (0,6 MW)	MW	0,62
	Nappe du site Novelis Constellium de Sierre (3,2 MW)	MW	3,2
Liaisons			
	Entre les lieux de production des rejets et la chaufferie Novelis Constellium du site de Sierre	Sierre	oui
	Entre la chaufferie Novelis Constellium de Sierre et la chaufferie CAD de Sierre	Sierre	oui
	Entre les lieux de production des rejets et la chaufferie CAD de Chippis	Chippis	oui
	Entre la chaufferie CAD de Chippis et la chaufferie CAD de Sierre	Sierre	oui
	Entre la chaufferie de l'hôpital et la chaufferie CAD de Sierre	Sierre	oui
Chaufferie			
	PAC	MW	10,0
	Biogaz (appoint/secours)	MW	11
	Gaz hôpital (secours)	MW	8
	Taux redondance	%	77 %
Réseau			
	Nombre de conduites	conduites	2 tubes
	Type de conduite	conduite	Préisolé
Sous-stations			
	Type	Type	1 échangeur, 2 tubes
		Nombre	190
	PAC	PAC	oui pour partie du chauffage et ECS

Tableau 59 : Concept proposé pour le scénario de référence



Ressources

La puissance considérée pour les ressources à disposition est donnée ci-après par ordre de priorité d'utilisation :

- Eau de coulée de la fonderie de Sierre (5 MW) (55 °C),
- Rejets du projet de production d'hydrogène en cours d'étude à Chippis (1,9 MW) (55 °C),
- Boucle de refroidissement du site de Sierre (3,6 MW) (30 °C),
- Eau de refroidissement des fours de fusion de Chippis (0,5 MW) (30 °C),
- Centrale hydroélectrique Navizence (0,6 MW) (30 °C),
- Nappe du site Novelis Constellium de Sierre (3,2 MW) (12 °C).

Soit un total de 14,8 MW (hors part électrique).

Etant donné les fluctuations des rejets thermiques de la fonderie Novelis Constellium de Sierre, deux stocks tampons chaud et froid de 2000 m³ ont été considérés.

Liaisons

A ce stade, l'emplacement de la chaufferie du CAD doit encore faire l'objet d'études approfondies. Les auteurs ont considéré une chaufferie située dans le futur quartier de Condémines (cf. Figure 76).

La mise en œuvre des scénarios nécessite différentes liaisons :

- Entre les lieux de production des rejets du site Novelis Constellium de Sierre et la chaufferie CAD de Sierre,
- Entre les lieux de production des rejets du site Constellium de Chippis et la chaufferie CAD de Chippis,
- Entre la chaufferie CAD de Chippis et la chaufferie CAD de Sierre,
- Entre la chaufferie CAD de Sierre et le CAD,
- Entre le réseau d'eau de nappe du site Novelis Constellium de Sierre et la chaufferie CAD de Sierre,
- Entre la chaufferie de l'hôpital et la chaufferie CAD de Sierre.

Ces liaisons sont présentées ci-après.

- Liaisons entre rejets du site Novelis Constellium de Sierre et chaufferie CAD de Sierre

Ces liaisons sont présentées dans les figures suivantes (cf. Figure 80). Elles permettent de ramener à la chaufferie CAD de Sierre les deux principaux rejets thermiques du site Novelis Constellium de Sierre (eau de coulée de la fonderie Novelis, circuit d'eau des tours de refroidissement) à la chaufferie CAD.

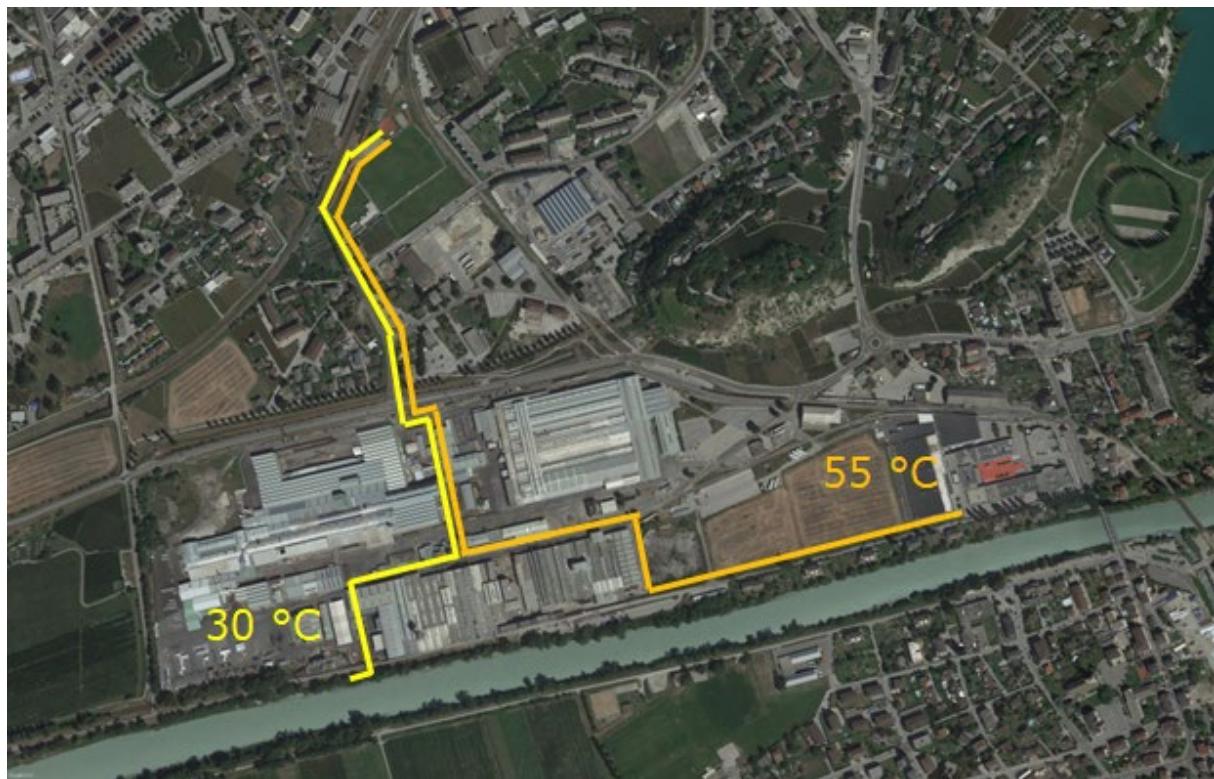


Figure 80 : Liaisons entre la fonderie de Novelis, les tours aéroréfrigérantes et la chaufferie CAD de Sierre



- Liaison entre rejets du site Constellium de Chippis et chaufferie CAD de Chippis

Cette liaison est présentée dans la figure suivante (cf. Figure 81). Elle permet de ramener les rejets de Chippis (eau des fours de coulée de la fonderie Constellium, rejets thermiques de la production d'hydrogène à Chippis) à la chaufferie possible pour un projet de CAD à Chippis.



Figure 81 : Liaison entre les rejets du site Constellium de Chippis et la chaufferie CAD de Chippis

- Liaison entre la chaufferie CAD de Chippis et la chaufferie CAD de Sierre

Cette liaison est présentée dans la figure suivante (cf. Figure 82). Elle permet de mieux valoriser les rejets de Chippis, dont le potentiel dépasse celui du projet de CAD de Chippis.

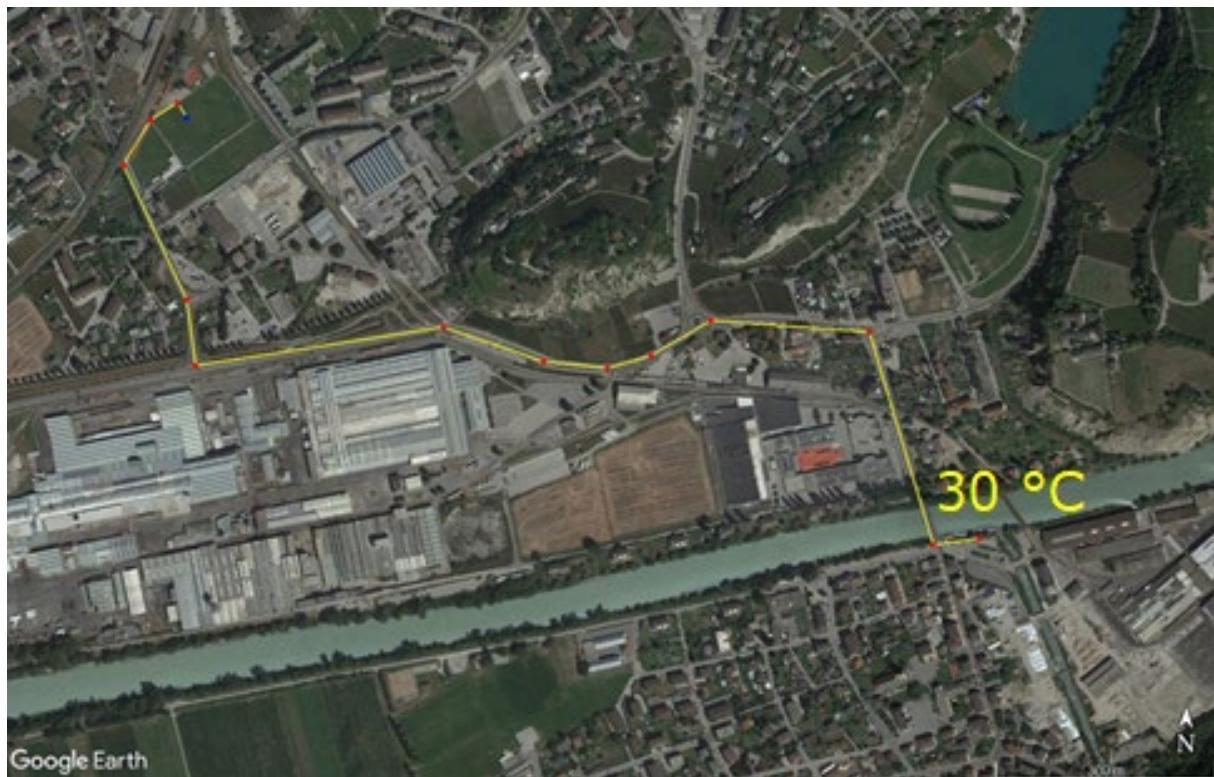


Figure 82 : Liaison entre la chaufferie CAD de Chippis et la chaufferie CAD de Sierre

- Liaison entre la chaufferie CAD de Sierre et le CAD

Cette liaison est présentée dans la figure suivante (cf. Figure 83). Elle permet d'apporter la totalité de la puissance de la chaufferie CAD de Sierre sur le CAD. Lors de l'élaboration du tracé, cette liaison n'était dimensionnée que pour alimenter la chaufferie du projet Condémines.





Figure 83 : Liaison entre la chaufferie CAD de Sierre et le CAD

- Liaison entre le réseau d'eau de nappe du site Novelis Constellium de Sierre et la chaufferie CAD de Sierre

Cette liaison est présentée dans la figure suivante (cf. Figure 84). Elle permet de valoriser la ressource nappe au niveau de la chaufferie CAD de Sierre.

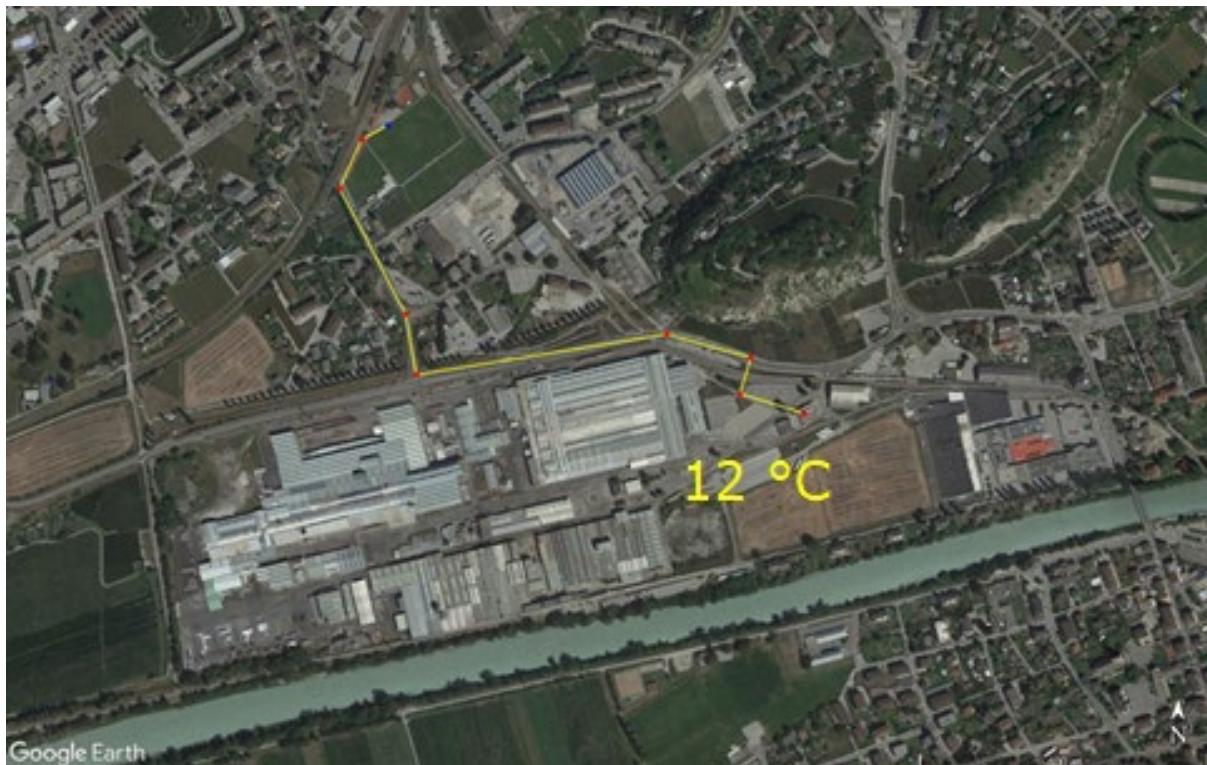


Figure 84 : Liaison entre le réseau d'eau de nappe du site Novelis Constellium et la chaufferie CAD de Sierre

- Liaison entre la chaufferie de l'hôpital et le CAD de Sierre

Cette liaison est présentée dans la figure suivante (cf. Figure 85). Elle est nécessaire à la fonction d'appoint/secours de la chaufferie de l'hôpital vis-à-vis du CAD de Sierre. Elle permet le transit d'une puissance de 8 MW.

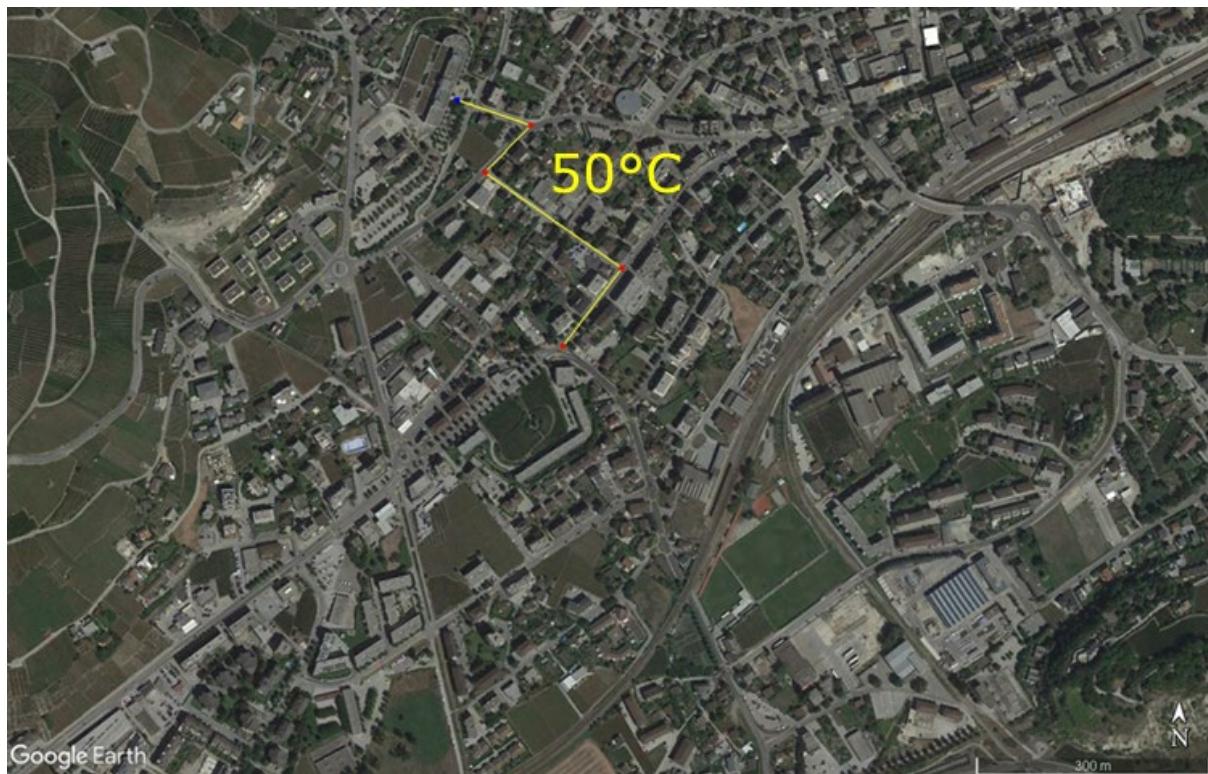


Figure 85 : Liaison entre la chaufferie de l'hôpital et le CAD de Sierre

Chaufferie

Il a été considéré une implantation de la chaufferie dans le nouveau quartier de Condémines, à côté de la future patinoire (cf. Figure 86).



Figure 86 : Emplacement de la chaufferie du CAD (Studio Nova, 2024)



Réseau

Le tracé obtenu pour le scénario de référence est présenté dans la figure suivante (cf. Figure 87). Le tracé proposé permet de développer un CAD de 25 MW.

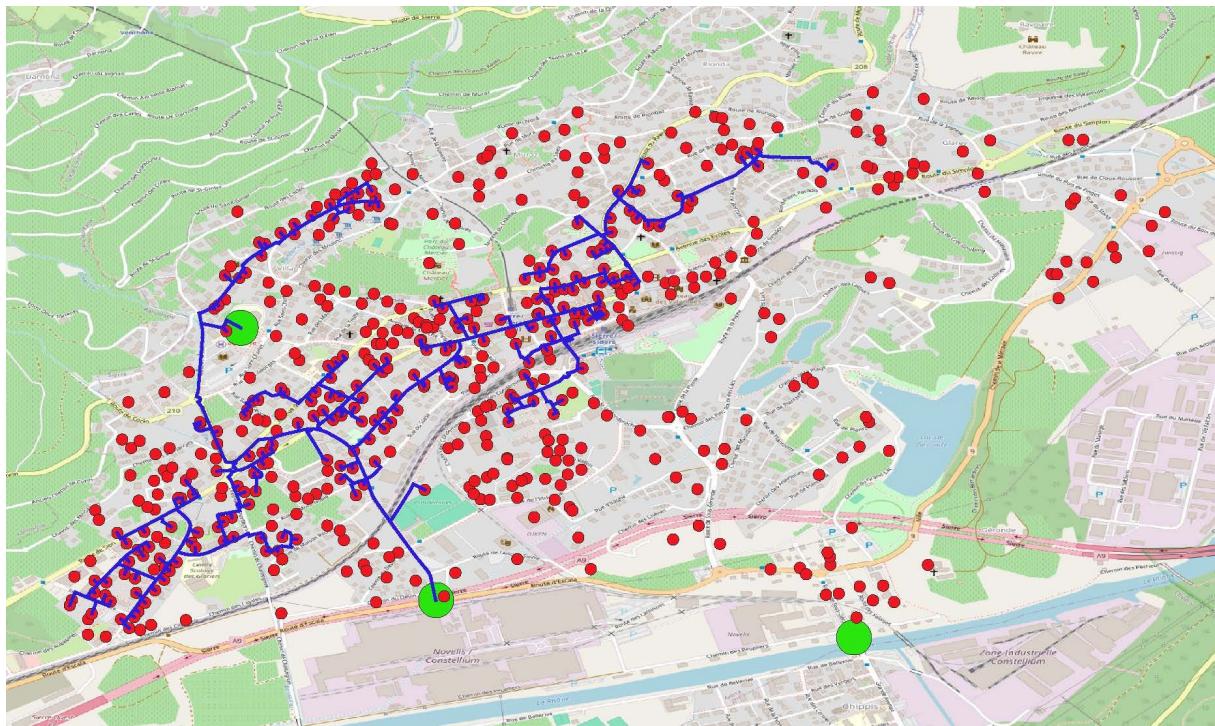


Figure 87 : Tracé du scénario de référence

Sous-stations

A ce stade, il n'y a pas de prise en compte :

- De la problématique de place disponible pour l'implantation des sous-stations avec PAC chez les clients,
- Des coûts éventuels liés à l'augmentation des puissances de raccordement électrique des clients.

12.2.4 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario de référence est détaillé dans le tableau suivant (cf. Tableau 60).

Diamètre nominal mm	Longueur par DN m
20	754
25	2 207
32	1 815
40	853
50	1 901
65	1 874
80	631
100	987
125	1 237
150	381



Diamètre nominal	Longueur par DN
mm	m
200	1 695
250	192
300	647
350	535
400	125
500	284
550	317
	16 436

Tableau 60 : Détail du linéaire du réseau du scénario de référence

12.2.5 Investissements

Les investissements du scénario de référence sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 61).

Investissements	Scénario de référence : CAD 50°C	
Récupération des rejets		
Puissance totale des rejets mobilisés	14,82	MW
Eau de coulée de la fonderie Novelis de Sierre	5	MW
	1 250 000	CHF
Production d'hydrogène Chippis	1,9	MW
	380 000	CHF
Circuit de refroidissement du site Novelis Constellium de Sierre	3,6	MW
	900 000	CHF
Eau de refroidissement des fours à inductions du site de Chippis	0,5	MW
	125 000	CHF
Rejets thermiques des groupes de la centrale Navizence	0,46	MW
	92 000	CHF
Rejets thermiques des transformateurs de la centrale Navizence	0,16	MW
	48 000	CHF
Nappe du site Novelis Constellium de Sierre	3,2	MW
	640 000	CHF
Total récupération des rejets	3 435 000	CHF
Bassins tampons		
Tampon chaud	2 000	m3
	2 000 000	CHF
Tampon froid	2 000	m3
	2 000 000	CHF
Total bassins tampon	4 000 000	CHF



Investissements	Scénario de référence : CAD 50°C	
Chaufferie PAC		
Puissance chaufferie CAD sans PAC	6,9	MW
EM Chaufferie CAD sans PAC	1 543 500	CHF
GC chaufferie CAD sans PAC	679 140	CHF
Puissance PAC (25/50°C)	6	MW
EM Chaufferie PAC (25/50°C)	4 725 912	CHF
GC chaufferie PAC (25/50°C)	2 079 401	CHF
Puissance PAC (12/50°C)	4	MW
EM Chaufferie PAC (12/50°C)	3 359 483	CHF
GC chaufferie PAC (12/50°C)	1 231 810	CHF
Puissance chaufferie PAC	10	MW
Surface chaufferie PAC	1 003	m2
Hauteur chaufferie PAC	6	m
Volume chaufferie PAC	6 020	m3
EM chaufferie PAC	9 628 895	CHF
GC chaufferie PAC	3 990 352	CHF
Total chaufferie PAC	13 619 000	CHF
Chaufferie secours gaz/biogaz		
Puissance gaz appoint nécessaire pour appoint	0	MW
Puissance gaz secours installée (appoint et secours)	11	MW
EM chaufferie gaz	2 276 000	CHF
GC chaufferie gaz	1 138 000	CHF
Liaison Hôpital - CAD de Sierre	1 664 000	CHF
Total chaufferie gaz appoint secours yc liaison		
Hôpital	5 078 000	CHF
Liaisons		
Longueur	6 005	ml
Total liaisons	14 049 000	CHF
Réseau		
Longueur réseau	16 440	ml
Total réseau	32 748 000	CHF
Sous-stations		
Nombre de sous-stations	190	unité s
Total sous-stations	16 784 000	CHF
Total investissements	89 713 000	CHF
Etudes	13 457 000	CHF
Aléas	17 943 000	CHF

Tableau 61 : Investissements du scénario de référence

12.2.6 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario de référence sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 62).



Coût annuel		
Energie fournie sortie centrale	44 584	MWh/an
Electricité pour centrale PAC	2 226	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	MWh/an
	3 771 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	MWh/an
	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	MWh/an
	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	MWh/an
	4 294 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	MWh/an
	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	CHF/an

Tableau 62 : Coûts d'exploitation du scénario de référence

12.2.7 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client dans le scénario de référence est de 0,21 CHF/kWh.

Total coût annuel	10 537 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	CHF/kWh

Tableau 63 : Prix de revient du kWh dans le scénario de référence

Le détail du prix de revient du kWh du scénario de référence est présenté dans la figure suivante (cf. Figure 88).



Détail du prix du kWh du scénario de référence

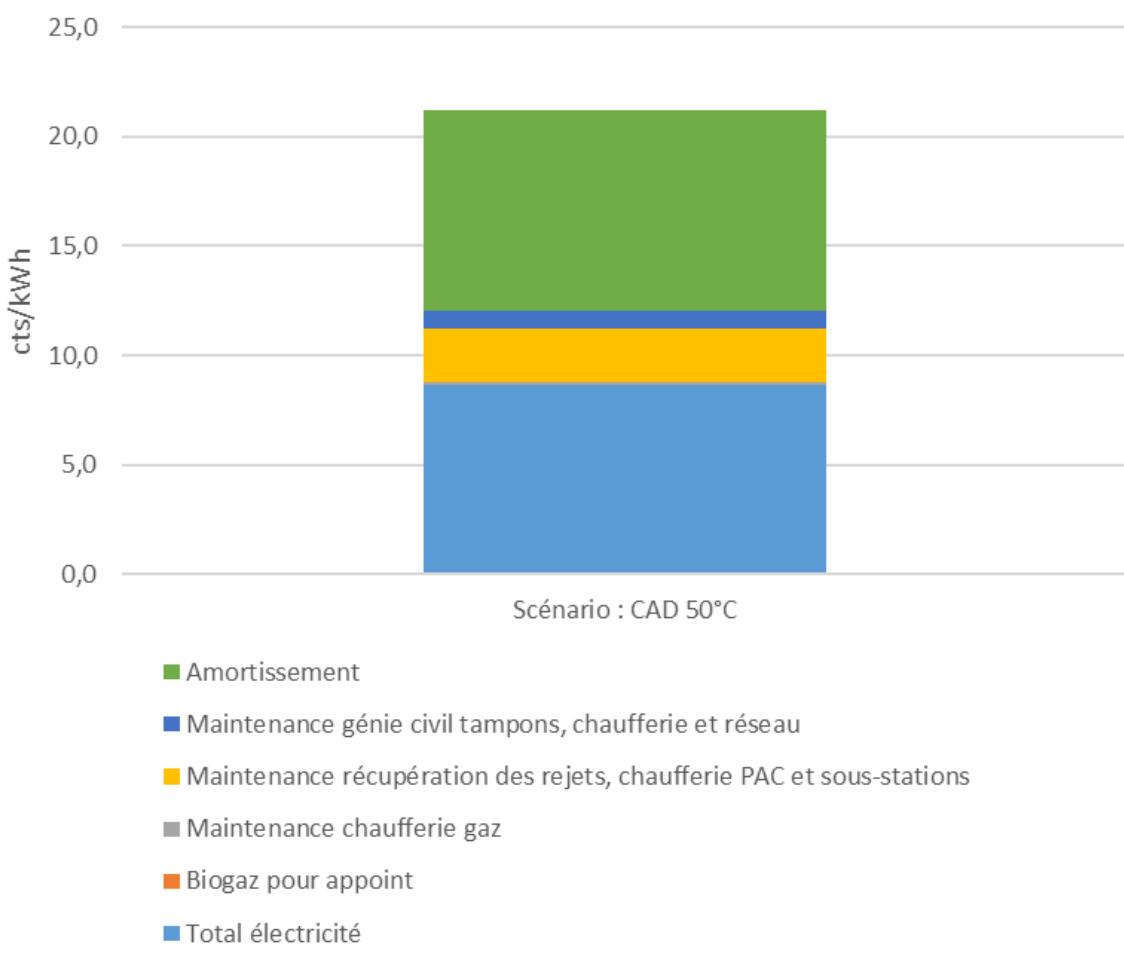


Figure 88 : Détail du prix de revient du scénario de référence

12.2.8 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario de référence a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 64).

	Scénario de référence : CAD 50 °C
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %
Taux de renouvelable hors part électrique	77,6 %

Tableau 64 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario de référence

Le taux de renouvelable sans part électrique est important pour l'obtention des subventions. A défaut de pouvoir atteindre ce taux, des certificats d'achat d'énergie électrique renouvelable devront être comptabilisés dans les coûts afin de pouvoir prétendre aux subventions de l'Etat du Valais.

Le scénario de référence présente un taux d'énergie renouvelable, hors part électrique, supérieur aux 75 %.

12.2.9 Analyse environnementale

Le bilan d'émissions de gaz à effet de serre a été calculé pour le scénario de référence. Il est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 65).



	KgCO2/kWh	Unité	Emissions (tCO2/an)
Facteur émission gaz	0,24876	KgCO ₂ /kWh	
Facteur émission mazout	0,322	KgCO ₂ /kWh	
Facteur émission électricité	0,102	KgCO ₂ /kWh (Mix suisse)	
Gaz naturel substitué	34 419	MWh/an	-8 562
Mazout substitué	6 047	MWh/an	-1 947
Electricité consommée	14 314	MWh/an	1460
Bilan			-9 049

Tableau 65 : Bilan GES global des 4 scénarios

12.3 Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)

12.3.1 Risque 1

Une mauvaise estimation des besoins en froid implique un risque de dimensionnement optimal du réseau sur les besoins en froid.

12.3.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque consiste en une analyse de sensibilité sur les besoins en froid (scénario haut et scénario bas) :

- Sous-dimensionnement : tous les clients ne peuvent pas être alimentés, mise en place de groupes froid chez les clients,
- Surdimensionnement : surinvestissement inutile.

12.3.3 Besoins

Une synthèse des besoins en chaud et en froid des bâtiments de plus de 50 kW est donnée dans les tableaux suivants (cf. Tableau 66, et Tableau 67).



Résultats énergie / puissance existant	
Energie totale 2022 [GWh]	146,41
Puissance totale 2022 [MW]	95,21
Energie totale 2050 [GWh]	126,86
Puissance totale 2050 [MW]	82,33

Résultats énergie / puissance nouveau	
Energie totale 2022 [GWh]	0,00
Puissance totale 2022 [MW]	0,00
Energie totale 2050 [GWh]	14,73
Puissance totale 2050 [MW]	6,40

Résultats énergie / puissance TOTAL	
Energie totale 2022 [GWh]	146,41
Puissance totale 2022 [MW]	95,21
Energie totale 2050 [GWh]	141,58
Puissance totale 2050 [MW]	88,73

Tableau 66 : Besoins en chaud globaux (hors site Novelis Constellium de Sierre, hors Chippis) des bâtiments de plus de 50 kW du scénario de référence

Résultats énergie / puissance existant	
Energie totale 2022 [GWh]	0,00
Puissance totale 2022 [MW]	0,00
Energie totale 2050 [GWh]	0,00
Puissance totale 2050 [MW]	0,00

Résultats énergie / puissance nouveau	
Energie totale 2022 [GWh]	0,00
Puissance totale 2022 [MW]	0,00
Energie totale 2050 [GWh]	0,34
Puissance totale 2050 [MW]	0,43

Résultats énergie / puissance TOTAL	
Energie totale 2022 [GWh]	0,00
Puissance totale 2022 [MW]	0,00
Energie totale 2050 [GWh]	0,34
Puissance totale 2050 [MW]	0,43

Tableau 67 : Besoins en froid globaux (hors site Novelis Constellium de Sierre, hors Chippis) des bâtiments de plus de 50 kW du scénario de référence



12.3.4 Conclusion risque 1

Etant donné la quasi-absence de besoins en froid pour le futur CAD de Sierre, selon les hypothèses prises par l'étude du NetZeroLab, le réseau ne sera pas dimensionné pour fournir de la chaleur et de froid mais uniquement de la chaleur. De ce fait, **ce risque n'est pas considéré dans le cas de Sierre.**

12.4 Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie)

12.4.1 Risque 2

Une mauvaise estimation des besoins en chaud implique un risque de dimensionnement du réseau sur les besoins en chaud.

12.4.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque consiste en une analyse de sensibilité sur les besoins en chaud (scénario haut et scénario bas). Pour ce faire, il est possible de jouer sur les paramètres suivants :

- taux de rénovation (min 1 %, max 3 % au lieu de 1 %),
- gain énergétique après rénovation (min 40 %, max 60 % au lieu de 50 %),
- taux de raccordement (min 70 %, max 90 % au lieu de 80 %).

Ceci permet de définir une valeur basse et haute de la fourchette.

12.4.3 Besoins

Il a été considéré une baisse et une hausse de 20 % pour l'énergie et la puissance du réseau, afin de définir un scénario bas et un scénario haut de consommation. On arrive ainsi aux besoins suivants (cf. Tableau 68).

Taux de raccordement	80 %
Facteur de simultanéité	0,57
Pertes	13 %

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporat eur des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	46 450	49 627	39 455	177
Besoins avec taux de raccordement	MWh	37 160	39 702	31 564	141
Besoins avec pertes	MWh	41 990	44 863	35 667	
Puissance	MW	27	31	25	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	22	25	20	0,2
Puissance avec simultanéité	MW	12	14	11	0
Puissance avec pertes	MW	14	16	13	0,2
Densité	MWh/ml/ an	2,3	2,4	1,9	

Tableau 68 : Besoins et puissance du réseau avec une baisse de 20 % des consommations



Les besoins actuels et futurs sont ensuite adaptés en tenant compte du taux de raccordement, de la simultanéité, et des pertes réseaux (cf. Tableau 69).

Taux de raccordement	80 %
Facteur de simultanéité	0,86
Pertes	13 %

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporate ur des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	69 674	74 440	59 182	265
Besoins avec taux de raccordement	MWh	55 739	59 552	47 346	212
Besoins avec pertes	MWh	62 986	67 294	53 501	
Puissance	MW	41	46	37	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	32	37	29	0,4
Puissance avec simultanéité	MW	28	32	25	0
Puissance avec pertes	MW	31	36	29	0,3
Densité	MWh/ml/ an	3,4	3,6	2,9	

Tableau 69 : Besoins et puissance du réseau avec une hausse de 20 % des consommations

La monotone du scénario avec une puissance et une énergie réduites de 20 % est présentée ci-après (cf. Figure 89, Figure 90).

La monotone du scénario avec une puissance et une énergie augmentées de 20 % est présentée ci-après (cf. Figure 91, Figure 92).

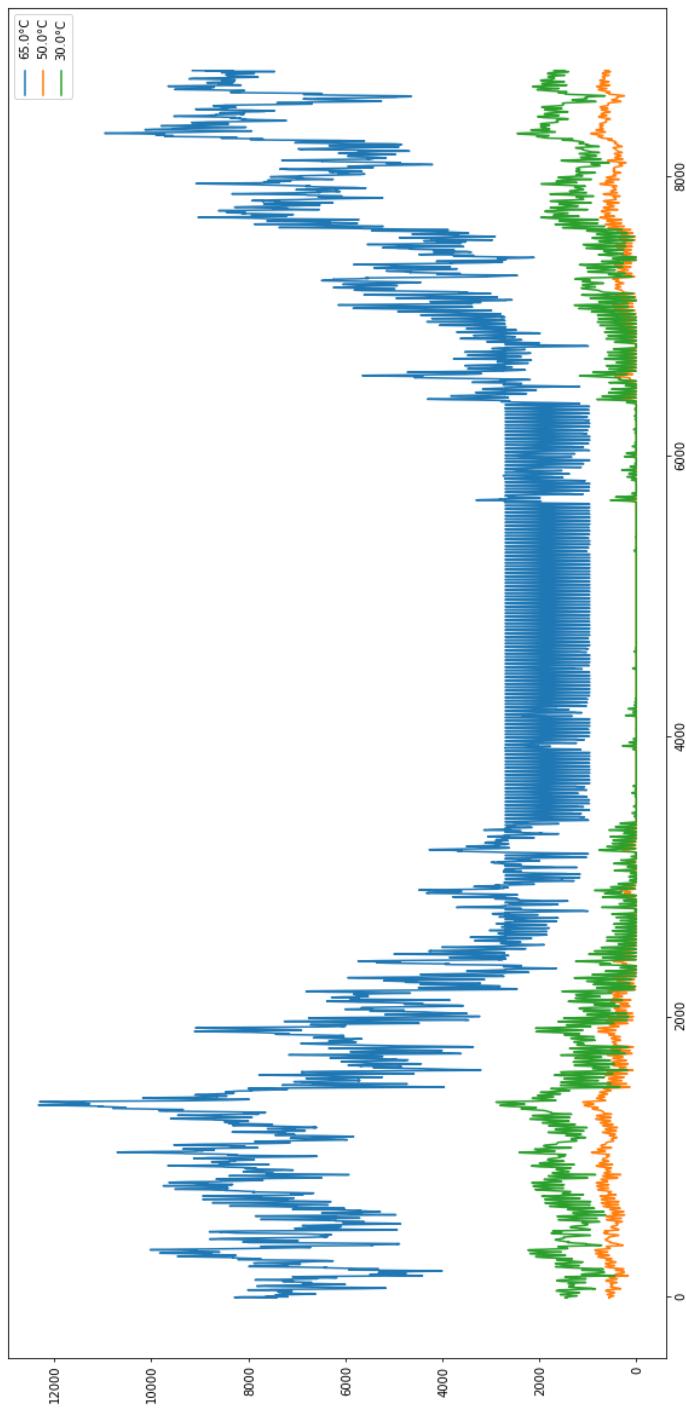


Figure 89 : Monotone du scénario avec une baisse de 20 % des consommations

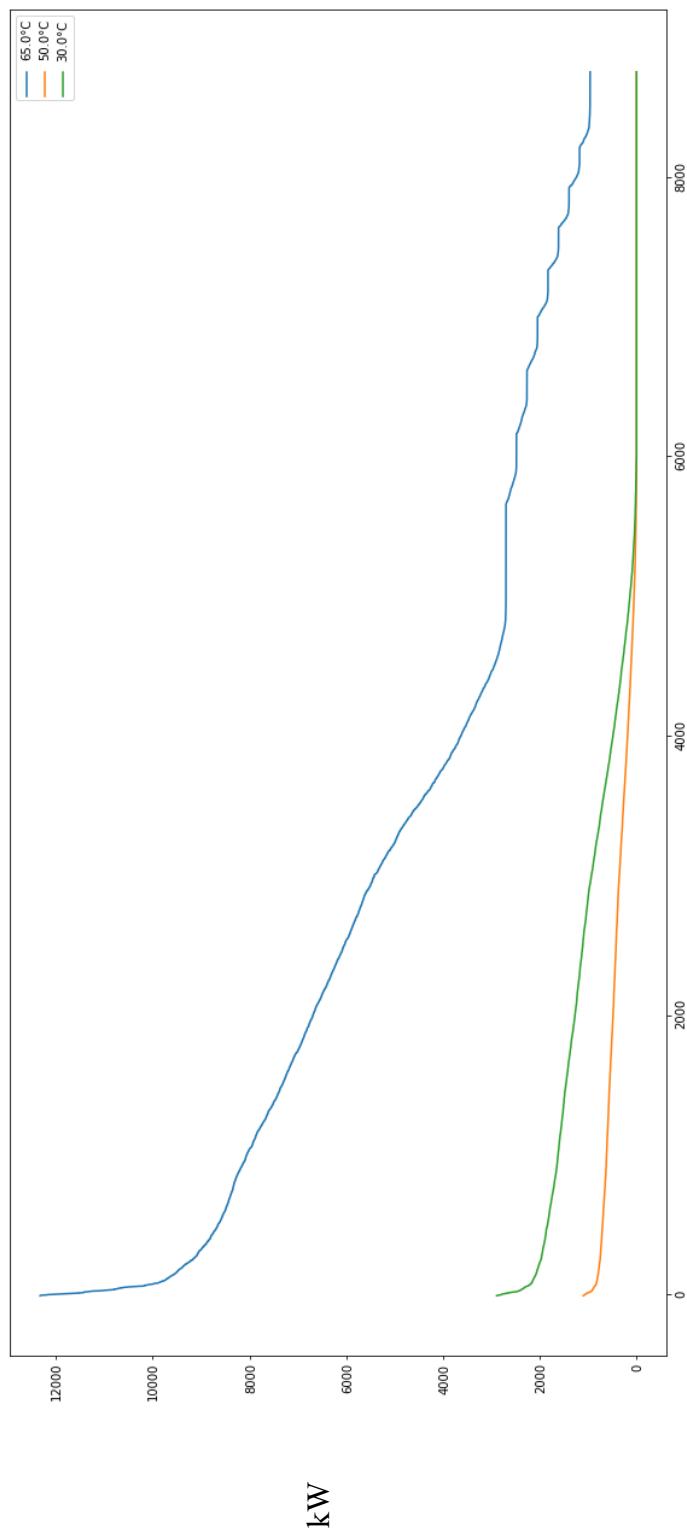


Figure 90 : Monotone classée du scénario avec une baisse de 20% des consommations

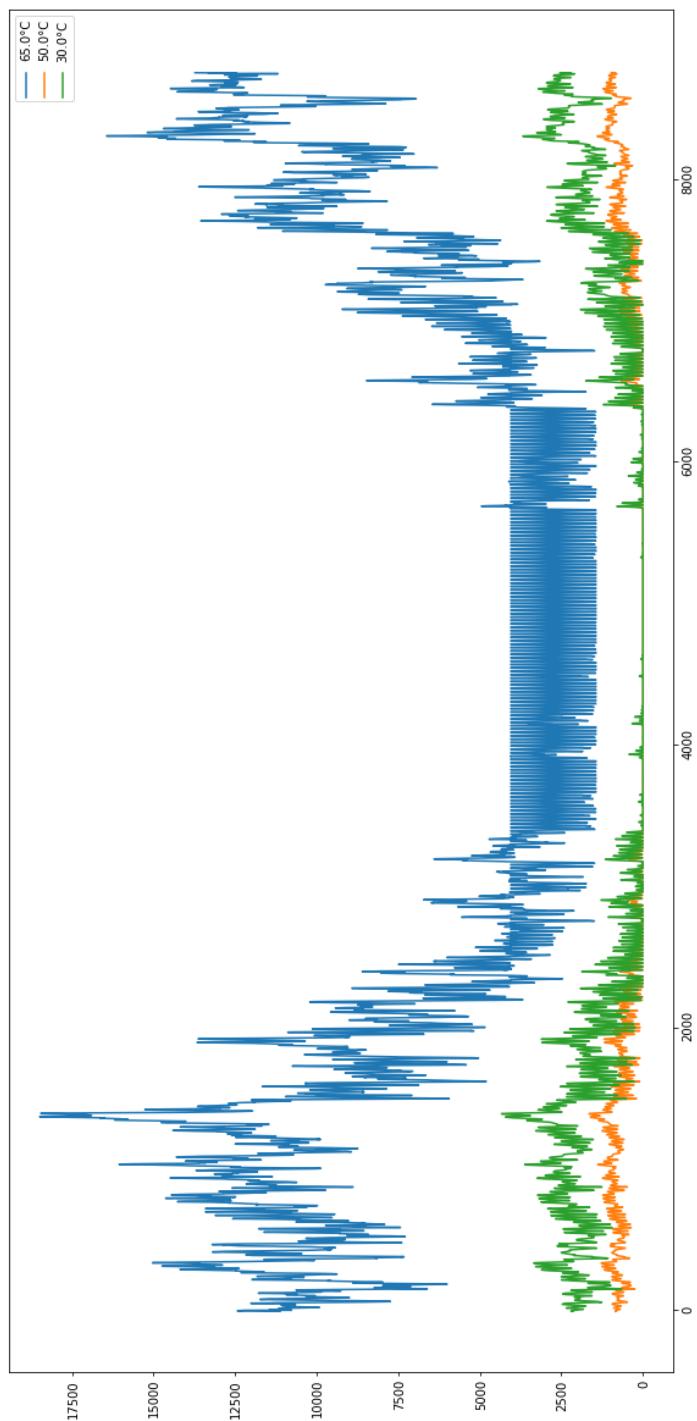


Figure 91 : Monotone du scénario avec une hausse de 20 % des consommations

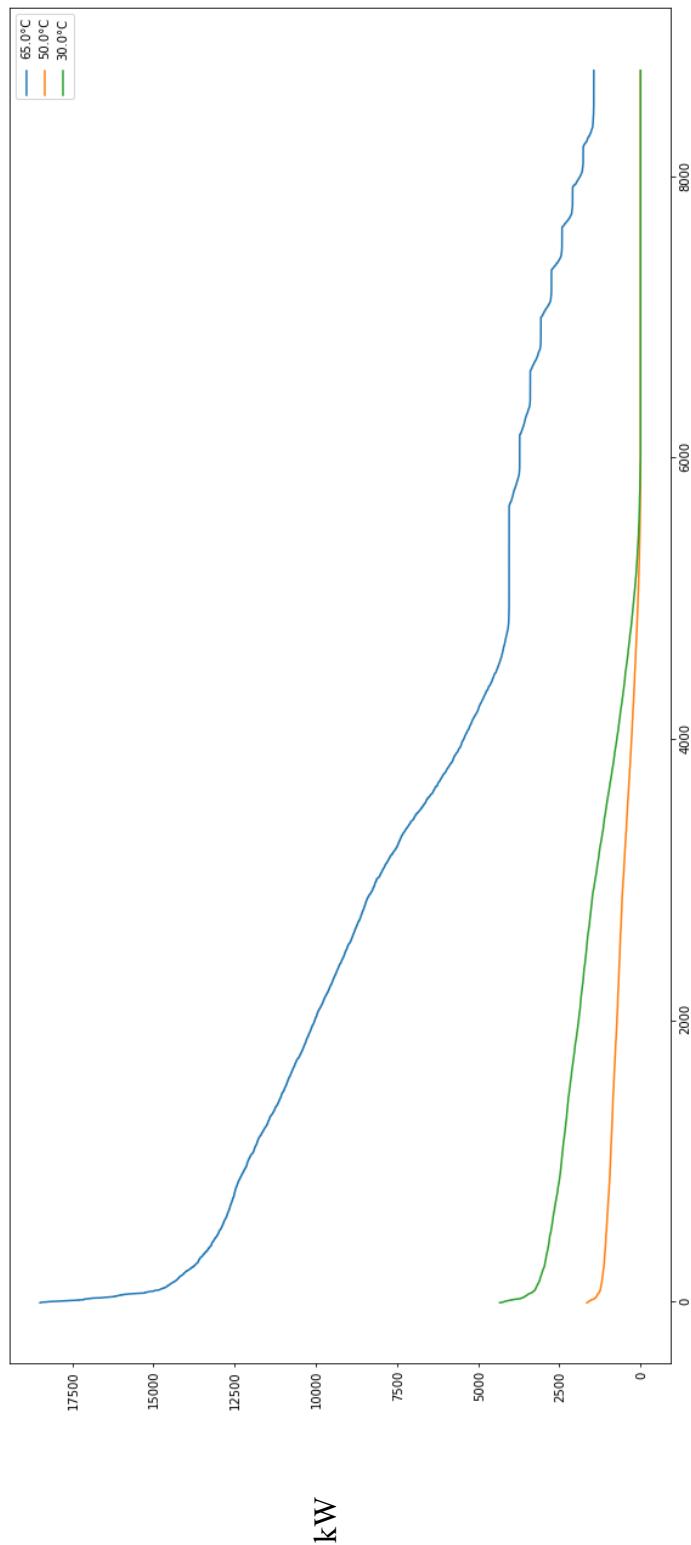


Figure 92 : Monotone classée du scénario avec une hausse de 20% des consommations



On constate que les besoins à basse température restent marginaux.

12.4.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé. (cf. Figure 79).

12.4.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.4.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.4.7 Investissements

Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 61).

12.4.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 70).

Coût annuel	CAD 50 °C : -20 % de consommation	Scénario de référence : CAD 50 °C	CAD 50 °C : +20 % de consommation	
Energie fournie sortie centrale	35 667	44 584	53 501	MWh/an
Electricité pour centrale PAC	889	2 226	3 834	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	8 274	10 343	12 412	MWh/an
Electricité totale pour PAC	9 164	12 569	16 246	MWh/an
	2 749 000	3 771 000	4 874 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1,3	1,3	1,3	MWh/an
	1 645	1 645	1 645	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	4,1%	3,3%	2,8%	MWh/an
	493 000	493 000	493 000	CHF/an
Total électricité	100	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	30 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	10 908	14 314	17 990	MWh/an
	3 272 000	4 294 000	5 397 000	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	0	0	50	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	0	0	7 528	CHF/an



Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	68 000	68 000	68 000	CHF/an
Total frais exploitation	1 194 000	1 194 000	1 194 000	CHF/an
Amortissement	407 000	407 000	407 000	CHF/an
Total coût annuel	4 941 000	5 963 000	7 074 000	CHF/an

Tableau 70 : Coûts d'exploitation du scénario avec – 20 ou + 20 % de variation des consommations

12.4.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 71).

	CAD 50 °C : -20 % de consommation	Scénario de référence : CAD 50 °C	CAD 50 °C : +20 % de consommation	
Total coût annuel	9 515 000	10 537 000	11 648 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	39 702	49 627	59 552	MWh/ an
Prix du kWh rendu client	0,24	0,21	0,20	CHF/k Wh

Tableau 71 : Prix de revient du kWh du scénario avec – 20 ou + 20 % de variation des consommations

12.4.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable de chaque scénario a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 72).

	Scénario : CAD 50 °C (besoins et puissance - 20%)	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C (besoins et puissance + 20%)
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %	100 %	99,9 %
Taux de renouvelable hors part électrique	79,6 %	77,6 %	75,8 %

Tableau 72 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario avec – 20 ou + 20 % de variation des consommations

Les 3 scénarios sont supérieurs aux 75 % requis pour les subventions et pour le label Minergie.

12.4.11 Conclusion risque 2

L'incertitude sur la variation des besoins du CAD a un impact direct sur le prix de revient du kWh.

Une baisse de la puissance et de l'énergie délivrée de 20 % induit une hausse du prix de revient de 3 cts/kWh (passage de 21 à 24 cts/kWh), soit une hausse de 14 %.

Une hausse de la puissance et de l'énergie délivrée de 20 % induit une baisse du prix de revient de 1 cts/kWh (passage de 21 à 20 cts/kWh), soit une baisse de 5 %.



12.5 Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)

12.5.1 Risque 3

Une mauvaise estimation des besoins en froid implique un risque de dimensionnement sur la pointe de froid à fournir et donc des surcoûts liés au surdimensionnement du réseau.

12.5.2 Méthodologie

Afin d'évaluer ce risque, une comparaison entre deux scénarios est envisagée :

- Tout est assuré par le réseau,
- Le réseau assure une bande, la pointe est faite localement par une machine de froid.

12.5.3 Conclusion risque 3

Etant donné la quasi-absence de besoins en froid pour le futur CAD de Sierre, selon les hypothèses prises par l'étude du NetZeroLab, le réseau ne sera pas dimensionné pour fournir de la chaleur et de froid mais uniquement de la chaleur. De ce fait, **ce risque n'est pas considéré dans le cas de Sierre**.

12.6 Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)

12.6.1 Risque 4

Une mauvaise estimation des pointes en chaud implique un risque de surcoûts liés au surdimensionnement de la centrale et du réseau.

12.6.2 Méthodologie

On considère une analyse de sensibilité sur les appels de puissance du réseau : en jouant sur le facteur de simultanéité (0,6 à 0,8), on obtient un scénario haut et un scénario bas. Une pointe de 3 MW pendant une heure est considérée. Elle se retrouve dans la monotone (cf. Figure 93). On considère que cette pointe s'effectue à l'aide de chaudières au biométhane. En effet, le réseau de chauffage à distance de Sierre pourrait idéalement être Zéro émissions de CO₂.

12.6.3 Besoins

Les besoins actuels et futurs avec une puissance de pointe plus élevée sont donnés dans le tableau suivant (cf. Tableau 73). La consommation reste toutefois inchangée par rapport au scénario de référence.



Taux de raccordement	80 %
Facteur de simultanéité	0,99
Pertes	13 %

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporate ur des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	58 062	62 034	49 319	221
Besoins avec taux de raccordement	MWh	46 450	49 627	39 455	177
Besoins avec pertes	MWh	52 488	56 078	44 584	
Puissance	MW	34	39	31	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	27	31	25	0,3
Puissance avec simultanéité	MW	27	31	24	0,3
Puissance avec pertes	MW	30	34	27	0,3
Densité	MWh/ml/ an	2,8	3,0	2,4	

Tableau 73 : Besoins actuels et futurs du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

La monotone du scénario est présentée ci-après (cf. Figure 93, Figure 94).

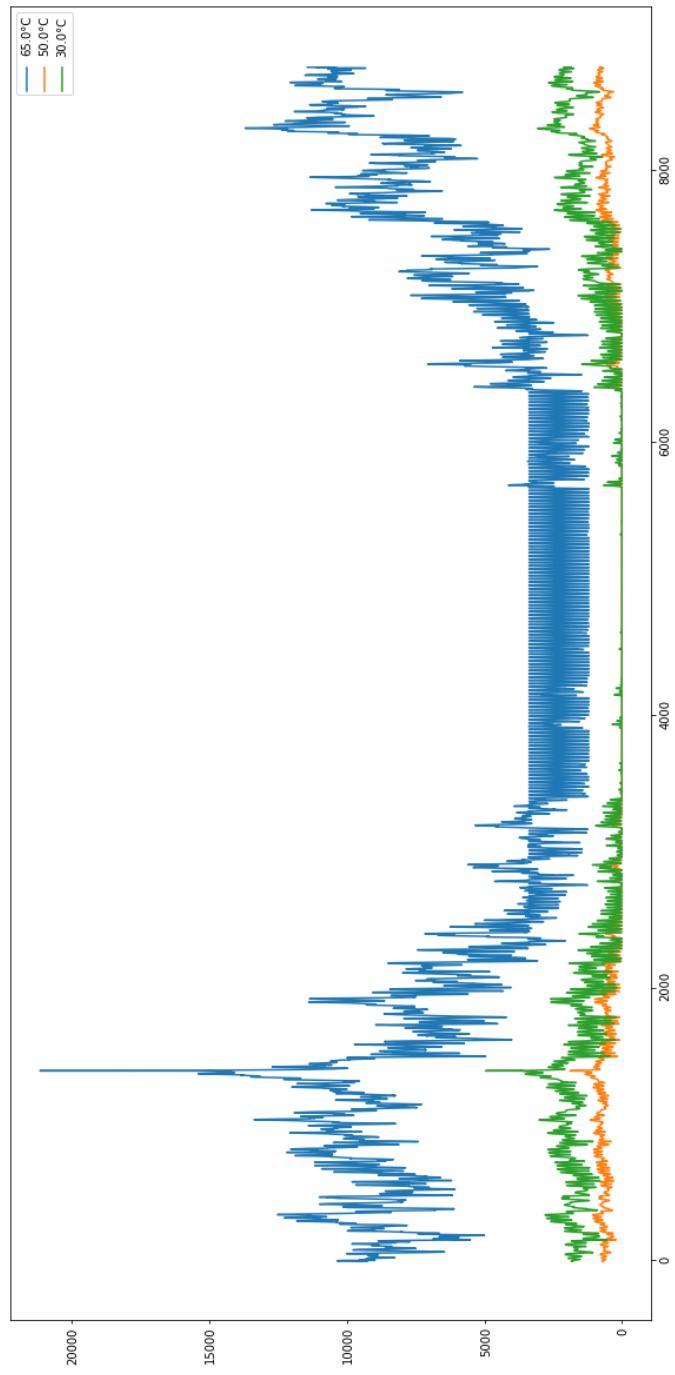




Figure 93 : Monotone du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

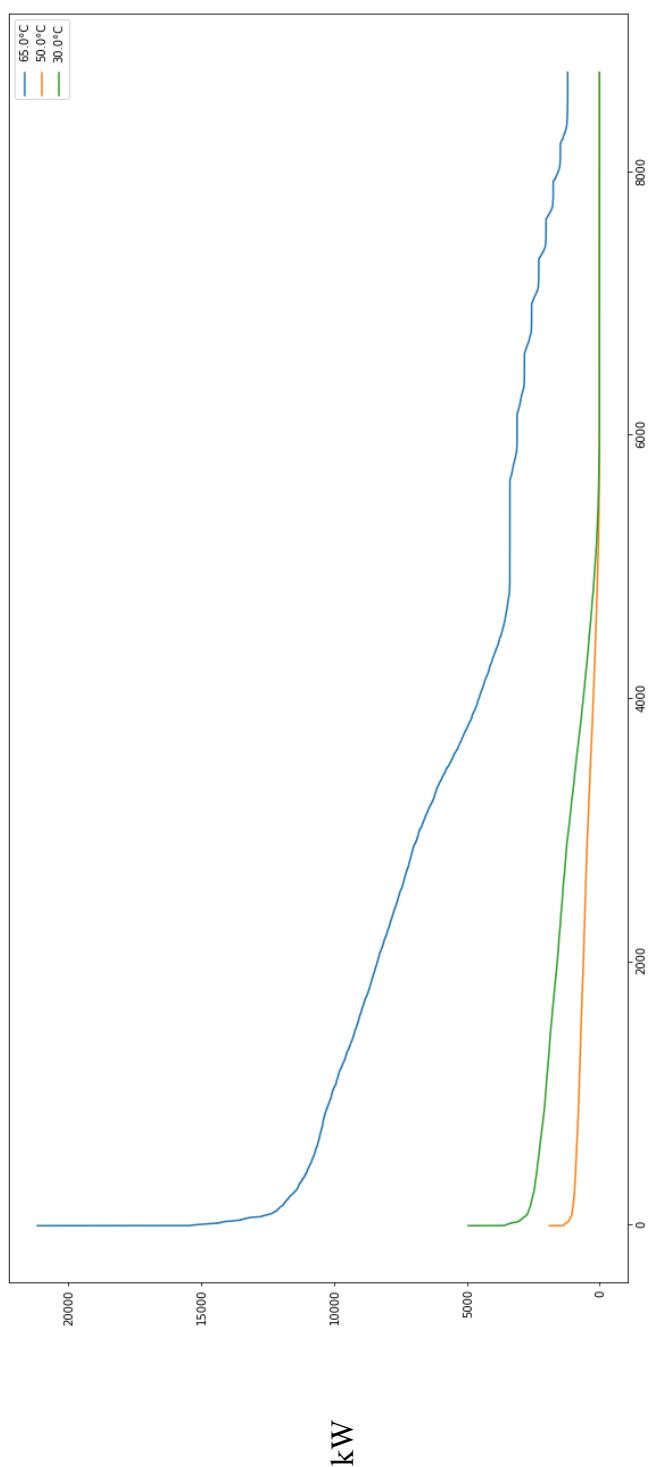




Figure 94 : Monotone classée du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

On constate que les besoins à basse température restent marginaux.

12.6.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).

12.6.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.6.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.6.7 Investissements

Les investissements du scénario sont modifiés (cf. Tableau 74). En effet, la puissance de pointe supérieure doit être assurée par un complément chaudières à gaz fonctionnant au biométhane.

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	
Investissements			
Récupération des rejets			
Puissance totale des rejets mobilisés	14,82	14,82	MW
Eau de coulée de la fonderie Novelis de Sierre	5	5	MW
	250	250	CHF/MW
	1 250 000	1250000	CHF
Production d'hydrogène à Chippis	1,9	1,9	MW
	200	200	CHF/MW
	380 000	380000	CHF
Circuit de refroidissement du site Novelis Constellium de Sierre	3,6	3,6	MW
	250	250	CHF/MW
	900 000	900000	CHF
Eau de refroidissement des fours à inductions du site de Chippis	0,5	0,5	MW
	250	250	CHF/MW
	125 000	125000	CHF
Rejets thermiques des groupes de la centrale Navizence	0,46	0,46	MW
	200	200	CHF/MW
	92 000	92000	CHF
Rejets thermiques des transformateurs de la centrale Navizence	0,16	0,16	MW



	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	
	300	300	CHF/MW
	48 000	48000	CHF
Nappe du site Novelis Constellium de Sierre	3,2	3,2	MW
	200	200	CHF/MW
	640 000	640000	CHF
Total récupération des rejets	3 435 000	3 435 000	CHF
Bassins tampons			
Tampon chaud	1 000	1 000	CHF/m ³
	2 000	2 000	m ³
	2 000 000	2 000 000	CHF
Tampon froid	1 000	1 000	CHF/m ³
	2 000	2 000	m ³
	2 000 000	2 000 000	CHF
Total bassins tampon	4 000 000	4 000 000	CHF
Chaufferie PAC			
EM Chaufferie CAD sans PAC	225	225	CHF/kW
GC chaufferie CAD sans PAC	99	99	CHF/kW
Puissance chaufferie CAD sans PAC	6,9	6,9	MW
EM Chaufferie CAD sans PAC	1 543 500	1 543 500	CHF
GC chaufferie CAD sans PAC	679 140	679 140	CHF
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	400	400	CHF/kW
GC chaufferie PAC (50/75°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (50/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/75°C)	1 200	1 200	CHF/kW
GC PAC (25/75°C)	300	300	CHF/kW
Puissance PAC (25/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/50°C)	750	750	CHF/kW
GC PAC (25/50°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (25/50°C)	6	6	MW
EM Chaufferie PAC (25/50°C)	4 725 912	4 725 912	CHF
GC chaufferie PAC (25/50°C)	2 079 401	2 079 401	CHF
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	1 500	1 500	CHF/kW
GC chaufferie PAC (12/75°C)	300	300	CHF/kW



	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	
Puissance PAC (12/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (12/50°C)	900	900	CHF/kW
GC PAC (12/50°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (12/50°C)	4	4	MW
EM Chaufferie PAC (12/50°C)	3 359 483	3 359 483	CHF
GC chaufferie PAC (12/50°C)	1 231 810	1 231 810	CHF
Puissance chaufferie PAC	10	10	MW
Surface chaufferie PAC	1 003	1 003	m ²
Hauteur chaufferie PAC	6	6	m
Volume chaufferie PAC	6 020	6 020	m3
EM chaufferie PAC	9 628 895	9 628 895	CHF
GC chaufferie PAC	3 990 352	3 990 352	CHF
Total chaufferie PAC	13 619 000	13 619 000	CHF
<i>Chaufferie secours gaz/biogaz</i>			
EM chaufferie gaz	200	200	CHF/kW
GC chaufferie gaz	100	100	CHF/kW
Puissance gaz appoint nécessaire pour appoint	0	0	MW
Puissance gaz secours installée (appoint et secours)	11	17	MW
EM chaufferie gaz	2 276 000	3 385 000	CHF
GC chaufferie gaz	1 138 000	1 693 000	CHF
Liaison Hôpital - CAD de Sierre	1 664 000	1 664 000	CHF
Total chaufferie gaz appoint secours yc liaison Hôpital	5 078 000	6 742 000	CHF
<i>Liaisons</i>			
Longueur	6 005	6 005	ml
Total liaisons	14 049 000	14 049 000	CHF
<i>Réseau</i>			
Longueur réseau	16 440	16 440	ml
Prix moyen réseau	1 992	1 992	CHF/ml
Total réseau	32 748 000	32 748 000	CHF
<i>Sous-stations</i>			
Nombre de sous-stations	190	190	unités
Prix moyen sous-station	88 300	88 300	CHF/sous-station



	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	
Total sous-stations	16 784 000	16 784 000	CHF
Total investissements	89 713 000	91 377 000	CHF
Etudes	13 457 000	13 707 000	CHF
Aléas	17 943 000	18 275 000	CHF

Tableau 74 : Coûts d'investissement du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

12.6.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 75).

Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	
Heures pleine puissance	2 000	1 400	h/an
Energie fournie sortie centrale	44 584	44 584	m ³ /h
Electricité pour centrale PAC	2 226	2 226	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	10 344	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	12 571	MWh/an
	3 771 000	3 771 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	3,3%	% / énergie livrée
	493 000	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	14 315	MWh/an
Total électricité	4 294 000	4 294 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	6	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	832	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	102 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 194 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	407 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	5 998 000	CHF/an



Amortissement	4 574 000	4 673 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	10 671 000	CHF/an

Tableau 75 : Coûts annuels du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

12.6.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 76). On constate une hausse de 1 ct/kWh sur le prix de revient par rapport au scénario de référence.

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	
Total coût annuel	10 537 000	10 671 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	27	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,22	CHF/kW h

Tableau 76 : Prix de revient du kWh du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

12.6.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario a été calculé, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 77).

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %	100 %
Taux de renouvelable hors part électrique	77,6 %	77,6 %

Tableau 77 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)

Le scénario présente un taux supérieur aux 75 % requis pour les subventions et pour le label Minergie.

12.6.11 Conclusion risque 4

L'incertitude sur la puissance de pointe du réseau de chauffage à distance de Sierre a un impact sur le prix de revient du kWh.

Dans le cas d'une puissance de pointe de 28 MW en lieu et place de 25 MW, l'ajout de chaudière d'appoint gaz au biométhane a été considéré. **Ce surcoût induit une hausse de 1 ct/kWh du prix de revient, soit 5 %.**

12.7 Incertitude 5 : Niveaux de température des clients

12.7.1 Risque 5

La difficulté de planifier l'évolution du niveau de température dans le temps et dans l'espace induit une inadéquation du réseau avec les besoins des clients.





12.7.2 Conclusion risque 5

Ce risque ne s'applique pas au réseau de chauffage à distance de Sierre car il s'agit d'un risque lié à un réseau anergie. En effet, le réseau de chauffage à distance pourra subvenir aux besoins des clients, quel que soit leur niveau de température :

- 65 °C : utilisation d'une PAC au niveau de la sous-station,
- 50 °C et 30 °C : fourniture en direct depuis le réseau de chauffage.

Ce risque ne s'applique pas au réseau de chauffage à distance de Sierre. Le COP des PAC décentralisées pourra légèrement varier mais la fourniture d'énergie restera assurée.

12.8 Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid

12.8.1 Risque 6

En raison de besoins en froid insuffisants par rapport aux prévisions, la boucle d'eau ne bénéficie plus de cette synergie et les prix de revient de production de l'énergie thermique augmentent.

12.8.2 Conclusion risque 6

Ce risque ne s'applique pas au réseau de chauffage à distance de Sierre car il s'agit d'un risque lié à un réseau anergie.

Ce risque ne s'applique pas au réseau de chauffage à distance de Sierre.

12.9 Incertitude 7 : Perte des clients clés (premiers clients : hôpital, patinoire, Novelis - Constellium)

12.9.1 Risque 7

La perte de clients clés induit l'absence de garantie de consommation permettant de lancer le projet, ou pénalisant les premiers clients sur le prix du kWh.

En effet, le risque d'investissements non amortissables peut augmenter rapidement si les plus gros clients clés ne se raccordent pas au CAD.

12.9.2 Méthodologie

On considère une analyse de sensibilité sur la perte de gros consommateurs sur le futur CAD de Sierre. Un scénario est donc établi sur la perte des 10 plus gros consommateurs de la Ville de Sierre.

Ainsi, le montant de l'investissement non amorti peut être déterminé et les surcoûts associés sur le prix du kWh estimés.

12.9.3 Besoins

Les dix plus gros consommateurs dans le périmètre du CAD de la Ville de Sierre représentent 19.4 GWh et 11 MW. Ils sont identifiés sur la carte suivante (cf. Figure 95).

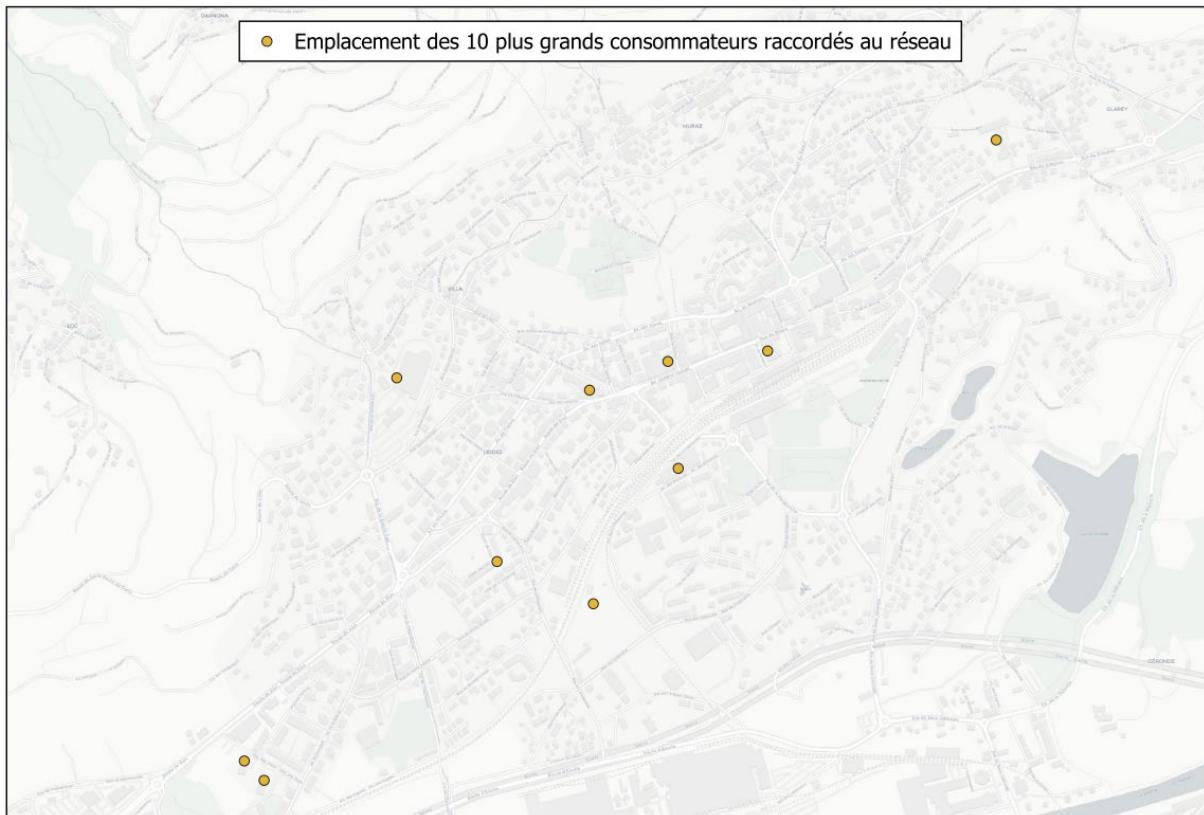


Figure 95 : Identification des dix plus gros consommateurs du futur CAD de Sierre

Ces gros consommateurs sont dispersés sur le territoire de la Ville de Sierre.

Les actuels et besoins futurs avec perte des dix plus gros clients sont donnés dans le tableau suivant (cf. Tableau 78).

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporateu r des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	38 662	42 634	29 919	221
Besoins avec taux de raccordement	MWh	30 930	34 107	23 935	177
Besoins avec pertes	MWh	34 950	38 541	27 046	
Puissance	MW	23	28	20	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	18	22	16	0,3
Puissance avec simultanéité	MW	13	16	11	0
Puissance avec pertes	MW	15	18	13	0,2
Densité	MWh/ml/a n	1,9	2,1	1,5	

Tableau 78 : besoins du scénario après perte des 10 plus gros consommateurs



12.9.4 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.9.5 Investissements

Les investissements du scénario restent quasiment inchangés (cf. Tableau 61). Seuls les investissements liés aux sous-stations des 10 plus gros clients ne seraient pas engagés mais ces derniers représentent un montant négligeable au regard de la totalité de l'investissement du réseau. Cette légère baisse a donc été négligée.

12.9.6 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 79).

Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec perte des 10 plus gros clients	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	h/an
Energie fournie sortie centrale	44 584	27 046	m ³ /h
Electricité pour centrale PAC	2 226	1 456	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	6 765	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	8 221	MWh/an
	3 771 000	2 466 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	4,8%	% / énergie livrée
	493 000	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	9 965	MWh/an
Total électricité	4 294 000	2 989 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	0	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 194 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	407 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	4 658 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 574 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	9 232 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	18	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	34 107	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,27	CHF/kWh

Tableau 79 : Coûts d'exploitation du scénario avec perte des 10 plus gros clients



12.9.7 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 80).

	Scénario de référence	Scénario avec perte des 10 plus gros clients	
Total coût annuel	10 537 000	9 232 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	18	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	34 107	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,27	CHF/kWh

Tableau 80 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec perte des 10 plus gros clients

12.9.8 Conclusion sur risque 7

L'incertitude sur la perte des 10 plus gros clients du CAD de Sierre induit un risque important sur le prix de revient du kWh. En effet, ce dernier passerait de 21 à 27 cts/kWh, soit une hausse de 29 %.

12.10 Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers

12.10.1 Risque 8

L'incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers induit un risque d'investissements non amortissables rapidement là où les développements se feront plus lentement.

Par ailleurs, des lacunes d'investissements (retards) peuvent avoir lieu là où les développements se feront plus rapidement.

12.10.2 Méthodologie

On considère une estimation du coût du porte à faux financier si l'investissement s'effectue pour tout le réseau et si la montée en puissance est très lente pour les raccordements.

Un scénario avec un non-raccordement des nouveaux bâtiments a donc été analysé. Une estimation du surcoût du prix du kWh lié au non-raccordement de ces nouveaux bâtiments a ensuite été définie.

12.10.3 Besoins

Les besoins des bâtiments neufs de plus de 50 kW de puissance de raccordement représentent 10.344 GWh et 4.5 MW. Ils sont identifiés sur la carte suivante (cf. Figure 96) au niveau des points en mauve.

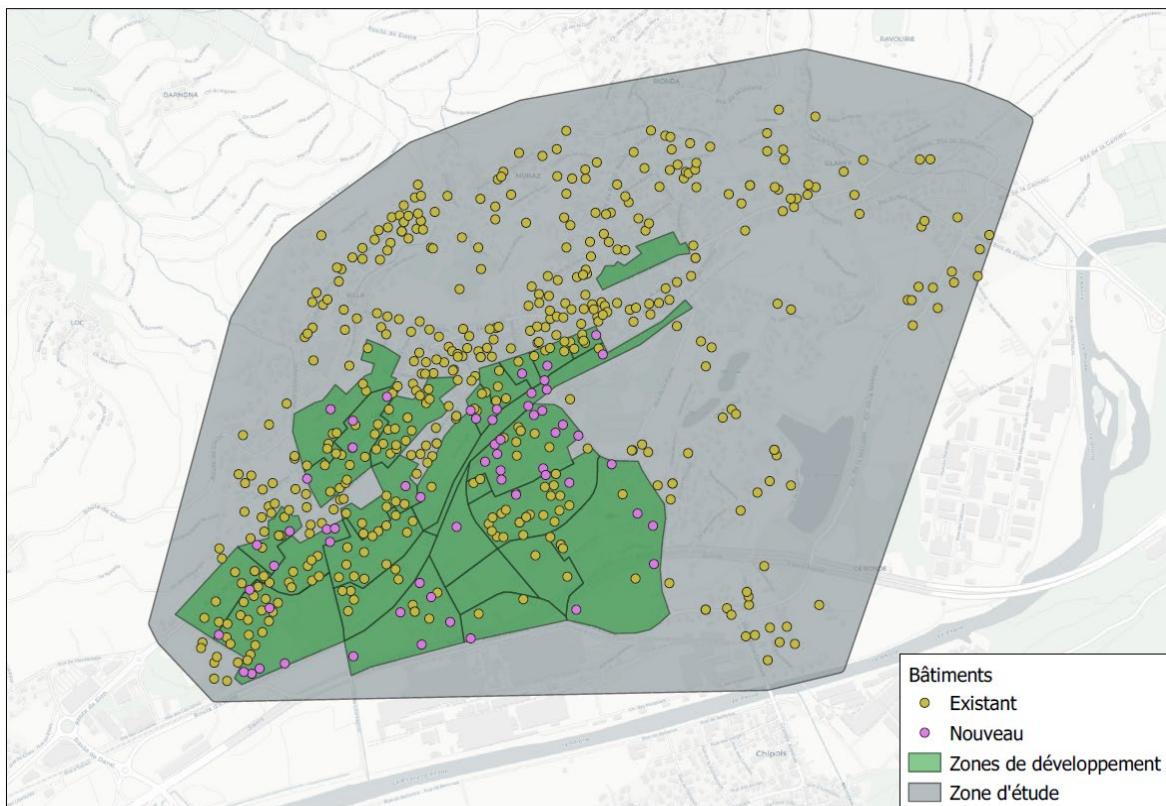


Figure 96 : Localisation des bâtiments existants et neufs de plus de 50 kW du périmètre d'étude

Les besoins actuels et besoins futurs avec non-raccordement des nouveaux bâtiments sont donnés dans le tableau suivant (cf. Tableau 78).

		Chaud 2022	Chaud 2050	Chaud 2050 à l'évaporateu r des PACs des clients	Froid 2050
Besoins	MWh	47 718	51 690	38 975	221
Besoins avec taux de raccordement	MWh	38 174	41 352	31 180	177
Besoins avec pertes	MWh	43 137	46 727	35 233	
Puissance	MW	29	34	26	0,4
Puissance avec taux de raccordement	MW	23	27	21	0,3
Puissance avec simultanéité	MW	17	20	15	0
Puissance avec pertes	MW	19	22	17	0,2
Densité	MWh/ml/a n		2,3	2,5	1,9

Tableau 81 : Besoins du scénario avec non-raccordement des bâtiments neufs de plus de 50 kW



12.10.4 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.10.5 Investissements

Les investissements du scénario restent inchangés (cf. Tableau 61).

12.10.6 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 79).

Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec non-raccordement des bâtiments neufs de plus de 50 kW	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	h/an
Energie fournie sortie centrale	44 584	35 233	m ³ /h
Electricité pour centrale PAC	2 226	1 815	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	8 435	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	10 251	MWh/an
	3 771 000	3 075 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	4,0%	% / énergie livrée
	493 000	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	11 995	MWh/an
Total électricité	4 294 000	3 598 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	0	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 194 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	407 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	5 267 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 574 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	9 841 000	CHF/an

Tableau 82 : Coûts d'exploitation du scénario avec non-raccordement des bâtiments neufs de plus de 50 kW



12.10.7 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 80).

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec non-raccordement des nouveaux bâtiments de plus de 50 kW	
Total coût annuel	10 537 000	9 841 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	22	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	41 352	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,24	CHF/kWh

Tableau 83 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec non-raccordement des nouveaux bâtiments de plus de 50 kW

12.10.8 Conclusion risque 8

L'incertitude sur le non-raccordement des nouveaux bâtiments de plus de 50 kW du CAD de Sierre induit un risque sur le prix de revient du kWh. En effet, ce dernier passerait de 21 à 24 cts/kWh, soit une hausse de 14 %.

12.11 Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande

12.11.1 Risque 9

L'incertitude quant à l'évolution de la demande (rénovation des bâtiments notamment), peut induire un risque de baisse ou d'augmentation des revenus du CAD suite à une rénovation des bâtiments plus ou moins rapide que prévu.

12.11.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque est similaire à celle mise en œuvre pour l'incertitude 2. Elle consiste en une analyse de sensibilité sur les besoins en chaud (scénario haut et scénario bas). Pour ce faire, il est possible de jouer sur les paramètres suivants :

- taux de rénovation (min 1 %, max 3 % au lieu de 1 %),
- gain énergétique après rénovation (min 40 %, max 60 % au lieu de 50 %),
- taux de raccordement (min 70 %, max 90 % au lieu de 80 %).

Ceci permettra de définir une valeur basse et haute de la fourchette.

12.11.3 Conclusion risque 9

Les conclusions pour ce risque 9 sont les mêmes que pour celle du risque 2.



L'incertitude sur la variation des besoins du CAD a un impact direct sur le prix de revient du kWh.

Une baisse de la puissance et de l'énergie délivrée de 20 % induit une hausse du prix de revient de 3 cts/kWh (passage de 21 à 24 cts/kWh), soit une hausse de 14 %.

Une hausse de la puissance et de l'énergie délivrée de 20 % induit une baisse du prix de revient de 1 cts/kWh (passage de 21 à 20 cts/kWh), soit une baisse de 5 %.

Toutefois, si les besoins diminuent suite à des rénovations, il y aurait alors une marge de puissance pour couvrir d'autres bâtiments. Cet aspect n'est pas compris dans la présente analyse.

12.12 Incertitude 10 : Incertitude sur une deuxième fonderie chez Novelis

12.12.1 Risque 10

L'incertitude sur la possibilité de disposer de trois ressources supplémentaires pour le CAD de Sierre (deuxième fonderie, Rhône, nappe), induit un risque de non-utilisation de ces deux ressources, si cette puissance est sous-estimée ou si des mesures conservatoires ne sont pas mises en œuvre.

Par exemple, dans le cas de la deuxième fonderie, un surdimensionnement du réseau serait nécessaire depuis le site Novelis Constellium de Sierre jusque la chaufferie CAD de Sierre. Mais si la puissance de la deuxième fonderie s'avère supérieure à 5 MW, cette mesure conservatoire ne sera pas suffisante pour valoriser l'énergie de la fonderie au-delà de 5 MW.

12.12.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque est similaire à celle mise en œuvre pour l'incertitude 9.

Dès lors, un scénario considérant une deuxième fonderie a été étudié (puissance disponible de 10 MW à 55 °C). L'écart de prix de revient entre ce scénario et le scénario avec une seule fonderie (puissance disponible de 5 MW à 55 °C) représente ainsi le risque encouru par le développeur du réseau de chauffage à distance.

12.12.3 Besoins

Les besoins actuels et futurs restent inchangés par rapport au scénario de référence (cf. Tableau 57), de même que la monotone.

12.12.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).

12.12.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.12.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.12.7 Investissements

Les investissements du scénario avec deuxième fonderie tiennent compte du surcoût lié au surdimensionnement de la liaison entre la fonderie et la chaufferie du CAD de Sierre afin de tenir compte de cette deuxième fonderie (cf. Tableau 61).



La chaufferie du futur CAD de Sierre est considérée comme étant située au niveau du futur quartier de Condémines. Le coût du dimensionnement de la liaison Fonderie – chaufferie du CAD de Sierre est détaillé dans le tableau suivant (cf. Tableau 84).

Liaison 2 fonderies - chaufferie CAD Sierre	Valeur moyenne		Valeur de pointe	
Température aller	60	°C		
Température retour	30	°C		
Débit	260	m3/h	740	m3/h
Puissance	9,05	MW		MW
DN	350	mm	350	mm
DN ext	500	mm	500	mm
Longueur de liaison	1575	m		
	3 906 000	CHF		
Perte de charge	100	Pa/m		

Tableau 84 : Dimensionnement de la liaison entre les deux fonderies (10 MW) et la chaufferie du CAD de Sierre

Par ailleurs, étant donné que la ressource nappe n'est plus utilisée dans ce scénario (car on dispose des rejets d'une deuxième fonderie), la liaison concernant celle-ci est supprimée (cf. Tableau 85).

	Investissement liaisons chaufferie Condémines (CHF) pour une fonderie	Longueur liaisons Condémines (ml fouilles)	Investissement liaisons chaufferie Condémines (CHF) pour 2 fonderies	Longueur liaisons Condémines (ml fouilles)
Liaison tours aéroréfrigérantes - chaufferie CAD Sierre				
	2 480 000	1 000	2 480 000	1 000
Liaison fonderie - chaufferie CAD Sierre				
	3 386 250	1 575	3 906 000	1 575
Liaison eau de nappe - chaufferie CAD Sierre				
	2 420 000	1 000	0	0
Liaison chaufferie de Chippis - chaufferie CAD Sierre				
	3 655 000	1 700	3 655 000	1 700
Liaison rejets de Chippis - chaufferie CAD Chippis				
	1 290 000	600	1 290 000	600
Liaison chaufferie CAD Sierre - CAD Sierre				
	817 700	130	817 700	130
	14 048 950	6 005	12 148 700	5 005

Tableau 85 : Evolution des liaisons avec deux fonderies

12.12.8 Investissements

Les investissements du scénario de référence sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 86).



	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec deuxième fonderie	
Investissements			
Récupération des rejets			
Puissance totale des rejets mobilisés	14,82	16	MW
Eau de coulée de la fonderie Novelis de Sierre	5	10	MW
	250	250	CHF/kW
	1 250 000	2 500 000	CHF
Production d'hydrogène à Chippis	1,9	1,9	MW
	200	200	CHF/kW
	380 000	380 000	CHF
Circuit de refroidissement du site Novelis Constellium de Sierre	3,6	3,6	MW
	250	250	CHF/kW
	900 000	900 000	CHF
Eau de refroidissement des fours à inductions du site de Chippis	0,5	0,5	MW
	250	250	CHF/kW
	125 000	125 000	CHF
Rejets thermiques des groupes de la centrale Navizence	0,46	0	MW
	200	200	CHF/kW
	92 000	0	CHF
Rejets thermiques des transformateurs de la centrale Navizence	0,16	0	MW
	300	300	CHF/kW
	48 000	0	CHF
Nappe du site Novelis Constellium de Sierre	3,2	0	MW
	200	200	CHF/kW
	640 000	0	CHF
Total récupération des rejets	3 435 000	3 905 000	CHF
Bassins tampons			
Tampon chaud	1 000	1 000	CHF/m3
	2 000	4 000	m3
	2 000 000	4 000 000	CHF
Tampon froid	1 000	1 000	CHF/m3
	2 000	4 000	m3
	2 000 000	4 000 000	CHF
Total bassins tampon	4 000 000	8 000 000	CHF
Chaufferie PAC			



	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec deuxième fonderie	
EM Chaufferie CAD sans PAC	225	225	CHF/kW
GC chaufferie CAD sans PAC	99	99	CHF/kW
Puissance chaufferie CAD sans PAC	6,9	11,9	MW
EM Chaufferie CAD sans PAC	1 543 500	2 677 500	CHF
GC chaufferie CAD sans PAC	679 140	1 178 100	CHF
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	400	400	CHF/kW
GC chaufferie PAC (50/75°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (50/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/75°C)	1 200	1 200	CHF/kW
GC PAC (25/75°C)	300	300	CHF/kW
Puissance PAC (25/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/50°C)	750	750	CHF/kW
GC PAC (25/50°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (25/50°C)	6	6	MW
EM Chaufferie PAC (25/50°C)	4 725 912	4 387 542	CHF
GC chaufferie PAC (25/50°C)	2 079 401	1 930 518	CHF
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	1 500	1 500	CHF/kW
GC chaufferie PAC (12/75°C)	300	300	CHF/kW
Puissance PAC (12/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (12/50°C)	900	900	CHF/kW
GC PAC (12/50°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (12/50°C)	4	4	MW
EM Chaufferie PAC (12/50°C)	3 359 483	3 359 483	CHF
GC chaufferie PAC (12/50°C)	1 231 810	1 231 810	CHF
Puissance chaufferie PAC	10	10	MW
Surface chaufferie PAC	1 003	958	m2
Hauteur chaufferie PAC	6	6	m
Volume chaufferie PAC	6 020	5 750	m3
EM chaufferie PAC	9 628 895	10 424 524	CHF
GC chaufferie PAC	3 990 352	4 340 429	CHF
Total chaufferie PAC	13 619 000	14 765 000	CHF



	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec deuxième fonderie	
Chaufferie secours gaz/biogaz			
EM chaufferie gaz	200	200	CHF/kW
GC chaufferie gaz	100	100	CHF/kW
Puissance gaz appoint nécessaire pour appoint	0	0	MW
Puissance gaz secours installée (appoint et secours)	11	11	MW
EM chaufferie gaz	2 276 000	2 276 000	CHF
GC chaufferie gaz	1 138 000	1 138 000	CHF
Liaison Hôpital - CAD de Sierre	1 664 000	1 664 000	CHF
Total chaufferie gaz appoint secours yc liaison Hôpital	5 078 000	5 078 000	CHF
Liaisons			
Longueur	6 005	5 005	ml
Total liaisons	14 049 000	12 148 700	CHF
Réseau			
Longueur réseau	16 440	16 440	ml
Prix moyen réseau	1 992	1 992	CHF/ml
Total réseau	32 748 000	32 748 000	CHF
Sous-stations			
Nombre de sous-stations	190	190	unités
Prix moyen sous-station	88 300	88 300	CHF/sous-station
Total sous-stations	16 784 000	16 784 000	CHF
Total investissements	89 713 000	93 428 700	CHF
Etudes	13 457 000	14 014 000	CHF
Aléas	17 943 000	18 686 000	CHF

Tableau 86 : Investissements pour le scénario avec deux fonderies

12.12.9 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 87).

Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec deuxième fonderie	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	h/an
Débit départ centrale	1 700	1 700	m ³ /h
Energie fournie sortie centrale	44 584	44 584	MWh/an



Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec deuxième fonderie	
Electricité pour centrale PAC	2 226	109	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	10 343	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	10 452	MWh/an
	3 771 000	3 135 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	3,3%	% / énergie livrée
	493 000	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	12 196	MWh/an
Total électricité	4 294 000	3 658 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	0	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 245 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	451 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	5 422 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 764 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	10 186 000	CHF/an

Tableau 87 : Coûts d'exploitation du scénario avec deuxième fonderie

12.12.10 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 88).

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario CAD 50 °C avec deuxième fonderie	
Total coût annuel	10 537 000	10 186 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,21	CHF/kWh

Tableau 88 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec deuxième fonderie



12.12.11 Conclusion risque 10

A périmètre identique, ici un CAD de 25 MW de puissance, **le fait de disposer d'une deuxième fonderie au niveau du site Novelis Constellium, et donc d'une ressource supplémentaire de 5 MW à 55 °C, n'influence que très peu le scénario de référence au niveau du prix de revient.**

En effet, la part d'énergie fournie par la chaufferie du CAD à 50 °C ne provient que minoritairement des ressources à 12 et 30 °C. De ce fait, le gain électrique annuel en centrale n'est que de 2,2 GWh, pour une énergie livrée chez le client de 49,6 GWh.

Toutefois, **cette conclusion est liée au scénario de référence choisi et à la taille du CAD de référence (25 MW). En effet, une deuxième fonderie permettrait d'étendre le CAD à d'autres quartiers de la Ville de Sierre.**

12.13 Incertitude 11 : Départ de l'usine Novelis Constellium de Sierre

12.13.1 Risque 11

Une non-autorisation de prélèvement sur la nappe ou sur le Rhône, ou un départ de Novelis Constellium induirait une baisse des ressources à disposition pour le CAD de Sierre et donc la recherche de ressources thermiques renouvelables.

Ces sources pourraient alors être :

- Des rejets thermiques non valorisés, donc mesures conservatoires, surcoûts en exploitation liés à ces rejets car niveaux de température plus bas,
- De la géothermie moyenne profondeur,
- Le Rhône,
- Une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane.

Le choix a été fait de considérer une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane. En effet :

- Les autres rejets thermiques sont minoritaires par rapport à ceux valorisés,
- La géothermie moyenne profondeur n'est pas encore étudiée dans le secteur de Sierre à ce stade,
- La valorisation du Rhône n'est pas envisageable à court terme dans le secteur de Sierre (3^{ème} correction du Rhône, évolution des berges du Rhône, etc.).

12.13.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque est la suivante :

- La fonderie Novelis Constellium s'arrêtant, les rejets thermiques ne sont plus disponibles,
- Un investissement complémentaire est donc mis en œuvre pour une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane.

12.13.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 58).

12.13.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).



12.13.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.13.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.13.7 Investissements

Les investissements du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 89).

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
Investissements			
<i>Récupération des rejets</i>			
Puissance totale des rejets mobilisés	14,82	14,82	MW
Eau de coulée de la fonderie Novelis de Sierre	5	5	MW
	250	250	CHF/k W
	1 250 000	1 250 000	CHF
Production d'hydrogène à Chippis	1,9	1,9	MW
	200	200	CHF/k W
	380 000	380 000	CHF
Circuit de refroidissement du site Novelis Constellium de Sierre	3,6	3,6	MW
	250	250	CHF/k W
	900 000	900 000	CHF
Eau de refroidissement des fours à inductions du site de Chippis	0,5	0,5	MW
	250	250	CHF/k W
	125 000	125 000	CHF
Rejets thermiques des groupes de la centrale Navizence	0,46	0,46	MW
	200	200	CHF/k W
	92 000	92 000	CHF
Rejets thermiques des transformateurs de la centrale Navizence	0,16	0,16	MW
	300	300	CHF/k W



	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
	48 000	48 000	CHF
Nappe du site Novelis Constellium de Sierre	3,2	3,2	MW
	200	200	CHF/k W
	640 000	640 000	CHF
Total récupération des rejets	3 435 000	3 435 000	CHF
Bassins tampons			
Tampon chaud	1 000	1 000	CHF/m 3
	2 000	2 000	m3
	2 000 000	2 000 000	CHF
Tampon froid	1 000	1 000	CHF/m 3
	2 000	2 000	m3
	2 000 000	2 000 000	CHF
Total bassins tampon	4 000 000	4 000 000	CHF
Chaufferie PAC			
EM Chaufferie CAD sans PAC	225	225	CHF/k W
GC chaufferie CAD sans PAC	99	99	CHF/k W
Puissance chaufferie CAD sans PAC	6,9	6,9	MW
EM Chaufferie CAD sans PAC	1 543 500	1 543 500	CHF
GC chaufferie CAD sans PAC	679 140	679 140	CHF
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	400	400	CHF/k W
GC chaufferie PAC (50/75°C)	330	330	CHF/k W
Puissance PAC (50/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/75°C)	1 200	1 200	CHF/k W
GC PAC (25/75°C)	300	300	CHF/k W
Puissance PAC (25/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/50°C)	750	750	CHF/k W



	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
GC PAC (25/50°C)	330	330	CHF/k W
Puissance PAC (25/50°C)	6	1	MW
EM Chaufferie PAC (25/50°C)	4 725 912	612 061	CHF
GC chaufferie PAC (25/50°C)	2 079 401	269 307	CHF
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	1 500	1 500	CHF/k W
GC chaufferie PAC (12/75°C)	300	300	CHF/k W
Puissance PAC (12/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (12/50°C)	900	900	CHF/k W
GC PAC (12/50°C)	330	330	CHF/k W
Puissance PAC (12/50°C)	4	5	MW
EM Chaufferie PAC (12/50°C)	3 359 483	4 132 174	CHF
GC chaufferie PAC (12/50°C)	1 231 810	1 515 130	CHF
Puissance chaufferie PAC	10	5	MW
Surface chaufferie PAC	1 003	541	m2
Hauteur chaufferie PAC	6	6	m
Volume chaufferie PAC	6 020	3 244	m3
EM chaufferie PAC	9 628 895	6 287 735	CHF
GC chaufferie PAC	3 990 352	2 463 577	CHF
Total chaufferie PAC	13 619 000	8 751 000	CHF
Chaufferie secours gaz/biogaz			
EM chaufferie gaz	200	200	CHF/k W
GC chaufferie gaz	100	100	CHF/k W
Puissance gaz appoint nécessaire pour appoint	0	10	MW
Puissance gaz secours installée (appoint et secours)	11	21	MW
EM chaufferie gaz	2 276 000	4 196 000	CHF
GC chaufferie gaz	1 138 000	2 098 000	CHF
Liaison Hôpital - CAD de Sierre	1 664 000	1 664 000	CHF
Total chaufferie gaz appoint secours yc liaison Hôpital	5 078 000	7 958 000	CHF
Liaisons			



	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
Longueur	6 005	6 005	ml
Total liaisons	14 049 000	14 049 000	CHF
Réseau			
Longueur réseau	16 440	16 440	ml
Prix moyen réseau	1 992	1 992	CHF/ml
Total réseau	32 748 000	32 748 000	CHF
Sous-stations			
Nombre de sous-stations	190	190	unités
Prix moyen sous-station	88 300	88 300	CHF/so- us- station
Total sous-stations	16 784 000	16 784 000	CHF
Total investissements	89 713 000	87 725 000	CHF
Etudes	13 457 000	13 159 000	CHF
Aléas	17 943 000	17 545 000	CHF

Tableau 89 : Investissements pour le scénario avec départ de Novelis Constellium

12.13.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation des scénarios sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 90).

Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	h/an
Débit départ centrale	1 700	1 700	m3/h
Energie fournie sortie centrale	44 584	44 584	MWh/an
Electricité pour centrale PAC	2 226	6 621	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	10 343	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	16 964	MWh/an
	3 771 000	5 089 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	
	3,3%	3,3%	MWh/an
	493 000	493 000	% / énergie livrée
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	CHF/an
	30 000	30 000	MWh/an



Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
Total électricité	14 314	18 708	CHF/an
Total électricité	4 294 000	5 612 000	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	7 598	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	1 139 714	MWh/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	126 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 060 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	392 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	8 330 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 454 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	12 784 000	CHF/an

Tableau 90 : Coûts d'exploitation du scénario avec départ de Novelis Constellium

12.13.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 91).

	Scénario de référence : CAD 50 °C	Scénario : CAD 50 °C avec départ de Novelis Constellium	
Total coût annuel	10 537 000	12 784 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	MWh/ann
Prix du kWh rendu client	0,21	0,26	CHF/kWh

Tableau 91 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec départ de Novelis Constellium

12.13.10 Analyse énergétique

Le taux d'énergie renouvelable du scénario a été calculé, sans la part biométhane, avec et sans la part électrique (cf. Tableau 90).



	Scénario 2 : CAD 50°C	Scénario 2 : CAD 50°C avec départ de Novelis Constellium
Part de rejets thermiques et d'énergie électrique	100 %	86,5 %
Taux de renouvelable hors part électrique	77,6 %	56,2 %

Tableau 92 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario avec départ de Novelis Constellium

Le scénario, sans considération du biométhane, présente un taux inférieur aux 75 % requis pour les subventions et pour le label Minergie.

12.13.11 Conclusion risque 11

L'incertitude sur un départ de la fonderie Novelis Constellium de Sierre a un impact direct sur le prix de revient du kWh.

Ce départ, compensé par une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane, induit une hausse du prix de revient de 5 cts/kWh sur l'énergie du CAD (passage de 21 à 26 cts/kWh), soit une hausse de 24 %.

Toutefois, ce résultat est lié :

- Au scénario de référence (CAD 50 °C),
- À la solution alternative mise en œuvre (chaudière gaz fonctionnant au biométhane).

12.14 Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. rejets Novelis)

12.14.1 Risque 12

Une baisse imprévue de la puissance disponible des rejets de Novelis induirait une baisse des ressources à disposition pour le CAD de Sierre et donc la recherche de ressources thermiques renouvelables.

Ces sources pourraient alors être :

- Des rejets thermiques non valorisés, donc mesures conservatoires, surcoûts en exploitation liés à ces rejets car niveaux de température plus bas,
- De la géothermie moyenne profondeur,
- Une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane.

Le choix a été fait de considérer une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane.

12.14.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque est similaire à celle mise en œuvre pour l'incertitude 10.

12.14.3 Conclusion risque 12

L'incertitude sur une baisse de la puissance disponible au niveau de la fonderie Novelis Constellium de Sierre, et notamment le débit des rejets, a un impact direct sur le prix de revient du kWh.

Cette baisse de puissance des rejets de la fonderie, compensée par une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane, induit une hausse du prix de revient de 1 à 5 cts/kWh sur l'énergie



du CAD (passage de 22 à 26 cts/kWh), soit une hausse maximale de 24 %, en fonction de la baisse du débit constatée.

Toutefois, ce résultat est lié :

- Au scénario de référence (CAD 50 °C),
- À la solution alternative mise en œuvre (chaudière gaz fonctionnant au biométhane).

12.15 Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (p.ex. rejets Novelis)

12.15.1 Risque 13

Une baisse imprévue de la puissance disponible des rejets thermiques induirait une perte de performance des PACs, avec une baisse de leur COP.

12.15.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque consiste à réaliser une analyse de sensibilité sur la baisse de température des ressources et l'impact sur le COP des PAC, puis sur le prix de la chaleur livrée chez les clients.

On considère ici une baisse de 30 °C à 20 °C des ressources suivantes :

- Boucle de refroidissement du site de Sierre (3,6 MW) (30 °C),
- Eau de refroidissement des fours de fusion de Chippis (0,5 MW) (30 °C),
- Centrale hydroélectrique Navizence (0,6 MW) (30 °C).

Le COP des PAC baisse en centrale pour les ressources à 30 °C, en considérant une ressource 20 °C :

- COP actuel : 3.9,
- COP pour 20 °C : 3.5.

12.15.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 58).

12.15.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).

12.15.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.15.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.15.7 Investissements

Les investissements restent inchangés (cf. Tableau 61).

12.15.8 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 93).



Coût annuel	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec baisse de température des rejets	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	h/an
Débit départ centrale	1 700	1 700	m3/h
Energie fournie sortie centrale	44 584	44 584	MWh/an
Electricité pour centrale PAC	2 226	2 512	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	10 343	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	12 855	MWh/an
	3 771 000	3 857 000	CHF/an
Pertes de charge ponctuelles	1,3	1,3	
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	3,3%	% / énergie livrée
	493 000	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	14 600	MWh/an
Total électricité	4 294 000	4 380 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	0	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 194 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	407 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	6 049 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 574 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	10 623 000	CHF/an

Tableau 93 : Coûts d'exploitation du scénario avec baisse de température des rejets de 30 à 20 °C

12.15.9 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 94).



	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec baisse de température des rejets	
Total coût annuel	10 537 000	10 623 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,21	CHF/kWh

Tableau 94 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec baisse de température des rejets de 30 à 20 °C

12.15.10 Conclusion risque 13

L'incertitude sur une baisse de la température des rejets thermiques disponibles de 30 à 20 °C a un impact limité sur le prix de revient du kWh.

En effet, pour une telle baisse, **le prix de revient reste inchangé à 21 cts/kWh**.

12.16 Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe)

12.16.1 Risque 14

Une variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe) peut induire une baisse de la ressource à disposition.

Cette incertitude induit le risque de devoir investir dans du stockage afin de lisser dans la mesure du possible ces variations ou dans des sources thermiques alternatives.

12.16.2 Méthodologie

La métrologie d'analyse de ce risque consiste à considérer une indisponibilité des rejets de la fonderie de Novelis Constellium correspondant à 25 % de l'énergie valorisée en temps normal par le CAD de Sierre. De ce fait, l'énergie non disponible doit être compensée par les chaudières gaz fonctionnant au biométhane.

12.16.3 Besoins

Les besoins restent identiques à ceux du scénario de référence (cf. Tableau 58).

12.16.4 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).

12.16.5 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.16.6 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.16.7 Investissements

Les investissements restent inchangés (cf. Tableau 61).



12.16.8 Conclusion risque 14

L'incertitude sur une non-disponibilité de la fonderie Novelis Constellium de Sierre a un impact direct sur le prix de revient du kWh.

Cette indisponibilité, basée sur une hypothèse de 25 % de l'énergie fournie normalement par la fonderie, et compensée par une chaufferie gaz fonctionnant au biométhane, induit une hausse du prix de revient de 1,25 cts/kWh sur l'énergie du CAD (passage de 21 à 22,25 cts/kWh), soit une hausse de 6 %.

Toutefois, ce résultat est lié :

- Au scénario de référence (CAD 50 °C),
- À la solution alternative mise en œuvre (chaudière gaz fonctionnant au biométhane).

12.17 Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique

12.17.1 Risque 15

Une hausse du prix de l'énergie électrique influencerait une augmentation des coûts de production de l'énergie thermique livrée chez le client, du fait de l'utilisation de l'énergie électrique au niveau des PAC en centrale et au niveau des sous-stations.

12.17.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque consiste à réaliser une analyse de sensibilité sur l'impact de la hausse ou de la baisse de l'énergie électrique sur le prix de revient de la chaleur livrée.

12.17.3 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).

12.17.4 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.17.5 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.17.6 Investissements

Les investissements restent inchangés (cf. Tableau 61).

12.17.7 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 93). Une analyse de sensibilité a donc été menée en faisant varier le prix de l'énergie électrique de 20 à 40 Cts/kWh.

Coût annuel	Scénario 2 (kWh électrique 20 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 30 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 40 cts)	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	2 000	h/an
Débit départ centrale	1 700	1 700	1 700	m3/h
Energie fournie sortie centrale	44 584	44 584	44 584	MWh/an



Coût annuel	Scénario 2 (kWh électrique 20 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 30 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 40 cts)	
Electricité pour centrale PAC	2 226	2 226	2 226	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	10 343	10 343	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	12 569	12 569	MWh/an
	2 514 000	3 771 000	5 028 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	3,3%	3,3%	% / énergie livrée
	329 000	493 000	658 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	100	MWh/an
	20 000	30 000	40 000	CHF/an
Total électricité	14 314	14 314	14 314	MWh/an
Total électricité	2 863 000	4 294 000	5 726 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	0	0	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	0	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	68 000	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 194 000	1 194 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	407 000	407 000	CHF/an
Total frais exploitation	4 532 000	5 963 000	7 395 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 574 000	4 574 000	CHF/an
Total coût annuel	9 106 000	10 537 000	11 969 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,18	0,21	0,24	CHF/kWh

Tableau 95 : Résultats de l'analyse du scénario avec variation du prix de l'énergie électrique

12.17.8 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 94).



	Scénario 2 (kWh électrique 20 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 30 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 40 cts)	
Total coût annuel	9 106 000	10 537 000	11 969 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,18	0,21	0,24	CHF/kWh

Tableau 96 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec variation du prix de l'énergie électrique

12.17.9 Conclusion risque 15

On constate qu'une hausse ou une baisse de 10 cts/kWh électrique par rapport aux 30 cts considérés dans le scénario de base induit une hausse ou une baisse de 3 cts/kWh rendu client, soit 14 %.

12.18 Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur

12.18.1 Risque 16

Le fait de ne pas avoir un interlocuteur unique au niveau du site Novelis Constellium pourrait conduire au risque de ne pas voir les rejets du site valorisés. De ce fait, les investissements nécessaires à la valorisation de ces rejets ne seraient pas réalisés, contrairement au risque 11 et d'autres ressources seraient utilisées, notamment les chaudières gaz au biométhane.

12.18.2 Méthodologie

La méthodologie est similaire à celle du départ de la fonderie Novelis Constellium de Sierre, mais les investissements ne sont pas réalisés, étant donné que la décision de non valorisation des rejets intervient en amont du projet.

12.18.3 Schéma de principe

Ce dernier reste inchangé (cf. Figure 79).

12.18.4 Concept proposé

Le concept proposé est inchangé (cf. Tableau 59).

12.18.5 Linéaire de réseau

Le linéaire de réseau du scénario reste inchangé (cf. Tableau 60).

12.18.6 Investissements

Les investissements sont présentés dans le tableau suivant (cf. Tableau 97).



	Scénario 2 : CAD 50°C	Scénario 2 : CAD 50°C en l'absence d'accord de valorisation des rejets thermiques de la fonderie	
Investissements			
<i>Récupération des rejets</i>			
Puissance totale des rejets mobilisés	14,82	5,72	MW
Eau de coulée de la fonderie Novelis de Sierre	5	0	MW
	250	250	CHF/kW
	1 250 000	0	CHF
Production d'hydrogène à Chippis	1,9	1,9	MW
	200	200	CHF/kW
	380 000	380 000	CHF
Circuit de refroidissement du site Novelis Constellium de Sierre	3,6	0	MW
	250	250	CHF/kW
	900 000	0	CHF
Eau de refroidissement des fours à inductions du site de Chippis	0,5	0	MW
	250	250	CHF/kW
	125 000	0	CHF
Rejets thermiques des groupes de la centrale Navizence	0,46	0,46	MW
	200	200	CHF/kW
	92 000	92 000	CHF
Rejets thermiques des transformateurs de la centrale Navizence	0,16	0,16	MW
	300	300	CHF/kW
	48 000	48 000	CHF
Nappe du site Novelis Constellium de Sierre	3,2	3,2	MW
	200	200	CHF/kW
	640 000	640 000	CHF
Total récupération des rejets	3 435 000	1 160 000	CHF



Bassins tampons			
Tampon chaud	1 000	0	CHF/m ³
	2 000	2 000	m3
	2 000 000	0	CHF
Tampon froid	1 000	0	CHF/m ³
	2 000	2 000	m3
	2 000 000	0	CHF
Total bassins tampon	4 000 000	0	CHF
Chaufferie PAC			
EM Chaufferie CAD sans PAC	225	225	CHF/kW
GC chaufferie CAD sans PAC	99	99	CHF/kW
Puissance chaufferie CAD sans PAC	6,9	1,9	MW
EM Chaufferie CAD sans PAC	1 543 500	427 500	CHF
GC chaufferie CAD sans PAC	679 140	188 100	CHF
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	400	400	CHF/kW
GC chaufferie PAC (50/75°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (50/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (50/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/75°C)	1 200	1 200	CHF/kW
GC PAC (25/75°C)	300	300	CHF/kW
Puissance PAC (25/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
GC chaufferie PAC (25/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (25/50°C)	750	750	CHF/kW
GC PAC (25/50°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (25/50°C)	6	6	MW
EM Chaufferie PAC (25/50°C)	4 725 912	4 725 912	CHF
GC chaufferie PAC (25/50°C)	2 079 401	2 079 401	CHF
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	1 500	1 500	CHF/kW
GC chaufferie PAC (12/75°C)	300	300	CHF/kW
Puissance PAC (12/75°C)	0	0	MW
EM Chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF



GC chaufferie PAC (12/75°C)	0	0	CHF
EM PAC (12/50°C)	900	900	CHF/kW
GC PAC (12/50°C)	330	330	CHF/kW
Puissance PAC (12/50°C)	4	5	MW
EM Chaufferie PAC (12/50°C)	3 359 483	4 132 174	CHF
GC chaufferie PAC (12/50°C)	1 231 810	1 515 130	CHF
Puissance chaufferie PAC	10	5	MW
Surface chaufferie PAC	1 003	541	m2
Hauteur chaufferie PAC	6	6	m
Volume chaufferie PAC	6 020	3 244	m3
EM chaufferie PAC	9 628 895	9 285 586	CHF
GC chaufferie PAC	3 990 352	3 782 632	CHF
Total chaufferie PAC	13 619 000	13 068 000	CHF
<i>Chaufferie secours gaz/biogaz</i>			
EM chaufferie gaz	200	200	CHF/kW
GC chaufferie gaz	100	100	CHF/kW
Puissance gaz appoint nécessaire pour appoint	0	10	MW
Puissance gaz secours installée (appoint et secours)	11	21	MW
EM chaufferie gaz	2 276 000	4 196 000	CHF
GC chaufferie gaz	1 138 000	2 098 000	CHF
Liaison Hôpital - CAD de Sierre	1 664 000	1 664 000	CHF
<i>Total chaufferie gaz appoint secours + liaison Hôpital</i>	5 078 000	7 958 000	CHF
<i>Liaisons</i>			
Longueur	6 005	2 430	ml
<i>Total liaisons</i>	14 049 000	5 762 700	CHF
<i>Réseau</i>			
Longueur réseau	16 440	16 440	ml
Prix moyen réseau	1 992	1 992	CHF/ml
<i>Total réseau</i>	32 748 000	32 748 000	CHF
<i>Sous-stations</i>			
Nombre de sous-stations	190	190	unités
Prix moyen sous-station	88 300	88 300	CHF/so us-station
<i>Total sous-stations</i>	16 784 000	16 784 000	CHF
<i>Total investissements</i>	89 713 000	77 480 700	CHF



Etudes	13 457 000	11 622 000	CHF
Aléas	17 943 000	15 496 000	CHF

Tableau 97 : Détail des investissements du scénario avec absence d'accord pour la valorisation des rejets de la fonderie Novelis Constellium

12.18.7 Exploitation – frais et recettes annualisés

Les coûts d'exploitation du scénario sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 98).

Coût annuel	Scénario 2 : CAD 50°C	Scénario 2 : CAD 50°C en l'absence d'accord de valorisation des rejets thermiques de la fonderie	
Heures pleine puissance	2 000	2 000	h/an
Débit départ centrale	1 700	1 700	m3/h
Energie fournie sortie centrale	44 584	44 584	MWh/an
Electricité pour centrale PAC	2 226	6 621	MWh/an
Electricité pour PAC sous-stations	10 343	10 343	MWh/an
Electricité totale pour PAC	12 569	16 964	MWh/an
	3 771 000	5 089 000	CHF/an
Electricité pour pompage réseau	1 645	1 645	MWh/an
	3,3%	3,3%	% / énergie livrée
	493 000	493 000	CHF/an
Electricité pour pompage vers et depuis stock	100	100	MWh/an
	30 000	30 000	CHF/an
Total électricité	14 314	18 708	MWh/an
Total électricité	4 294 000	5 612 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	0	7 598	MWh/an
Biogaz pour appoint	0	1 139 714	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	68 000	126 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 089 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	365 000	CHF/an
Total frais exploitation	5 963 000	8 332 000	CHF/an
Amortissement	4 574 000	4 037 000	CHF/an
Total coût annuel	10 537 000	12 369 000	CHF/an

Tableau 98 : Coûts d'exploitation du scénario avec non-accord pour valorisation des rejets de la fonderie Novelis Constellium



12.18.8 Prix de revient du kWh

Le prix de revient du kWh livré client est présenté dans le tableau suivant (cf. Tableau 99).

	Scénario de référence : CAD 50°C	Scénario : CAD 50°C avec baisse de température des rejets	
Total coût annuel	10 537 000	12 369 000	CHF/an
Puissance du réseau	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	49 627	49 627	MWh/an
Prix du kWh rendu client	0,21	0,25	CHF/kWh

Tableau 99 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec non-accord pour valorisation des rejets de la fonderie Novelis Constellium

12.18.9 Conclusion risque 16

L'incertitude sur l'accord de valorisation des rejets thermiques de la fonderie Novelis Constellium a un impact sur le prix de revient du kWh.

Dans le cas d'une non-valorisation des rejets planifiée en amont du projet de CAD, les investissements pour valoriser ces rejets ne seraient pas réalisés, et l'ajout de chaudière d'appoint gaz au biométhane a été considéré. Ce surcoût induit une hausse de 4 ct/kWh du prix de revient, soit 19 %.

12.19 Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie - Non validation de l'implantation de la chaufferie OIKEN sur le terrain Condémines en mains publiques

12.19.1 Risque 17

La chaufferie du futur CAD de Sierre doit répondre aux contraintes suivantes :

- Emprise au sol disponible,
- Maîtrise de la propriété du foncier,
- Plan de zone compatible avec l'implantation d'une chaufferie,
- Réduction des conduites à mettre en œuvre tant pour la valorisation des rejets que le départ vers le CAD.

A ce stade, il a été considéré une implantation de la chaufferie dans le nouveau quartier de Condémines, à côté de la future patinoire (cf. Figure 86). OIKEN a sollicité le promoteur de ce quartier pour une surface de 1500 m².



Figure 97 : Emplacement de la chaufferie du CAD (Studio Nova, 2024)



Toutefois, une chaufferie pourrait être envisagée :

- Route de l'ancien Sierre dans les vignes en face de la fonderie de Novelis (cf. Figure 98) :
 - + : Maîtrise en main publique des parcelles,
 - + : Proximité avec la fonderie de Novelis.
- Dans le bâtiment menuiserie de Constellium à Sierre (cf. Figure 98) :
 - - : foncier dépendant de Constellium,
 - + : situation entre le site industriel et la Ville de Sierre.

Les 3 options possibles à ce stade pour la chaufferie CAD de Sierre sont présentées ci-après (cf. Figure 98).

- Chaufferie CAD de Sierre : besoin estimatif : 2000 m²
- Base : à Condémines, avec projet de patinoire (1500 m² demandés par OIKEN à ce stade)
- Variante 1 : dans les vignes en face de la fonderie Novelis (pas de contrainte de surface)
- Variante 2 : menuiserie Constellium sur le site de Novelis Constellium (1700 m²)

Figure 98 : Terrains potentiels pour l'implantation de la chaufferie CAD

La non-obtention des autorisations pour l'emplacement de la chaufferie pourrait induire un risque majeur pour le CAD de Sierre.

12.19.2 Conclusion risque 17

En l'absence d'une autorisation pour l'un des sites potentiels, le CAD de Sierre pourrait ne pas être développé. Seule la chaufferie existante de l'hôpital de Sierre, fonctionnant au gaz, pourrait alimenter un CAD à 75 °C.

12.20 Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône - Difficulté d'obtention d'une concession de pompage ou obligation de mutualisation avec un autre projet voisin

12.20.1 Risque 18

Le réseau de chauffage à distance de Sierre utilise dans ses ressources l'eau de la nappe phréatique via les infrastructures déjà en place sur le site Novelis Constellium de Sierre.

Toutefois, le débit de pompage autorisé est aujourd'hui limité à la consommation effective du site de Novelis Constellium, soit 510 à 672 m³/h, ce qui correspond à une puissance de 1.8 à 2 MW (cf. Tableau 100).



Les potentiels suivants ont été considérés pour l'étude :

- Disponible : débit pompage (1260 m³/h), auquel on soustrait les besoins actuels du site Novelis Constellium (350 m³/h), soit **3.2 MW**,
- En option, le solde (350 m³/h), pourrait être disponible si le site n'utilisait plus cette ressource, soit 1,2 MW.

Dès lors, le réseau de chauffage à distance de Sierre nécessite une autorisation administrative pour pouvoir pomper 1,2 MW supplémentaire par rapport à l'autorisation actuelle. En cas de refus, cette énergie devra être compensée par l'énergie d'appoint (chaudières gaz fonctionnant au biométhane).

Puit	Lieu	Débit de pompage de l'autorisation du 10/01/2023	Débit d'exploitation de l'autorisation du 10/01/2023	Pompes
		l/min	l/min	l/min
Total		8500	11200	20000
Total		510 m ³ /h	672 m ³ /h	1200 m ³ /h
Puissance avec delta T de 3 °C		1.8 MW	2 MW	4.2 MW

Tableau 100 : Caractéristiques des pompes du réseau d'eau de nappe (Source : AluInfra)

12.20.2 Méthodologie

La méthodologie d'analyse de ce risque consiste à considérer la baisse de la ressource nappe phréatique disponible (passage de 3,2 à 1,8 MW) et à compenser cette perte par l'énergie des chaudières d'appoint gaz fonctionnant au biométhane.

Toutefois, on constate que la puissance maximale appelée sur la nappe est de 2,6 MW dans le scénario de référence. De ce fait, le risque ne porte donc que sur 0,8 MW. Ce risque est donc relativement faible.

12.20.3 Conclusion risque 18

Le risque lié à la non-obtention d'une autorisation de pompage pour les 1,4 MW de pompage en nappe complémentaires est donc très faible car ne portant que sur 0,8 MW.

12.21 Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)

12.21.1 Risque 19

En cas de réalisation d'une partie du réseau, puis de blocage lié au solde du réseau, à la chaufferie, etc., le CAD de Sierre se verrait pénalisé par la réalisation d'une partie des investissements, mais sans possibilité d'amortissement pendant plusieurs années.

12.21.2 Méthodologie

Un porte à faux financier a été calculé. Pour ce faire, une durée de 5 ans a été considérée. Une construction du réseau et des chaufferies à hauteur de 30 % a également été considérée, de même qu'un taux de 3 %.



La perte de chiffre d'affaires liée à l'absence de vente d'énergie aux clients n'est donc pas prise en compte ici.

12.21.3 Conclusion risque 19

Le risque d'un retard sur le CAD de Sierre a été évalué (cf. Tableau 101). Ont été considérés :

- Une réalisation de 30 % de l'investissement total du projet, soit 36 millions CHF sur les 121 millions CHF du projet complet,
- Un retard de 5 ans.

Montant du prêt	36 333 900	CHF
Taux d'intérêt annuel	3,00 %	%
Durée du prêt en années	30	an
Nombre de versements par an	12	
Intérêts mensuels	52 257	CHF/mois
Intérêts sur 5 ans	3 135 461	CHF
Coût annuel scénario de référence	10 537 000	CHF/an
Coût annuel avec coût de l'emprunt	11 164 092	CHF/an
Energie livrée	49 627	MWh/an
Prix de revient	22,5	Cts/kWh

Tableau 101 : Evaluation de l'impact du scénario d'un retard du projet de CAD de Sierre

Ainsi, pour un retard de 5 ans, après avoir investi 30 % du montant total du projet, le surcoût financier est de 1,5 cts/kWh, soit 7 %.

12.22 Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation

12.22.1 Risque 20

Le fait de ne pas disposer de la propriété des PAC au niveau des sous-stations chez les clients induit une réduction de la marge de manœuvre de l'exploitant du réseau de chauffage à distance.

12.22.2 Conclusion risque 20

Toutefois, étant donné que les seules PAC mises en œuvre dans le scénario de référence concernent la production d'énergie à 65 °C pour le chauffage et l'ECS depuis le réseau à 50 °C, ce risque est marginal contrairement à celui d'un réseau anergie. **Il ne s'applique donc pas au réseau de chauffage à distance de Sierre.**



7.23. Analyse des résultats

Un résumé des valeurs obtenues pour le site de Sierre est fourni dans la Figure 96.

D'une manière générale, il peut être observé que certaines incertitudes contribuent à faire varier le prix de revient du kWh de manière positive ou négative (diminution et augmentation, par exemple lorsque l'on fait varier le prix du kWh électrique entre 20 et 40 ct/kWh, avec une référence à 30 ct/kWh), alors que certains risques permettent de le faire varier seulement de manière négative (par exemple lorsque les gros consommateurs sont considérés comme non-raccordés).

Les risques faisant le plus augmenter le prix de revient du kWh sont les risques 7 (départ des 10 plus gros clients), 11 (départ de Novelis Constellium) et 17 (absence d'accord pour valoriser les rejets du site Novelis Constellium).

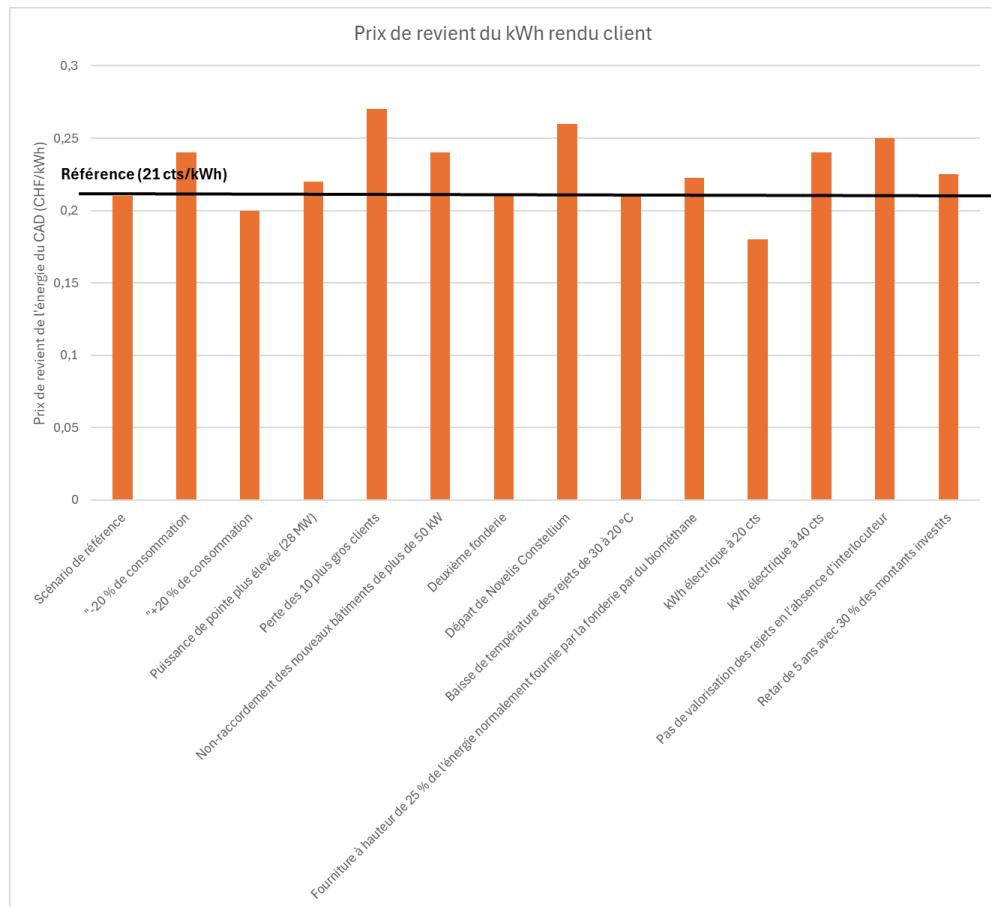


Figure 99 : Cas d'étude de Sierre - Résumé des prix de revient obtenus



13 WP 2 : Conclusion

Les deux sites pilotes ont été analysés sur des risques similaires. Cependant, tous les risques ne sont pas comparables :

- Certains risques ne s'appliquent pas aux deux sites,
- Comparer les résultats pour un même risque évalué légèrement différemment sur chaque site pourrait mener à des conclusions hâtives.

Afin de comparer de manière non-arbitraire les deux sites, une sélection de certains risques a été élaborée, et la comparaison des résultats est présentée dans Figure 97.

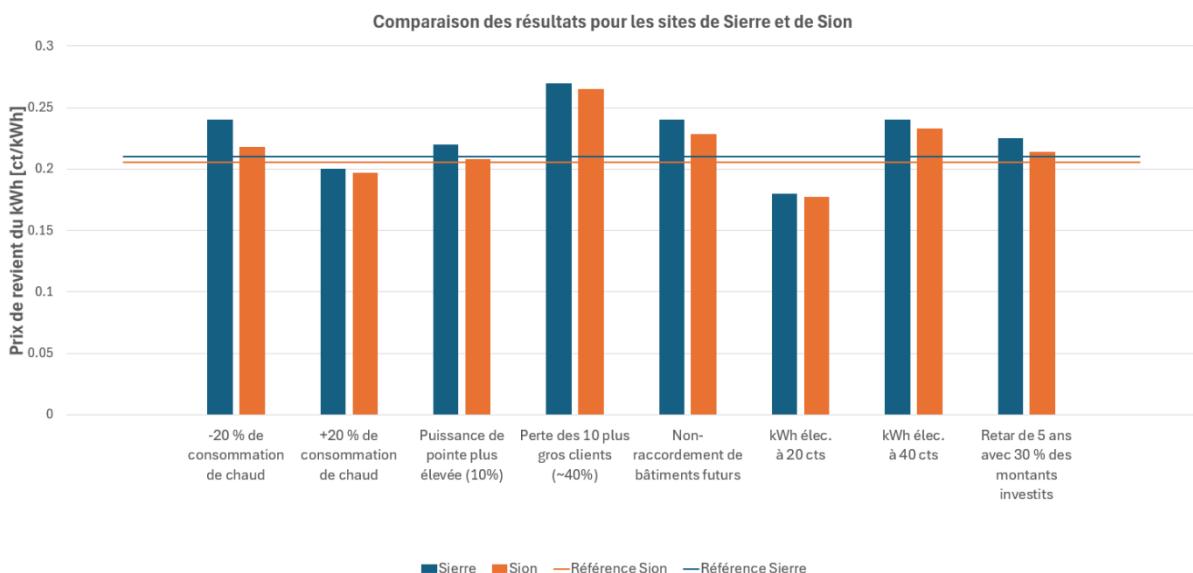


Figure 100 : Comparaison des résultats absolus pour les sites de Sierre et de Sion

D'une manière générale, le prix de revient du kWh est légèrement plus élevé sur le site de Sierre. Si la provenance de cette différence est difficile à démontrer quantitativement, quelques hypothèses peuvent cependant être émises : i) la livraison de chaud et de froid par le même réseau permet de diminuer le prix de revient, ii) le réseau du site de Ronquoz est à plus faible température, ce qui réduit les pertes thermiques (ceci devrait en tous cas en partie contrebalancer les coûts de pompage élevés de par le faible delta T du réseau anergie), iii) la densité énergétique en MWh/ml/an des deux réseaux n'est pas la même.

Bien évidemment, pour les deux réseaux, chaque risque fait varier le prix de revient « dans le même sens », c'est-à-dire que si le prix de revient augmente pour un site, il augmente également sur l'autre site. Même si le prix de revient moyen est plus élevé sur le site de Sierre, la Figure 99 permet de quantifier le pourcentage d'augmentation du prix pour chaque risque, ceci sur chaque site. D'une manière générale, il peut être observé que les augmentations sont sensiblement les mêmes. Le risque faisant le plus augmenter le prix du kWh sur les deux sites est la perte des 10 plus gros clients, qui correspond à une diminution de la vente d'énergie d'environ 40 %, ce qui justifie l'impact de ce risque. Cependant cet indicateur n'est pas vraiment pertinent, car le non-raccordement de 40 % de la demande n'est pas vraiment probable.



La sensibilité de chaque site au risque est également évaluée, c'est-à-dire la variation du prix du kWh pour une variation d'un paramètre (par exemple l'énergie livrée au client). Les résultats sont présentés dans la Figure 98. Il peut être observé que les deux sites sont moins sensibles à l'augmentation du prix du kWh électrique, à la puissance de pointe plus élevée ainsi qu'à l'augmentation de la consommation de chaud. Cependant, les deux sites semblent être sensibles au non-raccordement des bâtiments futurs et au non-raccordement des gros consommateurs, ce dernier étant encore un peu plus marqué pour le site de Sion. Enfin, le site de Sion présente une sensibilité réduite à la réduction des consommations de chaud, du fait de la vente de froid. En effet, le prix de revient est calculé en considérant la somme des ventes de chaud et des ventes de froid. Si la vente de chaud diminue de 20%, la vente d'énergie totale aura donc une diminution inférieure à 20%. Une analyse plus détaillée de la sensibilité au risque ainsi que l'identification des incertitudes les plus impactantes (après mesure de mitigation notamment) sont présentées en fin de rapport.



Comparaison des résultats pour les sites de Sierre et de Sion

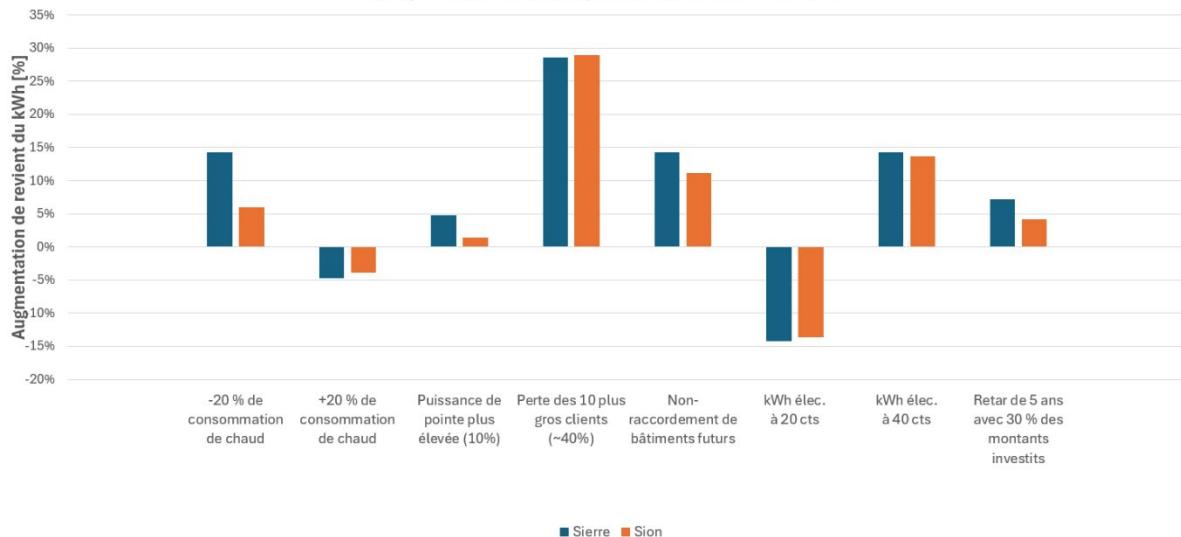


Figure 102 : Augmentation du prix de revient en pourcentage pour chaque site

Sensibilité du prix de revient du kWh au différents risques

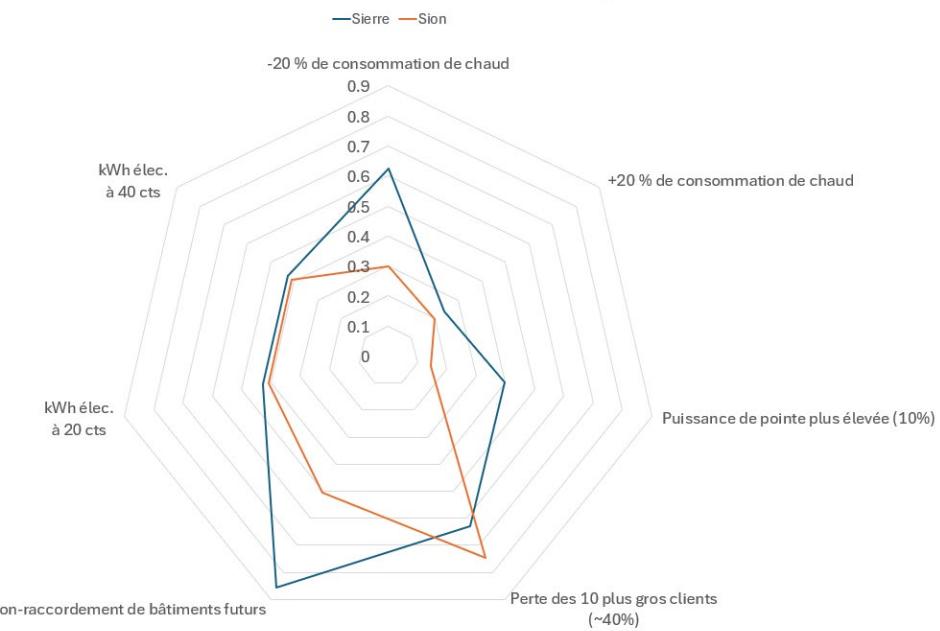


Figure 101 : Comparaison de la sensibilité au prix de revient pour les deux sites



Une synthèse du WP 2 a été réalisée dans le tableau suivant afin de mettre en évidence les risques les plus forts vis-à-vis des deux cas d'étude étudiés.

Tableau 102 : Analyse de sensibilité et identification des risques les plus impactants

Incertitude	Incertitude 1 Réduction vente énergie froid	Incertitude 2 Réduction vente énergie chaud	Incertitude 3 Augmentation appel puissance froid	Incertitude 4 Augmentation appel puissance chaud
Sion	0.31	0.30	0.17	0.15
Sierre	-	0.71	-	0.40
Incertitude	Incertitude 5 Niveau température clients	Incertitude 6 Déséquilibre chaud / froid	Incertitude 7 Perte des clients clés	Incertitude 8 Développements immobiliers
Sion	0.22	0.31	0.75	0.28
Sierre	-	-	0.91	0.86
Incertitude	Incertitude 9 Evolution future de la demande	Incertitude 10 Incertitude ressource supplémentaire	Incertitude 11 Indisponibilité de la ressource principale	Incertitude 12 Baisse de la puissance disponible
Sion	0.30	0.00	-	-
Sierre	0.71	0.00	-	-
Incertitude	Incertitude 13 Baisse température disponible	Incertitude 14 Variation débit et température ressource	Incertitude 15 Prix énergie électrique	Incertitude 16 Interlocuteur unique
Sion	0.16	-	0.41	-
Sierre	0.00	0.24	0.43	-
Incertitude	Incertitude 17 Site favorable chaufferie	Incertitude 18 Non autorisation de prélèvement	Incertitude 19 Retards administratifs	Incertitude 20 Exploitation non-optimale du réseau
Sion	-	-	-	-
Sierre	-	-	-	-

: Risque avec sensibilité marquée (>0.25)

: Risque avec sensibilité limitée (<0.25)

: Risque majeur

: Risque non applicable au cas d'étude



14 WP 3 : Proposition de mesures de réduction des risques pour le cas de Ronquoz

14.1 Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)

14.1.1 Mesure technique

Description

La seule mesure technique identifiée comme potentiellement utile pour mitiger cette incertitude consiste à élaborer un tracé de réseau qui limite l'augmentation du prix de revient du kWh en cas de consommation réduite. Dans le cas de référence, le tracé de réseau a été réalisé au moyen d'un algorithme qui essaie d'optimiser l'approvisionnement du quartier dans son ensemble, décidant ainsi quels bâtiments doivent être raccordés à un réseau, et lesquels doivent rester indépendants. De cette manière, le même algorithme a été exécuté en supposant que toutes les consommations de froid sont réduites de 20% (mais les puissances requises restent identiques). Le tracé obtenu est présenté dans la Figure 103. Comme attendu, celui-ci est légèrement différent du tracé initial ; 1-2 bâtiments additionnels ne sont pas raccordés au réseau et certaines conduites sont déplacées. L'énergie vendue livrée est donc évidemment différente.

Ce réseau, dont le design a été établi sur la base d'une consommation initiale de 80% peut être évalué sous deux aspects différents :

- quel est le prix de revient du kWh dans le cas où en effet seulement 80% de l'énergie est consommée,
- quel est le prix de revient du kWh dans le cas où malgré que le design ait été effectué pour 80% de la consommation, le 100% est en réalité consommé.

Une comparaison est présentée dans le Tableau 103. En résumé, les deux réseaux arrivent au même prix de revient lorsque 100 % de la demande est fournie. Cependant, étant donné que 1-2 bâtiments en moins sont raccordés dans le réseau adapté, l'énergie livrée chaud et froid est légèrement différente. Lorsque le 80 % de l'énergie est consommée, le scénario adapté a l'air de performer mieux : le prix de revient se situe à 21.35 ct/kWh alors que le scénario de référence arrive à 21.8 ct/kWh. Cependant, cette faible différence se situe probablement dans la marge d'erreur de l'estimation mise en place.

Consommation effective	80%		100%	
Design de réseau	Adapté	Référence	Adapté	Référence
Energie chaud livrée client [MWh/an]	24686	24713	24686	24713
Energie froid livrée client [MWh/an]	8959	8974	11199	11218
Prix de revient du kWh [ct/kWh]	21.35	21.8	20.58	20.54

Tableau 103 : Comparaison des résultats obtenus pour le design de référence et pour le design adapté

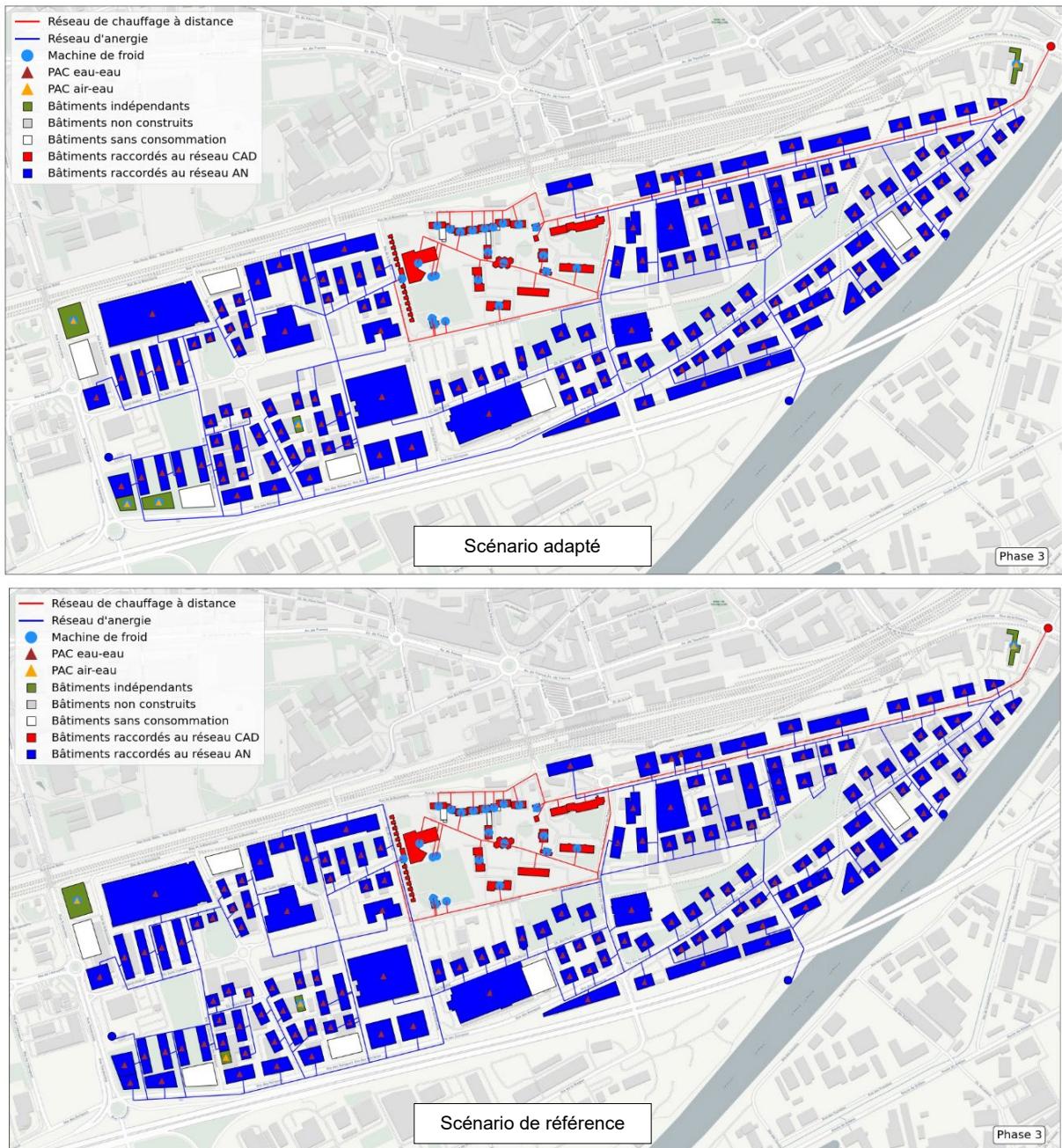


Figure 103 : Scénario de référence et nouveau tracé de réseau obtenu pour des consommations de froid 20% inférieures

CAPEX de la mesure

Les coûts d'investissements du nouveau réseau sont quasiment identiques à ceux du réseau de référence, comme présenté dans le Tableau 104.



	Design adapté	Design de référence
Investissements conduites [kCHF]	25399	25521
Investissements SST [kCHF]	14293	14365
Investissements centrales [kCHF]	20749	20749
Investissement total [kCHF]	60441	60635

Tableau 104 : Comparaison des investissements pour les deux designs

OPEX de la mesure

L’OPEX de la mesure est quasiment identique à celui initialement calculé.

Risque résiduel

La mesure proposée permet potentiellement de réduire les risques, mais une analyse plus fine, à un stade plus avancé du projet est requise afin de déterminer réellement son potentiel.

14.1.2 Mesure politique

Remarque : cette mesure est transversale pour les incertitudes 1 à 6.

Description

Le risque est lié à des besoins effectifs en énergie et puissance de froid et de chaleur qui ne correspondent pas aux besoins prévus, pour lesquels le réseau a été dimensionné de façon à fonctionner de façon optimale.

Cette mauvaise estimation et anticipation des besoins réels peut être due à plusieurs facteurs et incertitudes sur les plans politique et de la planification territoriale du quartier :

- Incertitude sur les surfaces à construire : les documents d'aménagement (Plan guide au stade actuel) donnent des fourchettes de valeur de SBP, ainsi selon qu'on se situe dans la valeur basse ou la valeur haute de la fourchette, les besoins peuvent varier considérablement.
- Incertitude sur les affectations : à nouveau les documents d'aménagement donnent une certaine marge de manœuvre sur la répartition entre les logements et les activités. Si les besoins de chaleur sont assez prévisibles pour les logements, les besoins de froid pour les activités peuvent fortement varier au cas par cas selon la nature de ces activités.
- Incertitude sur le phasage du projet : il est très difficile, sur le plan financier, de développer sur un secteur un réseau qui sera sous-utilisé pendant une longue période, ce qui entraîne des pertes financières ou alors la nécessité d'appliquer un tarif élevé aux premiers preneurs. Le Plan guide prévoit un développement de Ronquoz avec les premières réalisations situées en grande partie à l'est et les phases plus tardives globalement à l'ouest. Cependant, en fonction de l'évolution du foncier, les secteurs prévus initialement à un horizon plus lointain pourraient se réaliser plus rapidement que prévu, ce qui pourrait chambouler le développement planifié du réseau thermique. Cela illustre que des projets urbanistiques peuvent démarrer très rapidement sans que les infrastructures énergétiques ne suivent.



- Incertitude sur le devenir des entreprises existantes : la plupart des entreprises existantes sont censées quitter le site et laisser la place aux nouvelles constructions qui seront raccordés à la boucle. Mais dans les faits, il est possible qu'elles décident de ne pas partir, de partir plus tard que prévu, ou encore plus tôt (si par exemple elles répondent à une offre attractive d'un promoteur qui rachète le terrain). Le devenir des entreprises existantes impacte fortement la planification de réseaux thermiques. En effet, la vision directrice énergétique établie jusqu'à présent prévoit d'approvisionner les entreprises existantes par les conduites aller du CAD de Sion et de privilégier l'alimentation par la boucle d'anergie basse température des bâtiments neufs. Ainsi, ces entreprises qui restent ne seront pas des futurs consommateurs de la boucle (pour la chaleur en tout cas, pouvant être connectés à la boucle pour les besoins de froid). Ce sont donc des preneurs en moins par rapport à des nouvelles constructions qui auraient dû remplacer ces entreprises.

Par rapport à ces incertitudes les mesures suivantes doivent être envisagées :

- De façon générale, la planification du réseau doit se faire en étroite coordination avec celle du quartier qui est elle-même très évolutive. Au stade actuel de la planification, le Plan Guide donne les lignes directrices sur le cadre urbanistique, mais il n'a pas de valeur réglementaire. Il contient en annexe les cahiers des charges qui serviront à l'établissement des Plans de quartier (PQ) par secteur. Ainsi, ces PQ par secteur doivent converger rapidement vers une définition la plus précise possible des surfaces à construire et de leur affectation avec faible marge de variation. Cela permettra de définir les besoins limitant les risques de variation. La convergence vers un programme précis des constructions à réaliser passe par l'intégration tôt dans le processus des entreprises existantes, des promoteurs et investisseurs, dès lors du démarrage des PQ. De ce point de vue, la Ville a un rôle de coordination important à jouer. OIKEN qui réalisera le réseau doit aussi être intégré dans les groupes de discussion pour être informé du mieux possible des orientations prises dans le programme constructif. La validation politique des PQ doit se faire aussi rapidement sans délai ni retards liés aux procédures d'autorisation, limitant les risques d'opposition grâce à une bonne concertation, le plus en amont possible, avec les opposants potentiels.
- Le projet énergétique doit s'adapter au phasage différencié du développement du quartier aux fluctuations possibles dans les décisions de programmation, et adopter une certaine flexibilité dans sa réalisation. Cela implique par exemple de diviser le réseau en plusieurs boucles indépendantes depuis la station de pompage, chaque boucle correspondant à un secteur d'aménagement et plan de quartier. L'intention de la Ville est en effet que chaque secteur se développe, à l'intérieur, de façon globalement synchrone et homogène, ce qui est important aussi pour les réseaux et la prévision des besoins.
- Par rapport au schéma de développement prévu (tendance générale d'est en ouest), si des bâtiments se développent plus tôt que prévu et que la boucle d'anergie n'est pas encore disponible, le réseau CAD de Sion peut servir de solution transitoire.
- Lors de l'estimation des besoins énergétiques, il s'agit d'adopter une marge inférieure c'est-à-dire les données les plus optimistes et plus ambitieuses en matière de consommation (par exemple les valeurs cibles de la SIA 2024). C'est plus facile en effet de considérer ensuite une augmentation des consommations en cours de planification, qui ira dans le sens d'une meilleure rentabilité du projet. Au contraire, si on développe un plan financier sur un projet qui va au final consommer moins, ce sera plus difficile à rentabiliser le projet.

CAPEX de la mesure

- Mesure 1 : pas de CAPEX, cela relève de la planification territoriale du quartier à travers les Plans de quartier et les concertations étroites à mener par la Ville avec tous les acteurs.



- Mesure 2 : la division du réseau en plusieurs boucles indépendantes, nécessitant aussi une division des centrales de PAC sur nappe (pour le rehaussement de la température), peut entraîner un surcoût d'investissement qu'il faudrait déterminer.
- Mesure 3 : CAPEX à prévoir pour des mesures transitoires de raccordement au CAD.
- Mesure 4 : la mesure permet de limiter le CAPEX en dimensionnant le réseau par rapport à des besoins minimum d'énergie et puissance, quitte à les augmenter (et le CAPEX), si des besoins supplémentaires apparaissent en cours de planification.

OPEX de la mesure

- Mesure 1 : pas d'OPEX.
- Mesure 2 : OPEX supplémentaire à prévoir si le système est divisé en sous-ensembles par secteur.
- Mesure 3 : OPEX pour l'entretien des sous-stations sur le CAD.
- Mesure 4 : pas d'OPEX.

Risque résiduel

Des risques résiduels perdurent sur la détermination des besoins, si malgré les mesures visant à anticiper du mieux possible les développements, il y a un brusque changement de surfaces et d'affectation (arrivée ou départ d'un client important), un chamboulement dans le phasage, des retards dans l'adoption et l'entrée en force des PQ et des autorisations à construire, ou encore un maintien imprévu de bâtiments existants qui auraient dû partir.

14.1.3 Mesure économique

On touche ici à une mauvaise estimation de la demande, qui plus est dans un projet de CAD ou une grande partie des bâtiments reste à construire. Comme nous l'avons dit, l'importance est de s'approcher des MO pour les aider à imaginer leurs besoins et donc de diminuer le risque. Il faut donc investir dans les études préliminaires avec une analyse quantitative par voie de questionnaire et qualitative pour interview. Ces deux études permettront de faire une analyse de marché (voir 2.5.1) avec des scénarios probables.



CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé aux études préliminaires ainsi qu'à l'analyse de marché proposée.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Même avec des études préliminaires et une analyse de marché, une incertitude demeure sur la consommation réelle des bâtiments.

14.1.4 Mesure contractuelle

Description



Des mesures contractuelles sont liées à l'engagement des MO pour un raccordement. Comme nous traiterons cela plus bas à plusieurs reprises, dans les projets que nous avons accompagnés, la phase préliminaire a toujours abouti à un engagement réciproque des parties, sur une puissance et une énergie prévue, sur une temporalité et sur une formule de prix.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Si les deux parties s'accordent contractuellement sur une énergie, une puissance, une temporalité et une formule de prix, le risque ne devrait plus être existant, du moins pour la durée du contrat. Cependant, pas tous les futurs consommateurs peuvent être contactés en phase de planification du réseau, ce qui induit un risque résiduel non nul.

14.2 Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie)

14.2.1 Mesure technique

Description

La mesure technique proposée ici est identique à celle présentée dans l'incertitude 1.

14.2.2 Mesure politique

Description

Idem à la mesure politique décrite à l'Incertitude 1.

14.2.3 Mesure économique

Description

Sur le site de Ronquoz, les besoins en chaleur sont plus simples à estimer. Premièrement, comme les bâtiments ne sont pas encore construits, ils devront l'être selon les normes énergétiques actuelles. Il est donc possible de déterminer, en fonction des surfaces de référence énergétique prévues dans le plan d'aménagement du quartier, les consommations d'énergie futures. Un doute peut rester quant à l'allocation des surfaces en fonction des usages. Là aussi, il est fort probable que le projet imaginé actuellement permette de déterminer les besoins énergétiques en chaleur.

Deuxièmement, la temporalité de l'évolution du plan de quartier sera un élément transitoire qui pourra certainement perturber les besoins de consommation d'énergie. Ici, comme nous l'avons dit en introduction, nous suggérons de prendre rapidement contact avec les propriétaires des biens-fonds afin de déterminer avec eux la probabilité ainsi que la temporalité de leurs projets de construction (voir chapitre 2.4).

Troisièmement, il est très courant dans de nouveaux quartiers de définir, dans le plan d'aménagement local, le type de production d'énergie pour le quartier, avec une **obligation** de raccordement déterminée à ce niveau. Cette obligation de raccordement a plus de poids juridique que celles publiées par une ville lors du déploiement de chauffage à distance dans des quartiers existants. La jurisprudence a montré que cette obligation de raccordement n'est effective que pour autant qu'elle soit proportionnelle



financièrement et présente un bilan énergétique meilleur. Si ces deux critères ne sont pas toujours simples à approuver devant les instances juridiques, il est possible de rénover des bâtiments qui auraient des besoins énergétiques tellement faibles qu'ils pourraient être largement couverts localement par des panneaux solaires et/ou l'accès à des nappes phréatiques.

Compte tenu de cela qui précède, il faut que les MO puissent avoir une vision claire de leur demande d'énergie pour qu'ils puissent souscrire une puissance et une énergie, lors de la promesse de raccordement. L'incitation pour le MO et pour le gestionnaire énergétique doit être dans le même sens, c'est-à-dire que les deux acteurs doivent « gagner » de ne pas annoncer une prévision de consommation qui soit plus grande que ce qui sera consommé. Dans les projets que nous avons suivis, le tarif trinôme a été la solution. Les contrats des réseaux thermiques sont généralement structurés en trois parties. La première concerne les droits de raccordement, c'est-à-dire le coût initial nécessaire pour se raccorder aux réseaux thermiques. Ce coût est unique et payé lors de l'installation. La deuxième partie inclut les coûts de puissance annuels facturés au maître d'ouvrage. Ce coût dépend de la consommation réelle de puissance, mais il peut également être estimé par le maître d'ouvrage en début d'année et ajusté si nécessaire au fil du temps. La troisième partie correspond au coût de l'énergie. Ce tarif trinôme doit être calibré avec beaucoup de finesse pour éviter les biais liés aux différents risques présentés dans ce rapport. Une analyse de sensibilité des comportements des maîtres d'ouvrage devra être réalisée sur la base de l'étude de marché (p.19) afin d'anticiper les effets négatifs sur les rendements financiers du chauffage à distance dus à des comportements inadaptés des maîtres d'ouvrage. Il sera crucial d'être transparent sur la construction de ce tarif et d'ajuster les prix unitaires en fonction de cette analyse de sensibilité.

Les droits de raccordement et la puissance raccordée sont finalement liés, mais avec des temporalités différentes, la première étant versée lors du chantier et la deuxième lors de l'exploitation. Le 3^{ème} élément du tarif, l'énergie, vient s'ajouter au coût moyen, qui finalement ce que l'on cherche à minimiser. Il faut donc permettre aux deux parties du contrat d'avoir suffisamment d'information sur les prix moyens futurs, avec des prix unitaires qui pousse à prévoir des volumes très proches des volumes prévus. Une différence d'énergie vers le plus, va rendre le prix moyen meilleur marché, car les coûts fixes seront répartis sur un plus grand volume d'énergie. Dans le cas inverse, le coût moyen coûtera plus cher.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement de contrats avec des tarifs trinômes et la prise de contact avec les MO.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Même avec les mesures proposées, une incertitude demeure sur la consommation réelle des bâtiments.



14.2.4 Mesure contractuelle

Description

Comme nous l'avons dit au point précédent (14.1.3), les mesures contractuelles à ce niveau pour le site de Ronquoz sont au niveau du plan d'aménagement de quartier, où on devrait trouver pour tout le quartier un système de chauffage avec une distribution collective. Il sera donc quasiment impossible de ne pas se raccorder. A la signature du contrat, avant les travaux le MO s'engage donc déjà dans des volumes et avec un droit de raccordement.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Le risque résiduel est identique à celui de l'Incertitude 2.

14.3 Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)

14.3.1 Mesure technique

Afin de réduire le risque lié au mauvais dimensionnement du réseau, notamment pendant les périodes de pointe, une première mesure proposée consiste à modifier le diamètre des conduites de l'ensemble du réseau. Deux scénarios sont ainsi analysés afin d'évaluer l'impact de la taille des conduites sur le prix de revient final.

- Le premier scénario, dit supérieur, correspond à une estimation d'un réseau actuellement sous-dimensionné, où le diamètre des conduites doit être augmenté d'un DN par rapport à la référence.
- Le second scénario, dit inférieur, représente un réseau actuellement surdimensionné, avec un diamètre des conduites devant être réduit d'un DN par rapport à la référence.

Le linéaire total pour chaque scénario est présenté dans le Tableau 105.



Diamètre nominal (mm)	Longueur (m) par DN par les différents scénarios		
	Référence	Supérieur	Inférieur
20	99	0	378
25	279	99	774
32	774	279	361
40	361	774	1607
50	1607	361	1599
65	1599	1607	618
80	618	1599	821
100	821	618	636
125	636	821	643
150	643	636	2128
200	2128	643	1104
250	1104	2128	1183
300	1183	1104	81
350	81	1183	0
400	0	81	591
450	591	0	0
500	0	591	362
550	362	0	211
700	211	362	0
800	0	211	0

Tableau 105 : Détail du linéaire du scénario de référence et des scénarios de tailles supérieurs et inférieurs

Une deuxième mesure technique consiste à étager la production, c'est-à-dire à installer la puissance en centrale de manière progressive avec des unités de plus petite taille, par exemple 5x 2 MW d'échangeurs, à la place de 2x 5 MW. De cette manière, si la puissance requise par les consommateurs s'avère inférieure à la puissance estimée, les investissements pour une installation supplémentaires inutiles ne sont pas effectués. De plus, cette solution permet de limiter les risques en ayant une meilleure redondance sur la production, et permet de faire fonctionner une partie des installations à pleine puissance (meilleure performance).

CAPEX de la mesure

Pour la première mesure proposée, le Tableau 106 présente le coût d'investissement des conduites selon les différents scénarios.



	Référence	Supérieur	Inférieur
Coût (kCHF)	25521	26320	24826

Tableau 106 : Détail du coût d'investissement des conduites en fonction des scénarios

Le coût final des différents scénarios associés est présenté dans le Tableau 107 ci-dessous :

	Référence	Supérieur	Inférieur
Prix du revient du kWh (ct/kWh)	20,54	20,64	20,45

Tableau 107 : Détail du prix de revient final estimé pour chaque scénario

Étant donné que la différence de coût final est très faible d'un scénario à l'autre, opter pour des conduites de tailles différentes par rapport au scénario de référence pourrait être une solution viable pour atténuer les risques associés à un dimensionnement inapproprié du réseau.

Concernant la deuxième mesure, un CAPEX additionnel pourrait être requis - plusieurs installations de petites tailles coûtent généralement plus cher qu'une installation de grande taille – mais cet investissement n'est pas estimé ici, une étude détaillée étant requise pour obtenir de ordres de grandeur adéquats.

OPEX de la mesure

L'impact de la première mesure sur le coût de pompage inférieur / supérieur n'est pas considéré ici (les pertes de charge provenant principalement des Δp aux échangeurs des sous-stations). Aucun OPEX n'est donc considéré. La deuxième mesure n'inclut également aucun OPEX

Risque résiduel

La première mesure permet de s'assurer que le réseau possède une certaine marge de manœuvre concernant la puissance transmissible, et la deuxième mesure permet de limiter les investissements inutiles en cas de surestimation de la puissance consommée. Néanmoins, aucune solution n'est apportée pour limiter les risques en cas de sous-estimation de la puissance. De même, ces mesures permettent de réduire le risque « dans une certaine mesure », mais ne couvrent pas intégralement le gestionnaire de réseau en cas d'erreurs importantes sur l'estimation de la puissance.

14.3.2 Mesure politique

Idem à la mesure politique décrite à l'Incertitude 1.

14.3.3 Mesure économique

Description



Les besoins en puissance de pointe sont effectivement un point essentiel pour le site de Ronquoz, car une conception architecturale intelligente permettra d'éviter des appels de puissance de froid simultanés pour l'ensemble des consommateurs du site. Un bâtiment construit comme celui d'EnergyPolis, qui est quasiment tout en verre, peut créer des besoins en énergie de froid très importants pendant les heures chaudes de l'été, surtout si la gestion des protections solaires n'est pas intégrée dans le bâtiment. Les mesures économiques permettant de limiter ce risque doivent donc être envisagées dans le sens de la protection contre les surchauffes estivales et d'encourager les maîtres d'ouvrage à construire des bâtiments prévus pour des températures estivales très élevées, températures qui devraient certainement dépasser les 40°C à Sion prochainement. L'encouragement de ce type d'action doit se faire en montrant au maître d'ouvrage que les coûts de raccordement pour un bâtiment non adapté aux surchauffes estivales seront très élevés. En revanche, si le bâtiment possède une géo-architecture adaptée au site, les coûts de production d'énergie totale, y compris les pointes d'énergie, seront bien plus bas.

Dans ce contexte, une étude de marché (voir chapitre 2.4) pour un réseau d'anergie serait idéale pour identifier les besoins énergétiques spécifiques des futurs bâtiments raccordés, évaluer leur sensibilité aux coûts d'exploitation et de raccordement, et déterminer les leviers qui encourageraient les maîtres d'ouvrage à opter pour ce type de solution. Elle permettrait également d'analyser les attentes des acteurs en termes de confort thermique estival, de comparer le réseau d'anergie à d'autres options de chauffage et refroidissement, et de concevoir des stratégies tarifaires adaptées pour encourager l'adoption de bâtiments à haute performance énergétique.

CAPEX de la mesure

Voir CAPEX présenté à l'Incertitude 2.

OPEX de la mesure

Voir OPEX présenté à l'Incertitude 2.

Risque résiduel

Voir risque résiduel présenté à l'Incertitude 2.

14.3.4 Mesure contractuelle

Description

Ici aussi, il sera nécessaire d'intégrer dans la tarification l'ensemble des problématiques énergétiques, c'est-à-dire la puissance et l'énergie. Une tarification s'appuyant sur la DUP froid sera certainement nécessaire. Dans ce cas, les contrats liés à l'approvisionnement (voir chapitre 2.6.1.2) prennent tout leur sens, comme par exemple le contrat d'approvisionnement flexible.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.



Risque résiduel

Le risque d'appel de puissance supérieur à celui qui avait été estimé initialement demeure intacte, même si celui-ci est à priori réduit grâce à l'incitation financière.

14.4 Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)

14.4.1 Mesure technique

Idem à la mesure technique décrite à l'Incertitude 3.

14.4.2 Mesure politique

Idem à la mesure politique décrite à l'Incertitude 1.

14.4.3 Mesure économique

Description

Par similitude avec les problématiques de froid, nous pouvons faire les mêmes remarques sur les besoins de chaud. Un bâtiment intelligemment conçu aura dès l'origine des besoins énergétiques plus faibles. En revanche, il est nécessaire d'imaginer des bâtiments qui possèdent suffisamment d'inertie pour éviter de devoir « courir » après les variations de température journalières. Ici aussi, il sera nécessaire de montrer au maître d'ouvrage l'importance de dimensionner correctement leurs bâtiments de manière à ce qu'ils aient une durée d'utilisation de la puissance la plus élevée possible, c'est-à-dire une puissance moyenne qui s'approche de la puissance maximale du bâtiment. Ainsi, comme pour les solutions de froid, l'étude de marché est également essentielle dans ce contexte (voir chapitre 2.4)

CAPEX de la mesure

Voir CAPEX présenté pour l'Incertitude 3.

OPEX de la mesure

Voir OPEX présenté pour l'Incertitude 3.

Risque résiduel

Voir risque résiduel présenté pour l'Incertitude 3.

14.4.4 Mesure contractuelle

Description

Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre sur les puissances de froid, une tarification basée sur la durée d'utilisation de la puissance devra certainement être intégrée dans les contrats de raccordement des clients. Il est également nécessaire de pouvoir effectuer quelques simulations pour les clients, afin de leur montrer l'impact d'une conception architecturale obsolète sur la tarification énergétique, et ainsi de calculer les implications sur la durée de vie du bâtiment. Nous sommes bien conscients que le cadre de l'ordonnance des baux à loyer et à ferme n'incite pas le promoteur à mettre en place des solutions énergétiques à faible consommation, car les investissements énergétiques sont à la charge du maître d'ouvrage, tandis que les coûts énergétiques sont supportés par les locataires. Il sera donc nécessaire de réfléchir à une juste répartition de ces coûts d'investissement entre le maître d'ouvrage et le locataire, en tenant compte du cadre légal fédéral.



Cela fait principalement référence aux contrats d'investissement (voir chapitre 2.6.1.1), car il s'agit ici de la répartition des coûts liés aux choix énergétiques effectués lors de la conception des bâtiments. Les contrats d'approvisionnement (voir chapitre 2.6.1.2) ne sont impactés que de manière indirecte, dans la mesure où ces choix influencent la consommation énergétique finale et donc la tarification appliquée.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Voir risque résiduel présenté pour l'Incertitude 3.

14.5 Incertitude 5 : Niveaux de température des clients

14.5.1 Mesure technique

Le niveau de température des clients peut impacter l'approvisionnement en chaud ou l'approvisionnement en froid. Dans le cas de l'approvisionnement en chaud, le niveau de température impacte le COP des PACs décentralisées. Si celles-ci appartiennent au gestionnaire de réseau (c'est le cas dans le scénario de référence présenté), la consommation des pompes à chaleur est payée par celui-ci et impacte donc le prix de revient du kWh. Une température requise supérieure diminuera dans la plupart des cas le COP de la PAC décentralisée, inversement si la température requise est inférieure. Dans le cas du froid, une température requise supérieure ne pose pas de problème, par contre une température requise inférieure pourrait mener à l'incapacité d'utiliser le réseau d'anergie pour faire du froid. Plusieurs options « de secours » sont alors disponibles :

- Pour le chaud :
 - i) Installer des échangeurs de relativement grande taille, permettant ainsi de gagner un peu de marge sur les températures. Cette méthode permet éventuellement de gagner 1-2°C (ce qui reste très limité) et nécessite des investissements plus conséquents.
 - ii) Continuer à opérer les PACs à ces températures plus élevées en ayant un COP plus faible

- Pour le froid :
 - i) Idem au chaud, installer des échangeurs ayant des surfaces d'échange supérieures
 - ii) En dernier recours, installer des machines de froid si les températures du réseau ne sont pas suffisantes

Aucune réelle mesure technique de mitigation n'a été identifiée, les CAPEX et OPEX ne sont donc pas évalués.

Risque résiduel



Toutes ces solutions de dernière minute requièrent des investissements additionnels ou des coûts d'opération plus élevés, le risque résiduel reste donc élevé. Cependant, des mesures contractuelles et économiques (par exemple en spécifiant les niveaux de température ou en reportant déplaçant la limite de prestation (le client achète et opère sa PAC) permettent de relativement facilement régler cette question et sont présentées dans les sections ci-dessous.

14.5.2 Mesure politique

Description

Idem à la mesure politique décrite à l'Incertitude 1.

En particulier, une planification du réseau bien coordonnée avec la planification territoriale du quartier permet d'anticiper au mieux les futurs utilisateurs et le profil de leurs besoins en matière de température.

14.5.3 Mesure économique

Description

La tarification prévue pour le nouveau quartier devra intégrer une notion de bilan exergétique, comme le fait depuis plusieurs années le canton de Genève. Il faudra donc inclure dans le tarif proposé aux maîtres d'ouvrage un tarif qui prend en compte, en plus de la durée d'utilisation de la puissance, un coefficient correctif dépendant directement de la température à laquelle l'énergie est distribuée, c'est-à-dire une tarification exergétique du confort livré au client.

CAPEX de la mesure

Voir CAPEX présenté à la section 14.4.3.

OPEX de la mesure

Voir OPEX présenté à la section 14.4.3.

Risque résiduel

Voir risque résiduel présenté à la section 14.4.3.

14.5.4 Mesure contractuelle

Description

Si le plan d'aménagement du quartier intègre une obligation de développer chauffage à distance à basse température et une tarification à l'exergie, le MO sera récompensé/pénalisé si les températures sont conformes / différentes de celles qu'ils ont annoncé. Le contrat à l'exergie sera l'incitation à venir se raccorder à une température la plus basse possible. Dans le cas où la température demandée est élevée, les coûts vont s'accroître plus que proportionnellement à la hausse de la température, enclenchant une correction par une hausse des prix.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure



Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.



Risque résiduel

Le contrat à l'exergie devrait permettre de lever totalement cette incertitude.

14.6 Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid

14.6.1 Mesure technique

Description

Les incertitudes 1 et 2 traitent déjà la situation où les besoins en chaud et en froid ont été surestimés, ce qui résulte en un prix de revient du kWh trop faible. L'incertitude numéro 6 traite d'un déséquilibre entre les besoins en chaud et les besoins en froid, c'est-à-dire une réduction de l'effet d'anergie. En général, ce sont les besoins de froid en hiver et en mi-saison qui viennent à manquer. Soit l'estimation est faussée sur la quantité d'énergie annuelle, soit l'estimation n'est pas bonne en termes de temporalité, c'est-à-dire que les besoins de chaud et de froid ne sont par exemple pas simultanés. Dans le premier cas, cette incertitude est similaire aux incertitudes 1 et 2. Dans le deuxième cas, une seule mesure est identifiée : effectuer une planification notamment financière en ne considérant qu'une partie de l'effet anergie. Cela permet de se prémunir face à ce risque, et de viser une taille de réseaux appropriée. L'option du stockage thermique n'est pas envisagée ici car les volumes requis pour un réseau d'anergie à des fins de stockage saisonnier seraient trop importants.

CAPEX de la mesure

Aucun

OPEX de la mesure

Aucun

Risque résiduel

Dans le cas où l'approvisionnement énergétique de l'entier d'un quartier devrait être planifié (c'est le cas de Ronquoz), la mesure proposée ne permet pas d'optimiser l'approvisionnement car elle se base uniquement sur un critère financier, en réduisant à priori le raccordement aux bâtiments où les besoins de froid sont élevés.

14.6.2 Mesure politique

Description

Idem à la mesure politique décrite à l'Incertitude 1.

En particulier, une planification du réseau bien coordonnée avec la planification territoriale du quartier permet d'anticiper au mieux les futurs utilisateurs et les possibles déséquilibre entre les besoins de chaleur et de froid.



14.6.3 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de la demande. Pour trouver un équilibre économique optimal, il est nécessaire de transporter dans les mêmes tuyaux à la fois de la chaleur et du froid. Dans le quartier de Ronquoz, les simulations de consommation énergétique prévues devront permettre de construire une offre énergétique adaptée au quartier. Certes, les CAD se sont développés depuis de nombreuses années, mais avec l'arrivée des canicules et du réchauffement climatique, il sera nécessaire pour Sion de proposer une prestation de rafraîchissement dans les nouveaux quartiers. Cette prestation devra être clairement identifiée par les maîtres d'ouvrage et mise en avant lors des promotions économiques qu'ils réaliseront.

Une étude de marché (voir chapitre 2.4) permet de répondre efficacement à ces enjeux en identifiant la demande en chaleur et en froid dans le quartier, tout en prenant en compte les évolutions climatiques et les besoins futurs des utilisateurs. Elle aide à évaluer la faisabilité économique de transporter ces deux énergies dans les mêmes infrastructures, tout en anticipant la demande saisonnière et en évitant une sous-utilisation des installations. En analysant les besoins des différents types de bâtiments, les profils de consommation et les attentes des maîtres d'ouvrage, l'étude de marché permet de construire une offre énergétique sur mesure, garantissant ainsi un équilibre économique optimal et la rentabilité du projet sur le long terme. Elle apporte également des arguments concrets pour intégrer de nouvelles prestations, telles que le rafraîchissement, et pour mieux les valoriser dans le cadre des promotions économiques.

CAPEX de la mesure

Voir CAPEX présenté à la section 14.1.3..

OPEX de la mesure

Voir OPEX présenté à la section 14.1.3..

Risque résiduel

Voir risque résiduel présenté à la section 14.1.3..

14.6.4 Mesure contractuelle

Description

Aucune mesure contractuelle ne peut permettre de réduire ce risque, si ce n'est en intégrant dans l'offre du contrat de fourniture d'énergie un équilibre entre la période estivale et hivernale.

14.7 Incertitude 7 : Perte des clients clés

14.7.1 Mesure technique

Description

Comme présenté dans le WP2, la perte des clients clés est une des incertitudes ayant le plus grand impact sur le prix de revient du kWh. Afin de mitiger ce risque, deux mesures techniques ont été identifiées :

- 1) Dans le cadre du projet Ronquoz 21, la planification du réseau s'est faite principalement sur la base du phasage présenté dans le plan guide du quartier. Celui-ci spécifie en effet la période



de construction de chaque bâtiment, et la planification du réseau intègre donc cet aspect. Cependant, une autre solution serait de planifier le réseau en prenant également en compte les clients clé, en particulier ceux dont le raccordement est encore incertain même après une première prise de contact. La planification du réseau pourrait donc être faite par secteur, principalement dictée par ces consommateurs. De même, l'échelonnage de la puissance installée en centrale pourrait être basée sur la puissance des grands consommateurs. Cette mesure permettrait de limiter les investissements inutiles en cas de non-raccordement d'un consommateur clé.

Cette mesure est mentionnée ici de manière qualitative uniquement ; une application concrète au quartier serait en effet trop chronophage dans le cadre de ce rapport.

- 2) Afin de limiter les risques associés au non-raccordement de grands consommateurs, une planification d'extension / densification du réseau pourrait être envisagée. Par sa configuration, le quartier de Ronquoz s'y prête relativement mal : voies de chemin de fer au nord, autoroute au sud et Rhône à l'est. Cependant, les quelques consommateurs non-raccordés du quartier pourraient être raccordés. De plus, en cas de non-raccordement critique de grands consommateurs, des extensions pourraient éventuellement être envisagées vers l'ouest et vers le nord (passage sous les voies de chemin de fer). Ces options restent pour le moment hypothétiques, et des études complémentaires seraient nécessaires pour valider leur faisabilité ainsi que les coûts associés.

CAPEX de la mesure

La mesure 1 n'implique pas de CAPEX particulier. La mesure 2 implique des investissements ; ceux-ci sont cependant trop variés pour pouvoir être évalués ici : en cas d'extension au nord du quartier, les travaux spéciaux requis pourraient s'avérer très onéreux ; au contraire, les coûts associés à une densification au moyen du raccordement des quelques consommateurs indépendants du quartier resteraient marginaux.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX n'est requis pour la mesure 1. Concernant la mesure 2, l'OPEX est difficilement estimable sans connaître précisément les bâtiments qui seront raccordés lors d'une extension / densification. Si l'énergie délivrée est inférieure à celle estimée initialement, l'OPEX sera probablement inférieur, mais cela reste dépendant des mètres de conduites installées. Si la même énergie est livrée, l'OPEX devrait augmenter car la densité sera probablement plus faible. Dans tous les cas, cette éventuelle augmentation de l'OPEX est considéré comme marginal face aux investissements additionnels nécessaires.

Risque résiduel

Les mesures présentées ici, en particulier la mesure 2, permettent de limiter les investissements inutiles, mais ne permettent pas de totalement mitiger le risque car la densité (kWh/ml) en cas d'extension du réseau serait dans tous les cas inférieure, et le prix de revient serait donc plus important.

14.7.2 Mesure politique

Description



La loi cantonale sur l'énergie (art. 10⁵) prévoit que les communes peuvent obliger le raccordement à un réseau ou une installation commune « lorsque l'énergie distribuée est produite principalement au moyen d'énergies renouvelables ou de rejets de chaleur ».

En Valais, cette mesure a notamment été appliquée à Monthey dans le cadre son Règlement communal sur le chauffage à distance⁶ et à Sion (approuvée lors du plénum du Conseil général le 16 décembre 2019). Cette obligation « est imposée lors de l'octroi d'une nouvelle autorisation de construire ou en cas de modifications importantes des systèmes de chauffage situés dans les secteurs concernés, et ce à titre de condition nécessaire pour la délivrance de l'autorisation de construire » (art. 4). Des cas exceptionnels de non-raccordement approuvés par la Commune peuvent être envisagés (art. 3).

Ainsi dans le cadre du développement de la boucle d'anergie du quartier Ronquoz, il faudrait s'assurer au préalable que la Ville de Sion rende le raccordement à ce réseau obligatoire, de sorte à limiter les risques de perte des clients clés. Cette obligation peut faire l'objet d'un règlement communal et s'inscrire également dans les règlements des plans de quartier de Ronquoz. Ainsi, les bâtiments existants auront l'obligation de se raccorder au réseau CAD de Sion pour les besoins de chaleur, si cela n'est pas encore fait, au moment où leur chaudière arrive en fin de vie.
Sur les bâtiments neufs, l'autorisation à construire délivrée par la Ville pourra être soumis au respect de l'obligation de raccordement selon le règlement du plan de quartier.

Cette obligation devra ainsi s'accompagner d'une possibilité de dérogation en cas de disproportionnalité au niveau technique et économique. Ce risque est toutefois faible dans le cadre de la planification d'un quartier neuf, car les bâtiments sont tout à fait compatibles techniquement au raccordement à une boucle d'anergie. Mais il importe que le prix (taxe raccordement et énergie) reste concurrentiel. La perspective de cette obligation devra être discutée et précisée avec la Ville de Sion.

CAPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas de CAPEX.

OPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas d'OPEX.

Risque résiduel

En garantissant la connexion des clients sur la durée grâce à l'obligation légale communale, on limite les risques de départ des clients et donc les risques résiduels. Toutefois le risque résiduel demeure, car les propriétaires peuvent toujours faire valoir un droit de recours ou des dérogations selon le principe de la proportionnalité économique.

14.7.3 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de la demande. Dans le développement des chauffages à distance, la clé de rentabilité est liée au raccordement rapide des clients. Une fois que le client est raccordé, il est peu probable qu'il se désengage, compte tenu des

⁵ https://lex.vs.ch/app/fr/texts_of_law/730.1

⁶ https://www.monthey.ch/data/dataimages/upload/documents/chad_reglement.pdf



coûts financiers nécessaires pour créer une centrale de chauffage et de rafraîchissement dans ses locaux. Il est donc peu probable de perdre des clients dans un quartier neuf.

Une étude de marché (voir chapitre 2.4) permet de cibler les bons clients dès le départ, d'assurer un taux de raccordement optimal et d'anticiper les besoins futurs, garantissant ainsi la rentabilité du CAD. L'étude de marché avec les clients clés doit aboutir à une déclaration contractuelle de raccordement. Sans cet accord, le projet la rentabilité du CAD est très volatile et donc très risqué.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à la réalisation de l'étude de marché susmentionnée.

OPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas d'OPEX.

Risque résiduel

Avec une déclaration contractuelle de raccordement, le risque résiduel de perte des clients-clés est nul, du moins pour la durée du contrat.

14.7.4 Mesure contractuelle

Description

[La] perte de clients clés dans un quartier neuf est peu probable, comme nous l'avons mentionné plus haut. En revanche, il faudra veiller à ce que les coûts de raccordement soient équivalents au coût de création d'une chaufferie individuelle. Cela évitera d'envisager, même si le plan d'aménagement du quartier l'impose, une solution individuelle. Comme nous l'avons dit, un contrat d'engagement de raccordement entre les deux parties, avec des T°, des volumes énergétiques et une puissance.

Pour les clients existants, le contrat de livraison de chaleur peut être conclu avant la construction du CAD, le gestionnaire d'énergie exploitera donc la chaufferie existante et posera des compteurs de livraison de chaleur. Cela permet d'avoir déjà contracté avec le client clef.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Si tous [les] clients clés sont contactés et signent un contrat d'engagement de raccordement des deux parties, l'incertitude devrait être intégralement mitigée, pour autant que les clauses soient respectées (temporalité notamment).



14.8 Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers

14.8.1 Mesure technique

Description

Aucune réelle mesure technique pertinente n'a été identifiée pour cette incertitude, si ce n'est celle déjà mentionnée dans les incertitudes 3 et 4 qui consiste à étager la production en centrale (afin de pouvoir n'installer qu'une partie de la puissance requise si certains développements immobiliers ne voient pas le jour) et à dimensionner les DNs pour la puissance totale.

14.8.2 Mesure politique

Description

Des mesures ont déjà été décrites plus en haut relativement aux incertitudes sur le phasage du projet d'aménagement (cf. Incertitude 1).

Nous pouvons cependant ajouter qu'il est important en premier lieu d'avoir un suivi régulier et actualisé des développements urbains. Le planificateur du réseau (OIKEN) doit être informé sans délai de tout changement par rapport au développement initialement prévu, ce qui lui permettra plus facilement d'anticiper les modifications d'investissement à faire dans les conduites et les centrales thermiques, pour autant que la marge de manœuvre pour changer le plan d'investissement suite à des modifications du programme des constructions. De ce point de vue, la Ville de Sion a un rôle important à jouer en centralisant les informations à jour sur le développement et la promotion du projet de.

La Ville peut aussi travailler sur l'attractivité du site pour les investisseurs. Cela peut passer par une forme de publicité montrant les nombreux avantages pour les promoteurs à développer des biens immobiliers à Ronquoz, mettant en avant l'aspect d'un quartier durable, zéro carbone, de haute qualité paysagère, bien connecté aux réseaux de transport, etc. La Ville doit aussi s'assurer, dans toutes les phases d'aménagement, que les ambitions en matière de durabilité, de qualité du site puissent se maintenir, sans érosion d'objectifs, permettant de préserver l'attractivité du site pour les investisseurs. Un dernier aspect peut concerner des conditions fiscales attractives pour les entreprises dans la mesure du possible, ce point devant être approfondi avec la Ville.

CAPEX de la mesure

Cette mesure nécessite des ressources humaines de la part de la Ville pour assurer le suivi des développements et investissements, de la qualité des aménagements, le cas échéant un effort financier en matière de conditions fiscales attractives.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX.

Risque résiduel

La décision des promoteurs de ne pas investir dans le développement immobilier peut être soudaine et pas forcément anticipée. De plus, cette décision peut être due à des facteurs externes (conjoncture économique, contraintes économiques propres aux investisseurs) indépendamment du manque d'attractivité du site. Face à une telle décision précipitée, le risque d'un surdimensionnement du réseau par rapport aux besoins réels est à considérer.



14.8.3 Mesure économique

Description

Pour le site de Ronquoz, ce risque est très important, car la temporalité du déploiement du réseau d'anergie dépendra directement de la temporalité du développement immobilier du quartier. Ici, nous ne pouvons qu'insister sur la nécessité d'aller voir rapidement les propriétaires de biens fonciers pour identifier le calendrier probable du futur quartier. Une étude de marché (voir 2.4) permet précisément de recueillir ces informations, d'anticiper les phases de développement et de planifier le raccordement, garantissant ainsi une synchronisation optimale entre l'offre de chauffage à distance et l'évolution du quartier.

CAPEX de la mesure

Coût d'une étude de marché.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Même avec une étude de marché, des incertitudes sur le développement temporel du quartier demeurent.

14.8.4 Mesure contractuelle

Description

Comme nous l'avons dit dans la partie introduction, il est possible de signer des contrats avec des maîtres d'ouvrage qui permet du côté de ces derniers de réduire les coûts d'investissement et donc le risque financier, mais aussi du côté du producteur d'énergie de réduire le risque lié à la temporalité du déploiement du quartier.

Cette mesure se réfère principalement aux contrats d'investissement (chapitre 2.6.1.1), car elle vise à sécuriser les coûts et les risques financiers liés au développement du quartier avant la mise en place des solutions d'approvisionnement en énergie.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Ce risque peut être réduit avec la méthode proposée pour autant que l'interlocuteur soit déjà connu. Dans le cas de développements immobiliers sur du long terme, ce risque ne pourra être réduit que de manière limitée.



14.9 Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande

Cette incertitude est similaire aux incertitudes 1 et 2 ; les mesures de mitigation sont donc identiques.

14.10 Incertitude 10 : Incertitude sur une ressource supplémentaire

14.10.1 Mesure technique

Description

Une ressource supplémentaire serait nécessaire dans le cas où la puissance demandée sur le réseau est supérieure à celle initialement estimée. Cette incertitude est donc similaire aux incertitudes 3 et 4 ; il en va de même pour les mesures de mitigation. Cette situation est différente du cas de Sierre où une deuxième fonderie pourrait être disponible après coup, permettant éventuellement de modifier l'approvisionnement du réseau ou d'agrandir celui-ci.

14.10.2 Mesure politique

Pas de risque politique particulier sur cet aspect, la question d'un besoin de ressource supplémentaire n'étant pas à l'ordre du jour à Ronquoz.

14.10.3 Mesure économique

Description

Dans un nouveau quartier, il y a peu de mesures économiques, excepté de s'assurer que la demande est bien conforme au projet de bâtiments construits dans le quartier. Il est donc également nécessaire de s'approcher rapidement des maîtres d'ouvrage en leur expliquant que l'offre sera adaptée à la demande, mais que si celle-ci est sous-évaluée, il sera difficile, à des coûts raisonnables, d'assurer la différence par rapport à ce qui est prévu. Le coût supplémentaire devra être suffisamment dissuasif. Ici aussi, il sera important d'intégrer ce type de coûts dans la tarification. Un prix équitable pour de l'énergie verte sera la clé de l'offre, pour les maîtres d'ouvrage qui connaissent bien les besoins de leurs bâtiments. En revanche, pour ceux qui n'ont pas encore déterminé ces besoins, le prix pour les demandes complémentaires devra être dissuasif.

Etant donné qu'aucune réelle mesure économique n'a été identifiée, les CAPEX et OPEX ne sont pas évalués.

Risque résiduel

Le risque résiduel reste identique au risque initial.

14.10.4 Mesure contractuelle

Description

Aucune mesure contractuelle n'a été identifiée pour réduire ce risque.

14.11 Incertitude 11 : Non autorisation de prélèvement sur la nappe ou sur le Rhône

14.11.1 Mesure technique

Description



Aucune mesure technique identifiée n'est pertinente pour cette incertitude car elle concerne spécifiquement la non-autorisation de prélèvement. La question d'un éventuel manque de puissance disponible est abordée dans l'incertitude 12.

14.11.2 Mesure politique

Description

La Loi fédérale sur la protection des eaux (L'Eaux) et l'Ordonnance sur la protection des eaux (O'Eaux) donnent un cadre sur le prélèvement d'eau dans les lacs, cours d'eau et nappes souterraines, de sorte à garantir la pérennité de la ressource au niveau du débit, de la qualité et la température. Concernant le dernier aspect, dans le cadre d'un refroidissement en circuit ouvert (O'Eaux, Annexe 3.3, ch. 21), le réchauffement ne doit pas être supérieur à 3°C, et 1.5°C dans les zones à truites.

Selon la Loi cantonale valaisanne sur la protection des eaux, tout prélèvement d'eau superficielle ou souterraine (nappe) nécessite l'autorisation cantonale du département en charge de la protection des eaux après mise à l'enquête publique et consultation *des services en charge de l'énergie, des forces hydrauliques, des cours d'eau, de la pêche, de la faune, de la nature et de l'agriculture*. Cette autorisation fixe le débit résiduel pour les eaux de surface et le débit maximal de prélèvement pour les eaux souterraines en vue de préserver leur équilibre (art. 37).

Ces dispositifs légaux soulignent l'importance d'une planification coordonnée avec le Canton et la Ville, pour qu'il n'y ait aucun obstacles administratifs à la réalisation du projet, au niveau des autorisations en particulier.

En effet, le recours à l'eau du Rhône à des fins énergétiques représente un pompage important (10 MW). Cela nécessite une infrastructure lourde à mettre en place tant au niveau des installations que des procédures nécessaires. Ainsi, différentes variantes de station de pompage (choix technologique et du site) ont fait l'objet d'une étude de faisabilité (BG, 2022). L'emprise de la station est conséquente : 16x23x9 m. Le travail collaboratif a permis de converger vers le choix d'un site approprié à proximité du pont d'autoroute.

Ainsi, la centrale de pompage devra faire l'objet aussi bien d'une autorisation de pompage au regard de la loi évoquée ci-dessus, que d'une autorisation à construire concernant l'infrastructure. Cette dernière est complexe, car elle nécessite de multiples autorisations *des services cantonaux et fédéraux* concernés.

L'usage de la nappe à des fins géothermiques nécessite au préalable une étude hydrogéologique approfondie et complexe à mener. Il s'agit d'une part de vérifier la capacité de pompage qui peut dépendre de la capacité de renouvellement de la nappe et du degré de saturation en eau, ces deux paramètres pouvant fortement varier d'un lieu à un autre. D'autre part, il faut s'assurer de la stabilité thermique de la nappe, ce qui est possible en cas d'utilisation pour le chaud et le froid et d'un écoulement suffisant de la nappe pour se régénérer, ces deux conditions étant à priori à réunies à Ronquoz. C'est principalement sur la capacité de pompage supplémentaire, par rapport à l'usage actuelle de la nappe, qu'il existe encore une incertitude en vue de réguler la boucle d'anergie, ce qui pourrait amener les autorités à ne pas autoriser un tel usage. Seule l'étude pourra lever les doutes.

Cet exemple souligne l'importance d'études techniques approfondies fiables et de la concertation entre le Canton, la Ville et les porteurs du projet pour faciliter l'obtention des autorisations.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX concerne le temps (en prestations) à passer pour réaliser les études techniques, préparer les dossiers des autorisations et faire les ajustements nécessaires.

OPEX de la mesure



Cette mesure n'a pas d'OPEX.

Risque résiduel

Comme cela est évoqué plus haut, le risque d'une non-autorisation est le fait de remettre en cause le développement d'une boucle d'anergie.

14.11.3 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de l'offre (voir chapitre 2.4). Il n'est pas réaliste de proposer le raccordement à un chauffage à distance avant d'avoir la certitude de pouvoir obtenir les sources énergétiques nécessaires. Les mesures économiques pour réduire ce risque doivent être prises bien en amont du développement du chauffage à distance, c'est-à-dire la préparation d'un dossier d'autorisation de pompage de la nappe phréatique dès l'obtention de ce droit par les autorités compétentes. Dans le cadre de la ville de Sion, les autorités cantonales exigent un équilibre thermodynamique entre les périodes chaudes et les périodes froides. Il est donc difficilement envisageable d'exploiter la nappe phréatique uniquement pour produire de la chaleur. Les mesures de couverture du risque de déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid complètent ainsi les mesures actuelles.

Comme nous l'avons dit plusieurs fois, la mesure économique liée à ce risque est la préparation d'un dossier de pompage de qualité et d'avoir une pré-validation des autorités. Dans un dossier de pompage d'eau du lac, nous avions eu les avals des autorités cantonales avant le dépôt officiel, dépôt qui dépendait de la signature d'un contrat entre des MO et le gestionnaire d'énergie.

CAPEX de la mesure

Etablissement du dossier de pompage.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX associé.

Risque résiduel

Si les autorités cantonales donnent leur aval avant le dépôt officiel, le risque de non-obtention d'une autorisation de pompage est drastiquement réduit.

14.11.4 Mesure contractuelle

Description

Aucune mesure contractuelle n'a pu être identifiée pour cette incertitude.

14.12 Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. Rhône)

14.12.1 Mesure technique

Description



Dans le cadre du WP2, la solution d'urgence identifiée dans le cas d'une baisse imprévue de la puissance disponible est la mise en place d'une pompe à chaleur air-eau de grande taille. Or, cette solution s'avère être coûteuse, et requiert une surface au sol importante pour son implémentation. Dans ce chapitre, des solutions de mitigation sont étudiées. Ces solutions doivent pouvoir être mises en place dès la construction du réseau, afin d'essayer d'éviter l'installation d'une PAC centralisée, ou du moins de limiter sa taille. Dans le cas d'une baisse imprévue de la puissance disponible, plusieurs options sont possibles :

- Lissage des appels de puissance,
- Utilisation d'autres source de chaud / froid.

Le lissage des appels de puissance est probablement la solution la plus simple à mettre en place afin de diminuer la puissance requise aux sources. Une modélisation simplifiée d'un stockage a été mise en place afin de déterminer les ordres de grandeur pour les volumes requis. Le modèle de stockage thermique (de déplacement de charge) utilisé consiste décharger une réserve d'énergie dès que la puissance appelée sur le réseau est supérieure à une puissance limite, et à recharger immédiatement cette réserve lorsque la puissance devient inférieure à cette puissance limite. La puissance de la recharge est la différence entre la puissance limite et la puissance actuellement demandée sur le réseau. Le réservoir est considéré comme idéal (pas de pertes thermiques), la température du stockage n'étant pas prise en compte dans les calculs. La capacité idéale du stockage est définie comme étant la capacité minimale permettant de respecter la puissance limite appelée sur le réseau. Une estimation des capacités de stockages requis pour des réductions de la pointe données sont présentées dans la Figure 104. Pour les ordres de grandeurs étudiés (réductions de la pointe de 10 et 20 %), les capacités de stockage requises sont respectivement de 1 et 2 MWh, qui correspondent à des volumes de 300 et 600 m³ (delta T de 3 °C considéré).

En ce qui concerne l'utilisation d'autres ressources, les possibilités sur le quartier de Ronquoz sont limitées. En effet, la nappe sera déjà saturée et le Rhône pourrait avoir une puissance réduite dû à sa faible température. Néanmoins, une solution pourrait être de secourir le réseau d'anergie avec le réseau de chauffage à distance. Cela pose cependant les contraintes suivantes :

- Une conduite CAD doit être installée afin d'alimenter la centrale du réseau d'anergie (ou du moins jusqu'au point où les conduites sont de taille suffisamment grande pour réussir à transmettre la puissance requise)
- L'approvisionnement du réseau intervient à des moments hors puissance de pointe. Une alimentation du réseau durant les périodes de pointes serait peut-être concevable en utilisant les centrales de secours du réseau CAD (centrales à gaz) mais cette option n'est pas considérée ici à cause de son caractère non renouvelable.

A cause de cette deuxième contrainte, cette option est donc viable comme secours (perte de puissance momentanée), mais pas comme solution sur du long terme. Elle n'est donc pas vraiment appropriée dans le cadre de cette incertitude.

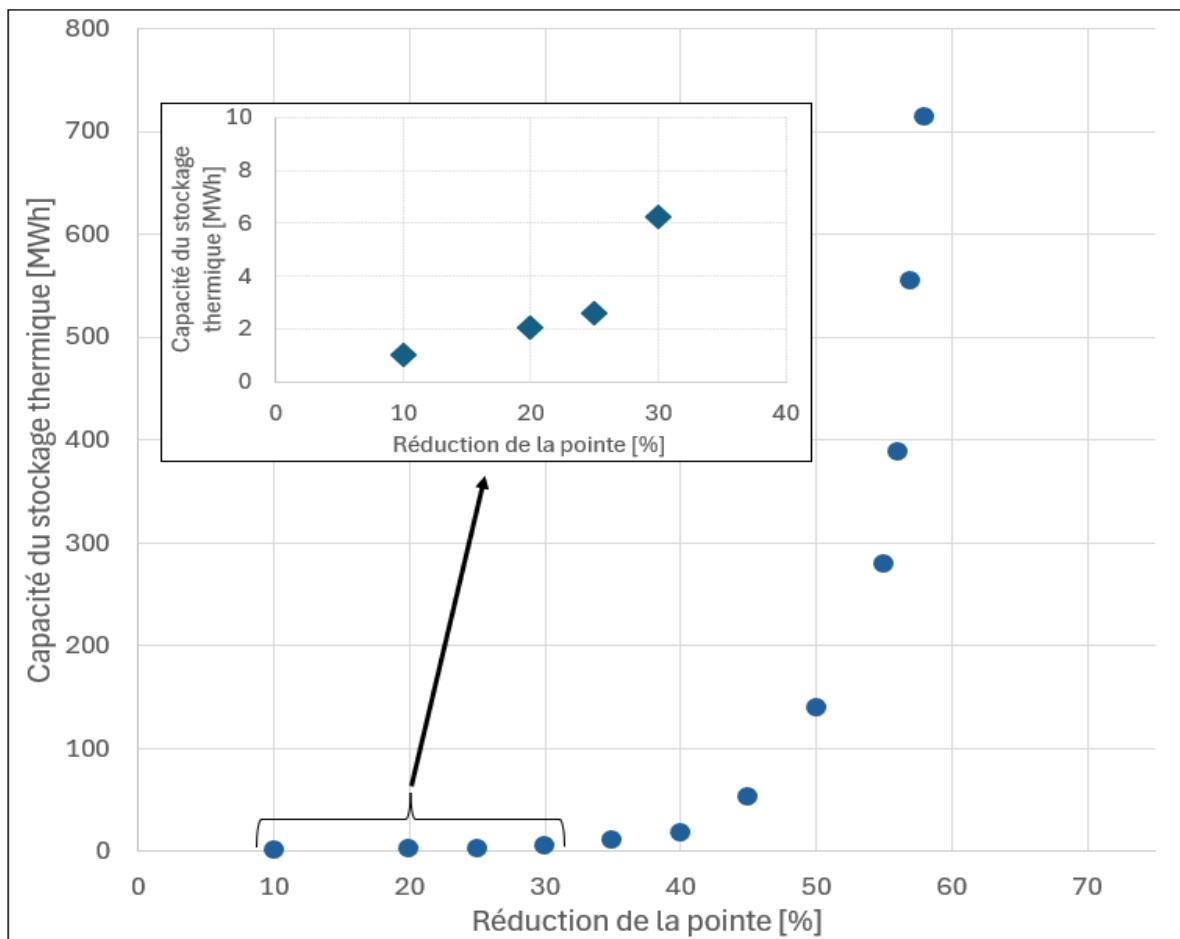


Figure 104 : Capacités de stockage thermique requises pour atteindre les réductions de la pointe désirées

CAPEX de la mesure

Les investissements associés à la mesure d'installation d'un stockage thermique sont situés entre 300 et 600 kCHF (estimation grossière, mais ordre de grandeur représentatif), pour une cuve en béton armé isolé non enterré. Comparé au reste des investissements, ce CAPEX est marginal et n'influence donc que peu le prix de revient du kWh. Néanmoins, certaines questions restent ouvertes et n'ont pas été considérées ici :

- Quelle est la place à disposition pour un stockage thermique et est-ce que celui-ci peut réellement être installé à proximité de la centrale ?
- Est-ce qu'un stockage non enterré est réaliste en termes d'aménagement du territoire, ou un stockage enterré est-il requis ?

Ces questions ouvertes sont cruciales dans le cadre de Ronquoz et pourraient faire drastiquement augmenter le coût du stockage. Ces problématiques s'apparentent néanmoins plus à celles présentées dans l'incertitude 17 (procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie), et sont résolues au moyen de mesures politiques.



OPEX de la mesure

Le seul OPEX de la mesure est celui engendré par les pertes thermiques issues du stockage. Cependant, étant donné que le volume d'énergie devant être stocké est relativement faible, et que le stockage est à basse température, cet OPEX n'est pas évalué ici.

Risque résiduel

Cette mesure, bien que relativement facile à mettre en place, ne permet pas de lisser des grandes puissances. En effet, comme présenté, la taille de stockage requise augmente exponentiellement avec la réduction de la puissance de pointe désirée. En cas de perte de la ressource Rhône, ou même d'une réduction de la moitié de sa puissance, cette mesure n'est donc plus suffisante et d'autres options doivent être trouvées.

14.12.2 Mesure politique

Description

Comme tout milieu naturel, le Rhône est sujet aux aléas climatiques qui peuvent provoquer des changements en matière de débit (inondations, sécheresse) et de température, en lien avec la fonte des glaciers et les événements atmosphériques. Ainsi, en cas d'inondation, la station de pompage peut être noyée et ne plus être fonctionnelle. En cas de sécheresse, le débit peut ne plus être garanti. Les épisodes caniculaires peuvent conduire à un réchauffement de la température du Rhône en été, et poser des problèmes pour les prestations de froid.

Des études scientifiques prospectives coordonnées par les autorités cantonales seront nécessaires pour évaluer les tendances futures en matière d'évolution sur le long terme de la température et du débit du Rhône. De telles études ne pourront toutefois en aucun cas indiquer à quel moment précis des variations brutales pourraient surgir. Toutefois, les tendances sur le long terme peuvent informer sur le risque d'augmentation de la fréquence et d'amplitude des événements.

Ces informations seront utiles à l'exploitant du réseau pour prendre des mesures d'adaptation si la température est trop élevée, le débit trop faible ou au contraire dans le cas d'inondations. Des mesures de protection de la station de pompage doivent être notamment prises en cas de risque d'inondation ou, le cas échéant, des alternatives d'approvisionnement doivent être prévues.

CAPEX de la mesure

CAPEX à prévoir en cas de mesure de protection de la station de pompage.

OPEX de la mesure

Pas d'OPEX.

Risque résiduel

Risque résiduel de non-fonctionnement du réseau en cas d'événement climatique.

14.12.3 Mesure économique

Description

La nature et la qualité des sols sont évidemment des éléments clés pour couvrir ce risque. Un mandat complémentaire à un spécialiste des nappes phréatiques dans la région de Sion devra être attribué. Ce mandat devra, entre autres, analyser les différents forages ou terrassements qui ont été réalisés aux



alentours, en particulier vers le campus d'Energopolis. Cette mesure devra évidemment permettre de réduire le risque.

Sur le quartier de Sécheron à Genève, les sondages effectués avant le début du chantier ont montré qu'il n'y avait pas de nappe phréatique sous le bâtiment construit par Serono. Ce constat a justifié la création d'un système de chauffage/refroidissement utilisant l'eau du lac. Nous sommes bien conscients que travailler avec le Rhône est très différent de travailler avec l'eau du lac Léman, mais une étude préliminaire devrait être réalisée pour s'assurer qu'en cas de potentiel faible de la nappe phréatique, un complément serait possible avec l'eau du Rhône.

La disponibilité des ressources est étroitement liée à l'offre, car elle conditionne la capacité à fournir de l'énergie de manière fiable et durable. Une étude de marché (voir chapitre 2.4) permet de répondre à cette problématique en identifiant les besoins précis du quartier et en ajustant l'offre en fonction des ressources disponibles, tout en évaluant les solutions alternatives pour garantir un approvisionnement optimal même en cas de contraintes sur les sources énergétiques initialement prévues.

CAPEX de la mesure

CAPEX à prévoir en cas de mandat complémentaire pour l'analyse de la nappe.

OPEX de la mesure

Pas d'OPEX.

Risque résiduel

Une analyse de la nappe permet de réduire les incertitudes sur l'énergie / puissance à disposition. Le cas du Rhône reste cependant plus compliqué, et la variation de sa puissance demeure incertaine (changement climatique, catastrophe naturelle, etc.).

14.12.4 Mesure contractuelle

Description

Le choix du mandataire est précieux pour identifier un complément possible avec le Rhône. Un contrat de capacité (voir chapitre 2.6.1.2) pourrait alors être mis en place pour garantir une disponibilité d'énergie supplémentaire en cas de besoin. Ce type de contrat permet d'assurer que, si la nappe phréatique ne peut pas fournir suffisamment d'énergie, un volume prédéfini pourra être prélevé dans le Rhône pour répondre aux besoins du quartier, minimisant ainsi les risques de rupture d'approvisionnement.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel



La mesure contractuelle identifiée permet de réduire le risque pour autant que la ressource dispose d'une capacité énergétique supplémentaire, ce qui pourrait ne pas être le cas (par exemple, utilisation impossible du Rhône pour cause de catastrophe naturelle ou de température trop faible).

14.13 Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (Rhône)

14.13.1 Mesure technique

Description

La température du Rhône peut baisser plus bas qu'attendu, posant deux problèmes :

- Une température plus basse signifie une baisse du COP des PACs centralisées. Aucune mesure technique pertinente n'est identifiée pour réduire cette incertitude.
- Une température extrême peut engendrer une impossibilité d'utilisation de la ressource. Le système considéré dans le scénario de référence (extraction sur le Rhône au moyen d'une boucle au CO₂) permet à priori d'exploiter le Rhône en tout temps ; cette configuration permet donc déjà initialement de réduire le risque. S'il s'avère néanmoins que la température de celui-ci ne permet plus une exploitation même avec l'extraction prévue, aucune autre réelle mesure de mitigation technique n'est identifiée.
- En effet, la **seule** mesure de mitigation potentielle serait un secours du réseau d'anergie au moyen du chauffage à distance. Or, si la température du Rhône est si basse que son utilisation n'est plus possible, il y a de fortes chances que la demande sur le chauffage à distance soit déjà à son maximum, ne permettant ainsi plus de secourir le réseau d'anergie. Une utilisation des centrales de secours au gaz du réseau CAD n'est pas considérée car cette option n'est pas renouvelable.
- La pompe à chaleur air-eau de grande taille identifiée dans le WP2 reste donc nécessaire en cas de baisse imprévue de la température disponible sur le Rhône. Cette solution n'est pas considérée ici comme une mesure de mitigation du risque à proprement parler car elle demeure une solution coûteuse et de secours.

Etant donné qu'aucune mesure technique n'est identifiée, les CAPEX et OPEX ne sont pas évalués.

Risque résiduel

Le risque résiduel après mesure technique est identique au risque initial étant donné qu'aucune mesure technique n'a pu être identifiée.

14.13.2 Mesure politique

Description

Idem à la mesure politique décrite à l'Incertitude 12.

CAPEX de la mesure

Idem à celui présenté dans l'Incertitude 12.

OPEX de la mesure



Une meilleure anticipation des fluctuations de température permet d'assurer un fonctionnement optimal du système et éviter ou limiter un OPEX additionnel.

Risque résiduel

Fonctionnement non optimal du réseau si le problème n'est pas anticipé, ou suffisamment étudié.

14.13.3 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de l'offre (voir chapitre 2.4). Dans les différents rapports publiés par les spécialistes du climat, il est possible que ce sujet soit déjà traité. Le canton du Valais travaille avec des experts sur l'impact du changement climatique sur ses activités. Il serait précieux de s'approcher des mêmes spécialistes pour leur confier un mandat visant à évaluer si ce risque est probable.

CAPEX de la mesure

Idem à celui présenté dans l'Incertitude 1.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à la mesure n'a été anticipé.

Risque résiduel

Idem à celui présenté dans l'Incertitude 1.

14.13.4 Mesure contractuelle

Description

Aucune mesure contractuelle n'a été identifiée concernant ce risque.

14.14 Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe)

14.14.1 Mesure technique

Description

Cette incertitude est similaire aux incertitudes 12 et 13 ; les mesures de mitigation sont donc identiques.

14.14.2 Mesure politique

Idem aux mesures décrites dans les Incertitudes 12 et 13.

14.14.3 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de l'offre. Pour toutes les mesures liées au risque d'offre, il y a toujours, évidemment, la possibilité de mettre en place une solution de secours avec des énergies fossiles pour la chaleur et des machines frigorifiques pour le froid. Certes,



ces mesures seraient très coûteuses, il est donc difficilement envisageable de pouvoir les mettre en œuvre dès le début. Aucune réelle mesure de mitigation économique n'a été identifiée, les CAPEX et OPEX ne sont donc pas évalués.

Risque résiduel

Le risque demeure intact.

14.14.4 Mesure contractuelle

Description

Il faut cependant distinguer les besoins de chaleur de ceux du froid, car pour le MO les besoins de chaleur sont en général contractuels, c'est-à-dire qu'un locataire ou un usager d'un bâtiment peut exiger que les températures de celui-ci soient conformes aux normes SIA. Par exemple, dans une publication de l'ASLOCA, il est spécifié : « Il a été constaté un défaut de température dans un logement chauffé entre 17 et 18 degrés. La température considérée dans la norme, pour des logements, doit s'établir de 20 à 21 degrés, ou entre 19 et 20 degrés dans un bâtiment doté du standard Minergie, selon le Tribunal fédéral »⁷. Le MO doit donc s'assurer que l'offre du gestionnaire en énergie puisse répondre à cette obligation. Si le gestionnaire ne peut pas l'assurer avec les énergies à disposition, le MO devra prévoir un appoint chaud. En revanche, le froid de confort n'est aujourd'hui pas une obligation. Il est donc nécessaire d'imaginer une solution de redondance uniquement pour la partie chauffage, à l'exception évidemment du froid process, qui devra de toute façon être assuré par le client. Dans les contrats signés pour des projets utilisant l'eau du lac, la garantie de fourniture pour le froid process doit être prise en charge par le client. **P**ar exemple, le contrat prévoit une fourniture d'énergie maximale en cas de besoin de froid important, en fonction des températures de l'eau du lac, le débit est garanti, mais pas l'énergie. Par analogie, il serait possible que ce type d'engagement contractuel soit également pris pour les nappes phréatiques.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

L'engagement contractuel proposé permet de réduire le risque à zéro dans le cas d'une baisse / augmentation de la température du Rhône / de la nappe. Cependant, le risque reste intact en cas de variation du débit disponible.

⁷<https://www.asloca.ch/actualites/quelle-est-temperature-juste>



14.15 Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique

14.15.1 Mesure technique

Description

- La variation du prix de l'énergie électrique a un impact direct sur le prix de vente de l'énergie thermique du fait de l'électricité consommée pour :
- Le pompage réseau,
- Les PAC en centrale et décentralisées.

Afin de réduire ce risque, plusieurs options techniques sont envisageables :

- Mise en œuvre de panneaux photovoltaïques en centrale et chez le client.
- Optimisation des consommateurs : en optimisant au maximum les niveaux de température chez les consommateurs, les différences de température côté primaire des échangeurs des sous-stations peuvent être augmentées, et ainsi les débits peuvent être diminués ce qui réduit les coûts de pompage. De même, le COP des pompes à chaleurs décentralisées peut ainsi être amélioré. Finalement, un contrôle fin des cycles de chauffage / ECS des pompes à chaleur décentralisées (par exemple en forçant les cycles ECS lors de périodes de forte production solaire) permet d'augmenter l'autoconsommation photovoltaïque et donc de réduire sa dépendance au réseau électrique (et à son prix).
- Optimisation du réseau : une température de réseau relativement basse ainsi qu'un choix judicieux de pompe à chaleur permet d'augmenter le COP des pompes à chaleur centralisées. De même, les débits importants requis par les réseaux d'anergie rendent l'optimisation du pompage en centrale particulièrement crucial ; des pompes à débits variables, et spécifiquement un débit proportionnel à la demande permettent de réduire les coûts de pompage.
- Surdimensionnement des conduites du réseau afin de réduire les pertes de charge et donc la consommation électrique associée au pompage de l'eau du réseau.
- Dans le cas où le réseau d'anergie est également connecté au réseau de chauffage à distance à des fins de secours, il pourrait être envisageable que celui-ci approvisionne le réseau d'anergie en chaud plus régulièrement au cours de l'année (périodes hors pointe, typiquement mi-saison), afin de réduire l'opération et donc la consommation électrique de la pompe à chaleur centralisée). Bien évidemment, cela suppose que le prix du kWh sur le réseau CAD reste relativement bas.

Il convient néanmoins de remarquer que les options techniques d'optimisation (option 2 et 3) devraient être mises en place d'office, indépendamment du prix de l'énergie électrique étant donné que celles-ci permettent d'améliorer l'efficacité du système à des coûts moindre.

CAPEX de la mesure

Les options techniques présentées ici sont évaluées de manière qualitative, comme des recommandations. Le CAPEX associé à chaque mesure n'est donc pas évalué.

OPEX de la mesure

Les options techniques présentées ici sont évaluées de manière qualitative, comme des recommandations. L'OPEX associé à chaque mesure n'est donc pas évalué.



Risque résiduel

Les options techniques présentées dans cette section permettent de réduire la consommation sur le réseau électrique requise pour le chauffage et refroidissement des bâtiments du quartier. Néanmoins, elles ne permettent pas de réduire le prix de l'électricité achetée. Ce risque résiduel sur le prix est adressé par les mesures politiques, économiques et contractuelles présentées ci-dessous.

14.15.2 Mesure politique

Description

Le prix de l'énergie est fortement tributaire du marché de l'électricité sur lequel les autorités cantonales et communales n'ont pas de prise.

Cependant, une manière d'être moins tributaire de la fluctuation du prix de l'électricité est d'améliorer le niveau d'autonomie du quartier, en maximisant premièrement la production solaire sur les toitures et les façades, et en mutualisant la production et la consommation de l'énergie solaire à travers la création d'un regroupement de la consommation propre (RCP) à l'échelle du quartier, incluant aussi le réseau d'anergie dans le périmètre de consommation. Cela permettra d'améliorer le niveau d'autoconsommation de l'énergie solaire, ainsi que le niveau d'autonomie énergétique.

La Ville de Sion et OIKEN ont un rôle important à jouer pour faciliter la création d'un tel RCP et assurer ensuite sa gestion (OIKEN).

CAPEX de la mesure

Cette mesure nécessite un CAPEX pour créer le RCP, en particulier en ce qui concerne les appareils de comptage de l'électricité.

OPEX de la mesure

Cette mesure nécessite un OPEX pour la gestion et l'exploitation du RCP.

Risque résiduel

L'autonomie totale du quartier avec l'énergie solaire locale ne pourra pas être garantie, surtout en hiver et du fait de la consommation électrique très importante des PAC. Mais l'autonomie partielle permettra d'atténuer les effets de fluctuation des prix de l'électricité.

14.15.3 Mesure économique

Description

Comme nous l'avons mentionné précédemment (voir chapitre 2.5.2) les risques macroéconomiques liés à l'évolution des prix peuvent être couverts par plusieurs actions, en particulier sur le long terme. Le développement du solaire photovoltaïque est en tout cas une piste à ne pas négliger pour la production de froid, car les besoins de froid sont presque toujours corrélés à la production photovoltaïque, ce qui n'est malheureusement pas le cas pour la production de chaleur. Cependant, dans tous les cas, le contrat de fourniture de prestations thermiques devra être indexé sur le prix de l'électricité que le porteur du projet devra payer. C'est ce que nous observons également dans plusieurs contrats que nous avons accompagnés dernièrement.

CAPEX de la mesure



CAPEX associé à la mise en place de panneaux photovoltaïques.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Le risque de surcoût associé à la consommation d'électrique reste haut, surtout en périodes de faible production solaire et forte consommation de chaud.

14.15.4 Mesure contractuelle

Description

Dans le cas des contrats de fourniture d'énergie thermique, il est très souvent prévu des adaptations du prix de l'énergie en fonction d'indices de prix (électricité, main-d'œuvre, consommables, prix des redevances de pompage de la nappe ou du lac...). Il sera donc important de préparer un contrat prenant en compte l'influence de ces paramètres avant d'aller voir les maîtres d'ouvrage.

Des autres variantes de contrat serait les PPA ou les achats à long terme. Pour les premiers, il faudrait conclure un PPA en même temps que la signature des contrats de raccordement au CAD. Pour cela il faut donc avoir des projets de productions d'énergie à disposition, alors que ces contrats sont très rares. Il sera difficile d'arriver à coordonner la temporalité de ces deux projets différents. Pour le cas des contrats à long terme, les achats des CAL 1 à 3 sont liquides, mais les CAL de 4 à 8 sont très peu liquides et au-delà de 8 ans, il n'y a pas d'offres.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Le risque est réduit sur la durée du contrat, mais pas au-delà.

14.16 Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur

Comme ce risque ne s'applique pas à Ronquoz, il n'y a pas de mesure de mitigation à prévoir.



14.17 Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie

14.17.1 Mesure technique

Description

Cette incertitude a été traitée dans le WP2 en étudiant quel serait le réseau et les coûts associés si les sources étaient légèrement déplacées : l'extraction sur le Rhône a été placée plus en aval, et une des extractions sur la nappe a été déplacée plus en amont. Les résultats obtenus ont montré que le prix de revient du kWh livré n'en est que faiblement impacté. Pour cette raison, mais également car il n'existe pas de réelle solution de mitigation technique, aucune mesure technique n'est pas présentée ici.

Malgré cela, il convient néanmoins de mentionner qu'une obtention d'autorisation de construction pour la chaufferie est cruciale pour le projet. En cas de non-obtention, c'est l'entier du projet qui pourrait être remis en question. Afin de maximiser les chances de réalisation, des mesures politiques, contractuelles et économiques sont présentées ci-dessous.

14.17.2 Mesure politique

Description

La question foncière relative à l'emplacement des infrastructures (captage, forage, station pompage) est un aspect central à régler dans le cadre de la planification de Ronquoz21.

En outre, le projet de Ronquoz 21 prévoit le développement d'une trame paysagère généreuse avec des **plantations de nombreux arbres**, ce qui peut créer des conflits avec le réseau souterrain planifié. Il faut tenir compte aussi que le réseau thermique n'est pas le seul réseau et que d'autres sont prévus (électricité, télécoms, eaux). Ainsi, la Ville joue un rôle important pour coordonner les différents usages du sous-sol entre l'enracinement de la végétation et le développement des infrastructures souterraines. Le Service d'urbanisme a déjà mis en place une telle concertation entre les acteurs.

CAPEX de la mesure

CAPEX à prévoir en cas de nécessité de dévier le tracé des réseaux.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX.

Risque résiduel

Le risque résiduel est de provoquer des retards dans la planification des réseaux en cas d'arbitrage difficile avec les autres usagers du sous-sol.

14.17.3 Mesure économique

Description

En cas de difficulté à identifier un site adapté à la production thermique, il est important de rencontrer les maîtres d'ouvrage pour leur proposer d'acheter une partie de leur sous-sol. Les mètres carrés de sous-sol ont également de la valeur et sont souvent peu valorisés dans une promotion économique. Cela peut représenter un atout économique de proposer l'achat avec un droit de superficie perpétuel pour les sous-sols nécessaires à la production d'énergie collective. Comme mentionné plus haut, la différence ici est que le maître d'ouvrage inclut dans le prix au m² de sa promotion la chaufferie destinée



aux consommateurs de son bâtiment. En revanche, dans le cas où il vend la chaufferie à des tiers investisseurs, cela fait partie de son rendement financier, indépendant du prix de vente des m² des logements ou des m² commerciaux.

CAPEX de la mesure

CAPEX à prévoir en cas de nécessité d'achat de sous-sols.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX.

Risque résiduel

Le risque résiduel de ne pas trouver de site demeure, même si la mesure proposée d'achat de sous-sol permettrait d'augmenter le nombre d'emplacements potentiels.

14.17.4 Mesure contractuelle

Aucune solution contractuelle à ce risque n'a été identifiée.

14.18 Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône - Difficulté d'obtention d'une concession de pompage ou obligation de mutualisation avec un autre projet voisin

14.18.1 Mesure technique

Description

Aucune mesure technique n'est pertinente pour cette incertitude.

14.18.2 Mesure politique

Description

La question des autorisations a été traitée plus haut dans l'Incertitude 11.

Une bonne coordination avec la Ville et le Canton est primordiale pour fluidifier les procédures et limiter les retards. Il s'agit en particulier d'anticiper très tôt la présentation des dossiers et projets, même à l'état d'esquisses et de façon informelle, aux différents services compétents, pour anticiper les blocages potentiels.

CAPEX de la mesure

Cette mesure a un CAPEX en cas d'études approfondies nécessaires pour lever des doutes, et des oppositions possibles sur le projet.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX.



Risque résiduel

Le risque résiduel consiste soit, à l'extrême, dans le refus de projets (pompage), soit au retard pris dans les procédures de validation et d'autorisation, qui entraîne un retard dans le développement du réseau.

14.18.3 Mesure économique

Description

ci aussi, la clé est de s'entourer de mandataires connaissant bien la problématique des nappes phréatiques de Sion, y compris les forages déjà existants. L'investissement dans les études préliminaires permettront de réduire ce risque.

CAPEX de la mesure

Cette mesure possède un CAPEX associé à d'éventuelles études approfondies.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX.

Risque résiduel

Le risque de non-obtention d'autorisations demeure, même si des études démontrant le potentiel de la ressource aideraient à l'obtention de la concession de pompage.

14.18.4 Mesure contractuelle

Aucune mesure contractuelle n'a été identifiée pour réduire ce risque.

14.19 Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)

14.19.1 Mesure technique

Aucune mesure technique n'a été identifiée pour réduire ce risque.

14.19.2 Mesure politique

Description

La question des autorisations à construire a été traitée dans l'Incertitude 1.

Des risques d'opposition existent sur les Plans de quartier et d'autorisation à construire, à l'occasion des enquêtes publiques. Ainsi, il s'agit d'identifier très tôt les opposants potentiels et d'organiser, par ou avec l'appui de la Ville, des structures de dialogue et concertation.

La question des autorisations liée au pompage a été traitée dans l'Incertitude 11.

CAPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas de CAPEX.



OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX

Risque résiduel

Le risque résiduel est lié au retard pris dans les procédures de validation et d'autorisation, qui entraîne un retard dans le développement du réseau.

14.19.3 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de l'offre (voir chapitre 2.5.1). Il faudra avant tout s'assurer, comme nous l'avons mentionné plus haut, de disposer d'une offre énergétique suffisante à proposer dans le quartier avant de construire une offre commerciale destinée aux maîtres d'ouvrage. Il est également important de s'entourer de mandataires compétents connaissant bien le lieu et d'avancer les frais nécessaires à l'obtention des concessions d'usage de la nappe phréatique. Aucune réelle mesure économique à part entière n'est identifiée, les CAPEX et OPEX ne sont donc pas évalués.

Risque résiduel

Le risque résiduel est lié au retard pris dans les procédures de validation et d'autorisation, qui entraîne un retard dans le développement du réseau.

14.19.4 Mesure contractuelle

Description

Aucune mesure contractuelle n'a été identifiée pour réduire ce risque

14.20 Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation

14.20.1 Mesure technique

Aucune mesure technique n'est pertinente pour cette incertitude.

14.20.2 Mesure politique

Cette incertitude n'implique pas de mesure politique pertinente.

14.20.3 Mesure économique

Description

La mesure économique utile pour la mitigation de cette incertitude est similaire à celle présentée précédemment sur la mise en place d'un tarif exergétique (voir section 14.5.3).

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est similaire à celui présenté pour l'Incertitude 5.

OPEX de la mesure



Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Une tarification exergétique devrait permettre de se prémunir quasi-intégralement face à des consommateurs « mauvais élèves » car les frais additionnels engendrés seront reportés sur ceux-ci.

14.20.4 Mesure contractuelle

Description

Comme nous l'avons mentionné plus haut, l'analyse de sensibilité des tarifs unitaires des trois parties de la tarification devra être effectuée avec finesse et intégrée dans le contrat de fourniture d'énergie (cf. p.25).

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure est associé à l'établissement du contrat susmentionné.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Le contrat mentionné devrait permettre de grandement limiter les risques en se prémunissant contre les consommateurs « mauvais élèves ».



15 WP 3 : Proposition de mesures de réduction des risques pour le cas de Sierre

15.1 Incertitude 1 : Besoins en froid (énergie)

Ce risque n'étant pas considéré dans l'étude du cas de Sierre, aucune mesure de réduction de ce risque n'a été proposée.



15.2 Incertitude 2 : Besoins en chaud (énergie)

La variation des besoins impacte peu les moyens en centrale sauf si on sollicite ces derniers en dessous ou au-dessus de leurs minimums / maximums techniques de fonctionnement. Les mesures économiques et contractuelles sont les plus adaptées pour réduire ce risque.

15.2.1 Mesure technique 1

Description

Afin de réduire le risque lié à une variation des besoins en chaud, par exemple une baisse de 20 % de la puissance nécessaire en centrale, une mesure proposée consiste à étager la production de chaleur à partir des pompes à chaleur. En effet, le cas de Sierre met en œuvre des pompes à chaleur pour valoriser des rejets thermiques.

La présente mesure s'applique dans le cas où les besoins sont inférieurs aux estimations initiales.

La puissance de la chaufferie PAC est de 10 MW. Il est donc proposé de mettre en place 4 PAC de 2,5 MW au lieu d'une de 10 MW afin de mieux s'adapter aux variations des besoins.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure correspond à la différence de coût entre une et 4 PAC pour une même puissance totale de 10 MW. Cette différence a été estimée à 156 000 CHF/an.



	Scénario de base	Scénario avec étagement des PAC	
EM PAC (25/50°C)	750	900	CHF/kW
GC PAC (25/50°C)	330	495	CHF/kW
Puissance PAC (25/50°C)	6	6	MW
EM Chaufferie PAC (25/50°C)	4 725 912	5 671 095	CHF
EM PAC (12/50°C)	900	1080	CHF/kW
GC PAC (12/50°C)	330	495	CHF/kW
Puissance PAC (12/50°C)	4	4	MW
EM Chaufferie PAC (12/50°C)	3 359 483	4 031 379	CHF
GC chaufferie PAC (12/50°C)	1 231 810	1 847 715	CHF
Puissance chaufferie PAC	10	10	MW
Surface chaufferie PAC	1 003	1 505	m ²
Hauteur chaufferie PAC	6	6	m
Volume chaufferie PAC	6 020	9 031	m ³
EM chaufferie PAC	9 628 895	11 245 974	CHF
GC chaufferie PAC	3 990 352	5 645 957	CHF
Total chaufferie PAC	13 619 000	16 892 000	CHF
Total investissements	89 713 000	92 986 000	CHF
Etudes	13 457 000	13 948 000	CHF
Aléas	17 943 000	18 597 000	CHF

Tableau 108 : Détail des surcoûts en CAPEX liés à un étagement des PAC mises en œuvre

OPEX de la mesure

L'OPEX de la mesure correspond aux frais de maintenance de plusieurs PAC au lieu d'une seule, ainsi que de la maintenance d'un bâtiment un peu plus grand. Ces frais ont été estimés à 82 000 CHF/an.



		Scénario de base	Scénario avec étagement des PAC	
Total électricité	Total électricité	3 272 000	3 272 000	CHF/an
Biogaz pour appoint	Biogaz pour appoint	0	0	MWh/an
Biogaz pour appoint	Biogaz pour appoint	0	0	CHF/an
Maintenance chaufferie gaz	Maintenance chaufferie gaz	68 000	68 000	CHF/an
Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	Maintenance récupération des rejets, chaufferie PAC et sous-stations	1 194 000	1 259 000	CHF/an
Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	Maintenance génie civil tampons, chaufferie et réseau	407 000	424 000	CHF/an
Total frais exploitation	Total frais exploitation	4 941 000	5 023 000	CHF/an
Amortissement	Amortissement	4 574 000	4 754 000	CHF/an
Total coût annuel	Total coût annuel	9 515 000	9 777 000	CHF/an
Puissance du réseau	Puissance du réseau	25	25	MW
Energie livrée client (yc PAC)	Energie livrée client (yc PAC)	39 702	39 702	MWh/an
Prix du kWh rendu client	Prix du kWh rendu client	0,24	0,25	CHF/kWh

Tableau 109 : Détail des surcoûts en OPEX liés à un étagement des PAC mises en œuvre

Le total CAPEX + OPEX induit un surcoût de 1 ct/kWh.

Risque résiduel

Suite à la mise en œuvre de cette mesure, on peut considérer que le risque résiduel est pratiquement nul, vis-à-vis d'une baisse de la puissance en centrale.

15.2.2 Mesure technique 2

Description

Afin de réduire le risque lié à une variation des besoins en chaud, par exemple une hausse de 20 % de la puissance nécessaire en centrale, une mesure proposée consiste à étager la production de chaleur



à partir des pompes à chaleur. En effet, le cas de Sierre met en œuvre des pompes à chaleur pour valoriser des rejets thermiques.

La présente mesure s'applique dans le cas où les besoins sont supérieurs aux estimations initiales.

La puissance de la chaufferie PAC est de 10 MW. Il est donc proposé de prévoir la possibilité d'installer une PAC supplémentaire de 2 MW afin de mieux s'adapter aux variantions des besoins.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de la mesure correspond à la réservation d'espace nécessaire en chaufferie (+30 %) pour l'installation d'une PAC supplémentaire. Cette différence a été estimée à 24 800 CHF/an.

OPEX de la mesure

L'OPEX de la mesure correspond aux frais de maintenance d'un bâtiment un peu plus grand. Ces frais ont été estimés à 10 000 CHF/an.

Risque résiduel

Suite à la mise en œuvre de cette mesure, on peut considérer que le risque résiduel est pratiquement nul.

15.2.3 Mesure politique 1

Description

La variabilité des besoins en chaud est due principalement à trois facteurs :

- le taux de rénovation,
- les gains énergétiques après rénovation,
- le taux de raccordement.

La question de la **rénovation et gains énergétiques** associés s'inscrit dans le cadre de la politique énergétique de la Ville de Sierre.

La Ville de Sierre labellisée Cité de l'Energie Gold en 2023, a établi un Programme de politique énergétique 2024-2027⁸ dans le cadre de la vision communale 2050. La rénovation énergétique est un axe important de cette politique. La Ville a pour objectif d'augmenter le taux de rénovation énergétique des bâtiments privés, en priorisant les gros consommateurs, afin de réduire les besoins énergétiques et émissions de GES et les niveaux de température des installations de production de chaleur permettant de recourir plus facilement aux pompes à chaleur. L'approvisionnement des bâtiments existants les plus énergivores par le réseau thermique valorisant les rejets pourra ainsi être d'autant plus efficace si ces bâtiments sont au préalable rénovés. De plus, depuis 2019, Sierre consacre 170'000.- à des soutiens financiers directs à la mobilité durable, à la rénovation énergétique et aux énergies renouvelables⁹.

Ce cadre doit pouvoir encourager les propriétaires des bâtiments à gagner en efficience énergétique à travers la rénovation énergétique. Le diagnostic énergétique des bâtiments existants situés dans la zone

⁸ https://www.sierre.ch/data/documents/projets/Cite-energie/2024_Sierre_PPE_vf_post-audit.pdf

⁹ <https://www.sierre.ch/data/documents/projets/Cite-energie/EnergieetDurabilite2025VdSierreNO2019WEB.pdf>



d'influence du réseau CAD a déjà été réalisé, et les bâtiments nécessitant une rénovation ont été identifiés. Il s'agit à présent de passer des intentions aux actions concrètes et inciter le plus possible les propriétaires des bâtiments à les rénover.

Cela passe par des mesures de conseil, de sensibilisation, d'information et, d'incitations financières. A ce titre, le Service de l'énergie et des forces hydrauliques du Canton du Valais offre sur son site Web¹⁰ des informations utiles pour guider et inciter les propriétaires : une liste des experts et bureaux agréés, les différents d'intervention sur le bâtiment, et en particulier les subventions qui s'inscrivent dans le cadre du Programme Bâtiments. Le Canton du Valais propose de ce fait les mesures suivantes :

- ⇒ Mesure 1 : inciter les propriétaires à consulter le site Web du Canton ; organiser le cas échéant une séance d'information publique en partenariat avec le Canton pour présenter toutes les différents options, experts et subventions,
- ⇒ Mesure 2 : organiser un appel d'offres groupé pour favoriser une rénovation intensive à l'échelle du périmètre du CAD, bénéficiant d'une certaine économie d'échelle, comme cela se fait pour le solaire PV,
- ⇒ Mesure 3 : planifier et échelonner les travaux de rénovation dans le temps en coordination avec les propriétaires, permettant de suivre et d'anticiper l'évolution des besoins afin d'optimiser l'usage du CAD en phase avec cette évolution.

Comme nous l'avons vu ci-dessus, à Sierre, un soutien supplémentaire est apporté pour la rénovation (170'000 CHF). Toutefois ce budget inclut le soutien d'actions dans d'autres domaine (mobilité, énergies renouvelables).

- ⇒ Mesure 4 : envisager d'étendre l'enveloppe budgétaire de la Ville pour davantage inciter les propriétaires à passer à l'action ; on pourrait envisager que la Ville prenne en charge par exemple 5 % des coûts totaux de la rénovation (cf. CAPEX) en plus des subventions cantonales, soit un montant total de 6.7 mio CHF environ, ce qui correspond à 268'000 CHF/an sur 25 ans.

Concernant le taux de raccordement, il s'agit de garantir que les bâtiments situés le long du tracé du réseau puissent être raccordés, pour autant que cela soit rationnel du point de vue technique et économique.

- ⇒ Mesure 5 : envisager une obligation communale de raccordement. Pour plus de détail sur cette obligation, voir la proposition de mesures pour le Risque n°7.

CAPEX de la mesure

En faisant un calcul approximatif, en connaissant la SRE des bâtiments du périmètre considéré sur la Ville de Sierre qui sont concernés par la rénovation (2'033 bâtiments sur un total de 2'718, correspondant à une SRE d'environ 1'242'000 m² selon le Plan directeur de l'énergie) et prévoyant un taux de rénovation de 1 % de la SRE par année d'ici 2050, on obtient une rénovation d'environ 310'000 m² de SRE sur 25 ans.

Le coût de la rénovation de l'enveloppe d'un immeuble collectif (toit, murs, sol, fenêtre) pour atteindre une classe CECB niveau C, a été prise à 430 CHF/m² de SRE, incluant les honoraires des prestataires, les frais administratifs, la préparation des travaux.

Sur cette base, le montant total d'investissement pour la rénovation des bâtiments planifiés sur 25 ans est de 133 mio CHF environ, soit 5.3 mio CHF/an sur 25 ans.

La Ville de Sierre devrait donc financer un montant de 212 000 CHF/an sur 25 ans (subvention de 4 %).

¹⁰ <https://www.vs.ch/web/energie/r%C3%A9nover>



OPEX de la mesure

Pas d'impact.

Risque résiduel

Grâce à une rénovation planifiée et échelonnée dans le temps dans le secteur du réseau CAD, le risque résiduel (surplus d'énergie invendu (si le réseau est surdimensionnée du fait d'une mauvaise évaluation des besoins) ou au contraire d'avoir un manque de production d'énergie (si l'installation est sous-dimensionnée)) sera réduit.

15.2.4 Mesure économique

Description

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de la demande. La problématique pour le chauffage à distance de Sierre est bien différente de celle du chauffage à distance de Ronquoz. À Sierre, les bâtiments existent déjà en grande majorité, ils sont actuellement chauffés et occupés. Cela représente à la fois une opportunité et un risque. Avant de commencer les travaux, il faudra s'assurer que les habitants seront prêts à s'y raccorder.

Il est donc crucial d'impliquer le plus rapidement possible les maîtres d'ouvrage dans le design du futur chauffage à distance de la ville de Sierre. Le projet doit être, dans la mesure du possible, co-créé avec eux, notamment en tenant compte des besoins énergétiques futurs des usagers (par exemple, la question des besoins en froid). Sans une étude de marché (cf. 2.5.1), qui doit être pilotée par une tierce partie non impliquée dans le chauffage à distance, le risque de se retrouver en confrontation avec de nombreux maîtres d'ouvrage refusant le raccordement rendrait le projet économiquement beaucoup plus risqué. Cela est d'autant plus vrai pour les consommateurs clés, comme nous le mentionnerons plus loin.

CAPEX de la mesure

Coût lié à la cocréation du projet.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

La cocréation du CAD permet de réduire l'incertitude sur les besoins en chaud, mais elle ne la réduit pas complètement.

15.2.5 Mesure contractuelle

Description

Une baisse de consommation induit une baisse de revenus au gestionnaire du réseau. Ce déséquilibre pouvant conduire à un déficit d'exploitation important, ce risque peut être réduit de façon contractuelle en augmentant la part fixe des revenus liés à la vente d'énergie, au travers de la taxe de puissance.

CAPEX de la mesure



Le CAPEX de la mesure est associé aux études préliminaires ainsi qu'à l'analyse de marché proposée.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Le risque résiduel est baissé en fonction de la répartition choisie par le gestionnaire de réseau entre la part fixe et la part variable dans la facturation au client.

15.3 Incertitude 3 : Besoins en froid (puissance de pointe)

Ce risque n'étant pas considéré dans l'étude du cas de Sierre, aucune mesure de réduction de ce risque n'a été proposée.

15.4 Incertitude 4 : Besoins en chaud (puissance de pointe)

15.4.1 Mesure technique

Aucune mesure technique de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.4.2 Mesure politique

Aucune mesure politique de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.4.3 Mesure économique

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de la demande voir (cf. 2.4). Les remarques que nous avons faites sur le point précédent sont également valables pour la gestion de la puissance de pointe.

D'un point de vue strictement financier, les observations que nous avons formulées dans le chapitre sur Ronquoz, en ce qui concerne la construction d'un tarif trinôme (cf. 14.20.3), sont aussi applicables au site de Sierre. Les CAPEX, OPEX et risques résiduels sont également identiques.

15.4.4 Mesure contractuelle

Idem à la mesure décrite à l'Incertitude pour le projet Ronquoz (2.2.3).

15.5 Incertitude 5 : Niveaux de température des clients

Ce risque n'étant pas considéré dans l'étude du cas de Sierre, aucune mesure de réduction de ce risque n'a été proposée.

15.6 Incertitude 6 : Déséquilibre entre les besoins en chaud et en froid

Ce risque n'étant pas considéré dans l'étude du cas de Sierre, aucune mesure de réduction de ce risque n'a été proposée.



15.7 Incertitude 7 : Perte des clients clés (premiers clients : hôpital, patinoire, Novelis - Constellium)

15.7.1 Mesure technique

Description

La perte des dix plus gros clients du CAD de Sierre constitue un risque majeur. De ce fait, le levier technique proposé pour réduire ce risque est le suivant :

- Étude de chacun de ces gros clients,
- Analyse des solutions alternatives au CAD pour ces clients.

Ces dix gros clients sont détaillés dans le tableau suivant (cf. Tableau 110).

affect	energie_chaud_2022_MWh	puissance_chaud_2022_kW	température	vecteur	soucre_energie	soucre_puissance	Année_rénovation	energie_chaud_2050_MWh	puisse_chaud_2050_kW	Status
habitat_collectif	2175	427	65	gaz	OIKE N	OIKEN	0	2175	427	Existant
hopitaux	1388	282	65	gaz	OIKE N	OIKEN	0	1388	282	Existant
habitat_collectif	1339	160	0	gaz	URBIO	OIKEN	0	1339	160	Existant
habitat_collectif	1184	520	41,5	gaz	URBIO	URBIO	0	1184	520	Existant
	1252	630	0	mazout	URBIO	URBIO	2031	626	315	Existant
habitat_collectif	898	430	65	gaz	URBIO	URBIO	0	898	430	Existant
	2137	1130	0	gaz	URBIO	URBIO	0	2137	1130	Existant
habitat_collectif	1042	500	65	mazout	URBIO	URBIO	0	1042	500	Existant
hopitaux	2248	1991	65	gaz	URBIO	OIKEN	0	2248	1991	Existant
	0	0	0				0	6332	5276	Nouveau

Tableau 110 : Détail des dix plus gros clients du CAD de Sierre

Ces gros clients représentent :

- 8 copropriétés,
- L'hôpital de Sierre,
- La chaufferie du nouveau quartier de Condémines.

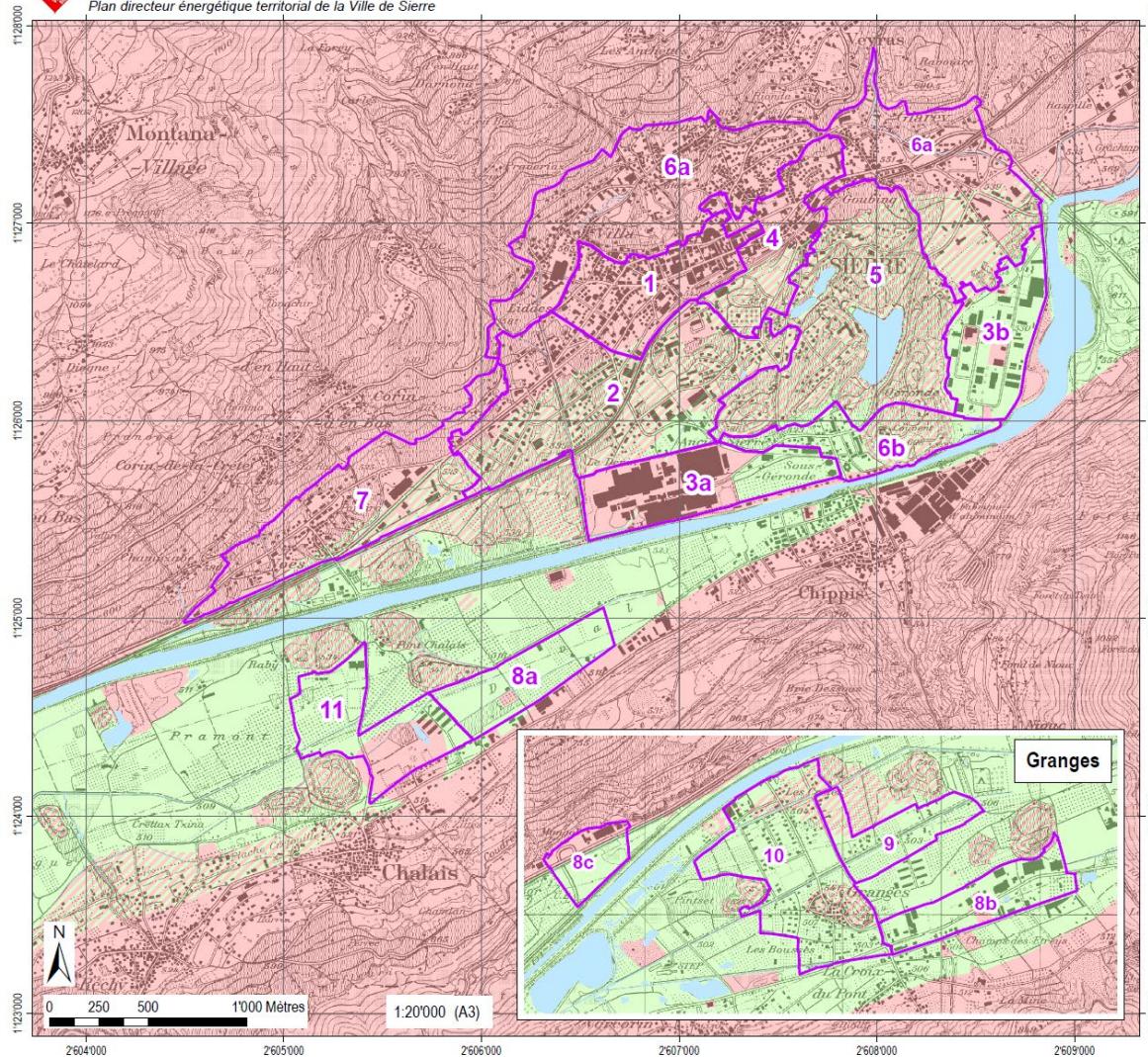


Les alternatives à un raccordement à un CAD seraient pour ces bâtiments :

- La géothermie avec l'eau de nappe,
- La géothermie avec sondes,
- Une chaufferie à pellets ou à plaquettes pour les plus gros consommateurs.

Une analyse de ces différentes possibilités a été menée ci-après.

Concernant la géothermie avec l'eau de nappe, cette solution est soit interdite, soit à valider pour les 10 gros clients identifiés (cf. Figure 105).



Annexe 4

Exploitation thermique de la nappe phréatique
CARTE DE FAISABILITE

Légende

- Zones favorables pour PAC eau-eau (zones prioritaires)
- ▨ Avis hydrogéologique nécessaire (zones secondaires)
- Zones défavorables pour PAC eau-eau
- Zones urbaines
- Eaux de surface

PDET Sierre
Domaine GEOTHERMIE

Nappe phréatique - faisabilité doublets géothermiques

Auteur : LF Contrôle : GB	Version : v2 Date : 22.02.2016
------------------------------	-----------------------------------



Alpgeo Sàrl
Rue des Alpes 6
3960 Sierre

Figure 105 : Possibilité de mise en œuvre de la géothermie sur nappe à Sierre (Source : Ville de Sierre)



Concernant les sondes, cette solution est soit interdite, soit à valider pour les 10 gros clients identifiés (cf. Figure 106).

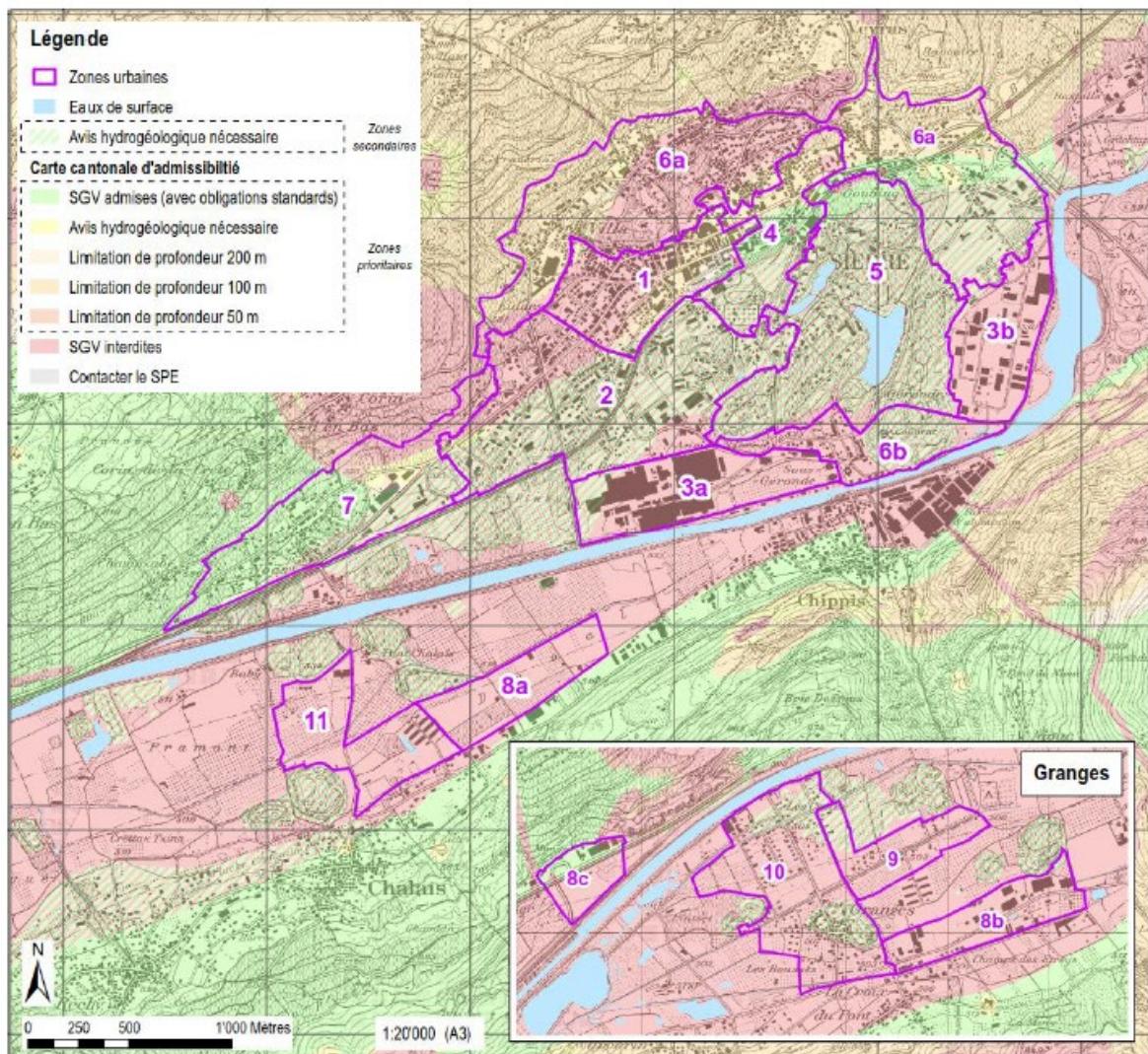


Figure 106 : Possibilité de mise en œuvre de la géothermie sur sondes verticales à Sierre (Source : Ville de Sierre)

Enfin, concernant les plaquettes ou les pellets, l'hôpital, qui est le plus gros consommateur, a réalisé une étude en ce sens mais n'a pas retenu cette solution.

En conclusion, les alternatives possibles au CAD pour ces dix gros clients seront complexes à mettre en œuvre.

CAPEX de la mesure

Le CAPEX de cette mesure est négligeable, il correspond à l'étude des solutions alternative au CAD pour ces 10 clients clés.



OPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas de coûts d'OPEX.

Risque résiduel

Suite à cette analyse, montrant que les solutions alternatives pour ces dix clients étaient peu nombreuses et complexes, on peut conclure que le risque résiduel de voir partir ces 10 clients est très faible.

15.7.2 Mesure politique 1

Description

La loi cantonale sur l'énergie (art. 10¹¹) prévoit que les communes peuvent obliger le raccordement à un réseau ou une installation commune « lorsque l'énergie distribuée est produite principalement au moyen d'énergies renouvelables ou de rejets de chaleur ».

Ainsi dans le cadre du développement du réseau CAD à Sierre qui sera principalement alimenté par des rejets de chaleur, il faudrait s'assurer au préalable que la Ville de Sierre rende le raccordement à ce réseau obligatoire, de sorte à limiter les risques de perte des clients clés.

Cependant, cette mesure n'est pas aussi simple à mettre en œuvre. Elle a été mise en œuvre notamment à Monthey dans le cadre du Règlement communal sur le chauffage à distance¹². Cette obligation « est imposée lors de l'octroi d'une nouvelle autorisation de construire ou en cas de modifications importantes des systèmes de chauffage situés dans les secteurs concernés, et ce à titre de condition nécessaire pour la délivrance de l'autorisation de construire » (art. 4). Des cas exceptionnels de non-raccordement approuvés par la Commune peuvent être envisagés (art. 3).

Cette obligation devra ainsi s'accompagner d'une possibilité de dérogation en cas de disproportion au niveau technique et économique.

La perspective de cette obligation devra être discutée et précisée avec la Ville de Sierre.

CAPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas de CAPEX.

OPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas d'OPEX.

Risque résiduel

En garantissant la connexion des clients sur la durée grâce à l'obligation légale communale, on limite les risques de départ des clients et donc les risques résiduels. Toutefois le risque résiduel demeure, car les propriétaires peuvent toujours faire valoir un droit de recours ou des dérogations selon le principe de la proportionnalité économique.

15.7.3 Mesure économique

¹¹ https://lex.vs.ch/app/fr/texts_of_law/730.1

¹² https://www.monthey.ch/data/dataimages/upload/documents/chad_reglement.pdf



Description

On peut sortir toutes les cartes du monde, toutes les hypothèses sur les besoins et tous les scénarios de coûts, mais il est indispensable d'aller voir le plus rapidement possible les clients stratégiques pour co-créer avec eux les besoins qu'ils ont. Dans un autre projet de chauffage à distance accompagné par le Prof Dr Stéphane Genoud dans la région du bassin lémanique, le dossier a échoué en raison, entre autres, de la disparition d'un consommateur clé qui était initialement prévu en bout de réseau. Le promoteur du chauffage à distance a trop tardé avant de présenter les pistes de réflexion qu'il envisageait pour décarboner la ville. Pendant ce temps, le maître d'ouvrage avait suffisamment avancé sur son propre projet énergétique, vu les volumes d'énergie consommée. Lorsque le promoteur est finalement venu présenter sa solution, le maître d'ouvrage lui a répondu que s'il était venu plus tôt, il aurait probablement opté pour le raccordement au chauffage à distance. Cependant, leur variante individuelle était à ce stade suffisamment intéressante pour ne plus envisager une autre solution.

Pour les clients stratégiques, il ne s'agit pas de se baser uniquement sur une étude de marché, mais de les rencontrer individuellement le plus tôt possible afin de discuter avec eux et de co-créer leurs besoins, même si le projet de chauffage à distance n'est pas encore très avancé dans ses solutions de déploiement.

CAPEX de la mesure

Démarche de co-création.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

La démarche de co-création peut permettre de réduire ce risque mais elle ne le supprime pas totalement.

15.7.4 Mesure contractuelle

Description

Dans l'idéal, après les séances de co-création avec ces clients stratégiques, un procès-verbal d'engagement du maître d'ouvrage devrait être établi avec une temporalité qui engage le promoteur énergétique, mais qui engage également le maître d'ouvrage dans un futur raccordement.

CAPEX de la mesure

Démarche de signature d'une lettre d'intention.

OPEX de la mesure

Aucun.

Risque résiduel

La démarche de lettre d'intention peut permettre de réduire ce risque mais elle ne le supprime pas totalement.



15.8 Incertitude 8 : Incertitude quant à l'implémentation des développements immobiliers

15.8.1 Mesure technique

Aucune mesure technique de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.8.2 Mesure politique

L'obligation communale de raccordement à un réseau thermique a été décrite à l'Incertitude 7. Il doit être envisagé de soumettre également les nouvelles constructions à une telle obligation. S'il s'agit d'un nouveau quartier comme à Condémines, cette obligation peut être inscrite dans le règlement du Plan de quartier. Le permis de construire des bâtiments peut être délivré par la commune sous condition du raccordement au réseau, sauf en cas de dérogation.

CAPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas de CAPEX.

OPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas d'OPEX.

Risque résiduel

Le risque résiduel demeure, car les propriétaires peuvent toujours faire valoir un droit de recours ou des dérogations selon le principe de la proportionnalité économique.

15.8.3 Mesure économique

Description

Pour un chauffage à distance dans une ville déjà existante, la promotion immobilière des futurs quartiers n'a pas beaucoup d'intérêt, car les solutions techniques envisagées sont forcément bien différentes de celles adaptées aux bâtiments existants. De plus, les nouveaux bâtiments consomment peu d'énergie et n'auront donc pas beaucoup d'influence sur la rentabilité économique du chauffage à distance. Certes, ces quartiers peuvent être des déclencheurs pour la construction d'un tel réseau, mais il est bien plus important de pouvoir répondre aux besoins des bâtiments existants qui, de toute façon, devront un jour ou l'autre changer leur chufferie et trouver une solution alternative à leur chaudière au mazout.

Nous pouvons même aller un peu plus loin dans cette réflexion, car la puissance disponible d'un chauffage à distance n'est pas infinie. Raccorder un bâtiment neuf avec de faibles besoins empêchera, tôt ou tard, le raccordement d'un bâtiment existant nécessitant plus d'énergie. Il ne s'agit pas d'interdire aux nouvelles promotions de se raccorder au chauffage à distance, mais il ne faut pas compter sur elles comme les moteurs principaux du déploiement de ce réseau. Le risque serait de raccorder des bâtiments à faible consommation éloignés de la chufferie, tout en laissant de nombreux anciens bâtiments tarder à se raccorder, ce qui entraînerait des rendements financiers difficiles à atteindre dans les premières années. Aucune mesure de mitigation n'est donc prévue, et le CAPEX, OPEX et risques résiduels ne sont donc pas évalués.

15.8.4 Mesure contractuelle

Description



Comme nous l'avons déjà mentionné plusieurs fois précédemment, un engagement formel sur la base d'un procès-verbal devrait être l'objectif ultime des rencontres avec ces maîtres d'ouvrage promoteurs immobiliers.

15.9 Incertitude 9 : Incertitude quant à l'évolution future de la demande

15.9.1 Mesure technique

Les mesures techniques proposées sont identiques à celles proposées pour le risque 2 (cf. 15.2).

15.9.2 Mesure politique

Idem Incertitude 2.

15.9.3 Mesure économique

Cette incertitude concerne également le risque d'une mauvaise évaluation de la demande (cf. 2.5.1). Comme nous l'avons déjà mentionné plusieurs fois, il est crucial d'aller rapidement à la rencontre des futurs clients pour obtenir des engagements sur les raccordements. Les CAPEX, OPEX et risques résiduels associés sont identiques à ceux déjà présenté dans l'Incertitude 9 pour le quartier de Ronquoz.

15.9.4 Mesure contractuelle

Aucune mesure contractuelle de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.10 Incertitude 10 : Incertitude sur une deuxième fonderie chez Novelis

15.10.1 Mesure technique

Description

Si une deuxième fonderie devait venir à s'implanter à Sierre, le CAD, afin de pouvoir valoriser cette ressource qui présente le niveau de température le plus élevé de toutes celles identifiées, devrait mettre en place plusieurs mesures conservatoires :

- Une liaison entre la fonderie Novelis et la chaufferie CAD admettant une augmentation de la puissance de transport de 5 MW,
- Une réserve au niveau de la place sur le site Novelis Constellium pour les installations de récupération des rejets de la fonderie,
- Une réserve au niveau de la place en chaufferie afin de mettre en œuvre éventuellement une puissance supplémentaire de PAC.

CAPEX de la mesure

Le surdimensionnement de la liaison « Fonderie Novelis – chaufferie CAD » a été estimé dans le tableau suivant (cf. Tableau 111).



Liaison 2 fonderies - chaufferie CAD Sierre				
Température aller	60	°C		
Température retour	30	°C		
Débit	260	m3/h	740	m3/h
Puissance	9,048	MW		
DN	350	mm		
DN ext	500	mm	500	mm
Longueur de liaison	1575	m		
Prix investissement préisolé	2480	CHF/ml		
	3 906 000	CHF		
Perte de charge	100	Pa/m		

Tableau 111 : Surdimensionnement pour la liaison « fonderie Novelis – chaufferie CAD » en vue d'une deuxième fonderie

Le surcoût du surdimensionnement de la liaison « Fonderie Novelis – chaufferie CAD » a été estimé dans le tableau suivant (cf. Tableau 112).

Investissement liaisons chaufferie Condémines (CHF) pour une fonderie	Investissement liaisons chaufferie Condémines (CHF) pour 2 fonderies
Liaison tours aéroréfrigérantes - chaufferie CAD Sierre	
2 480 000	2 480 000
Liaison fonderie - chaufferie CAD Sierre	
3 386 250	3 906 000
Liaison eau de nappe - chaufferie CAD Sierre	
2 420 000	2 420 000
Liaison chaufferie de Chippis - chaufferie CAD Sierre	
3 655 000	3 655 000
Liaison rejets de Chippis - chaufferie CAD Chippis	
1 290 000	1 290 000
Liaison chaufferie CAD Sierre - CAD Sierre	
817 700	817 700
14 048 950	14 568 700
519 750	

Tableau 112 : Surinvestissement pour le surdimensionnement de la liaison « fonderie Novelis – chaufferie CAD »

OPEX de la mesure

Le surdimensionnement des conduites induit une réduction des coûts de pompage, mais une augmentation des pertes thermiques. Ces éléments, de second ordre, n'ont pas été évalués.



L'augmentation des frais de maintenance de la liaison, du fait de l'augmentation de diamètre a été estimée à 20 790 CHF/an.

Risque résiduel

Sur la base de la mise en œuvre des mesures conservatoires énumérées précédemment, le risque résiduel est donc nul car le réseau sera en mesure de valoriser l'énergie d'une deuxième fonderie.

15.10.2 Mesure politique

La mesure politique est similaire à celle présentée à l'Incertitude 11. Les mêmes mesures d'attractivités s'appliquent aussi bien pour éviter le départ des industries que pour en attirer.

15.10.3 Mesure économique

Description

C'est un risque économique essentiel pour le projet de chauffage à distance de la ville de Sierre. Nous avons vu ce printemps les inondations du site de Novelis. Imaginons que cela se soit produit en fin d'hiver, alors que les consommations d'énergie sont encore importantes, avec une vague de froid survenant pendant les Saints de glace. Avant de parler d'incertitude quant à l'implantation d'une deuxième chaufferie chez Novelis, il faut d'abord évoquer le risque de ne pas pouvoir compter sur la fourniture d'énergie de ce prestataire industriel. Certes, le site industriel a pu redémarrer après quelques mois, mais la priorité n'aurait certainement pas été la fourniture d'énergie sur la base des rejets thermiques d'un site à l'arrêt.

De plus, la profitabilité du site industriel de la zone de Chippis a un lien direct avec la rentabilité du chauffage à distance à Sierre, car les rejets thermiques sont bien moins coûteux qu'une molécule de gaz qui devra être achetée sur un marché potentiellement très tendu, en plus d'être non renouvelable. La dépendance du chauffage à distance à ce site industriel est un facteur de risque à quantifier, c'est-à-dire la capacité à continuer de fournir de l'énergie aux clients en cas d'interruption des rejets thermiques.

Les coûts nécessaires à la substitution de cette source d'énergie doivent être évalués et anticipés dans la tarification, quitte à envisager la création d'un fonds de péréquation pluriannuel qui pourrait être reversé aux clients du chauffage à distance. Ce fonds permettrait de lisser les coûts en cas de disparition transitoire des rejets thermiques. Cela entraînera forcément un coût du kilowattheure plus élevé, mais cela démontrera aussi le sérieux de l'entreprise porteuse du projet, ce qui rendra la démarche commerciale plus convaincante.

Quelles seraient alors les énergies disponibles sur la ville de Sierre si le site industriel venait à arrêter la distribution de ses rejets thermiques ? Les options sont limitées, car la biomasse disponible au niveau régional est déjà fortement exploitée par les projets de chauffage à distance actuellement à l'étude. Il reste donc la piste de l'utilisation de la nappe phréatique avec des pompes à chaleur, ce qui engendrerait une forte dépendance au prix de l'énergie électrique. Le coût de l'électricité serait quasi nul en été, mais très élevé en hiver. Les mesures économiques que nous avons proposées pour couvrir le risque macroéconomique (chapitres 2.4 et 2.5.2) des prix doivent donc aussi être prises en compte pour ce risque spécifique.

Nous n'avons pas encore abordé la deuxième fonderie prévue chez Novelis. Finalement, la problématique est la même : s'assurer que les besoins en chaleur pour le chauffage à distance soient couverts au maximum par les rejets thermiques afin de garantir un coût de production raisonnable. Nous avons mené une petite analyse de marché des prix actuels de chauffage à distance. Comme vous pouvez le voir dans le chapitre 2.4, les prix dépendent fortement du type d'énergie primaire utilisé. Évidemment, dans le cas des rejets thermiques, cette énergie doit être tarifée à un coût quasi nul, car cela permet à l'industriel de répondre à ses obligations énergétiques et environnementales.



Cependant, si ces rejets thermiques venaient à se réduire drastiquement, il faudrait alors se tourner vers l'achat d'énergie primaire, ce qui engendrerait des coûts très élevés dans les années futures. En effet, dans notre canton, il n'y a pas beaucoup d'énergie disponible sans avoir recours à l'électricité, et comme nous l'avons déjà dit, l'électricité sera très coûteuse en hiver.

Il sera donc difficile de prédire les prix futurs sans une vision très claire de l'avenir de ce site industriel. Ces rejets thermiques représentent une formidable opportunité pour les industriels de valoriser leur chaleur résiduelle dans un portefeuille client. C'est également une chance pour les promoteurs énergétiques de bénéficier d'une énergie extrêmement bon marché et de proposer des tarifs concurrentiels aux habitants de la ville de Sierre. De plus, c'est une aubaine pour les habitants, qui peuvent profiter d'une énergie à bas coût. Cependant, ces rejets thermiques représentent aussi un immense risque, car si le modèle économique repose uniquement sur une énergie valorisée à zéro franc (les rejets thermiques), quel serait le modèle économique avec du gaz, du bois, ou des pompes à chaleur fonctionnant sur la nappe phréatique ?



CAPEX de la mesure

Aucun CAPEX n'a été identifié pour cette mesure.

OPEX de la mesure

Aucun OPEX n'a été identifié pour cette mesure.

Risque résiduel

L'anticipation dans la tarification des coûts associés à la substitution de la source d'énergie devraient permettre de se prémunir intégralement face à ce risque, pour autant que les tarifs restent raisonnables.

15.10.4 Mesure contractuelle

Description

Un engagement de l'industriel devrait être contractualisé sur le développement futur de la deuxième fonderie à Chippis. Cela permettrait de garantir une source énergétique suffisante, en particulier pour accompagner l'évolution du déploiement du réseau de chauffage. La contrepartie à cet engagement pourrait être la reprise de la chaleur résiduelle à un prix légèrement supérieur à zéro, ajoutant ainsi aux bénéfices que l'industriel tirerait du déploiement du chauffage à distance, tout en respectant ses engagements énergétiques (en tant que grand consommateur) et environnementaux (réduction du CO₂, par exemple), une petite rémunération liée à la garantie de fourniture d'énergie.

Il ne faut pas oublier que ce type d'engagement n'engage que les entreprises qui existent actuellement. Certes, l'histoire du site industriel de Chippis montre la résilience des usines de traitement de l'aluminium, mais nous ne sommes pas à l'abri d'une décision prise loin de la Suisse concernant l'avenir de ce site industriel.

CAPEX de la mesure

Etablissement d'une lettre d'engagement.

OPEX de la mesure



Aucun.

Risque résiduel

Même la signature d'une lettre d'engagement ne peut pas réduire à zéro le risque résiduel de non-réalisation d'une deuxième fonderie. Le risque résiduel n'est donc pas réduit à zéro.

15.11 Incertitude 11 : Départ de l'usine Novelis Constellium de Sierre

15.11.1 Mesure technique

Description

Le départ de l'usine Novelis Constellium de Sierre aurait un impact majeur sur la chaufferie du CAD de Sierre. Un levier technique pour réduire le risque lié à ce départ serait d'intégrer dans le choix du site et la conception de la chaufferie CAD la possibilité d'utiliser une autre ressource. Plusieurs options sont possibles :

- Nappe phréatique : le potentiel sera toutefois à estimer,
- Géothermie moyenne profondeur : les premières investigations sur ce potentiel viennent d'être lancées par OIKEN,
- Rhône : si la faisabilité technique est validée avec le projet en cours d'étude à Sion par OIKEN, il reste plusieurs incertitudes liées à l'implantation d'une station de pompage sur le Rhône, en lien avec la troisième correction du Rhône au niveau de Sierre.

La seule mesure identifiée est donc la prise en compte de ces ressources potentielles alternatives. Toutefois, étant donné qu'aucune d'entre elles n'apporte de certitude à ce jour, il n'est pas justifiable de réaliser des mesures conservatoires au niveau de la centrale.

De ce fait, en dehors de l'analyse de la compatibilité de l'emplacement de la chaufferie CAD avec les autres ressources potentielles, nous n'avons pas identifié d'autre levier technique.

CAPEX de la mesure

Sans objet.

OPEX de la mesure

Sans objet.

Risque résiduel

A ce stade, étant donné que la disponibilité des ressources alternatives n'est pas validée, le risque résiduel ne peut pas être réduit.

15.11.2 Mesure politique

Description

Les communes (Sierre, Chippis) doivent offrir des conditions cadres suffisamment attractives pour maintenir les industries chez elles. Au-delà des questions fiscales, il s'agit d'une part de toutes les facilités liées à la qualité urbaine (mobilité, écoles, main d'œuvre qualifiée, etc.). D'autre part suite aux catastrophes naturelles de juillet 2024 (inondations), des aménagements doivent être faits par les



communes pour protéger les installations face à de nouvelles crues. Il s'agira aussi pour le Canton et les communes de réviser les cartes de danger.

L'attractivité du site pour les entreprises dépend aussi des avantages fiscaux par rapport à d'autres cantons ou d'autres pays. Toutefois, la marge de manœuvre est désormais limitée, la Suisse ayant décidé de se conformer aux directives de l'OCDE concernant le taux d'imposition (min. 15%) pour les entreprises. Au-delà de la question de la fiscalité, la présence d'un tissu économique local innovant favorise un écosystème industriel attractif pour les entreprises. La Ville peut jouer un rôle de facilitateur pour informer les entreprises et les mettre en relation.

Un autre aspect de l'attractivité à promouvoir par les autorités politiques est la formation en lien avec les besoins du marché, que ce soit à travers la HES-SO Valais ou bien un centre de formation pour les apprentis avec la possibilité aussi de la formation de ceux-ci en dual dans les entreprises. Cet aspect est bien développé à Sierre et doit être préservé.

CAPEX de la mesure

Investissements à faire par le Canton et les communes pour réaliser des mesures de protection contre les inondations, mettre à disposition des terrains et des infrastructures pour les entreprises, structurer un écosystème économique, promouvoir la formation professionnelle, etc.

OPEX de la mesure

OPEX à prévoir pour l'entretien des aménagements de protection, la participation aux coûts du centre de formation, etc.

Risque résiduel

En garantissant des conditions d'implémentation suffisamment attractives, on garantit le maintien sur le long terme des partenaires industriels et réduit donc le risque de les voir partir.

15.11.3 Mesure économique

Cette mesure est identique à celle du point 15.10.3.

15.11.4 Mesure contractuelle

Idem incertitude 10 (cf. 15.10.4).

15.12 Incertitude 12 : Baisse imprévue de la puissance disponible (p.ex. rejets Novelis)

15.12.1 Mesure technique

Description

La baisse de puissance des rejets de Novelis conduirait à l'utilisation accrue d'autres ressources (biométhane, etc.). Un levier technique pour réduire le risque lié à ce départ serait d'intégrer dans le choix du site et la conception de la chaufferie CAD la possibilité d'utiliser une autre ressource. Plusieurs options sont possibles :

- Nappe phréatique : le potentiel sera toutefois à estimer,
- Géothermie moyenne profondeur : les premières investigations sur ce potentiel viennent d'être lancées par OIKEN,



- Rhône : si la faisabilité technique est validée avec le projet en cours d'étude à Sion par OIKEN, il reste plusieurs incertitudes liées à l'implantation d'une station de pompage sur le Rhône, en lien avec la troisième correction du Rhône au niveau de Sierre.

La seule mesure identifiée est donc la prise en compte de ces ressources potentielles alternatives. Toutefois, étant donné qu'aucune d'entre elles n'apporte de certitude à ce jour, il n'est pas justifiable de réaliser des mesures conservatoires au niveau de la centrale.

De ce fait, en dehors de l'analyse de la compatibilité de l'emplacement de la chaufferie CAD avec les autres ressources potentielles, nous n'avons pas identifié d'autre levier technique.

CAPEX de la mesure

Sans objet.

OPEX de la mesure

Sans objet.

Risque résiduel

A ce stade, étant donné que la disponibilité des ressources alternatives n'est pas validée, le risque résiduel ne peut pas être réduit.

15.12.2 Mesure politique

Aucune mesure politique n'a pu être mise en évidence pour ce risque.

15.12.3 Mesure économique

Idem incertitude 15.10.3.

15.12.4 Mesure contractuelle

Description

Un complément au point 3.10.4 : dans le cadre du projet de Sierre, une baisse imprévue de la puissance disponible réduirait les ressources du CAD, nécessitant ainsi le recours à des sources thermiques renouvelables. Il a été décidé de compenser cette énergie manquante par des chaudières au gaz alimentées en biométhane, même si cela n'est pas encore autorisé par les autorités fédérales. Cela implique la mise en place de contrats d'approvisionnement énergétique complémentaires, en privilégiant des contrats flexibles (voir chapitre 2.6.1.2). De plus, des partenariats avec des producteurs locaux de biométhane pourraient être envisagés pour renforcer la résilience du système. Pour cela, il sera nécessaire de trouver suffisamment de biométhane, de pouvoir le stocker une partie de l'année et de le redistribuer en hiver. Nous pensons dans un premier temps au biométhane issu de la biomasse, mais les potentiels sur le territoire valaisan ne sont pas très élevés. En revanche, il y aura en été beaucoup de surplus d'électricité issu du photovoltaïque. La combinaison de l'hydrogène produit à partir de cette électricité avec les rejets de CO₂ d'un site comme celui de Chippis pourrait permettre de créer du méthane de synthèse, un gaz 100 % compatible avec les réseaux de gaz existants. Le projet de Gaznat de stockage de gaz naturel au fond de la vallée du Rhône près d'Oberwald devient donc intéressant en cas de fermeture du site industriel de Chippis. Toutefois, il est actuellement impossible d'imaginer à quel prix ce méthane de synthèse pourrait être obtenu. Les rendements actuels de la production d'hydrogène sont très faibles et l'énergie nécessaire pour réaliser la méthanisation avec le CO₂ est également importante.



CAPEX de la mesure

Etablissement des contrats d'approvisionnement énergétiques complémentaire.

OPEX de la mesure

Aucun.

Risque résiduel

L'établissement de contrats d'approvisionnement énergétiques permettent de réduire les risques liés au coût de l'approvisionnement complémentaire, mais n'empêchent pas la baisse de puissance disponible. Le risque résiduel n'est donc pas réduit à zéro.

15.13 Incertitude 13 : Baisse imprévue de la température disponible (p.ex. rejets Novelis)

La baisse de la température des rejets induit un impact sur le COP des PAC. Toutefois, cet impact semble marginale au regard des simulations effectuées, puisque le prix de revient de l'énergie produite reste sensiblement identique, à 0,21 CHF/kWh. Dès lors, la mise en œuvre d'une mesure ne semble pas justifiée.

15.14 Incertitude 14 : Variation inattendue du débit et de la température de la ressource au cours de l'année (p.ex. Novelis, Rhône, nappe)

15.14.1 Mesure technique 1

Description

Une mesure pourrait être l'augmentation du volume du stock tampon sur les rejets de la fonderie de Novelis. Une analyse a été menée en ce sens. Toutefois, l'augmentation du stock tampon s'avère exponentielle au regard du supplément d'énergie récupéré.

CAPEX de la mesure

L'investissement lié à cette mesure est difficilement justifiable dans le cas présent.

OPEX de la mesure

Les coûts d'exploitation sont négligés à ce stade.

Risque résiduel

Cette mesure ne permet pas malheureusement une réduction significative du risque.

15.14.2 Mesure technique 2

Description



Une mesure pourrait être la mise en œuvre d'un stockage saisonnier. Toutefois, la faisabilité de cette mesure reste à valider.

CAPEX de la mesure

Non connu à ce stade.

OPEX de la mesure

Non connu à ce stade.

Risque résiduel

Il n'est pas possible à ce stade malheureusement de visualiser l'impact de cette mesure sur la réduction significative du risque.

15.14.3 Mesure politique

Description

Comme évoqué dans la mesure technique ci-dessus, un stockage thermique pourrait être mis en place pour faire face à la fluctuation des ressources.

Une telle infrastructure peut représenter une surface importante et nécessiter de trouver un emplacement adapté. Cela soulève la question de la disponibilité de terrain et de la maîtrise foncière qui sera facilitée si la Ville est propriétaire. Autrement, des négociations avec le propriétaire devront être menées (servitude, achat de terrain, etc.).

CAPEX de la mesure

Achat ou location de terrain à prévoir dans le plan d'investissement.

OPEX de la mesure

Sans objet.

Risque résiduel

Risque résiduel en cas de difficulté de trouver un terrain disponible avec des conditions de vente ou location acceptables selon le propriétaire.

15.14.4 Mesure économique

Description

Nous retrouvons donc ici aussi la nécessité d'investir dans les études préliminaires pour connaître la situation actuelle. Par contre, pour les variations futures, il nous paraît impossible de couvrir ce risque, excepté avec les équipements de secours qu'il faudra déjà intégrer dans la politique tarifaire, en particulier avec une indexation des prix à la nature de l'énergie présente dans le CAD.

CAPEX de la mesure



Le CAPEX de cette mesure est associé à la réalisation d'études préliminaires

OPEX de la mesure

Aucun OPEX associé à cette mesure n'a été identifié.

Risque résiduel

Ce risque ne peut pas être couvert au niveau des variations futures, à part en intégrant dans la politique tarifaire une indexation des prix à la nature de l'énergie présente dans le CAD.

15.14.5 Mesure contractuelle

Description

Pour compléter les mesures contractuelles proposées pour le site de Ronquoz, il nous paraît important de s'assurer de la qualité du pompage de la nappe actuellement en service chez Novelis, en prévoyant l'accès aux données actuelles du pompage ainsi qu'un partage de ce pompage avec le CAD en cas de baisse des rejets thermiques. L'avantage pour Novelis serait d'assurer un refroidissement suffisant de ses rejets, garantissant ainsi le respect des concessions allouées, qui sont généralement de +/- 3°C. Cela permettrait au moins de s'assurer d'une source froide de qualité en cas de problème avec les rejets thermiques du site industriel.

Si l'énergie du pompage n'est pas suffisante, alors il faudra prévoir une source de secours.

CAPEX de la mesure

Collecte des données

OPEX de la mesure

Aucun.

Risque résiduel

Cette mesure ne réduit pas réellement le risque de variation inattendue du débit / température de la ressource.

15.15 Incertitude 15 : Incertitude sur l'évolution du prix de l'énergie électrique

15.15.1 Mesure technique

Description

- La variation du prix de l'énergie électrique a un impact direct sur le prix de vente de l'énergie thermique du fait de l'électricité consommée pour :
 - Le pompage réseau,
 - Les PAC en centrale et décentralisées.

Afin de réduire ce risque, plusieurs options techniques sont envisageables :



- Mise en œuvre de PAC à absorption en centrale, mais ces dernières nécessiteraient de l'énergie haute température de Novelis Constellium. Or, cette dernière n'est pas garantie à ce jour et dépendra des évolutions du site en vue de sa décarbonation,
- Mise en œuvre de panneaux photovoltaïques pour assurer une certaine part d'autoproduction de la centrale CAD,
- Mise en œuvre de panneaux photovoltaïques chez les clients afin d'assurer une pat d'autoproduction chez les clients,
- Mise en place d'un contrat d'achat d'énergie électrique sur le long terme (cf. 15.15.4).

La consommation électrique du CAD se décompose comme suit :



Coût annuel	Unité	Scénario 2 (kWh électrique 20 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 30 cts)	Scénario 2 (kWh électrique 40 cts)
Heures pleine puissance		2 000	2 000	2 000
Débit départ centrale		1 700	1 700	1 700
Energie fournie sortie centrale		44 584	44 584	44 584
COP PAC (50/75°C)		4,5	4,5	4,5
COP PAC (25/75°C)		3,1	3,1	3,1
COP PAC (12/75°C)		2,9	2,9	2,9
Electricité pour centrale PAC	MWh/an	2 226	2 226	2 226
Electricité pour PAC sous-stations	MWh/an	10 343	10 343	10 343
Electricité totale pour PAC	MWh/an	12 569	12 569	12 569
	CHF/an	2 514 000	3 771 000	5 028 000
Electricité pour pompage réseau	MWh/an	1 645	1 645	1 645
	CHF/an	329 000	493 000	658 000
Electricité pour pompage vers et depuis stock	MWh/an	100	100	100
	CHF/an	20 000	30 000	40 000
Total électricité	MWh/an	14 314	14 314	14 314
Total électricité	CHF/an	2 863 000	4 294 000	5 726 000

Tableau 113 : Coûts liés à la consommation électrique des 3 simulations

La mise en œuvre de panneaux sur les 1000 m² de la chaufferie CAD permettrait de mettre en place une puissance de 250 kWc. Sur cette base, la production annuelle peut être estimée à 1000 MWh/an, soit un peu moins de 10 % des besoins du CAD.

CAPEX de la mesure

250 000 CHF

OPEX de la mesure

Négligé.

Risque résiduel

La pose de panneaux photovoltaïque pour augmenter la part d'autoproduction électrique ne permet pas de réduire de plus de 10 % le risque de hausse du prix de l'électricité.

Le recours à un levier autre que technique est donc indispensable si l'on souhaite réduire ce risque.

15.15.2 Mesure politique

Description



Le prix de l'énergie est fortement tributaire du marché de l'électricité sur lequel les autorités cantonales et communales n'ont pas de prise.

La part d'électricité dans le réseau thermique à développer est importante pour approvisionner la PAC centrale valorisant les rejets et les PAC ECS dans les nouveaux bâtiments.

Ainsi, une manière d'être moins dépendant de la fluctuation du prix de l'électricité est d'améliorer le niveau d'autonomie des quartiers, en maximisant premièrement la production solaire sur les toitures et les façades, et en mutualisant la production et la consommation de l'énergie solaire.

Cette mutualisation peut se faire au moyen d'un regroupement de la consommation propre (RCP) à l'échelle d'un quartier comme Condémines ou de bâtiments neufs de logements collectifs. En intégrant les PAC ECS dans le périmètre de consommation, cela permet d'améliorer le niveau d'autoconsommation de l'énergie solaire et globalement le niveau d'autonomie énergétique.

La PAC centrale peut être alimentée par une ou plusieurs centrales solaires soit dans le cadre d'une RCP si elles se situent à proximité immédiate (même parcelle ou parcelles adjacentes), ou bien dans le cadre d'une Communauté électrique locale (CEL)¹³ si ces centrales sont plus éloignées ; à savoir que des RCP, comme celui pouvant être réalisé à Condémines, peuvent aussi être inclus dans la CEL en vue de valoriser les excédents de production solaire.

La Ville de Sierre et OIKEN ont un rôle important à jouer pour faciliter la création de RCP et CEL et assurer ensuite leur gestion (OIKEN).

CAPEX de la mesure

Cette mesure nécessite un CAPEX pour créer les RCP et CEL, en particulier en ce qui concerne les appareils de comptage de l'électricité.

OPEX de la mesure

Cette mesure nécessite un OPEX pour la gestion et l'exploitation des RCP et CEL.

Risque résiduel

L'autonomie totale du quartier avec l'énergie solaire locale ne pourra pas être garantie, surtout en hiver et du fait de la consommation électrique très importante des PAC. Mais l'autonomie partielle permettra d'atténuer les effets de fluctuation des prix de l'électricité.

15.15.3 Mesure économique

Description

Nous avons déjà abordé ce sujet dans le même contexte de risque pour le site de Ronquoz (cf. p.270). Nous ajoutons ici une problématique supplémentaire liée au raccordement des installations de production d'énergie au réseau. Si une partie des installations consommant de l'électricité est située sur le site de Novelis, il serait possible de les raccorder au réseau interne de l'usine. Les coûts de raccordement au réseau ne seraient donc pas dus, ou du moins partiellement pris en charge par Novelis. De plus, étant donné que ce dernier opère sur le marché libre, nous estimons que le coût du kWh est probablement inférieur au tarif réglementé. Ces deux éléments permettraient de réduire les coûts de CAPEX et d'OPEX, ce qui, au final, se traduirait par un coût de l'énergie vendue plus bas.

¹³ <https://www.swissolar.ch/fr/connaissances/nouvelle-loi-sur-l-electricite>



CAPEX de la mesure

Identique à celui déjà identifié pour Ronquoz (section 14.15.3).

OPEX de la mesure

Identique à celui déjà identifié pour Ronquoz (section 14.15.3).

Risque résiduel

Identique à celui déjà identifié pour Ronquoz (section 14.15.3).

15.15.4 Mesure contractuelle

Description

Si la solution de raccordement au réseau électrique Aluinfra est choisie, même si elle est peu probable, il faudra spécifier dans le contrat les conditions de raccordement ainsi que les prix de l'énergie pour les années futures afin d'ajuster les prix de l'énergie vendue.

CAPEX de la mesure

Etablissement du contrat.

OPEX de la mesure

Aucun.

Risque résiduel

La signature de contrats d'approvisionnement permet de réduire le risque drastiquement mais uniquement pour la durée du contrat.

15.16 Incertitude 16 : Difficulté d'avoir un interlocuteur unique, représentant et engageant l'ensemble du site pour la cession de chaleur

15.16.1 Mesure technique

Aucune mesure technique de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.16.2 Mesure politique

Description

Les deux partenaires industriels sont déjà réunis dans le consortium Aluinfra Services SA qui fournit des prestations sur le site de Sierre dans les domaines de l'électricité, de la mécanique et des transports ferroviaires pour le compte de ses actionnaires.

La mesure consiste à élargir le champ de compétences de la Société pour inclure la gestion commune des rejets industriels de chaque partenaire en vue de leur valorisation dans le réseau CAD. Ainsi, la Société jouera le rôle d'interlocuteur unique vis-à-vis du projet énergétique. Par le biais de la Société, les industries se mettront d'accord avec l'exploitant du futur réseau des conditions contractuelles de



mise à disposition des rejets. Il s'agira de distinguer les rejets bien identifiés qui proviennent de chaque site industriel et les rejets liés à la boucle commune de refroidissement qui n'appartiennent à aucune des entités industrielles propres.

CAPEX de la mesure

Cette mesure ne présente pas de CAPEX.

OPEX de la mesure

Des coûts sont à prévoir pour l'engagement de personnel complémentaire au sein d'AluInfra Services SA pour les prestations liées au réseau CAD.

Risque résiduel

Limite le risque résiduel grâce au consortium qui s'engage sur la durée à livrer les rejets.

15.16.3 Mesure économique

Aucune mesure économique de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.16.4 Mesure contractuelle

Aucune mesure contractuelle de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.17 Incertitude 17 : Difficulté de retrouver un site favorable en mains publiques - Procédure d'autorisation pour la construction de la chaufferie - Non validation de l'implantation de la chaufferie OIKEN sur le terrain Condémines en mains publiques

15.17.1 Mesure technique

Description

Une impossibilité d'implantation de la chaufferie CAD pourrait remettre en question le projet. De ce fait, la mesure proposée pour réduire ce risque est d'étudier de façon détaillée l'ensemble des sites possibles. Trois sites ont d'ailleurs été identifiés à ce stade.

Il s'agit de bien analyser les avantages et inconvénients de chacun de ces sites et d'estimer les moins-values et surcoûts liés à ces derniers.

CAPEX de la mesure

Etude détaillée des sites potentiels pour la chaufferie CAD. Une fois l'étude terminée, le surcoût pourrait être celui lié au choix d'un site par rapport à un autre, afin de garantir la réalisation de la chaufferie. De ce fait, le CAPEX ne peut pas être connu à ce stade.

OPEX de la mesure

Non connu à ce stade.



Risque résiduel

En fonction du nombre de sites potentiels identifiés, le risque de non-réalisation de la chaufferie CAD sera réduit. A ce stade, le risque résiduel ne peut pas être évalué.

15.17.2 Mesure politique

Description

Au stade actuel, l'emplacement privilégié pour la chaufferie centrale du réseau est prévu dans le projet du quartier de Condéminal. Les nombreux avantages liés à cette solution sont listés plus haut. Il s'agit en particulier de régler les aspects fonciers avec le promoteur du futur quartier, pour déterminer si la surface demandée de terrain (1'500 m²) sera accordée en droit de superficie, en servitude ou vendue à l'exploitant. Le droit de superficie semble être la solution à privilégier. Le fait que le projet de Condéminal pourra bénéficier de la chaleur du réseau devra permettre à ce que le terrain puisse être acquis ou utilisé à des bonnes conditions financières.

Deux alternatives sont prévues si la première solution ne peut pas se réaliser : (i) dans les vignes en face de la fonderie de Novelis, (ii) sur le site de Novelis Constellium. La première des deux alternatives a en particulier l'avantage de se situer sur un terrain appartenant à la Ville et donc en main public, et d'inscrire en conséquence le projet de chaufferie et de réseau en phase avec la politique énergétique de la Ville.

CAPEX de la mesure

CAPEX à prévoir si le terrain est acheté pour installer la chaufferie.

OPEX de la mesure

OPEX à prévoir dans le cas d'une rente annuelle pour le droit de superficie ou de servitude.

Risque résiduel

Le risque résiduel est lié à une localisation non optimale des installations et d'une difficulté d'exploitation.

15.17.3 Mesure économique

Description

Nous sommes ici dans un cas un peu différent de Ronquoz, en particulier concernant la production de chaleur. Comme la proposition de récupération des rejets thermiques est identifiée comme une solution d'efficacité énergétique, les autorités devraient plus facilement autoriser les travaux nécessaires, ce qui pourrait raccourcir le processus. Cependant, le tracé du CAD pourrait susciter des oppositions de la part des propriétaires concernés. Ici aussi, une prise de contact très rapide avec les maîtres d'ouvrage concernés permettrait d'éviter une partie de ces oppositions. C'est là qu'une étude de marché bien menée devient cruciale, car elle permet d'identifier en amont les acteurs clés et de cartographier les propriétaires potentiellement concernés, facilitant ainsi une approche proactive et un dialogue constructif pour limiter les risques de blocage (voir p. 19).

CAPEX de la mesure

Le CAPEX identifié est associé à l'étude de marché susmentionnée.



OPEX de la mesure

Aucun OPEX n'a été identifié pour cette incertitude.

Risque résiduel

Cette mesure permet de réduire le risque de ne pas trouver de site favorable, mais ne peut pas le réduire à zéro.

15.17.4 Mesure contractuelle

Aucune mesure contractuelle de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.18 Incertitude 18 : Non obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe ou du Rhône - Difficulté d'obtention d'une concession de pompage ou obligation de mutualisation avec un autre projet voisin

La non-obtention des autorisations pour le prélèvement d'eau de nappe induit un impact sur les ressources pouvant être utilisées par le CAD. Toutefois, cet impact semble marginal au regard des simulations effectuées, puisque le recours à l'eau de nappe reste faible. Dès lors, la mise en œuvre d'une mesure ne semble pas justifiée.

Ce raisonnement ne reste toutefois valable que pour le **scénario** considéré (ressource et taille considérées).

15.19 Incertitude 19 : Difficultés ou retards liés aux autorisations administratives (autorisation de pompage, autorisation de construire, etc.)

15.19.1 Mesure technique

Aucune mesure technique de réduction de ce risque n'a été identifiée.

15.19.2 Mesure politique

Description

Ce risque soulève l'importance d'une coordination avec le Canton pour qu'il n'y ait aucun obstacle administratif à la réalisation du projet, au niveau des autorisations en particulier. Ainsi, il s'agira de contacter suffisamment en amont le Canton, de lui soumettre une esquisse de dossier, pour exposer le projet et anticiper des points bloquants éventuels afin de déterminer rapidement les solutions.

Un autre aspect concerne la bonne coordination avec le service des travaux publics de la Ville, et la synchronisation avec l'ouvertures des chaussées pour limiter les retards dans la construction du réseau.

Les travaux pour réaliser le réseau seront fortement contraignants pour les riverains (habitants et commerçants), ceux-ci pouvant s'opposer, entraînant un retard dans la réalisation des travaux. Ainsi, une démarche de concertation devra être menée par la Ville et OIKEN pour informer suffisamment tôt les riverains et les convaincre de la plus-value du réseau en matière d'approvisionnement en énergie peu carbonée.

CAPEX de la mesure



Le CAPEX concerne le temps (en prestations) à passer pour préparer les dossiers d'autorisation, faire les ajustements nécessaires et se concerter avec les riverains.

OPEX de la mesure

Cette mesure n'a pas d'OPEX.

Risque résiduel

Le risque résiduel est le retard dans la fourniture de l'énergie qui pourrait inciter les clients, qui ne peuvent pas attendre, à se tourner vers des alternatives.

15.19.3 Mesure économique

Les mesures proposées au point 14.19.3 sont aussi valables pour ce risque, de même que les CAPEX, OPEX et risques résiduels identifiés.

15.19.4 Mesure contractuelle

Description

Les contrats liés à l'investissement (voir chapitre 2.6.1.1) dans le projet doivent impérativement inclure des clauses spécifiques conditionnant leur exécution à l'obtention des autorisations administratives nécessaires. Ces clauses suspensives garantissent que les engagements financiers ne prendront effet qu'une fois les permis requis obtenus, réduisant ainsi les risques pour les parties prenantes. Si les autorisations ne sont pas délivrées dans un délai prédéfini, le contrat peut être suspendu ou résilié sans pénalité, permettant ainsi d'éviter des investissements prématurés et des engagements financiers non sécurisés. Ces dispositions contractuelles assurent une gestion prudente du risque et protègent les intérêts financiers de chaque partie impliquée.

CAPEX de la mesure

Etablissement de contrats liés à l'investissement.

OPEX de la mesure

Aucun.

Risque résiduel

Même l'établissement de contrats liés à l'investissement ne peuvent prémunir l'opérateur de réseau face à des retards en cours de projet.

15.20 Incertitude 20 : L'exploitant du réseau ne dispose pas de toute la marge de manœuvre pour optimiser l'exploitation

Ce risque n'étant pas considéré dans l'étude du cas de Sierre, aucune mesure de réduction de ce risque n'a été proposée.



16 WP 3 : Conclusion

Le WP3 dresse une liste de mesures de mitigation du risque, spécifiquement à chaque site et à chaque cas d'étude. Ces mesures s'organisent selon quatre axes : politique, technique, économique et contractuel. Le chapitre présente une réflexion sur les mesures identifiées, essaie d'estimer les coûts additionnels associés, du moins de manière qualitative, et évalue le risque résiduel. Les mesures identifiées ont été classées en six groupes :

- Les mesures de mitigation associées aux risques sur l'énergie requise,
- Les mesures de mitigation associées aux risques sur la puissance requise,
- Les mesures de mitigation associées aux risques sur les développements immobiliers,
- Les mesures de mitigation associées aux risques sur la perte des clients (potentiels) clés,
- Les mesures de mitigation associées aux risques sur la puissance disponible en centrale,
- Les mesures de mitigation associées aux risques sur la variation du prix de l'énergie électrique.

Même si certains des risques identifiés dans le WP2 proviennent de catégories de risques identiques (par exemple, les risques à associés à l'énergie et à la puissance requises sont tous deux des risques liés à la demande), ces groupes ont été imaginés sur la base des mesures de mitigation. En effet, une mesure de mitigation visant à pallier les risques associés à l'énergie requise sera différente d'une mesure visant à pallier les risques associés à la puissance requise.

Un résumé des mesures de mitigation associés aux risques principaux identifiés dans le WP2 (risques ayant une sensibilité marquée et risques majeurs) est présenté sous forme de tableau (cf. Tableau 114).

D'une manière générale, même si **les mesures de mitigation techniques** peuvent souvent être évaluées quantitativement, celles-ci restent souvent limitées en termes d'impacts. Par exemple, l'étagement de la puissance de production (mesure déjà largement appliquée aujourd'hui) permet de réduire les risques de différentes catégories, mais il apparaît systématiquement que des risques résiduels subsistent. D'autres mesures, comme le surdimensionnement des conduites, les planifications de réseau innovantes ou encore les solutions de stockage permettent également de les réduire, mais **ne suffisent la plupart du temps pas à pallier les risques identifiés**. Cependant, en combinant ces mesures techniques à des mesures politiques, économiques et contractuelles, les risques peuvent grandement être diminués. Au niveau des mesures politiques, **les démarches de co-création**, ainsi que **les obligations de raccordement** semblent apporter une contribution à la mitigation de plusieurs risques distincts, même si ces mesures présentent également des aspects défavorables (par exemple, les obligations de raccordement sont souvent vues comme une contrainte, et font face à des recours). D'un point de vue économique, **les études de marché approfondies** ainsi que la **tarification trinôme ajustée** (énergie, puissance et raccordement) se révèlent comme indispensables afin de réduire les risques principaux ; le point clé étant la mise en place de contextes économiques visant à aligner les attentes des clients avec les besoins du gestionnaire de réseau. Finalement, si celles-ci peuvent être mises en place (accord entre les deux parties), les mesures contractuelles proposent des garanties solides, notamment au moyen des **contrats d'approvisionnement flexible**, des **contrats d'engagement** et des **contrats d'achat à long terme**. La signature de ceux-ci à une étape aussi avancée que lors de la planification de projets de réseau thermiques n'est cependant pas toujours garantie.



Concernant les deux risques principaux identifiés sur chaque site (indisponibilité de la ressource principale et perte des clients potentiels clés, le WP3 a relevé les points suivants :

- Concernant le non-raccordement des clients potentiels clés, les contrats d'engagement de raccordement signés à une phase avancée devraient suffire à réduire le risque au minimum. Si ces contrats ne sont pas possibles, des mesures techniques comme la planification d'extensions permettent de réduire le risque de manière très limitée,
- Pour l'indisponibilité de la ressource principale, peu de mesures efficaces ont pu être trouvées. Concernant le cas d'étude de Sierre étudiant le départ potentiel de l'industrie Novelis, des mesures visant à assurer des solutions de secours ont pu être identifiées, mais aucune mesure pertinente garantissant une exploitation de l'usine sur le long terme n'a pu être trouvée. Pour le cas d'étude de Sion, certaines mesures favorisant l'exploitation du Rhône sur le long terme ont été évoquées, telles que la mise en place de structures protégeant la centrale en cas d'intempéries ou la coordination avec les autorités pour l'obtention d'une autorisation d'exploiter, mais aucune solution de mitigation réelle n'a été trouvée pour les autres situations, par exemple en cas de hausse de la température du Rhône en été menant à une impossibilité d'exploiter, ou simplement la baisse du débit disponible.



Tableau 114 : Mesures de mitigation du risque pour les incertitudes ayant une sensibilité marquée

Mesures de mitigation du risque				
	Technique	Politique	Economique	Contractuel
Incertitude 1-2-6-9 (demande en énergie)	- Elargement de la puissance de production - Design du réseau avec des consommations réduites - Réseaux anergie : stockage thermique	- Planification en étroite collaboration avec le plan de quartier - Projet énergétique flexible à des variations de planification urbaine - Valorisation de solutions transitoires - Estimation des besoins au moyen de valeurs très contraintantes - Mise en œuvre d'une démarche de co-création	- Études de marché approfondies - Intégration proactive des maîtres d'ouvrage (MO) et des usagers de le départ - Tarification triomphale ajustée	- Contrats fermes avec les maîtres d'ouvrage - Obligations de raccordement - Équilibrage saisonnier - Structure tarifaire fixe
Incertitude 3-4 (puissance requise)	- Elargement de la puissance de production - Surdimensionnement des conduites	- Planification en étroite collaboration avec le plan de quartier - Projet énergétique flexible à des variations de planification urbaine - Valorisation de solutions transitoires - Estimation des besoins au moyen de valeurs très contraintantes - Mise en œuvre d'une démarche de co-création	- Étude de marché - Co-création et intégration des maîtres d'ouvrage (MO) - Tarification triomphale austère - Conception et dimensionnement efficaces des bâtiments	- Tarification Flexible - Contrats d'Approvisionnement Flexible - Simulations pour les Clients - Répartition Équitable des Coûts
Incertitude 7	- Etude alternatives possibles clients clés - Planification du réseau dictée par les grands consommateurs - Planification d'extension et de densification	- Mise en œuvre d'une obligation de raccordement - Mise en œuvre d'une démarche de co-création	- Étude de marché - Engagement précoce des clients clés - Déclarations contractuelles de raccordement	- Équivalence des coûts de raccordement - Contrats d'engagement de raccordement - Contrats préétablis avec clients existants - Engagements post-co-création
Incertitude 8	- Elargement de la puissance de production	- Idem incertitude 1 - Suivi des développements urbains - Travail sur l'attractivité du site pour les investisseurs - Eventuellement conditions fiscales avantageuses pour les entreprises - Mise en œuvre d'une obligation de raccordement	- Études de marché - Engagement rapide avec les propriétaires fonciers - Priorisation des bâtiments existants - Gestion de la capacité du réseau	- Contrats d'investissement préalables - Engagement formel des promoteurs immobiliers
Incertitude 12-14 (puissance disponible)	- Etude de ressources alternatives - Mise en place d'un stockage saisonnier	- Idem incertitude 1 - Soutien à une rénovation énergétique planifiée - Favoriser la co-création pour l'élaboration du projet de CAD	- Évaluation et exploration des ressources - Diversification des sources d'énergie - Planification financière pour la flexibilité - Contrats d'approvisionnement stratégiques	- Diversification des sources d'énergie - Accords de flexibilité contractuelle - Plans de continuité opérationnelle - Gestion proactive des autorisations - Crédit de réserves financières
Incertitude 15	- Mise en place de panneaux photovoltaïques - Surdimensionnement des conduites - Optimisation poussée de l'opération du réseau et des consommateurs	- Facilitation de création de RCP/CEL par la Ville	- Utilisation du solaire photovoltaïque - Indexation des contrats sur le prix de l'électricité - Raccordement aux infrastructures existantes - Réduction des coûts de CAPEX et d'OPEX	- Clauses d'ajustement de prix - Power Purchase Agreements (PPA) - Contrats d'achat à long terme



17 Conclusions et perspectives

L'étude présentée dans ce rapport comporte trois axes principaux, organisés en trois chapitres. Tout d'abord, le WP1 a consisté à réaliser un retour d'expériences des réseaux thermiques basse température. L'étude offre un riche aperçu des réussites et des défis rencontrés dans ces projets novateurs, avec notamment les aspects principaux suivants :

- La planification des réseaux en phase avec le développement de projet urbains représente un défi particulièrement central,
- La planification des investissements est un élément clé pour le développement d'un réseau financièrement viable,
- L'incertitude sur la qualité et la quantité des ressources constitue un facteur de risque majeur,
- Un cadre réglementaire et politique favorable est nécessaire pour encourager le développement des réseaux.

Dans un deuxième temps, et sur la base des retours d'expériences, le WP2 a permis d'identifier les incertitudes et risques principaux associés à deux projets distincts, celui du quartier de Ronquoz à Sion et celui de la ville de Sierre. Il a également permis de quantifier l'impact de ces risques, tant d'un point de vue financier que sur la viabilité même du projet. Un total de 20 incertitudes a été identifié. L'impact sur le prix de revient du kWh a été calculé pour chaque incertitude, et celles-ci ont été classées sur la base de leur sensibilité au risque. Les résultats diffèrent entre les deux sites, les cas d'étude présentant des réseaux à des températures différentes et avec des services différents (vente de chaud à Sierre contre ventre de chaud et de froid à Sion). Le cas de Ronquoz a montré que les réseaux d'anergie présentent une sensibilité inférieure à une surestimation de la vente de chaud, la vente de froid atténuant l'impact financier global d'une vente de chaud réduite. Ensuite, il a été mis en évidence le fait que les incertitudes les plus impactantes peuvent mener à une augmentation allant jusqu'à 29 % du prix de revient, voire jusqu'à la non-réalisation du projet. De plus, les deux risques principaux ont été identifiés, identiques pour chaque site : l'indisponibilité de la ressource principale (départ de Novelis ou impossibilité d'exploiter le Rhône) et le non-raccordement des clients potentiels clés.

Finalement, le WP3 a permis d'illustrer la nécessité de mettre en place des mesures de mitigation appartenant à quatre catégories distinctes : les mesures techniques, politiques, économiques et contractuelles. La complémentarité de ces mesures, et donc leur application simultanée s'est avérée nécessaire pour réduire les risques de manière efficace. L'impact de ces mesures n'a pu être montré que qualitativement dans la plupart des cas, sauf pour les mesures techniques où une approche quantitative a pu être mise en place. Il en ressort que les mesures de mitigation permettent de réduire efficacement les risques liés à une grande partie des incertitudes, mais qu'elles ne permettent malheureusement de réduire les deux principaux risques liés aux incertitudes mentionnées ci-dessus, que dans une faible mesure.

L'analyse des deux cas d'étude de ce rapport montre que les risques présents lors de la réalisation d'un réseau thermique sont nombreux et variés, et que ceux-ci dépendent grandement du contexte dans lequel le réseau est planifié. Si une généralisation des incertitudes rencontrées et des mesures de mitigation à mettre en place lors de la conception de tous les réseaux thermiques s'avère impossible, les résultats principaux de ce rapport restent néanmoins utilisables. En particulier, les incertitudes et mesures de mitigations identifiées constituent une base de données solide pour des analyses de risques à effectuer lors de la planification d'autres réseaux thermiques.





18 Table des illustrations

18.1 Figures

Figure 1 : Principaux risques économiques et leurs conséquences	18
Figure 2 : Étapes de développement et options de financement pour les projets de chauffage à distance, source (Department of Business, Energy & Industrial Strategy, 2018)	24
Figure 3 : Analyse risque et engagement contractuel.....	26
Figure 4 : Développement de GeniLac®, source : SIG, tiré de SIA (2021)	27
Figure 5 : Vision schématique de distribution du réseau hydro-thermique à travers le PAV-Nord (source : Gronek, 2020)	29
Figure 6 : Représentation synoptique de la V2 – boucle fermée dirigée (source : Gronek, 2020).....	29
Figure 7 : Vue aérienne de P8 et de la ZAC (Maucoronel, 2018).....	35
Figure 8 : Prévision des rejets du CERN par année en phase avec l'évolution du projet de la ZAC (Maucoronel, 2018)	35
Figure 9 : Bilan des équilibres énergétiques sur la ZAC et l'ensemble des secteurs périphériques considérés (Maucoronel, 2018).....	35
Figure 10 : Développement du réseau d'anergie (Maucoronel, 2018).....	35
Figure 11 : Quartiers de Ferney-Voltaire qui seront alimentés par la branche du réseau CAD (Maucoronel, 2018)	36
Figure 12 : Projet lauréat d'urbanisme Herzog et De Meuron. Source : Herzog & de Meuron/Michel Desvigne Paysagiste	41
Figure 13 : Réseaux thermiques actuels sur Ronquoz (source : OIKEN, 2022)	42
Figure 14 : Concept d'approvisionnement thermique (source : Ville de Sion, 2023).....	43
Figure 15 : Vue aérienne sur le périmètre de Serono (actuellement Campus Biotech, source : Google)	49
Figure 16 : Plan de situation de GLN, source : Viquerat (2012)	49
Figure 17 : Schéma synoptique du réseau GLN, source : SIG, tiré de SuisseEnergie (2018).....	50
Figure 18 : Travaux de fouille du réseau GLN, source : Monnard (2008)	51
Figure 19 : Coûts de revient de l'énergie froid de GLN, source P-A Viquerat (2012).....	52
Figure 20 : Sous-station basique avec deux échangeurs	53
Figure 21 : Sous-station avec 1 échangeur dédié froid direct, 1 échangeur dédié PAC client en mode chaud (réchauffage du circuit évaporateur quand la PAC fait du chaud) + 1 échangeur sur le retour GLN pour refroidir le circuit condenseur de la PAC en mode froid	53
Figure 22 : Sous-station avec 2 échangeurs - 1 échangeur dédié à 1 PAC (PAC exploitées par SIG) et 1 départ froid direct	53
Figure 23 : Illustration du système MorgesLac : schéma de principe (haut), plans de situation (milieu), station de pompage (bas). Source : MorgesAvenir (2021)	55
Figure 24 : Schéma synoptique du réseau, source : Groupe E (2016).....	59
Figure 25 : Construction de la STAP, source : Groupe E (2016).....	59
Figure 26 : Forage des tunnels et galeries, source : Groupe E (2016).....	59
Figure 27 : Schéma d'implantation du réseau d'anergie, source : Häusermann (2022).....	62
Figure 28 : Modélisation de la demande et de la couverture des besoins, source : Häusermann (2022)	62



Figure 29 : Profil mensuel des températures et de l'énergie des sonde, source : Häusermann (2022)	63
Figure 30 : Infrastructures souterraines du réseau d'anergie de ETHZ, source : Häusermann (2022)	64
Figure 31 : Bilan des coûts et des émissions du réseau d'anergie ETHZ, source : Häusermann (2022)	65
Figure 32 : Plan de la boucle d'anergie Jardin de la Pâla, source : Hoess (2023)	66
Figure 33 : Schéma synoptique de la boucle d'anergie Jardin de la Pâla, source : Hoess (2023)	66
Figure 34 : Implantation des doublets géothermiques, source : Hoess (2023)	68
Figure 35 : Dispositif de monitoring de la boucle d'anergie Jardin de la Pâla, source : Hoess (2023).	69
Figure 36 : Plan de situation et schéma de principe de la boucle d'anergie Viège-Ouest, source : SuisseEnergie (2018)	70
Figure 37 : Développement du réseau d'anergie en plusieurs étapes, source : Flaviano (2016)	73
Figure 38 : Réseau de sondes, source : Flaviano (2016)	73
Figure 39 : Accumulateur de chaleur géothermique, source : Flaviano (2016)	73
Figure 40 : PAC air-eau centrale (centrale et unité extérieure avec 20 ventilateurs), source : Flaviano (2016)	73
Figure 41 : Principe de fonctionnement du réseau d'anergie solaire source : Flaviano (2016)	73
Figure 42 : Principe de raccordement du bâtiment au réseau, source : Flaviano (2016)	74
Figure 43 : Illustration du changement de stratégie chez SIG, passant de la puissance concession d'origine basée sur les besoins de pointe, à une puissance abaissée permettant de continuer à couvrir plus de 90% des besoins d'énergie, source : Durandeux (2019)	93
Figure 44 : Synthèse des incertitudes identifiées et risques associés	99
Figure 45 : Principe de variation de l'incertitude et d'impact sur le risque (Source : UNINE).....	99
Figure 46 : Projet lauréat d'urbanisme Herzog et De Meuron (source : Herzog & de Meuron/Michel Desvigne Paysagiste)	100
Figure 47 : Réseaux thermiques actuels sur Ronquoz (source : OIKEN, 2022)	101
Figure 48 : Concept d'approvisionnement thermique (source : Ville de Sion, 2023).....	102
Figure 46 : Futur aménagement du quartier Ronquoz21 avec phases de développement.....	111
Figure 47 : Répartition de la SRE par affectation	112
Figure 48 : Monotone du scénario de référence	114
Figure 49 : Monotone classée du scénario de référence	114
Figure 50 : Bilan mensuel de production (ensemble des sources)	115
Figure 51 : Profil de production net par source. Une valeur inférieure à 0 représente du refroidissement	115
Figure 52 : Schéma de principe du scénario de référence	116
Figure 53 : Principe de la boucle CO ₂ en aval de la station de pompage sur le Rhône pour les modes chaud et froid	118
Figure 54 : Ressources disponibles à basse température et CAD existant	119
Figure 55 : Tracé du scénario de référence	120
Figure 56 : Détail du prix de revient du scénario de référence	123
Figure 57 : Evolution du prix de revient du kWh avec la part d'énergie froid vendue considérée ..	126
Figure 58 : Evolution du prix de revient du kWh avec la part d'énergie chaud vendue considérée ...	128
Figure 59 : Evolution du prix de revient de l'énergie pour le risque 3	131
Figure 60 : Evolution du prix de revient de l'énergie pour le risque 4	133
Figure 61 : Evolution du prix de revient de l'énergie pour le risque 5	135
Figure 62 : Identification des grands consommateurs raccordés au réseau d'anergie dans le scénario de référence	136
Figure 63 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec perte des plus gros clients	138



Figure 64 : Identification des bâtiments raccordés au réseau d'anergie de Ronquoz et construits durant la phase 3 de développement du quartier.....	139
Figure 65 : Prix de revient du kWh livré client pour des différents COPs de la PAC centralisée sur le Rhône	146
Figure 66 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec variation du prix de l'énergie électrique... ..	148
Figure 67 : Réseau d'anergie imaginé pour le quartier de Ronquoz avec les nouveaux emplacements de sources considérés	149
Figure 68 : Cas d'étude de Ronquoz - Résumé des prix de revient obtenus	155
Figure 69 : Boxplot des incertitudes du site de Ronquoz.....	156
Figure 73 : Périmètre d'estimation des consommations énergétiques pour la commune de Sierre ..	157
Figure 74 : Localisation des bâtiments existants et neufs du périmètre d'étude	158
Figure 75 : Localisation des bâtiments existants et neufs de plus de 50 kW du périmètre d'étude ...	159
Figure 76 : Caractéristiques du scénario 2	159
Figure 77 : Monotone du scénario de référence	162
Figure 78 : Monotone classée du scénario de référence	163
Figure 79 : Schéma de principe du scénario de référence	164
Figure 80 : Liaisons entre la fonderie de Novelis, les tours aéroréfrigérantes et la chaufferie CAD de Sierre	167
Figure 81 : Liaison entre les rejets du site Constellium de Chippis et la chaufferie CAD de Chippis.	168
Figure 82 : Liaison entre la chaufferie CAD de Chippis et la chaufferie CAD de Sierre	169
Figure 83 : Liaison entre la chaufferie CAD de Sierre et le CAD	170
Figure 84 : Liaison entre le réseau d'eau de nappe du site Novelis Constellium et la chaufferie CAD de Sierre	170
Figure 85 : Liaison entre la chaufferie de l'hôpital et le CAD de Sierre	171
Figure 86 : Emplacement de la chaufferie du CAD (Studio Nova, 2024)	172
Figure 87 : Tracé du scénario de référence	173
Figure 88 : Détail du prix de revient du scénario de référence	177
Figure 89 : Monotone du scénario avec une baisse de 20 % des consommations.....	182
Figure 90 : Monotone classée du scénario avec une baisse de 20% des consommations.....	183
Figure 91 : Monotone du scénario avec une hausse de 20 % des consommations.....	184
Figure 92 : Monotone classée du scénario avec une hausse de 20% des consommations	185
Figure 93 : Monotone du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	191
Figure 94 : Monotone classée du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	192
Figure 95 : Identification des dix plus gros consommateurs du futur CAD de Sierre	199
Figure 96 : Localisation des bâtiments existants et neufs de plus de 50 kW du périmètre d'étude ...	202
Figure 97 : Emplacement de la chaufferie du CAD (Studio Nova, 2024)	229
Figure 98 : Terrains potentiels pour l'implantation de la chaufferie CAD	230
Figure 99 : Cas d'étude de Sierre - Résumé des prix de revient obtenus	233
Figure 100 : Comparaison des résultats absous pour les sites de Sierre et de Sion	234
Figure 101 : Comparaison de la sensibilité au prix de revient pour les deux sites	236
Figure 102 : Augmentation du prix de revient en pourcentage pour chaque site	236
Figure 103 : Scénario de référence et nouveau tracé de réseau obtenu pour des consommations de froid 20% inférieures	239
Figure 104 : Capacités de stockage thermique requises pour atteindre les réductions de la pointe désirées	263
Figure 105 : Possibilité de mise en œuvre de la géothermie sur nappe à Sierre (Source : Ville de Sierre).....	286
Figure 106 : Possibilité de mise en œuvre de la géothermie sur sondes verticales à Sierre (Source : Ville de Sierre).....	287



18.2 Tableaux

Tableau 1 : Comparaison synthétique des cas d'étude	81
Tableau 2 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant le phasage des projets de développement.....	82
Tableau 3 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant l'obligation de raccordement	84
Tableau 4 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant la coordination des travaux publics en sous -sol.....	85
Tableau 5 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant les procédures d'autorisations et servitudes	86
Tableau 6 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant le montage contractuel et le prix de l'énergie	87
Tableau 7 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant la gestion des risques et incertitudes	88
Tableau 8 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant les impacts économiques des problèmes rencontrés.....	90
Tableau 9 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant la compatibilité des bâtiments au réseau thermique	91
Tableau 10 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant l'équilibrage des besoins en chaud et en froid.....	92
Tableau 11 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant l'optimisation énergétique et la maintenance	95
Tableau 12 : Synthèse comparative des retours d'expérience concernant les problèmes techniques rencontrés.....	96
Tableau 13 : Caractéristiques du scénario de référence	113
Tableau 14 : Besoins actuels et futur du scénario de référence.....	113
Tableau 15 : Concept proposé pour le scénario de référence	117
Tableau 16 : Détail du linéaire du réseau du scénario de référence	121
Tableau 17 : Investissements du scénario de référence	122
Tableau 18 : Coûts d'exploitation du scénario de référence.....	122
Tableau 19 : Prix de revient du kWh dans le scénario de référence	123
Tableau 20 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario de référence.....	124
Tableau 21 : Bilan GES global des 4 scénarios	124
Tableau 22 : Energie de froid livrée client par facteur de pondération	125
Tableau 23 : Résumé des coûts d'exploitations pour le risque 1.....	126
Tableau 24 : Part renouvelable de l'énergie livrée risque 1	127
Tableau 25 : Energie chaud livrée client par facteur de pondération.....	127
Tableau 26 : Nouveaux coûts annuels calculés pour l'incertitude 2	128
Tableau 27 : Part renouvelable de l'énergie livrée risque 2.....	129
Tableau 28 : Récapitulatif des puissances maximales de froid pour le risque 3	129
Tableau 29 : Coûts d'investissement du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)	130
Tableau 30 : Coûts annuels du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)	130
Tableau 31 : Récapitulatif des puissances maximales de froid pour le risque 4	132



Tableau 32 : Coûts d'investissement du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)	132
Tableau 33 : Coûts annuels du scénario avec puissance de pointe plus élevée (1 et 2 MW)	132
Tableau 34 : Coûts annuels du scénario avec un COP de 3.5, 4 et pour le scénario de référence...	134
Tableau 35 : Part renouvelable de l'énergie livrée pour le risque 5	135
Tableau 36 : Résumé des grands consommateurs raccordés au réseau d'anergie	136
Tableau 37 : Nouveaux investissements considérés	137
Tableau 38 : Coûts d'exploitation du scénario avec perte des plus gros clients	137
Tableau 39 : Récapitulatif des investissements pour le scénario sans les bâtiments de la phase 3	139
Tableau 40 : Coûts d'exploitation pour le scénario sans les bâtiments de la phase 3	140
Tableau 41 : Investissements en cas de mise en place d'une PAC air-eau réversible	141
Tableau 42 : Coûts annuels pour les trois scénarios du risque 11	142
Tableau 43 : Taux de renouvelable obtenu pour les trois scénarios considérés dans le risque 11 ...	142
Tableau 44 : Investissements en cas de mise en place d'une PAC air-eau réversible pour le risque 12	144
Tableau 45 : Coûts annuels pour les trois scénarios du risque 12	144
Tableau 46 : Taux de renouvelable obtenu pour les trois scénarios considérés dans le risque 12 ...	145
Tableau 47 : Coûts d'exploitation pour des COP de 3 et 3.5 et pour la référence (COP de 4)	146
Tableau 48 : Résultats de l'analyse du scénario avec variation du prix de l'énergie électrique	148
Tableau 49 : Récapitulatif de l'énergie délivrée pour le nouveau scénario considéré dans le risque 17	150
Tableau 50 : Récapitulatif du nouveau linéaire de réseau	151
Tableau 51 : Nouveaux investissements envisagés	151
Tableau 52 : Récapitulatif des coûts annualisés pour le nouveau scénario du risque 17 pour le quartier de Ronquoz	152
Tableau 53 : Récapitulatif du prix de revient pour le risque 17	152
Tableau 54 : Evaluation de l'impact du scénario d'un retard du projet de réseau d'anergie pour le quartier de Ronquoz	153
Tableau 55 : Nouveaux investissements avec sous-stations sans PACs	154
Tableau 56 : Coûts annuels pour le scénario sans PACs	154
Tableau 57 : Besoins actuels et futur du scénario de référence	160
Tableau 58 : Besoins actuels et futurs du scénario de référence avec taux de raccordement et facteur de simultanéité modifiés	161
Tableau 59 : Concept proposé pour le scénario de référence	165
Tableau 60 : Détail du linéaire du réseau du scénario de référence	174
Tableau 61 : Investissements du scénario de référence	175
Tableau 62 : Coûts d'exploitation du scénario de référence	176
Tableau 63 : Prix de revient du kWh dans le scénario de référence	176
Tableau 64 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario de référence	177
Tableau 65 : Bilan GES global des 4 scénarios	178
Tableau 66 : Besoins en chaud globaux (hors site Novelis Constellium de Sierre, hors Chippis) des bâtiments de plus de 50 kW du scénario de référence	179
Tableau 67 : Besoins en froid globaux (hors site Novelis Constellium de Sierre, hors Chippis) des bâtiments de plus de 50 kW du scénario de référence	179
Tableau 68 : Besoins et puissance du réseau avec une baisse de 20 % des consommations	180
Tableau 69 : Besoins et puissance du réseau avec une hausse de 20 % des consommations	181
Tableau 70 : Coûts d'exploitation du scénario avec – 20 ou + 20 % de variation des consommations	187



Tableau 71 : Prix de revient du kWh du scénario avec – 20 ou + 20 % de variation des consommations	187
Tableau 72 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario avec – 20 ou + 20 % de variation des consommations	187
Tableau 73 : Besoins actuels et futurs du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW) ..	189
Tableau 74 : Coûts d'investissement du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW) ..	195
Tableau 75 : Coûts annuels du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW).....	196
Tableau 76 : Prix de revient du kWh du scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW) ...	196
Tableau 77 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario avec puissance de pointe plus élevée (28 MW)	196
Tableau 78 : besoins du scénario après perte des 10 plus gros consommateurs.....	199
Tableau 79 : Coûts d'exploitation du scénario avec perte des 10 plus gros clients	200
Tableau 80 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec perte des 10 plus gros clients	201
Tableau 81 : Besoins du scénario avec non-raccordement des bâtiments neufs de plus de 50 kW .	202
Tableau 82 : Coûts d'exploitation du scénario avec non-raccordement des bâtiments neufs de plus de 50 kW	203
Tableau 83 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec non-raccordement des nouveaux bâtiments de plus de 50 kW.....	204
Tableau 84 : Dimensionnement de la liaison entre les deux fonderies (10 MW) et la chaufferie du CAD de Sierre	206
Tableau 85 : Evolution des liaisons avec deux fonderies	206
Tableau 86 : Investissements pour le scénario avec deux fonderies	209
Tableau 87 : Coûts d'exploitation du scénario avec deuxième fonderie.....	210
Tableau 88 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec deuxième fonderie	210
Tableau 89 : Investissements pour le scénario avec départ de Novelis Constellium.....	215
Tableau 90 : Coûts d'exploitation du scénario avec départ de Novelis Constellium	216
Tableau 91 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec départ de Novelis Constellium.....	216
Tableau 92 : Part renouvelable de l'énergie livrée par le scénario avec départ de Novelis Constellium	217
Tableau 93 : Coûts d'exploitation du scénario avec baisse de température des rejets de 30 à 20 °C	219
Tableau 94 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec baisse de température des rejets de 30 à 20 °C.....	220
Tableau 95 : Résultats de l'analyse du scénario avec variation du prix de l'énergie électrique	222
Tableau 96 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec variation du prix de l'énergie électrique	223
Tableau 97 : Détail des investissements du scénario avec absence d'accord pour la valorisation des rejets de la fonderie Novelis Constellium	227
Tableau 98 : Coûts d'exploitation du scénario avec non-accord pour valorisation des rejets de la fonderie Novelis Constellium.....	227
Tableau 99 : Prix de revient du kWh dans le scénario avec non-accord pour valorisation des rejets de la fonderie Novelis Constellium	228
Tableau 100 : Caractéristiques des pompes du réseau d'eau de nappe (Source : AluInfra)	231
Tableau 101 : Evaluation de l'impact du scénario d'un retard du projet de CAD de Sierre	232
Tableau 102 : Analyse de sensibilité et identification des risques les plus impactants	237
Tableau 103 : Comparaison des résultats obtenus pour le design de référence et pour le design adapté.....	238
Tableau 104 : Comparaison des investissements pour les deux designs	240
Tableau 105 : Détail du linéaire du scénario de référence et des scénarios de tailles supérieures et inférieures.....	246
Tableau 106 : Détail du coût d'investissement des conduites en fonction des scénarios	247



Tableau 107 : Détail du prix de revient final estimé pour chaque scénario	247
Tableau 108 : Détail des surcoûts en CAPEX liés à un étagement des PAC mises en œuvre	278
Tableau 109 : Détail des surcoûts en OPEX liés à un étagement des PAC mises en œuvre.....	279
Tableau 110 : Détail des dix plus gros clients du CAD de Sierre	284
Tableau 111 : Surdimensionnement pour la liaison « fonderie Novelis – chaufferie CAD » en vue d'une deuxième fonderie.....	292
Tableau 112 : Surinvestissement pour le surdimensionnement de la liaison « fonderie Novelis – chaufferie CAD »	292
Tableau 113 : Coûts liés à la consommation électrique des 3 simulations.....	302
Tableau 114 : Mesures de mitigation du risque pour les incertitudes ayant une sensibilité marquée	311



19 Bibliographie

La bibliographie est classée par réseau :

GeniLac®

- Gronek Y., 2020. Rapport d'étude préalable au déploiement d'un concept de boucle anergie sur le secteur PAV + SURVILLE + PLAINPALAIS. Rapport d'étude A+W sous mandat de SIG.
- SIA Genève, Station de Pompage du Vengeron, 30.9.21, <https://www.ge.sia.ch/node/338>
- République et Canton de Genève, 2020. Plan directeur cantonal de l'énergie, <https://www.ge.ch/document/plan-directeur-energie-2020-2030>
- Tribune de Genève, 2019. 800 millions pour se chauffer avec l'eau du lac, article du 01.10.2019.

ZAC Ferney Genève Innovation

- Grand Genève, Pays de Gex, SPL Terrinov, Pôle métropolitain du Genevois Français, ADEME, Banque des Territoires, dalkia. Dossier de presse pour la Convention sur le réseau d'anergie de la ZAC Ferney Genève Innovation : des investissements nationaux pour un projet de transition énergétique inédit et ambitieux, 17 janvier 2021, https://www.grand-geneve.org/wp-content/uploads/dossierpresse-signature_ademe-spl_reseau_anergie_27janvier2021.pdf
- Fédération des élus, des entreprises publiques locales (EPL). Réseau d'anergie Pays de Gex, 2021. <https://www.lesepl.fr/trophees/reseau-danergie-pays-de-gex/>
- Grand Genève, 2021. Réseau d'anergie de la ZAC Ferney Genève Innovation : des investissements nationaux pour un projet de transition énergétique inédit et ambitieux, Dossier de presse, 27 janvier 2021.
- Maucoronel C., 2018. Réalisation du réseau d'anergie –Rendu de phase AVP. Rapport A+W d'étude de faisabilité technique pour le raccordement des quartiers périphériques à la ZAC du réseau d'anergie et pour l'exploitation de l'énergie fatale du CERN, sous mandat de Terrinov et de la CC du pays de Gex.
- Pays de Gex Agglo, 2021. La SEMOP « Pays de Gex Energies », 23.11.2021, <https://www.paysdegexagglo.fr/actualite/5680/8430-la-semop-pays-de-gex-energies.htm>

Ronquoz21

- BG21, 2022. Valorisation thermique du Rhône à Sion, étude préliminaire
- HES-SO Valais, Projet Tépidus II : Rapport Ronquoz 21, 29 juillet 2022
- Monteventi Weber L., 2021. Ronquoz 21 : le développement d'un quartier à vocation mixte. Les journées du logement de Granges, 2 septembre 2021.
- OIKEN, Ronquoz 21 anergie, outputs analyse horaire, présentation Powerpoint, 03/10/2022
- Ville de Sion, 2018. Chauffage à distance, modification partielle du PAZ et du RCCZ. Rapport 47 OAT, 20.09.2018. Document de travail à l'usage du Conseil général, https://www.sion.ch/_docn/4187755/20180920_47OAT_CAD.pdf
- Ville de Sion, 2023. Plan guide Ronquoz21, v1.
- Ville de Sion et OIKEN, 2023. Plan guide Ronquoz21 : chapitre énergie.



GLN

- Durandeux S., 2019. De GLN à GeniLac, 10 ans d'apprentissage dans la valorisation thermique des eaux du Léman. Présentation séminaire ARPEA, 27.09.19, https://www.arpea.ch/wp-content/uploads/2019/10/10_Durandeux.pdf
- Monnard M., 2008. Utilisation de l'eau du lac pour chauffer et rafraîchir un quartier. Colloque « Quartiers durables » Université de Lausanne, 4-5 septembre 2008.
- SuisseEnergie, « Fallbeispiele „Thermische Netze“ », 2018
- TETRAENER, 2010. Rapport de synthèse du projet UE FP6 / CONCERTO / TETRAENER.
- Viquerat A., 2012. Utilisation des réseaux d'eau lacustre profonde pour la climatisation et le chauffage des bâtiments ; bilan énergétique et impacts environnementaux : Etude de cas : le projet GLN (Genève-Lac-Nations) à Genève. Thèse de doctorat, UNIGE, 10.13097/archive-ouverte/unige:23016.
- VIQUERAT, Pierre-Alain, LACHAL, Bernard Marie, HOLLMULLER, Pierre. Connexion des bâtiments de l'ONU au réseau GLN : analyse de la première année de fonctionnement. [Mandate from:] SIG. Genève : SIG, 2012

Morges-Lac

- Energie360, 2021. L'eau du lac : de l'énergie renouvelable et locale, <https://www.energie360.ch/fr/references/reseau-energetique-enerlac/>
- MorgesAvenir, 2021. MorgesLac – EnerLac : chauffer et refroidir avec l'eau du lac, <https://www.morgesavenir.ch/projets/archive/morgeslac--enerlac-chauffer-et-refroidir-avec-l-eau-du-lac-225>
- Chantiers Magazine. MorgesLac – L'aquathermie et le gaz se complètent, 15 novembre 2022. <https://www.chantiersmagazine.ch/morgeslac-aquathermie-et-gaz/>

La Tour de Peilz

- Groupe E Celsius, 2016, Fiche descriptive CAD La Tour de Peilz.
- SuisseEnergie, « Fallbeispiele „Thermische Netze“ », 2018

Hönggerber ETHZ

- ETHZ, 2019. Die Energie von morgen. Anergiennetz Campus Hönggerberg – ein dynamisches Erdspeichersystem
- Gabrielli et al. 2020, Optimization of low-carbon multi-energy systems with seasonal geothermal energy storage: The Anergy Grid of ETH Zurich. Energie Conversion and Management, Volume 8, December 2020, 1000052, <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100052>
- Häusermann M., 2022. Anergy GridThermal & electrical coupling. Presentation A+W 30.11.22
- SuisseEnergie, « Fallbeispiele „Thermische Netze“ », 2018

Jardin la Pâla

- Hoess M., 2023. Les Jardins de la Pâla à BulleEau souterraine, source de chaleur et de fraîcheur. Concept énergétique mis en place par EKZ
- SuisseEnergie, « Fallbeispiele „Thermische Netze“ », 2018



Viège-Ouest

- Visp Infra AG. Anergienetz Visp-West, <https://vispinfra.ch/anergienetz-visp-west/>
- SuisseEnergie, « Fallbeispiele „Thermische Netze“ », 2018

Saas Fee

- Aquilino A., 2021. Nachhaltige Energiesysteme in der Praxis Infoveranstaltung erneuerbar Heizen, Saas-Fee, présentation de Lauber Iwisa, 06.10.2021.
- Enalpin, 2013. Solares Fernwärmennetz Saas Fee, Informationanlass.
- Enalpin, 2023. Hochtemperaturnetz Saas-Fee. Jetzt wird's heiss: Erweiterung Wärmenetz Saas-Fee, <https://www.enalpin.ch/energie/warme/warmenetze/hochtemperaturnetz-saas-fee>
- Flaviano D., 2016. EnAlpin setzt mit dem Wärmenetz Saas-Fee auf die erneuerbare Zukunft.
- Energieapéro2016 | Ein Beitrag zur Energiewende.

20 Annexe

Annexe 1 : Grille d'analyse des études de cas en exploitation